A HAZAI TÁVHŐ ÁRSZABÁLYOZÁS ÉRTÉKELÉSE ÉS MÓDOSÍTÁSI LEHETŐSÉGEI

REKK

2019

A hazai távhőárszabályozás értékelése és módosítási lehetőségei

REKK

2019

A tanulmány a Magyar Távhőszolgáltatók Szakmai Szövetsége (MaTáSzSz) és az ALTEO Energiaszolgáltató Nyrt. megbízásából készült.

Kutatásvezető: Kerekes Lajos

A kutatásvezető e-mailcíme: lajos.kerekes@rekk.hu

Szerzők: Kácsor Enikő, Kerekes Lajos, Mezősi András

2019. október 31.

© REKK Kft.

Tel.: +36-1-482-5153

E-mail: rekk@rekk.hu

VEZETŐI ÖSSZEFOGLALÓ

1. A megújuló energiaforrások és kapcsolt termelés magas arányára alapozott hatékony távfűtés megteremtése mára beépült az Európai Uniós elvárások és célkitűzések közé. A hatályos szabályozás szerint a tagállamok „megkísérlik a megújuló forrásokból, valamint a hulladék hőből és a hulladék hűtőenergiából származó energia távfűtésben és távhűtésben való részarányát (...) a 2021–2025-ös és a 2026–2030-as időszak folyamán legalább évi 1 százalékponttal növelni".
2. Magyarország 2018-as Nemzeti Energia- és Klímaterv (NEKT) tervezete számottevő megújuló energiafelhasználás növekedéssel számol a távhőszektorban: a legutóbb mért évi 7,5 PJ-ról néhány év leforgása alatt 12,3 PJ-ra szeretné növelni a megújuló alapú távhőtermelés. A fenti cél eléréséhez az elkövetkező 4 évben hozzávetőlegesen 0,99 PJ geotermikus és 3,8 PJ biomassza alapú távhőtermelés növekményre van szükség. Kapacitásra átváltva ez mintegy 50-100 MW geotermikus távhőtermelő kapacitás hozzáadását, és 265-370 MW biomassza kapacitás kiépítését követeli meg.
3. A jelenleg folyamatban lévő geotermikus és biomassza alapú projektek összes tervezett kapacitását tekintve geotermikus oldalon ez a növekedés teljesülni látszik, biomassza oldalon azonban áthidalhatatlannak tűnik az elvárások és a realitás közötti szakadék. A jelenlegi energia szabályozás és szakpolitika jelentős átalakulása hiányában a NEKT tervezetben meghatározott 2023-as célok elérésére semmi esély nem mutatkozik.
4. A jelenleg tervezett projektek megvalósulását a KEHOP túlbürokratizált lebonyolítási rendje mellett elsősorban a kezdetben tervezett beruházási költségek jelentős (2-3-szoros) megemelkedése akadályozza. A finanszírozási hiány áthidalása mellett további probléma, hogy a kiépíteni tervezett kapacitásokkal megtermelt hő várható költségszintje meghaladja az árhatóság által elismerhető szintet.

Megújuló alapú és kapcsolt távhőtermelés

5. A megújuló energiaforrások távhőszektorban betöltött szerepének növelése nem lehetséges egyetlen szabályozási eszköz alkalmazásával. A távhőárszabályozás jelenlegi rendszerében számos olyan módosítás eszközölhető, ami növelné az ármeghatározás transzparenciáját és kiszámíthatóságát, ezáltal kedvezőbb környezetet teremtve a távhőszektor modernizációját célzó hálózati és termelői beruházások számára. A felvázolt javaslatok azonban önmagukban nem elegendőek ahhoz, hogy a szükséges beruházások megvalósuljanak.
6. A megújuló alapú távhőtermelés részarányának növelésében sikeres európai tagállamok elsősorban a biomasszára alapozott fejlesztésekkel érték el a fosszilis tüzelőanyagok kiváltását. A szükséges beruházások egyik lényeges mozgatórugója a versenyképes áron, bőségesen rendelkezésre álló biomassza által biztosított árelőny volt. A legtöbb ország szabályozói eszközökkel is hozzájárult az árelőny növelésé-

hez: a fosszilis tüzelőanyagokat terhelő környezeti adók, a biomassza árakat csökkentő adózási kedvezmények, az alternatív fűtési módok használatát korlátozó adminisztratív rendelkezések és a beruházási támogatások célzott felhasználása egyaránt elősegítette a látványos tüzelőanyagváltást.

7. A nagyarányú biomassza alapú távhőtermeléssel rendelkező országokban jelentős arányt képviselnek a biomassza tüzelésű kapcsolt erőművek, illetve a szervesanyag tartalmú (tehát biomasszát tartalmazó) települési szilárd hulladékra alapozott fűtőművek. A kapcsolt fejlesztéseket a tüzelőanyag versenyképessége mellett a megújuló áramtermelésre alkalmazott kötelező átvételi tarifák segítették, a hulladékégetés felfutását pedig az érintett országokban a hulladéklerakást drágító, vagy adott esetben tiltó jogszabályok ösztönözték.

8. A biomassza fűtőművek magas beruházási költségű, de minden távhőrendszerhez jól illeszthető, közel karbonsemleges hőtermelő létesítmények. Közvetlen környezeti hatásuk a modern tisztítási technológiának köszönhetően csekély, de a tüzelőanyag beszállítások közúti terhelése és légszennyezése, illetve a tüzelőanyag telephelyen belüli mozgatásának zajhatása és helyigénye miatt a megfelelő telephely kiválasztása nagy körültekintést igényel. A faapríték energetikai hasznosításán belül ugyanakkor a távhő célú hasznosítás határozottan preferálandó a lakossági, vagy tisztán villamosenergia célú nagyerőművi tűzifa felhasználással szemben, annak magasabb hatásfoka, nagyobb mértékű elkerült ÜHG kibocsátása, és kisebb nettó karbonlábnyoma okán, de a készletek korlátossága miatt a fenti priorizálás mindenképpen szükségesnek látszik.

9. A geotermikus hőtermelés a biomasszakazánoknál is magasabb beruházási költségű, fúrási és geológiai kockázatokkal terhelt, ugyanakkor hosszú üzemidejű, igen alacsony működési költségű technológia. Közvetlen környezeti hatása elhanyagolható, megfelelő visszasajtolás esetén a vízkészletekben sem okoz fenntarthatósági problémákat. Távhőrendszerbe történő integrálhatóságuk azonban erősen hőmérséklet- és rendszerfüggő, ezért további térnyerésük megfelelő kockázatkezelési mechanizmus kidolgozásával és a felszíni rendszerek fejlesztésével segíthető.

10. A kapcsolt hőtermelés tekintetében Magyarország a második legalacsonyabb, a 70%-os uniós átlagtól messze elmaradó 40% körüli részesedéssel rendelkezik. Miközben a kapcsolt támogatási rendszer itthon 2011-ben kivezetésre került, az uniós tagállamok többsége jelenleg is alkalmaz valamilyen kapcsolt termelést ösztönző működési támogatást. A jelenlegi távhőárszabályozási rendszer, különösen annak a kapcsolt hőtermelés indokolt költségeinek elismerésére vonatkozó elemei nem ösztönzik a kapcsolt hőtermelést.

Európai távhőárszabályozási tapasztalatok

11. Európában jelenleg kétféle távhőárképzési rezsim van életben. A nyugat-európai országok többsége nem alkalmaz explicit árszabályozási rendszert, az erőfölénnyel történő esetleges visszaéléseket a versenyhatóság eseti, ex-post eljárás során deríti fel és szankcionálja (Svédország, Finnország, Németország, Franciaország), vagy az energiaszektor felügyeletével megbízott intézmény végez rendszeres monitoring

tevékenységet (Csehország, Dánia). Ezzel szemben a kelet-európai országokban (Lengyelország, Szlovákia, Románia, Észtország, Lettország, Litvánia) bevett gyakorlat az energiapiacok szabályozásával és felügyeletével foglalkozó szabályozó hatóságok általi ex-ante árszabályozás.

12. A nyugat-európai országok többségében alkalmazott szabad árazási modell a fűtési módok közötti versenyre és a hőfogyasztókért folytatott versengésre bízza a távhőárak meghatározódását. A távhőszolgáltatók ez esetben nem élhetnek vissza piaci pozíciójukkal: kizsákmányoló árazás esetén a fogyasztók egyéb fűtési módra válthatnak. A kelet-európai modell kétségbe vonja a fűtési módok versenyének lehetőségét, és a választásában korlátozott távhőfogyasztók védelme (és a távhőárak alacsonyan tartása) érdekében ex-ante hatósági árszabályozást alkalmaz.

13. A fenti két megközelítésnek (szabad árképzés versus hatósági árszabályozás) ugyanakkor számos változata és árnyalata létezik. A szabad árképzés „vegytiszta" formája, amely a fűtési módok szabad versenyére támaszkodva mentes mindenfajta szabályozói beavatkozásoktól, csak Finnországban valósul meg. Svédországban már számos szabályozói eszközzel és beavatkozással torzítják az alternatív fűtési módok versenyét, Dániában mindezt rendszeres és alapos hatósági monitoring tevékenység támogatja meg. Franciaországban a helyi önkormányzatok által a szolgáltatás nyújtására kiírt versenypályázaton nyertes üzemeltető az önkormányzattal kötött hosszú távú szerződés keretében határozza meg az árakat.

14. A hatósági árszabályozás erőssége szintén széles skálán mozog: az indokolt költségek részletekbe menő vizsgálatára és az árhatóság egyedi döntéseire alapozó hazai ármeghatározás a spektrum szélén helyezkedik. Hollandiában és Norvégiában ezzel szemben a hatósági árszabályozás rendkívül laza rendszere van életben: a távhőárakra országosan egységes, a versenyző egyedi fűtési módok (gáz, illetve villamos energia) költségszintjéhez igazított árspaka van érvényben.

15. A távhőárszabályozást alkalmazó legjobb gyakorlatnak a jogszabályban rögzített, vagy hatóság által meghirdetett, publikus módszertanon alapuló, az indokolt költségek körét meghatározó, rögzített szabályok mentén végzett iparági benchmarkon alapuló, súlyozott tőkeköltség alapú megtérülést alkalmazó, 3-5 éves ciklusokban zajló árszabályozás tekinthető, amely alól a meghatározott mérethatár alatti szolgáltatók részben vagy egészben mentesülnek.

A hazai távhőárszabályozás és átalakításának lehetőségei

16. Az árszabályozás módszertani kereteit rögzítő rendelet az indokolt költségek meghatározását célzó összehasonlító elemzések elvégzésére és alkalmazására vonatkozóan nem tartalmaz részletszabályokat. A szabályozás ugyanakkor valamennyi költségkategória esetében lehetővé teszi az „egyedi mérlegelést", lényegében a Hivatalra ruházva az indokolt költségek meghatározásának szabályait. A legkisebb termelők/szolgáltatók legapróbb költségelemének és üzemeltetési döntésének egyedi elbírálásáig hatoló szabályozás gyakorlati alkalmazhatósága azonban erősen korlátozott, miközben aránytalan többletterheket ró engedélyesekre és szabályozóra egyaránt.

17. Az egyedi vizsgálatok és az engedélyesek számára fenntartott egyeztetési lehetőségek sok esetben egyfajta „tárgyalásos ármeghatározáshoz" vezetnek. A normativitás és transzparencia alacsony szintje erősen korlátozza a termelő hőárak kiszámíthatóságát, amit tovább ront az ármeghatározás éves gyakorisága. Az árszabályozás jogszabályban rögzített esetlegessége éles ellentétben áll a hőtermelő létesítményekbe beruházók által igényelt 15-20 éves szerződésekkel biztosítani kívánt kiszámíthatósággal.

18. Az utólagos nyereségkorlát és az éves ármeghatározás intézménye az érintetteket ellenösztönzötté teszi a költségcsökkentésben és a hatékonyságjavításban, hisz a szabályozó az éves árkorrekció során rendre elveszi tőlük a költségcsökkenés révén megképződött többlethasznokat. A fenti rendszer még egy erősen versenyképes árú beruházást is meghiúsíthat: hiába biztosítana ugyanis a belépni szándékozó hőtermelő a jelenleginél alacsonyabb árakat, ha nyeresége meghaladná a jogalkotó által megszabott szintet. A termelői kockázatvállalás eredményeként képződő jövedelemtöbbletet a jelenlegi szabályozás a fogyasztóhoz rendeli, ami végül ahhoz vezet, hogy ez a jövedelemtöbblet meg sem termelődik.

19. A távhőárszabályozással szemben támasztott elsődleges követelmény, hogy a szektor szereplőit a távhőszolgáltatás minőségét, versenyképességét és ellátásbiztonságát növelő beruházásokra, hatékonyságnövelő és költségcsökkentő intézkedésekre ösztönözze. Ehhez elengedhetetlen, hogy több irányú forrásbevonásra kerüljön sor: a szektor modernizációjára fordítható uniós támogatások lehívása csak önerővel rendelkező, saját tőkéjüket kockáztató és „hitelképes", vagyis külső forrás bevonására is alkalmas, finanszírozható projekteket szervező termelőkkel és szolgáltatókkal lehetséges.

20. A szabályozás akkor képes a fenti célok szolgálatára, ha normatív, transzparens, kiszámítható és hatékony:

- **a.** az árhatósági döntések meghozatala világos, jogszabályokban megfogalmazott, transzparens szabályrendszeren és részletszabályokon nyugszik, mely az árhatósági döntések meghozatalakor egyaránt szűkíti a jogalkalmazói mozgásteret és a szabályozott vállalatok beavatkozási lehetőségeit
- **b.** az árhatósági döntéseket megalapozó részletes módszertani leírások kialakítását a szabályozott iparág képviselőivel folyatott nyilvános konzultáció előzi meg
- **c.** a szabályozás egyszerű, könnyen alkalmazható és kikényszeríthető, adminisztratív terhei mind a szabályozott hőtermelők és szolgáltatók számára, mind a szabályozó hatóság számára alacsonyak

Árszabályozási javaslatcsomag

21. A távhőtermelői és szolgáltatói árak meghatározására a hálózatos iparágakban bevett, a villamosenergia- és földgázelosztásban közel két évtizede alkalmazott ársapka típusú, 4 éves árciklusokkal operáló szabályozás javasolható. Az árciklus elején egy benchmark elemeket is tartalmazó egyedi költségfelülvizsgálat során kerülnének meghatározásra az egyes termelők és szolgáltatók (hőtermeléshez és

hőelosztáshoz kapcsolódó) indokolt költségei (TC), az alábbi formula alkalmazásával:

$$TC = O\&M + D + T + s*RAB$$

22. Az indulóárakban az értékcsökkenésen (D) és adókon (T) túl elismert megtérülés meghatározása a szabályozott eszközérték (RAB) meghatározásával és a hálózatos iparágak árszabályozásában bevett súlyozott tőkeköltségen (WACC) alapuló megtérülési ráta (s) alkalmazásával történik. A WACC a kockázatmentes hozamnak adott iparág/tevékenység kockázataival növelt értékén határozódik meg, ezáltal biztosítva az idegen tőke (banki hitel) és a sajáttőke (részvények) hozamának elismerését.

23. Az árciklus elején meghatározott indulóárak (P_n) változó díjeleme az éves tüzelőanyagár-változásokkal, fix eleme fogyasztói, termelői, illetve szolgáltatói árindexekkel (RPI), továbbá egy – adott esetben vállalatonként differenciált - elvárt hatékonyságnövekedési indexszel (X) kerül kiigazításra.

$$P_n=P_{n-1}*(1+RPI-X)$$

24. Az így kiadódó „ársapka"-pálya felső korlátot szab a távhőtermelői, illetve szolgáltatói áraknak: amennyiben adott termelő/szolgáltató a 4 éves árcikluson belül az elvártnál gyorsabb ütemben képes hatékonyságát növelni, akkor az árciklus idején képződő nyereségtöbbletet megtarthatja. Ellentétes esetben a társaság veszteséget kénytelen elkönyvelni, melyet a szabályozási cikluson belül nem kompenzál az árhatóság. A nyereségkorlát intézményét megszűntetni javasoljuk.

25. A földgázköltségek referenciaár alapú elismerése kisebb korrekciókkal megmaradna. A TTF határidős árak esetén a jelenleg is alkalmazott módszert javasoljuk megtartani (egy konkrét nap árainak elismerése). Az indokolt költségként elismert spread meghatározását az alábbi három elemből javasoljuk elvégezni: (i) a CEGH-TTF árkülönbség esetén az indokolt költség a holland tőzsde árainál rögzített napot megelőző egy hónap másnapi átlagárainak különbsége lenne; (ii) ehhez adódna hozzá az osztrák-magyar exit kapacitás lekötésének költsége (amennyiben felmerül, a forgalomarányos díjat is figyelembe véve); (iii) továbbá az előre lefektetett és kihirdetett módszertan alapján számolt kereskedői margin. A további (RHD típusú, és egyéb) költségek esetén a Hivatal jelenlegi gyakorlatát javasoljuk megtartani.

26. A biomassza tüzelésű berendezések számának és beépített kapacitásának várható növekedését és a biomassza piac ezzel párhuzamos fejlődését szem előtt tartva a biomassza tüzelőanyagárak tekintetében országos referenciaár(ak) meghatározását és azon alapuló költségelismerést javaslunk. Amennyiben a piacon forgalmazott termékek sokszínűsége nem engedi egységes referenciaár meghatározását, akkor az egyes termékekre külön-külön is meghatározható lenne egy-egy referenciaár. A referenciaárak meghatározása a KSH tűzifa árak előre meghatározott százalékában is történhetne, így automatikusan kerülne indexálás a rendszerbe.

27. Korábbi vizsgálatok szerint a távhőszolgáltatók könyveiben szereplő eszközértékekben és elszámolt értékcsökkenésekben súlyos torzítások figyelhetőek meg. Az értékcsökkenés meghatározásakor ezért megfontolandó a jelenlegi auditált beszámo-

lóban szereplő értékek helyett egy eszközértékelés eredményeként előálló átértékelt eszközérték alapján meghatározott értékcsökkenést alkalmazni, hogy az eszközpótlások biztosíthatóak legyenek.

28. A rendszerbiztonság fenntartásával, illetve a távhőellátás biztonságát szolgáló tartalékkapacitásokkal kapcsolatban felmerülő költségek előre meghatározott módszertan alapján történő explicit elismerése az árszabályozás hiányzó eleme. Az egyik lehetőség erre a távhőellátásra vonatkozó rendszerbiztonsági mutatók meghatározása, melyek elvárt szintjének teljesítéséhez kapcsolódóan a szabályozás elismer bizonyos költségeket. A másik lehetőség az indokolt többletkapacitások szintjének meghatározása, melyhez kapcsolódó költségek elismerése a nem tartalékként funkcionáló termelőegységekhez hasonlóan történne.

29. A kapcsolt termelés költségeinek megosztását övező bizonytalanságot egy előre meghatározott és következetesen alkalmazott költségmegosztási módszertan kidolgozásával lehet enyhíteni. Az így meghatározott módszertan kódolt tökéletlenségével szemben a kiszámítható költségelismerés áll. Ennek alternatívája egy új gázkazánnal történő fűtés költségein alapuló referenciahőár meghatározása, melyet a ténylegesen felmerülő költségektől függetlenül a szabályozás indokolt költségként elismer.

30. Új termelő berendezés létesítése előtt a jelenlegi szabályozás szerint a Hivatalnak a berendezés teljes élettartamára előre kellene jeleznie, hogy az összességében mekkora költségmegtakarítással jár. Amennyiben az új beruházás az értékcsökkenés növekménynél nagyobb mértékben csökkenti a távhőtermelés összköltségét, az új beruházó számára az elkövetkező időszak egészére vonatkozóan el kell ismernie a beruházás tőkeköltségét. A fenti módszer gyakorlati alkalmazásának korlátai miatt megfontolandó, hogy a várható költségmegtakarításoktól függetlenül az új beruházásra is a helyettesítő új gázkazán költségeit ismerjük el.

Alternatív árszabályozási javaslatcsomag

31. Amennyiben az árciklusok keretében, egyedi költségfelülvizsgálaton alapuló árszabályozási javaslat nem elfogadható, a távhőtermelésre egy nagymértékben leegyszerűsített megoldás is megfontolható. A távhőtermelés és távhőszolgáltatás számviteli szétválasztásán alapulva ebben a rendszerben a két tevékenységre eltérő árszabályozás vonatkozna. A távhőszolgáltatási tevékenység árainak szabályozása a korábban bemutatott 4 éves árciklusokban alkalmazott ársapka alapján történne. A távhőtermelői tevékenységre (függetlenül attól, hogy azt a távhőszolgáltató végzi, vagy attól elkülönült társaságban működik) ezzel szemben egy új földgáztüzelésű gázkazán éves költségeit tükröző, két elemű ársapka kerülne meghatározásra: (i) az első (fix) elem az annualizált (10-15 évre elosztott) beruházási költség évente inflációs rátával korrigált értéke lenne; (ii) a második (változó) költségelem a gázkazán éves tüzelőanyag költségének, szén-dioxid költségének, illetve egyéb fix és változó költségeinek alapján kerülne meghatározásra.

TARTALOMJEGYZÉK

Vezetői összefoglaló i
Tartalomjegyzék vii
Ábrajegyzék x
1. Bevezető 1
2. A megújuló alapú és kapcsolt távhőtermelés szerepe 2
2.1. Megújuló energiaforrások 3
2.1.1. Biomassza 6
2.1.2. Geotermia 9
2.1.3. Megújuló távhőtermelés - európai példák 11
2.2. Kapcsolt termelés 14
3. Távhőárképzési rendszerek Európában 18
4. A Hazai árszabályozás 22
4.1. A távhőárszabályozás rövid története 22
4.2. Az árszabályozás jelene 25
5. Javaslatok 35
5.1. A távhőárszabályozás keretei 35
5.2. Ársapka alapú árszabályozás 4 éves ciklusokban 38
5.2.1. Tüzelőanyagköltségek és szén-dioxid-kvótaár 41
5.2.2. Egyéb működési költségek és értékcsökkenés 46
5.2.3. Elvárt tartalékok és költségeik elismerése 47
5.2.4. Kapcsolt termelés 48
5.2.5. Termelői beruházások 49
5.3. A távhőtermelésre vonatkozó alternatív javaslat 50
Melléklet: Európai országok árszabályozási rendszere 53
Finnország 53
Svédország 54
Csehország 56
Hollandia 57
Norvégia 59

Lengyelország.....59

ÁBRAJEGYZÉK

1. ábra: A forrásoldali hivatalos éves tűzifa és iparifa-kitermelés, (iparifa és tűzifa NÉBIH) éves tűzifa- felhasználás (szilárd biomassza MEKH) és a Magyarországon kezelt erdők éves folyó növedékének viszonya, millió köbméter, 2003-2017 8

1. ábra: Megújuló arány változása a teljes távhőtermelésen belül Európában 12

2. ábra: Kapcsolt termelés támogatása az Európai Unió országaiban 16

3. ábra: Kapcsolt arány változása a teljes távhőtermelésen belül Európában 17

4. ábra: Távhő árképzés Európában 20

5. ábra: A 2008-2011 közti távhő árszabályozás* 23

6. ábra: A 2011 utáni távhő árszabályozás 25

7. Ábra: Az elismert földgáz referenciaár költségelemei 41

8. ábra: Alternatív távhőtermelési árszabályozás sematikus sémája 51

1. táblázat: A biomassza hasznosítás összenergetikai hatásfokának alakulása a hasznosítás célja és az alkalmazott technológia szerint 9

1. BEVEZETŐ

Magyarország a Nemzeti Energia- és Klímaterv előzetes változatában 2030-ra azt vállalta, hogy 20%-ra növeli a megújuló részarányt a bruttó végső energiafogyasztáshoz viszonyítva, miközben energiafogyasztását 8-10%-kal, ÜHG kibocsátását pedig 40%-kal mérsékli. Ezen célkitűzések elérésének fontos forrása lehet a megújuló alapú, és/vagy a nagy hatékonyságú kapcsolt energiatermelésen alapuló távhőtermelés (a továbbiakban: megújuló és/vagy kapcsolt távhőtermelés). Számos tanulmány foglalkozott azzal, hogy a megújuló és kapcsolt távhőtermelésben mekkora potenciál rejlik, többek között a 2011-ben megjelent Nemzeti Megújulóhasznosítási Cselekvési Terv, amely 2020-ra már 20 PJ feletti megújulóenergia-termeléssel kalkulál ezen szegmensben, vagy a 2015-ben készített Nagyhatékonyságú kapcsolt és hatékony távfűtés/távhűtés potenciálbecslése, amely 18-20 PJ hatékony távhőtermelési potenciált azonosított.

A megújuló és kapcsolt távhőtermelési potenciál kiaknázása, illetve az ehhez szükséges beruházások megvalósítása azonban számos akadályba ütközik. A távhőtermelés és távhőárszabályozás jelenlegi jogszabályi keretei számos olyan elemet tartalmaznak, amelyek megnehezítik, vagy adott esetben ellehetetlenítik a meglévő és sok esetben elavult termelő berendezések és távhőrendszerek felújítását, a tervezett új, kapcsolt, vagy megújuló beruházások végrehajtását, fenntartható üzemeltetését.

Jelen kutatás célja, hogy értékeljük a távhőszektorra vonatkozó árszabályozás rendszerét, és megvizsgáljuk, milyen (ár)szabályozási módosítások lennének szükségesek annak érdekében, hogy a megújuló és/vagy kapcsolt távhőtermelési potenciál kiaknázása megvalósulhasson.

A tanulmány első részében röviden ismertetjük a megújuló és kapcsolt távhőtermelésre vonatkozó uniós jogszabályokat, a vonatkozó hazai célkitűzéseket, a biomassza és geotermikus távhőtermelés lehetséges szerepét az energiastratégiai célok elérésében. Röviden áttekintjük az megújuló alapú és kapcsolt távhőtermelés támogatásával kapcsolatos európai tapasztalatokat, bemutatva a jó nemzetközi gyakorlatok keretében olyan országokat, amelyek jelentős mértékű megújuló és/vagy kapcsolt távhőtermelést tudtak elérni.

A tanulmány második részében áttekintjük az európai országok távhőárképzési gyakorlatát, kitérve a szabad árképzést és a hatósági árszabályozást alkalmazó országok tapasztalataira. A tanulmány mellékletében részletesen is bemutatjuk néhány tagállam árszabályozási gyakorlatát, az egészen liberális gyakorlatot folytató, szabad árképzést alkalmazó országokkal kezdve, folytatva az árképzés módszertanát, illetve magukat az árakat viszonylag enyhe eszközzel kontrolláló országokkal, végül bemutatva egy klasszikus hatósági ármegállapítást gyakorló országgal.

Ezt követően bemutatjuk a hazai távhőárszabályozás rövid történetét, részletesen tárgyaljuk a jelenlegi árszabályozási gyakorlatot, majd a hazai tapasztalatok és a nemzetközi best practice alapján javaslatokat fogalmazunk meg a jelenlegi árszabályozás korrekciójára, illetve annak átalakítására. Célunk, hogy belátható időn belül megvalósítható és a gyakorlatban is alkalmazható, működőképes szabályozási javaslatokat fogalmazzunk meg.

2. A MEGÚJULÓ ALAPÚ ÉS KAPCSOLT TÁVHŐTERMELÉS SZEREPE

A megújuló alapú és kapcsolt energiatermelés támogatásának igénye először a 2000-es évek elején fogalmazódott meg az Európai unió joganyagában, jóllehet ekkor még alapvetően a villamosenergia-termelésen belüli megújuló arány növelés (illetve a kapcsolt termelés) volt a középpontban. A megújuló energiaforrásokból előállított villamos energia támogatását elrendelő irányelv 2001-ban, a kapcsolt energiatermelés támogatásáról szóló irányelv 2004-ben lépett hatályba.[1] A hazai jogalkotásba meglehetősen korán, 2002-ben emelték be a megújuló alapú, illetve hővel kapcsoltan termelt villamos energia támogatott áron történő kötelező átvételének követelményét, egyúttal megteremtették a támogatás pénzügyi hátterét.[2]

Ekkor azonban még sem az uniós joganyagban, sem a hazai jogszabályok között nem szerepelt kimondott célként, hogy a megújuló energiaforrásokat a hőtermelésben is nagyobb mértékben kell hasznosítani. A hazai energetikai célú megújuló energia hasznosítás elsősorban széntüzelésről átalakított nagy villamosenergia-termelő erőművi blokkokban futott fel, a távhőtermelésben pedig a kapcsolt gázmotorok részaránya nőtt meg jelentősen.

A megújuló alapú hőtermelésre vonatkozó első áttételes elvárások a megújuló direktíva 2009-es módosításában jelentek meg: a tagállamok számára megszabott 2020-as megújuló energiatermelési célok a villamosenergia- és (táv)hő termelés együttesére szabják meg az elérendő százalékos arányokat.[3] Az irányelvben rögzített (Magyarország számára 13%-ban megszabott) célok elérésére a tagállamok nemzeti cselekvési tervet (NCsT) készítettek, melyben a teljes energiafelhasználásra vonatkozó megújuló arányt villamosenergia- és hőtermelési arányokra bontják, jóllehet ezek a tagállamok által kitűzött szektorális célértékek nem voltak kötelezőek. A bizottság csak a teljes energiafelhasználáson belüli megújuló arányt elérését követelte meg, az egyes alszektorokon belüli megoszlásba nem szólt bele.

A kapcsolt irányelv 2012-es módosításában azonban a megújuló távhőtermelésre vonatkozóan a korábbinál konkrétabb elvárások fogalmazódtak meg.[4] Ezek szerint a tagállamok átfogó értékelést és költség-haszon vizsgálatot végeznek a nagyhatásfokú kapcsolt energiatermelés és a hatékony (vagyis jelentős arányban megújuló energiaforrásokat és hulladékhőt hasznosító) távfűtés/távhűtés megvalósíthatósági potenciáljára vonatkozóan: ahol a haszon meghaladja a

[1] Lásd: Az Európai Parlament és a Tanács 2001/77/EK irányelve (2001. szeptember 27.) a belső villamosenergia-piacon a megújuló energiaforrásokból előállított villamos energia támogatásáról; illetve: Az Európai Parlament és a Tanács 2004/8/EK irányelve (2004. február 11.) a hasznos hőigényen alapuló kapcsolt energiatermelés belső energiapiacon való támogatásáról és a 92/42/EGK irányelv módosításáról

[2] 56/2002. (XII. 29.) GKM rendelet az átvételi kötelezettség alá eső villamos energia átvételének szabályairól és árainak megállapításáról

[3] Az Európai Parlament és a Tanács 2009/28/EK irányelve (2009. április 23.) a megújuló energiaforrásból előállított energia támogatásáról, valamint a 2001/77/EK és a 2003/30/EK irányelv módosításáról és azt követő hatályon kívül helyezéséről

[4] Az Európai Parlament és a Tanács 2012/27/EU irányelve (2012. október 25.) az energiahatékonyságról, a 2009/125/EK és a 2010/30/EU irányelv módosításáról, valamint a 2004/8/EK és a 2006/32/EK irányelv hatályon kívül helyezéséről

költségeket, „a tagállamok megteszik a megfelelő intézkedéseket a hatékony távfűtési/távhűtési infrastruktúra fejlesztése érdekében."

A támogatás célszegmense a „hatékony" távfűtési vagy távhűtési rendszer, amely legalább 50 %-ban megújuló energia, 50 %-ban hulladékhő, 75 %-ban kapcsolt energiatermelésből származó hő vagy 50 %-ban ilyen energiák és hők kombinációjának felhasználásával működik. A megfelelő szakpolitikák elfogadásának és a „megfelelő intézkedések" meghozatalának szükségességén túl azonban konkrét kötelezettségeket, pl. kötelező célszámokat nem határozott meg a jogszabály.

A 2018-as megújuló direktíva, amely elődjénél jóval hangsúlyosabban kezeli a megújuló alapú hőtermelést, már konkrét elvárásokat fogalmazott meg a hatékony távfűtés megteremtése érdekében. E szerint a tagállamok „megkísérlik a megújuló forrásokból, valamint a hulladékhőből és a hulladék hűtőenergiából származó energia távfűtésben és távhűtésben való részarányát … a 2021–2025-ös és a 2026–2030-as időszak folyamán legalább évi 1 százalékponttal növelni", vagy kötelezik a távhőhálózatokat üzemeltető társaságokat, hogy ilyen hőforrásokat felhasználó szolgáltatókat csatlakoztassanak hálózatukhoz.[5]

A megújuló direktíva azonban emellett arra is kötelezi a tagállamokat, hogy „építési szabályaikban és törvényeikben … kötelezettséget állapítanak meg a megújuló forrásokból előállított energia minimálisan felhasználandó szintjére", mely részarányba „a jelentős részben megújuló energiából, illetve hulladékhővel és hulladék hűtőenergiával biztosított hatékony távfűtés és –hűtés" is figyelembe veendő.[6]

Az uniós szabályozás fent bemutatott evolúciója vezetett tehát oda, hogy a tagállamok számára konkrét célokat határozzon meg a megújuló energiaforrásokra és kapcsolt termelésre, illetve hulladékhő hasznosításra alapozott távhőtermelési módok részarányának növelésére. A következőkben röviden áttekintjük, milyen szerepet tölthet be a fenti célkitűzések elérésében a biomassza és geotermikus bázisú hőtermelés, illetve a kapcsolt energiatermelés.

2.1. MEGÚJULÓ ENERGIAFORRÁSOK

A hazai megújuló hőtermelésre vonatkozó célkitűzések az utóbbi 5-8 évben jelentős változáson mentek keresztül. A 2010-es NCsT a 2020-ra kitűzött 14,65%-os cél elérése érdekében a megújuló energiaforrások fűtésen belüli részarányának megduplázását, 9%-ról 18,9%-ra növelését tervezte. Ezen növekedés kétharmadát a megújuló energiaforrások távfűtésen belüli fel-

[5] Az Európai Parlament és a Tanács (EU) 2018/2001 irányelve (2018. december 11.) a megújuló energiaforrásokból előállított energia használatának előmozdításáról (átdolgozás). A konkrét rendelkezés jogszabályi helye: 24. cikk (4) a) és b) bekezdései.

[6] Lásd: 2018/2001 irányelv 15. cikk (4) bekezdése. A vonatkozó pont közel azonos szövegezéssel egyébként már az irányelv korábbi változatában is szerepelt (2009/28/EK irényeklv 13. cikk (4) bekezdés).

használásának intenzív növekedésével kívánta elérni: a összesített magyarországi célkitűzés eléréséhez szükséges megújuló növekmény 40%-át a távhőszektor adta volna.[7] Mivel a növekedés oroszlánrésze a tervek szerint 2015-2020 között valósult volna meg, ezidő alatt a megújuló energia alapú távhőtermelés évi 40%-ot meghaladó ütemben (évi 2,5-3 PJ-lal) bővült volna.

Az elmúlt években azonban jelentős fordulat következett be a megújuló célkitűzésekben. 2017-ben a Magyar Energetikai- és Közműszabályozási Hivatal (MEKH) 2010-ig visszamenőleg korrigálta a háztartási tűzifa felhasználási statisztikákat, így az akkor 30,3 PJ-os felhasználás 76,2 PJ-ra módosult.[8] Ennek következtében a hazai megújuló arány néhány év leforgása alatt duplájára növekedett; 2016-ban alig néhány tized százalékkal maradt el a 14,65%-os összesített céltól.

Ennek következtében a hőtermelésen belül korábban tervezett – irreálisan feszített ütemű – megújuló energiafelhasználás növekedés szorgalmazása részben okafogyottá vált. Magyarország 2018-as Nemzeti Energia- és Klímaterv (NEKT) tervezete mindazonáltal számottevő megújuló energiafelhasználás növekedéssel számol a távhőszektorban: 2023-ra 12,3 PJ megújuló alapú távhőtermelést tervez, ami a 2017. évi 7,5 PJ-ról indulva évi 0,8 PJ növekedést feltételez.

A NEKT tervezet 2023. évi célszámait a jelenleg rendelkezésünkre álló geotermikus és biomassza alapú távhőtermelési adatokkal összevetve azt mondhatjuk, hogy az elkövetkező 6 évben összes 0,99 PJ geotermikus és 3,8 PJ biomassza alapú távhőtermelés növekményre van szükség.[9] Kapacitásra átváltva ez mintegy 50-100 MW geotermikus távhőtermelő kapacitás hozzáadását, és 265-370 MW biomassza kapacitás kiépítését követeli meg.[10]

A 2015-ben készített háttértanulmányok, melyek a nagy hatékonyságú kapcsolt és a megújuló alapú hőtermelés potenciálját vizsgálták közel azonos méretű, 101 MW geotermikus és 324 MW biomassza (ebből 35 MW kapcsolt) alapú távhőtermelő kapacitás kiépítését (1,8-2,3 PJ geotermikus, és 4,1-6,9 PJ biomassza alapú termelésnövekedéssel) tartották szükségesnek ahhoz, hogy a vizsgált távhőrendszerek teljesítsék a hatékony távfűtésre vonatkozó kritériumokat.[11]

A jelenleg folyamatban lévő geotermikus és biomassza alapú projektek összes tervezett kapacitását tekintve geotermikus oldalon ez a növekedés teljesülni látszik, biomassza oldalon azonban áthidalhatatlannak tűnik az elvárások és a realitás közötti szakadék. Jelenleg összesen mintegy 95 MW a KEHOP 5.3.2 alatt támogatást nyert biomassza fűtőmű építését célzó projektről van tudomásunk, de jelentős részük a beruházási költségeknek az utóbbi 1-2 évben

[7] Lásd: Nemzeti Fejlesztési Minisztérium (2011): Magyarország Megújuló Energia Hasznosítási Cselekvési Terve 2010-2020

[8] Lásd: Mária Bartek-Lesi, Balázs Felsmann, Lajos Kerekes, András Mezősi, László Szabó (2018): D5.2 | Case study report on governance barriers to energy transition. Country report HUNGARY

[9] Lásd: Nádor, A.-Kujbus, A.-Tóth, A. (2016): Geothermal energy use, country update for Hungary; Sanner, B. (2019): Summary of EGC 2019 Country Update Reports on Geothermal Energy in Europe; Eurostat

[10] A geotermikus kapacitások kihasználtságának alsó becslését Sanner, B. (2019) adatai alapján 2845 órában határoztuk meg, a felső becslést a megvalósult miskolci és győri projektek alapján készítettük. A biomassza kapacitások kihasználtságát 2845-4000 óra közötti tartományban becsültük.

[11] Lásd: Orbán, T. – Metzing, J. (2016): A termelt hő-mix megújításának irányai a hazai távhőben; Századvég Gazdaságkutató Zrt. (2015): Nagyhatékonyságú kapcsolt és hatékony távfűtés/távhűtés potenciálbecslése

bekövetkező rendkívüli mértékű (2-3-szoros) növekedésének következtében valószínűleg felfüggeszti a beruházást. Az NFP (Nemzeti Fejlesztési Programiroda) mint kormányrendeletben kijelölt konzorciumvezető által előkészített és menedzselt projektek kudarca hozzávetőlegesen 1 PJ-t meghaladó mértékű megújuló alapú távhőtermelési potenciált hagyhat kihasználatlanul.

A jelenlegi energia szabályozás és szakpolitika jelentős átalakulása hiányában a NEKT tervezetben meghatározott 2023-as célok elérésére semmi esély nem mutatkozik. Ennek egyik nyilvánvaló eleme a megújuló alapú távhőtermelői kapacitások beruházási költségének és támogatási igényének alulbecslése: míg a 2015-ös potenciálbecslések, illetve a 2018-as NEKT tervezet a biomasszára 120 MFt/MW, a geotermiára pedig 300 MFt/MW fajlagos beruházási költséggel számol, addig a jelenlegi szerződések, illetve indikatív árajánlatok ezek 2-3-szorosát teszik ki. A jelenlegi környezetben a támogatási szint egyszerűen nem elégséges a megcélzott fejlesztések megvalósítására.[12]

Ezzel szorosan összefüggő probléma a szabályozási környezet kiszámíthatatlansága és inkoherenciája. Utóbbi „kiváló" példája a 2006-os TRM rendelet. Az épületekre meghatározott 25%-os megújuló fűtési arány teljesítésébe a rendelet szerint csak akkor számíthat bele a távhő, ha azt kizárólag megújuló energiaforrásokkal állították elő[13]. Ez a rendelkezés ellentétes az uniós joggal, ami a következőképp fogalmaz: „A tagállamok engedélyezik e minimumszinteknek többek között a jelentős részben megújuló energiából, illetve hulladékhővel és hulladék hűtőenergiával biztosított hatékony távfűtés és -hűtés révén való teljesítését."

Nem segíti a megújuló célok elérését az sem, hogy miközben a települési szilárd hulladék energetikai célú felhasználása számos nyugat-európai országban (különösen a skandináv államokban) támogatott tevékenység (és a hulladék biológiailag lebomló részének arányában az abból megtermelt hőt megújulónak tekintik), ezzel szemben a hazai energiapolitikai meglehetősen tartózkodó ezen a téren. A 2010-es NCsT sem a támogatandó, sem a tiltandó tevékenységek közé nem sorolta a hulladékégetést, a megújuló távhőtermelés ösztönzését célzó KEHOP 5.3.2 program a nem támogatandó tevékenységek közé sorolta a települési szilárd hulladékok égetését. A fenti határozatlanságot tükrözi a Fővárosi Hulladékhasznosító (HUHA) sorsa is: a HUHA kapacitásbővítési projektje 2014-ben 500 millió forintos állami támogatásban részesült, néhány évvel később pedig 50 Mrd Ft állami támogatást különítettek el a második égetőmű megépítésére, amit később visszavontak, arra hivatkozva, hogy új égetőmű helyett a meglévő kapacitások (nevezetesen a Mátrai Erőmű) hulladékégetésre történő átalakítását támogassák.[14]

[12] A korábban említett KEHOP 5.3.2-es projektek számára ezért volt végzetes az a több éves késlekedés, ami a pályázat megnyerése és a kivitelező megpályáztatása között eltelt, hisz ez idő alatt a projektek többségének kezelhetetlen mértékben növekedtek meg a kivitelezési költségei.

[13] Lásd: 7/2006. (V. 24.) TNM rendelet az épületek energetikai jellemzőinek meghatározásáról (6. melléklet, IV. pont, 3.2 bekezdés ("..közelben előállítottnak minősül a megtermelt energia… ha azt olyan távfűtésből vagy távhűtésből fedezték, ami az energiatovábbítására felhasznált elektromos áramon kívül kizárólag a IV.1. táblázatban foglalt energiahordozókat hasznosítja, és azokon kívül más energiahordozó felhasználására a távhűtési vagy távfűtési rendszerben nincsen lehetőség.")

[14] Lásd vonatkozó sajtóhírek

2.1.1. BIOMASSZA

A biomassza fűtőművek a konvencionális gázkazánoknál jóval magasabb, de a geotermikus hőtermelő létesítményekhez képest alacsonyabb beruházási költségű, minden távhőrendszerhez jól illeszthető technológia. Közvetlen környezeti hatásuk a modern tisztítási technológiának köszönhetően csekély, de a tüzelőanyag beszállítások közúti terhelése és légszennyezése, illetve a tüzelőanyag telephelyen belüli mozgatásának zajhatása és helyigénye miatt a jelenlegi távhőtermelői telephelyeken való elhelyezésük akadályokba ütközhet. Amennyiben új, a városközponttól távolabb eső telephelyre van szükség, az számottevő beruházási költségnövekedéssel járhat.

Éghajlatvédelmi hatás

A szilárd biomassza energetikai alkalmazásának klímavédelmi szempontból kedvező a megítélése, mert a biomassza a légköri szén-dioxidból épült fel, ezért felhasználása révén fosszilis szén elégetése és légkörbe juttatása kerülhető el. A felmerülő aggályok két csoportba sorolhatóak. Egyrészt a biomassza előállítása, átalakítása, szállítása is lehet karbon intenzív, amivel számolni kell. Másrészt a biomassza elégetésével szintén légkörből kivont karbont juttatunk vissza a légkörbe, ezt a készlethatást is figyelembe kell venni.

A biomassza energia saját karbon lábnyoma attól függ, hogy mennyire volt energiaintenzív a termelése, (nehézgépek, műtrágya) az átalakítása (szárítás, pelletálás) és a szállítása (távolság, szállítóeszköz). Ezeknek a tényezőknek a számszerűsítését az EU Megújulóenergia Irányelve (EU/2018/2001) is tartalmazza a közösségi támogatási rendszerek módszertani egységesítése érdekében. A szilárd biomasszára vonatkozóan közölt értékek (az irányelv VI. mellékletében) jelentős szórást mutatnak. Nagyon magas üvegházgáz megtakarítással használható energiahordozók például a kis távolságra szállított, (1-500 km) hőcélú felhasználásra kerülő erdészeti rönkfa vagy faapríték (93%). Ugyanezeknek az anyagoknak az üvegházgáz-elkerülése villamosenergia-célú felhasználás és 10 ezer km fölötti szállítási távolság esetén sokkal alacsonyabb (51 – 41%). Vannak olyan szilárd biomassza energiahordozók is, melyeknek minimális a klímavédelmi értéke: például a rövid vágásfordulójú fásszárú energiaültetvényekről származó faanyagból készített brikett (felhasználási céltól és szállítási távolságtól függően 50% alatti értékektől le egészen a 7-15%-ig).

A biomassza égetés éghajlatvédelmi értékét az aktuális légköri karbon készlet és a klímavédelmi célkitűzések időhorizontja alapján is meg lehet ítélni. Nem vitatva a fosszilis szén égetésének elkerülésében játszott szerepét, a biomasszára mint karbon-nyelőre is lehet tekinteni, mivel a következő évtizedekben minden légköri kivonási potenciálra nagy szüksége van az emberiségnek, hogy az évszázad közepére visszafordítsuk a légköri karbon készletének növekedését. Ebből a szempontból a következő két-három évtized kritikus, és ezért a biomassza klímavédelmi értéke rövid és hosszútávon eltérő is lehet: rövid távon nettó nyelőként, hosszabb távon pedig alacsony karbonintenzitású energiahordozóként lehet számítani rá.

Nem példa nélkül való a klímapolitikában, hogy egy faktornak jelentősen rosszabb a rövidtávú (20 – 50 éves) éghajlatváltozási hatása, mint a hosszútávú (>100 év). Például a metán légköri üvegházhatását jelentősen befolyásolja, hogy a szén-dioxidnál potensebb, de rövidebb légköri tartózkodási idejű üvegházgáz. Ezért a 100-éves időhorizonton értelmezett szén-dioxid-egyenérték (GWP egyenérték) nem ragadja meg a ma kibocsátott metán következő 20 évben

kifejtett felmelegítő hatását. A GWP_{100} skálán azonos üvegházhatású szén-dioxid, illetve metán emisszió drámaian eltérő hatással jár 20-30 éves távlatban: míg a szén-dioxidnak kb 100 év kell a teljes felmelegítő potenciálja kifejtéséhez, a metán kifejti a magáét kb 20 év alatt. Ez pedig kritikus különbség a 2050-es klímacélok szempontjából. Emiatt az elszámolásokban megjelent a GWP_{100} mellett a GWP_{20} mint felmelegítési mértékegység is. Míg a metán GWP100 értéke 24-28, a GWP20 értéke ennek kb háromszorosa, 72-84 között alakul. Egy ehhez hasonlóan összetett megközelítés a biomassza által elérhető üvegházgáz megtakarítás tekintetében is indokolható lehet, de egyelőre nincs rá elfogadott nemzetközi konvenció.

Fenntarthatóság

A szilárd biomassza szektor szempontjából mind volumene, mind minősége alapján meghatározó az erdészeti biomassza rendelkezésre állása. A magyar hivatalos erdészeti statisztikák szerint az országos szintre becsült tűzifa kitermelési adatok stabilan évi 3 – 3,5 millió köbméter között alakulnak. Ehhez adódik még az ipari választékok kitermelése (lemezipari, fűrészipari, papír- és rostipari fakitermelés). A két kategória együtt évente 6 és 7 millió köbméter között változó összes fakitermelést jelent. A gazdasági rendeltetésű erődterületek összes éves fanövekménye meghaladja a 7 millió köbmétert, vagyis a hivatalos kitermelési adatok fenntartható erdőgazdálkodásra utalnak, de jelentősen növekvő tűzifa kitermelésre a gazdasági erdők éves növekménye már nem nyújt lehetőséget.

Ezért a biomassza alapú távhőtermelés bővülése csak a következő forrásokból lehetséges:

- A meglévő tűzifa felhasználások egy részének átváltása – például a támogatott villamosenergia-célú felhasználások helyett távhő célra fordítani a tűzifa egy részét. Figyelemre méltó ebből a szempontból a lakossági tűzifa felhasználás utóbbi pár évben megforduló, csökkenő trendje is.
- Import és export tűzifa – Magyarország több százezer köbméteres volumenben exportál és importál tűzifát, új hazai keresleti komponens megjelenése csökkentheti az exportot és növelheti az importot.

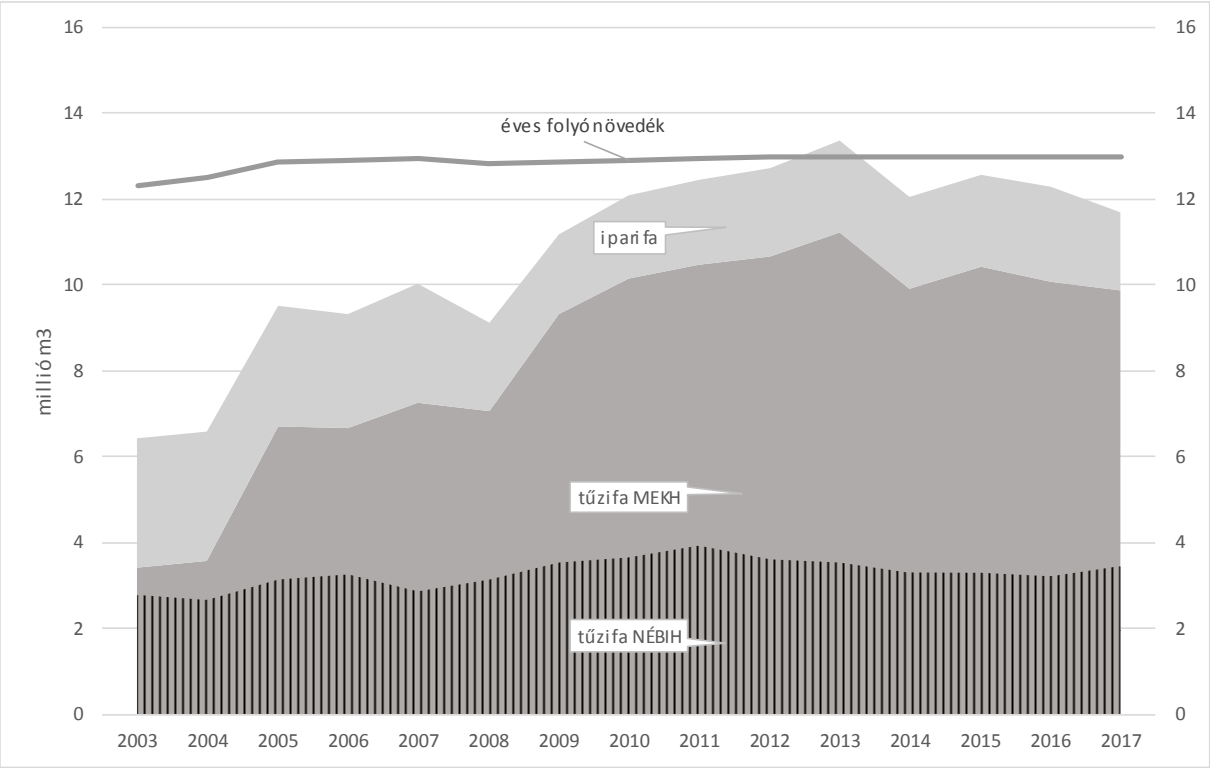
Nem elérhető források:

- Ültetvény-eredetű faanyag – néhány kisléptékű kezdeményezéstől eltekintve jelenleg nem elérhető Magyarországon, és jelentős támogatások nélkül üzemgazdasági okokból nem is várható a belépése.
- További erdészeti tűzifa – elvileg a magyar erdőállomány egyharmadát nem gazdasági rendeltetésű erdők alkotják. Azonban ezek a különleges rendeltetésű erdők elsősorban nem faanyagtermelési, hanem természetvédelmi, ökológiai célokat szolgálnak: többségében olyan európai jelentőségű természetes élőhelyek, amelyek a biológiai sokféleség megóvását szolgálják.

Különösen problémás a szilárd biomassza forrásoldali fenntarthatóságának kérdése az energiafelhasználási statisztikában 2017-ben végrehajtott módszertani változás után, melynek hatására jelentősen megnőtt a háztartási tűzifa felhasználás becsült volumene. A REKK 2018-ban összegezte a NEKT háttérszámításokhoz a hazai tűzifa mérleget, és jelentős mennyiségű hiányt talált a felhasználásra és a forrásra vonatkozó hivatalos adatok között. (REKK, 2018) A felhasználás oldali statisztikák alapján a teljes fahasználat 12 - 13 millió köbmétert évente, ami eléri,

sőt meghaladja a gazdasági rendeltetésű erdők folyó növedékének (~9 millió m3) és a természetvédelmi rendeltetésű erdők éves növedékének (~4 millió m3) összegét. Ez komoly fenntarthatósági aggályokat vet fel, melyekre az érintett szakhatóságoknak válaszokat kell adniuk.

1. ÁBRA: A FORRÁSOLDALI HIVATALOS ÉVES TŰZIFA ÉS IPARIFA-KITERMELÉS, (IPARIFA ÉS TŰZIFA NÉBIH) ÉVES TŰZIFA- FELHASZNÁLÁS (SZILÁRD BIOMASSZA MEKH) ÉS A MAGYARORSZÁGON KEZELT ERDŐK ÉVES FOLYÓ NÖVEDÉKÉNEK VISZONYA, MILLIÓ KÖBMÉTER, 2003-2017



Forrás: MEKH, NÉBIH, KSH

A fenntarthatósági aggályok azonban nem feltétlenül korlátozzák a távhőcélú biomassza felhasználást. A tűzifa, ill. faapríték energetikai hasznosításán belül ugyanis a távhő célú hasznosítás határozottan preferálandó a lakossági, vagy tisztán villamosenergia célú nagyerőművi tűzifa felhasználással, de különösen az exporttal szemben: a biomassza hőcélú felhasználása során azonban magasabb energetika hatásfok érhető el, mint villamosenergia célú felhasználás során, és jóval kisebb szennyezőanyag kibocsátással jár, mint a lakossági tűzifaégetés. A biomassza alapon termelő villamosenergia erőművekben egyszerű gőzturbina technológia esetén a vonalra adott energia aránya a biomasszával bevitt energiának mindössze 11-36%-a (JRC, 2017). Az elérhető összenergetikai hatásfok javul, ha a villamosenergia-termelési ciklus során keletkező hőveszteség egy részét sikerül hasznosítani.

Ezzel szemben a tisztán hőcélú felhasználások hatásfoka 73-99% (EU Bizottság, 2017) között alakul. Az alacsonyabb értékek itt is a kisméretű, elavult kazánokra és fűtési rendszerekre jellemzőek. A korszerű biomassza távhő termelési rendszerekben az energetika hatásfok elérheti a 99%-ot.

1. TÁBLÁZAT: A BIOMASSZA HASZNOSÍTÁS ÖSSZENERGETIKAI HATÁSFOKÁNAK ALAKULÁSA A HASZNOSÍTÁS CÉLJA ÉS AZ ALKALMAZOTT TECHNOLÓGIA SZERINT

	villamosenergia termelés (gőzturbina technológia, nettó elektromos hatásfok, %)	közvetlen távhőcélú hőhasznosítás (nettó teljes tüzelőanyag-hasznosítás, %)
BREF megfigyelések[1]	11 – 36%	=< 102%
BAT konklúziók[2]	28 – 38%	73 – 99%
IEA[3]	14 – 40%	90%

[1]JRC (2017) BREF Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants Industrial Emissions Directive 2010/75/EU (Integrated Pollution Prevention and Control)

[2]EU Bizottság (2017) - Az EU Bizottság 2017/1442 végrehajtási határozata (2017. július 31.) a 2010/75/EU európai parlamenti és tanácsi irányelv szerinti elérhető legjobb technikákkal (BAT) kapcsolatos következtetéseknek a nagy tüzelőberendezések tekintetében történő meghatározásáról; Megj.: legalább évi 1500 órát üzemelő létesítményekre, kapcsolt termelés esetén a két hatásfok érték közül csak az egyik alkalmazandó a kapcsolt egység kialakításától függően (inkább hőt vagy inkább villamos energiát termel)

[3]IEA (2012) Technology Roadmaps – Bioenergy for Heat and Power

Környezetvédelmi szempontok

A biomassza tüzelés a földgázhoz képest nagyobb, a szénhez, lignithez képest kisebb terhelést jelent a helyi levegőminőségre. A biomassza tüzelésre vonatkozó emissziós normákat az EU közösségi szinten szabályozza. A határértékek betartása technikai eszközök alkalmazásával oldható meg, ezeket az EU BAT következtetésre vonatkozó határozatában részletesen ismerteti (EU Bizottság, 2017). Szilárd biomassza égetés esetén a por kibocsátására vonatkozó legnagyobb megengedett szintek megegyeznek vagy kissé szigorúbbak, mint a szén vagy lignit égetésére vonatkozóak. Nitrogén-oxidok kibocsátása tekintetében ugyanez a helyzet, de a biomassza tüzelés NOx határértékei magasabbak, mint a földgáz kazánok és motorok NOx határértékei. A biomassza égetésre vonatkozó kén-dioxid emissziós előírások pedig sokkal szigorúbbak, mint a szén vagy lignit égetése esetén betartandó kibocsátási határértékek.

2.1.2. GEOTERMIA

Magyarország nemzetközi viszonylatban is jó adottságokkal rendelkezik a geotermikus energia terén, elsősorban a hőtermelés tekintetében. A Kárpát-medence geológiai adottságait számos tanulmány vizsgálta már, közülük néhány kifejezetten a távhőre fókuszált (pl. a 2014-ben zárult GEO-DH projekt). Ezekből kiderül, hogy már a jelenlegi hasznosítás is kiemelkedő: geotermikus energián alapuló távhőrendszerből Európán belül csak Franciaországban, Németországban és Izlandon találunk többet, mint itthon. 2019-es adatok alapján (Nádor, Kujbus & Tóth, 2019[15]) 23 településen összesen több mint 223 MW-nyi kapacitás szolgálja ki a távfűtési igényeket geotermikus alapon.

A geotermikus energia fűtési hasznosítása hazánkban két különböző modell szerint működik: a klasszikus távhőrendszerekben, illetve az úgynevezett geotermikus városfűtés keretein belül.

[15] Nádor, A., Kujbus, A., & Toth, A. N. (2013). Geothermal energy use, country update for Hungary. In European Geothermal Congress, Pisa, Italy.

Utóbbi üzemeltetői nem esnek a távhőtörvény hatálya alá, így távhőszolgáltatói engedélyt sem szükséges kérniük. Jellemzően olyan kisebb rendszerekről van szó, ahol a fűtés a kinyert termálvízzel közvetlenül történik, és sok esetben az ellátott fogyasztók különböző közintézmények. Ezen rendszerek üzemeltetéséhez is szükség van azonban vízjogi engedélyekre.

A geotermikus energia előnyei közé tartozik a rendkívül alacsony szén-dioxid-kibocsátás. Ez az üzemeltetés során gyakorlatilag csak indirekt módon felmerülő tétel, hiszen a szivattyúkat árammal működtetik, így a magyar villamosenergia-mix függvényében változik az ehhez kapcsolódóan számítható kibocsátás. Ettől eltekintve azonban sem szén-dioxid, sem egyéb gázok, sem szálló por nem kerül a levegőbe az üzem során. A környezeti hatásokat tekintve a vízkivétel, illetve a felszíne hozott víz hőmérsékletének csökkentése (az abból kinyert hőenergia által) az, ami komoly befolyással bírhat a környező vízforrásokra. A rendszer fenntarthatóságához ezért elengedhetetlen a visszasajtolás, és a hőmérsékleti viszonyokra valamint a vízhozamra gyakorolt hatások vizsgálata.

A geotermikus energia hasznosítása különösen előnyös abban az esetben, ha lehetőség van úgynevezett kaszkádrendszerek kiépítésére. Ez azt jelenti, hogy a távfűtési rendszer visszafelé tartó ágán érkező víz hőenergiáját további területeken hasznosítják: jellemző példák a fürdőkben, uszodákban megvalósuló medencefűtés, és a mezőgazdasági vagy halgazdasági hasznosítás. Ezekben az esetekben a víz hőmérséklete több lépcsőben csökken le, így jóval több energia nyerhető ki, mintha kizárólag a távhőrendszerben kerülne felhasználásra a melegvíz.

A geotermikus energia hasznosítása során minden esetben érdemes előzetesen felmérni a szekunder oldalon alkalmazott technológiákat, ugyanis bizonyos vízhőfok alatt fontos korlátot jelenthet a meglévő fűtésrendszer. Adott előremenő hőmérséklet mellett ugyanis falfűtés/padlófűtés esetén már tökéletesen megoldható a hőellátás, míg ugyanez klasszikus radiátoros fűtés esetén már nehézségekbe ütközhet. Alacsonyabb hőmérsékletű termálvíz hasznosítása esetén ezért érdemes lehet megfontolni a lakossági fűtéskorszerűsítési programok bevezetését is.

A technológia alkalmazásának a fenti előnyök mellett hátrányai, illetve nehézségei is vannak. Az egyik legfontosabb a beruházáshoz kapcsolódó kockázat. A pontos vízhozamot és -hőmérsékletet ugyanis a kút megfúrásáig csak becsülni lehet – az adott terület tulajdonságaitól és a kutatásba fektetett munkától és pénztől függően jobban, vagy kevésbé jól -, miközben a költségek nagy része már felmerül mire a kút megfúrásáig eljut a beruházás. Ahogy fent bemutattuk, ezeknek a paramétereknek komoly hatása van a hasznosíthatóságra, mind a pontos kapacitás, mind a rákötheto fogyasztók körének pontos meghatározása szorosan összefügg a vízhozammal és a víz hőmérsékletével. Éppen ezért ezeknél a projekteknél különösen fontos, hogy az árszabályozás legalább a bevételi oldal esetén biztosítson kiszámíthatóságot, ezzel segítse az amúgy is speciális helyzetben lévő projektek finanszírozhatóságát.

Hazánkban az elmúlt 6-7 év során három igen jelentős kapacitással rendelkező geotermikus projekt valósult vagy éppen valósul meg: Miskolcon és Győrben a Pannergy telepített 50 MW-ot valamivel meghaladó fűtőműveket, 2013-as és 2015-ös üzemkezdettel, 28, illetve 40 millió eurós beruházási költséggel. A nagyon hasonló kapacitás ellenére is komoly költségkülönbség látható, mely a geotermikus projekteknél nem kirívó, hiszen az eltérő geológiai adottságok mellett a korábbi megkutatottság, vagy a visszasajtolási lehetőségek is erősen hatnak a költsé-

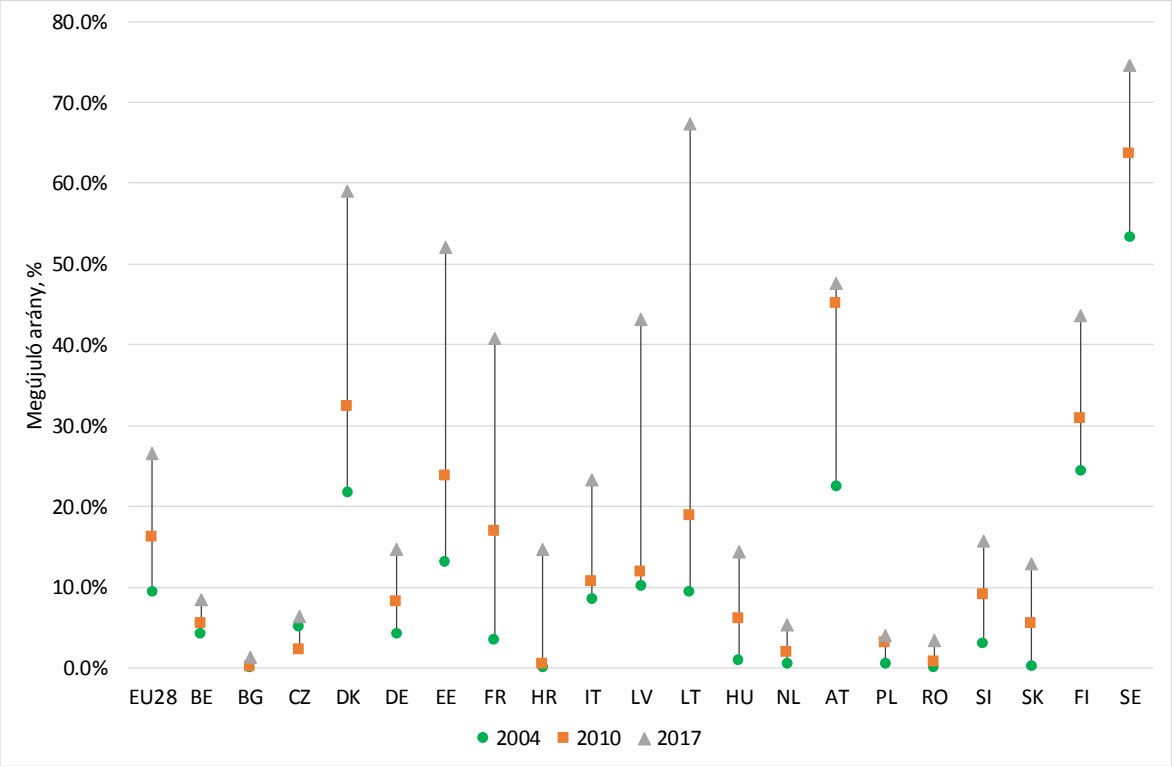
gekre - Miskolcon két termelő és három visszasajtoló kút, Győrben három termelő és két visszasajtoló kút létesült - , illetve fontos tényező lehet a kitermelés helyének és a fogyasztás helyének távolsága is, a lokációt ugyanis elsősorban a földtani helyzet határozza meg. A harmadik nagy kapacitással rendelkező projekt a jelenleg a megvalósítási fázisban lévő szegedi: az éves összes tervezett megtermelt hőmennyiség az előző kettőnek nagyjából fele, 400-500 GJ körül alakul, és a helyi adottságok miatt termelő kutanként két visszasajtoló kúttal számolnak. A beruházás teljes költsége nagyjából 65-70 millió euró körül alakul majd.

A fenti példákból jól látható, hogy a geotermikus beruházások megvalósításához komoly tőkeerő szükséges (még akkor is, ha a fenti városok mindegyike esetén rendelkezésre állt Európai Uniós támogatás is), ráadásul a kockázatok miatt a finanszírozás különösen nehéz, illetve drága. A beruházási támogatások szintjétől függően azonban a geotermikus távhő versenyképes lehet a földgáztüzelésű rendszerekkel szemben is. Bár a KEHOP 5.3.2 kiírás esetén geotermikus projektekkel is volt lehetőség pályázni, a nyertesek többsége biomasszás projekteket tervezett megvalósítani.

2.1.3. MEGÚJULÓ TÁVHŐTERMELÉS - EURÓPAI PÉLDÁK

Az európai távhőrendszerekben felhasznált megújuló enegiaforrások túlnyomó többsége szilárd (fás vagy lágyszárú) biomasszából áll, melyet villamos energiával kapcsoltan, vagy biomassza kazánokban hasznosítanak. A legmagasabb, 40-70% közötti megújuló arányt elérő skandináv és balti országokban a nagyarányú biomassza használat mögött jellemzően bőségesen rendelkezésre álló, versenyképes árú (a földgáznál is jelentősen olcsóbb) faapríték és tűzifakínálat áll. A biomassza alapú távhőtermelés kiemelkedő versenyképessége mögött azonban nem egyszerűen a kedvező természeti adottságok, hanem aktív szabályozói beavatkozások és hatásos ösztönzők állnak.

2. ÁBRA: MEGÚJULÓ ARÁNY VÁLTOZÁSA A TELJES TÁVHŐTERMELÉSEN BELÜL EURÓPÁBAN



Forrás: Eurostat

Az utóbbi 7-10 évben rendkívüli ütemű növekedést produkáló balti államokban a tüzelőanyagváltásban jelentős szerepe volt a gázárak jelentős növekedésének. A régióban monopol helyzetben lévő orosz Gazprom a 2000-es években nagymértékű gázáremelést hajtott végre, ami a távhőtermelőket a bőségesen rendelkezésre álló biomassza felhasználására ösztönözte. Litvániában 2005 és 2008 között közel 5-szörösére nőtt a földgázár, ennek következtében az akkor még 80%-ban földgázzal termelt távhő ára megduplázódott.[16] Mivel a biomassza ára folyamatosan fele-harmada volt a földgáz áraknak, látványos tüzelőanyagváltás indult meg a balti államokban: a 2000-es évek elején még 90-95%-ban fosszilis tüzelőanyagokra épülő távhőtermelésben az olaj és földgáz aránya 30-50% közé mérséklődött, miközben biomassza alapú fűtés részaránya 2017-re 50-70%-ra nőtt.[17]

A tüzelőanyagváltást egyéb intézkedések is ösztönözték: Lettországban a biomassza ÁFÁjának felére csökkentése, Litvániában a biomassza és biogáz tüzelésű nagyberendezések (20-50 MW) környezetszennyezési járulékok alóli mentesítése, és az uniós források megújuló alapú

[16] Lásd: Lapinskas, R. (2015): Switch from Gas to Biomass in DH: Success Story of Lithuania

[17] Lásd: Randmaa, R. (2016): Main developments of District Heating in Estonia; Gurklienė, R. (2017): Lithuania – Euroheat Country Report; Eurostat

távhőtermelésre, többek között biomassza alapú kapcsolt termelői beruházásokra történő allokációja.[18] A megújuló alapú villamosenergia termelésére, vagy (Észtországban) a kapcsolt termelésre vonatkozó kötelező átvétel további ösztönzést adott az olaj vagy földgáz tüzelésű kazánok kapcsolt biomassza berendezésekre történő lecserélésére.

A skandináv országokban elsősorban környezeti adók által vezérelt, árelőnyön alapuló tüzelőanyagváltás történt, melyet a biomassza-piaci értéklánc tudatos fejlesztése és következetes távhőfejlesztési politika (pl. távhőkörzetek kijelölése) támogatott. A szén, olaj, földgáz és/vagy elektromos fűtést sújtó energiaadók és szén-dioxid adók bevezetése (Svédország, Dánia) nagyban hozzájárult a hulladékhőre és biomasszára alapozott távhőtermelés versenyképességének növeléséhez.[19] Több országban ezt az olaj- és földgáztüzelésű háztartási fűtőberendezések kiváltásának adókedvezménnyel történő támogatása, illetve új berendezések felszerelésének tilalma követte (Svédország, Dánia, Hollandia).

A megújuló távhőtermelés versenyelőnyének adózási és adminisztratív intézkedésekkel történő megalapozása nem lett volna elegendő, ha a biomassza kínálat nem reagált volna az energiaszektorból érkező keresletnövekedésre. A nagy és jól szervezett erdészetek azonban az addig kihasználatlan erdészeti és faipari melléktermékek (logging residues, wood chips, bark, sawdust) nagyobb arányú hasznosításával reagáltak. Az ipari fakitermelés során egyre nagyobb arányban és egyre kisebb költségen voltak képesek a fenti melléktermékek (residues) kitermelésére, ami nagyban hozzájárult ahhoz, hogy a növekvő kereslet nem okozott számottevő áremelkedést biomassza piacon.

Az új építésű erőművek szilárd tüzelőanyaggal való üzemeltethetőségét megkövetelő 1982. évi jogszabály (Solid Fuel Act), illetve a biomassza alapú kapcsolt erőművekre kidolgozott beruházási támogatás (eleinte 444 €/kW, később 333 €/kW) technológia oldalról indította meg a szükséges fejlődést.[20]

A megújuló hőtermelésen belüli biomassza dominancia mellett meg kell említeni a települési szilárd hulladék égetésekor elszámolt biomassza tartalmat, amely több nyugat-európai országban számottevő mértékben növeli a megújuló hőtermelés arányát. A biológiai eredetű ipari és települési hulladék biológiailag lebontható része ugyanis a megújuló irányelv szerint biomasszának minősül, a belőle előállított hő pedig megújuló eredetűnek[21]. A települési szilárd hulladékok égetését elsősorban a hulladékhierarchia utolsó (legkevésbé preferált) lépcsőfokát jelentő lerakás adóztatása, vagy adminisztratív korlátozása ösztönzi. Franciaország és Norvégia

[18] Lásd: Renewable energy policy database and support – RES-LEGAL EUROPE National Profile: Lithuania (2015), Latvia (2015), Estonia (2015). Litvániában a 2007-2013 közötti időszakban 60, a 2014-2020 közötti periódusban 233 millió eurót allokáltak a megújuló távhőtermelés támogatására.

[19] A szén-dioxid adót Svédországban 1991-ben vezették be, 25 €/tCO_2 szinten, ami fokozatos emelések után 2015-ben elérte a 115 €/tCO_2 értéket. Lásd: Ericsson, K. and Werner, S. (2016): The introduction and expansion of biomass use in Swedish district heating systems

[20] Lásd: Ericsson et al (2004): Bioenergy policy and marlet development in Finland and Sweden

[21] Lásd: 2018/2001 irányelv 2. cikk 24. pont (a biomassza definíciója), illetve Az Európai Parlament és a Tanács 2008/98/EK IRÁNYELVE (2008. november 19.) a hulladékokról és egyes irányelvek hatályon kívül helyezéséről 3. cikkének 4. pontja (biohulladék definíciója)

kiemelkedő megújuló hőtermelési arányszámát az intenzív hulladékégetésnek köszönheti, de Dániában és Svédországban is nagy volumenben égetnek települési szilárd hulladékot[22].

Végül, de nem utolsó sorban fel kell hívni a figyelmet arra, hogy számos ország biomassza alapú hőtermelése profitált a kapcsolt villamosenergia-termelésen keresztüli működési támogatásból, vagy a célzottan kapcsolt technológiával működő biomassza erőműveknek juttatott beruházási támogatásból. A skandináv és balti államokban a biomassza fejlesztések nagyobb része (és a biomassza alapú hőtermelés „nagyobbik fele") valójában kapcsolt technológiával valósult meg. A villamosenergia-piaci árak csökkenése, és a magas támogatásigény miatt lefékeződött fejlesztések (illetve korábban üzembe helyezett kapcsolt egységek kazánokkal történő cseréje) ezért kérdésessé teszi a jelenlegi magas biomassza arány további növelését, illetve fenntartását.

2.2. KAPCSOLT TERMELÉS

A kapcsolt termelés legfontosabb előnye, hogy az áram és hő külön-külön történő megtermeléséhez képest alacsonyabb tüzelőanyag felhasználással jár, hiszen az áramtermelés során (mindenképpen) keletkező hő is hasznosításra kerül. Az így kialakuló magasabb hatásfoknak köszönhetően az energiatermelés során összességében alacsonyabb károsanyag kibocsátás és szén-dioxid-kibocsátás érhető el. Ezt a hasznot az erőmű maga is realizálja az alacsonyabb változóköltségeken keresztül (megfelelő kapacitásméret felett ide értendő a szén-dioxid-kvóta ára is), azonban a hasznok túlmutatnak ezen. Az alacsonyabb tüzelőanyag felhasználás ugyanis végső soron az ország szintjén is primerenergia megtakarítással jár, ami például a földgáz esetén itthon az importfüggőség csökkentésén keresztül további hasznokkal kecsegtet.

A kogenerációs erőművek esetén külön kategóriát képeznek a kis gázmotorok. Ezek az egységek még a nagy földgáztüzelésű erőművekhez képest is rugalmasabbak, gyakorlatilag a teljes kapacitástartományban szabályozhatóak és üzemeltethetőek. A hazai kapcsoltakra vonatkozó KÁT rendszer kifutása után a legtöbb ilyen egység belépett a tartalékpiacra – jellemzően egy-egy virtuális erőmű részeként -, és ezek a kis gázmotorokat tömörítő virtuális erőművek jelenleg is rendkívül fontos szereplői a rendszerszintű piacnak.

A kis gázmotorok további előnye, hogy a hő mellett sok esetben az általuk termelt áram is helyben kerül felhasználásra. Szabályozási szempontból a decentralizált elhelyezkedés pedig önmagában is előnyt jelenthet, ráadásul az új egységek telepítésekor szempont lehet a lokáció is - pl. a rendszerváltás óta bekövetkezett erőműbezárások miatt az ország keleti részében kevesebb az erőművi kapacitás, az új gázmotorok telepítésekor ez is figyelembe vehető, a kapacitások szétszórása a kisebb egységek miatt könnyebben megvalósítható, mint a nagyerőművi beruházások (pl. több száz MW-os CCGT-k) esetén.

[22] Az Euroheat statiszták a direkt hőtermelésen belül „megújuló hulladék" sorban szerepeltetik a biomassza tartalom arányában kiadott hőt, a kapcsolt hulladékégetőben felhasznált hulladékon belül nem különítik el a megújuló részt. A megújuló hulladék alapú hőtermelés aránya Norvégiában 49%, Franciaországban 27%. Az együttes (CHP és közvetlen) hulladékégetési arány Svédországban és Dániában meghaladja a 20%-ot, de a balti államokban és Ausztriában is 3-8%-özötti értékeket találunk.

A kapcsoltakra vonatkozó árszabályozás felülvizsgálatakor tehát érdemes szem előtt tartani, hogy értékes kapacitásokról van szó, melyek rendszerben tartása nemcsak a távhő, de a villamosenergia rendszer szempontjából is komoly jelentőséggel bír.

A kapcsolt termelés előnyei mellett ugyanakkor érdemes megemlíteni azokat a tényezőket is, amelyek hátráltatják az ilyen típusú erőművek telepítését. Ezek közül a legfontosabb a magasabb beruházási és üzemeltetési költség: bár a teljes élettartam alatt elérhető tüzelőanyag megtakarítás (a külön hő és áramtermeléshez képest) valamelyest kompenzálja ezt, de az egyéb változóköltség típusú (karbantartási, fenntartási költségek) is drágábban ezen erőművek esetén, így csak nagyon magas gázárak esetén éri meg (támogatás nélkül, pusztán gazdasági alapon) kapcsolt erőműveket telepíteni (a részleteket lásd: REKK, 2010[23]). További nehézséget jelent, hogy mind a hő mind az áramoldalon külön-külön szükség van a tartalékok biztosítására – az erőmű meghibásodása esetén pótolni kell a kieső hőt és a kieső áramot is, ami komplex feladat.

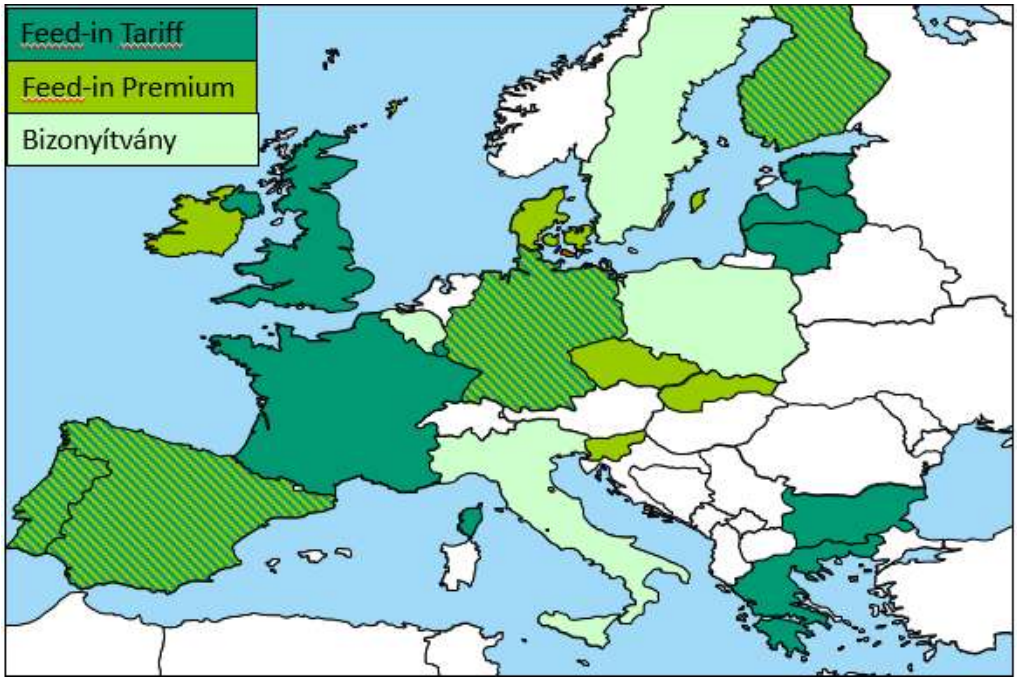
A fent bemutatott előnyök és hátrányok ismeretében nem meglepő, hogy Európa számos országában támogatják a kapcsolt termelőket. A kapcsolt termelés előnyeit maga az Európai Unió is hangsúlyozza, számos jogszabályban kiemelt szerepet kap a magas hatásfokú kapcsolt termelés, mint az energiahatékonyság fontos eszköze (pl.: Energy Efficiency Directive 2012/27/EU (EED[24]) – részletesebben lásd lent). Számos tagállamban alkalmaznak különböző támogatási eszközöket, melyek egy része pénzügyi ösztönző, egy része pedig egyéb szabályozási intézkedés (pl. célok és kötelezések). A támogatások optimális szintjét nehéz meghatározni, hiszen a fent bemutatott (nem internalizált, vagyis a termelőnél nem megjelenő, de a társadalom számára fontos) hasznok számszerűsítése nem egyszerű feladat.

A működési támogatások legelterjedtebb formája a működési támogatás, jellemzően áramoldalon. Az ösztönzés a legtöbb ország esetén minden megtermelt egység áram fix áron történő átvétele (Feed-in Tariff) vagy a piaci értékesítésen felüli támogatási elem (Feed-In Premium) biztosításán keresztül történik. Néhány országban (zöld)bizonyítvány rendszerek keretében történik a támogatás, itt a magas hatásfokú kapcsolt termelés során kiadott energia mellé egy úgynevezett bizonyítvány jár, mely kereskedhető, és melyek megvásárlására egyéb piaci szereplők (kereskedők és/vagy fogyasztók) kötelezettek, így a termelőknek a bizonyítványok értékesítéséből többlet bevétele származik. Az 3. ábra mutatja be a különböző tagállamokban alkalmazott támogatások körét.

[23] REKK (2010): A kapcsolt hő- és villamosenergia-termelés versenyképessége és szabályozási kérdései Magyarországon, https://rekk.hu/downloads/projects/kapcsolt.pdf

[24] Európai Parlament és Tanács (2012): Az Európai Parlament és a Tanács 2012/27/EU Irányelve az Energiahatékonyságról, a 2009/125/EK és a 2010/30/EU Irányelv módosításáról, valamint a 2004/8/EK és a 2006/32/EK Irányelv hatályon kívül helyezéséről:
https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?qid=1399375464230&uri=CELEX%3A32012L0027

3. ÁBRA: KAPCSOLT TERMELÉS TÁMOGATÁSA AZ EURÓPAI UNIÓ ORSZÁGAIBAN



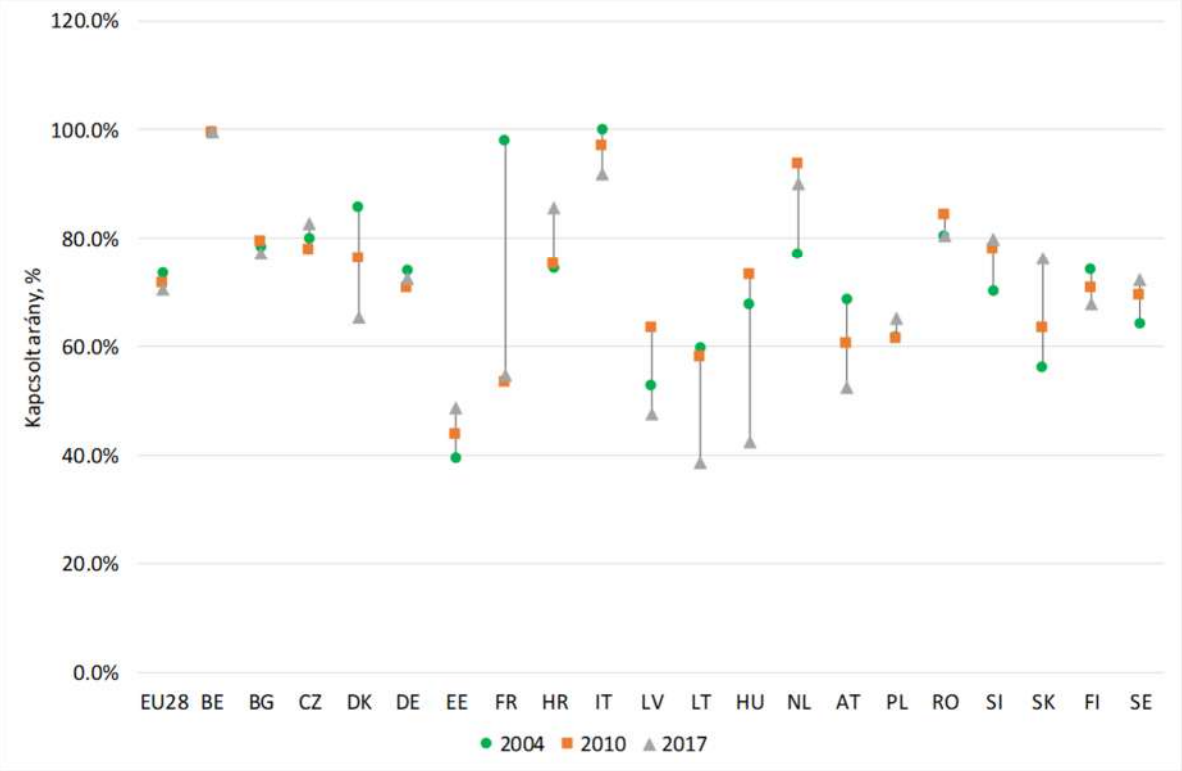
Forrás: COGEN 2016, Deloitte 2019, REKK 2015

Magyarországon a 2000-es évek elejétől 2011-ig volt érvényben működési támogatás a kapcsoltan megtermelt energiára vonatkozóan, szintén áramoldalon, fix áron kötelezően átvett (tehát Feed-In Tariff) formában. Ez a támogatási rendszer nagyban hozzájárult a jelenlegi kapcsolt kapacitások kiépüléséhez, üzemeltetésüket (és esetleges újabb erőművek telepítését) azonban jelenleg nem segíti újabb támogatási elem.

A tagállamok kapcsolt termelés támogatására vonatkozó szakpolitikáinak kidolgozására az uniós joganyag sem gyakorol olyan erős nyomást, mint amit a megújuló energiatermelés esetében láttunk. A megújuló irányelv már 2009-ben konkrét célszámokat szabott meg a tagállamoknak, ezzel szemben a kapcsolt szabályozás csak egy viszonylag puha potenciál felmérésre és költség-haszon elemzésre kötelezi azokat. Bár a jogszabály preambulumában (a többi uniós tanulmányhoz hasonlóan) határozottan kiáll a kapcsolt termelés mellett, a paragrafusok szintjén alapvetően puha, rendelkezései a tagállamokat kevés konkrét lépésre kényszerítik.

Az energiahatékonysági irányelv a nagy hatásfokú kapcsolt energiatermelés és a hatékony távfűtés/távhűtés megvalósíthatósági potenciáljának átfogó költség-haszon értékelésére kötelezi a tagállamokat, és amennyiben az elemzés pozitív eredménnyel zárul, a tagállamok kötelesek megtenni a megfelelő intézkedéseket a hatékony távfűtési/távhűtési infrastruktúra fejlesztése érdekében. A 20 MW feletti villamosenergia-termelő létesítmények létesítésekor vizsgálni kell továbbá a kapcsolt technológia alkalmazásának lehetőségeit, de ennél erősebb rendelkezéseket a jogszabály nem tartalmaz.

4. ÁBRA: KAPCSOLT ARÁNY VÁLTOZÁSA A TELJES TÁVHŐTERMELÉSEN BELÜL EURÓPÁBAN



Forrás: Eurostat

A fenti ábrán az elmúlt 15 év változásait foglaljuk össze a távhőtermelésen belüli kapcsolt arány esetén. Jól látható, hogy számos országban – köztük hazánkban - visszaesés történt az elmúlt 8-10 év során a kapcsolt távhőtermelésben (pl. Ausztriában, Lettországban, Litvániában és Dániában is). Ahogy fent láttuk a legtöbb országban a megújulók aránya eközben jelentősen nőtt, vagyis ezekben az országokban valószínűsíthetően a fosszilis alapon működő kapcsolt erőműveket váltották ki megújuló alapú hőtermelő egységekkel. Ugyanakkor előfordulnak javuló tendenciát mutató országok is (pl. Észtország, Horvátország, Szlovákia, Szlovénia vagy Svédország), ezek nagyobbik részében FiT vagy FiP típusú működési támogatás érhető el, Svédországban bizonyítványrendszerrel, Horvátországban pedig kedvezményes hitelekkel ösztönözik sikeresen a kapcsolt termelés térnyerését.

Az EU egészét tekintve – a számos tagállamban elérhető támogatások ellenére - csupán néhány százalékos csökkenés látható, nagyjából stagnált a kapcsolt termelés aránya a távhőszektorban az elmúlt 15 évben: ennek oka szintén a megújulók párhuzamos térnyerésében keresendő. Az átlagos kapcsolt távhő arány az EU-ban 70% körüli, ettől hazánk jóval lemaradva, 40% körül teljesít. Ez részben abból adódik, hogy a külföldi távhőrendszerekben számottevő az (ipari üzemekből származó) hulladékhő-kapacitás, mely hazánkban kevésbé jellemző. Részben azonban a magyar támogatási rendszer megszűnésére is visszavezethető.

3. TÁVHŐÁRKÉPZÉSI RENDSZEREK EURÓPÁBAN

Az Európai Unió tagállamai mind távhőrendszereik főbb ismérveiben (a távhőkörzetek száma, és mérete, a felhasznált tüzelőanyagok, a hőigények kielégítésében betöltött szerepe, szolgáltatók tulajdonosi szerkezete stb), mind a kialakított szabályozási környezet tekintetében (energiapolitikai preferenciák, kapcsolt termeléssel és tüzelőanyagokkal kapcsolatos támogatási és adózási szabályok, fűtési módok közti verseny szabályozása, távhőtámogatási eszközrendszer megléte, hőkörzet kijelöléssel és kötelező csatlakozással kapcsolatos előírások, árszabályozás stb) nagyon sokszínűek.

Az egyes országokban alkalmazott árképzési rendszerek különbözősége jelentős részben a fenti sokszínűség természetes következménye. Az állami energiapolitikai tüzelőanyagokkal kapcsolatos preferenciái, a magántulajdon és közösségi tulajdon aránya, az önkormányzatok tulajdonosi és szabályozói kompetenciái egyaránt meghatározóak a tekintetben, hogy adott országban a szabad távhőárképzés, vagy a hatósági távhőárszabályozás felé billen a mérleg nyelve. A következőkben áttekintjük a két rendszer főbb ismérveit, és egyes európai országok példáján bemutatjuk a szabad árképzés és a hatósági árszabályozás konkrét megvalósulási formáit.

A nyugat-európai országok többségében (Svédország, Finnország, Dánia, Németország, Franciaország, Olaszország, Ausztria, Csehország) a távhőszolgáltatók szabadon, érdemi hatósági kontroll nélkül határozzák meg a szolgáltatás árát, míg a kelet-európai és balti országokban (Lengyelország, Szlovákia, Magyarország, Románia, Bulgária, Észtország, Lettország, Litvánia) jellemzően központi hatósági árszabályozás érvényesül.

A szabad árképzés melletti elköteleződés számos gyökérből táplálkozik. A nyugati-európai országon többségében a távhőszektor az önkormányzatok aktív részvételével épült ki, és a szolgáltatók jelentős hányada ma is önkormányzati, illetve közösségi tulajdonban van. Az erős önkormányzatisággal rendelkező nyugat-európai országokban a helyhatóságok (vagy a helyi közösségek) tulajdonosi és szabályozói kompetenciáit (a távhőrendszer fejlesztésében, az árak meghatározásában, a távhőkörzetek kijelölésében) a központi kormányzat sosem vonta kétségbe. A helyi közösségek tulajdonosi szerepvállalása nagy mértékben csökkenti az explicit árszabályozás iránti igényt, hiszen a tulajdonosi kontroll önmagában lehetővé teszi, hogy az önkormányzat hatósági, illetve szabályozói szempontjait érvényesítse az árképzésben.[25]

A szabad távhőárképzés mellett szóló egyik legerősebb érv, hogy a távhőszolgáltatók árképzési szabadságát az egyéni fűtési módok versenye korlátozza. A távhőszolgáltatók tehát nincsenek monopol pozícióban, vagy legalábbis dominanciájukkal nem élhetnek vissza: kizsákmányoló árazás esetén ugyanis a fogyasztók egyéb fűtési módra váltanak. A fűtési módok közötti verseny természetesen korlátos, hisz a „szolgáltatóváltás" (a távhőrendszerről történő leválás és az alternatív tüzelőberendezés kiépítése) részint szabályozási korlátokba ütközhet,

[25] A vízközmű szolgáltatások szabályozásáról szóló szakirodalom a német példára hivatkozva „implicit szabályozásnak" nevezi azt a rendszert, amelyben a szolgáltató igazgatótanácsában, illetve felügyelőbizottságában helyet foglaló önkormányzati tisztségviselő a társaság stratégiai, és operatív döntéseinek meghozatala során képviseli a helyi közösség érdekeit. Lásd: Trémolet and Binder (2010): The Regulation of Water and Sanitation Services in DCs

részint jelentős beruházási költséggel járhat. Ezen korlátok között azonban a fűtési módok versenye képes megteremteni a fogyasztói érdekek védelme és a távhőszektorban tevékenykedő vállalkozások jövedelmezősége közötti kényes egyensúlyt.

A fűtési módok közötti versenyt több, szabad árképzést alkalmazó országban a távhő javára billentette, hogy az állami energiapolitika aktív szabályozói eszközökkel (gyakran az alternatív egyéni fűtési módok kárára) támogatta a távhőrendszerek kiépítését, a távhőt egyértelmű verseny (ár)előnybe hozva a többi fűtési móddal szemben. A távhőkörzetek kijelölésének joga, az alternatív fűtési módok használatának adminisztratív korlátozása, vagy a fosszilis tüzelőanyagok megadóztatása így számos országban segítette a versenyképes távhőárak kialakulását.

A távhőszolgáltatók árképzési szabadságát a versenyhatóságok kontrollja is korlátozhatja, akik az erőfölénnyel való visszaélést felderíthetik és szankcionálhatják. Az egyes távhőkörzetek áraiban megmutatkozó kirívó különbségek, illetve a távhőárak jelentős emelkedése számos nyugat-európai országban (Svédországban, Németországban, Finnországban) arra késztették a versenyhatóságokat, hogy beható vizsgálatot folytassanak le a távhőszolgáltatások piacán. A lefolytatott vizsgálatok azonban nem találtak a piaci erőfölénnyel való visszaélésre utaló jeleket, vagy kiugróan magas jövedelmezőségi mutatókat. Az érintett hatóságok jellemzően arra a következtetésre jutottak, hogy a fűtési módok közötti verseny biztosítása hatékonyabban (kisebb költséggel és kevesebb károkozással) képes korlátozni a távhőszolgáltatók piaci erejét, mint a hatósági árszabályozás.

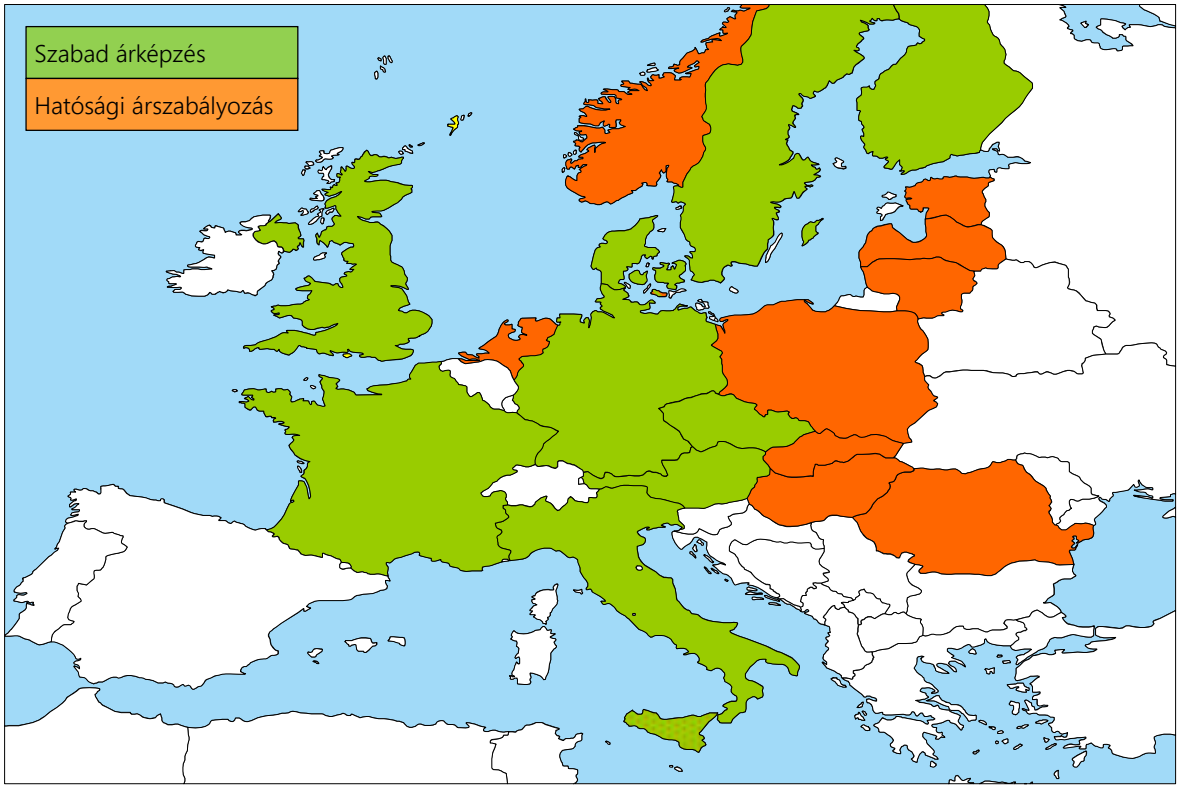
A kelet-európai és a balti régió országaiban a távőszektort a központi tervgazdaság idején állami irányítással építették ki. A rendszerváltást követően több ország megpróbálta a tulajdonosi és árszabályozási jogosítványokat az önkormányzatok kezébe adni, de a hatósági árszabályozás létét általában nem kérdőjelezték meg. A régió energiapolitikai döntéshozói jellemzően kétségbe vonják a fűtési módok versenyének lehetőségét és az ex-post versenyhatósági szankció elrettentő erejét, és általában szkeptikusak a piaci verseny árszabályozási képességével szemben. Az előzetes ármeghatározás, vagy a szolgáltatók által kalkulált árak jóváhagyása az esetek többségében egy központi hatóság (jellemzően az energiahivatal) feladata. A központi árszabályozás az indokolt költségek vizsgálatával, egy ésszerű megtérülési mutatóval (WACC), egyes országokban benchmark segítségével történik, 1-5 éves időtávra.

A szabad árképzésen és a merev hatósági árszabályozáson alapuló rendszerek éles megkülönböztetése azonban félrevezető lenne. A két rezsim közti átmenet meglehetősen széles: szabad árképzésen alapuló rendszer is lehet viszonylag szigorú szabályozással körülbástyázott, és formális hatósági árszabályozási jogkörökkel felruházott távhőrendszer is működhet piaci alapon.

Előbbire példa a svéd szabályozás, ami formálisan nem alkalmaz távhőárszabályozást, de a fűtési módok közötti versenyt –a távhő javára- számos szabályozói eszközzel korlátozza (távhőkörzetek kijelölése, fosszilis energiahordozókat sújtó adók kivetése, alternatív fűtési módok alkalmazásának tilalma stb.).[26] Utóbbira a cseh szabályozást lehet példaként említeni: formálisan ugyan létezik árszabályozás, de ezt a regulátor csak az árképzési módszertan részletes szabályainak megszabásával, illetve a távhőszolgáltatók által alkalmazott árak utólagos ellenőrzésével/felügyeletével gyakorolja.

[26] Karin Ericsson (2009): Introduction and development of the Swedish district heating systems. Critical factors and lessons learned. Britt Aronsson – Stefan Hellmer (2009): An International Comparison of District Heating Markets

5. ÁBRA: TÁVHŐ ÁRKÉPZÉS EURÓPÁBAN



Forrás: REKK gyűjtés

A fenti térképen zöld szín jelöli a szabad árképzést alkalmazó (árszabályozás nélküli) országokat, narancssárga pedig a(z ex-ante) hatósági árszabályozást alkalmazó országokat. A két rendszer közti átmenetet képez a cseh és dán ex-post árszabályozás rendszere, ahol az energiahivatalok utólagosan ellenőrzik, hogy az árképzés az előzetesen meghatározott elvek és szabályok mentén történik-e. Ausztria és Olaszország (illetve Németország) tartományonként eltérő szabályozást alkalmaz: ezen országokban bizonyos tartományok szabad árképzést alkalmaznak, más tartományok pedig hatósági árszabályozás alá vonják a távhőszolgáltatókat. A nyugat-európai országok között „kakukktojás" Hollandia, ahol 2008-ban a parlament hatósági árszabályozás alá vonta a távhőszolgáltatókat, a leggyakoribb fűtési alternatíva, a földgáz árához igazítva a távhőárakat.

Az utóbbi 5-10 évben több, hagyományosan szabadáras országban is vita zajlott le az árszabályozás szükségességéről. A vitát esetenként a távhőárakban megmutatkozó jelentős különbségek váltották ki, máskor a villamos energia- és földgázpiacok liberalizációját, vagy a hagyományosan önkormányzati/közösségi tulajdonban lévő szolgáltatók privatizációját követően ingott meg a szabadáras rendszerbe vetett bizalom. A megerősödő aggodalmak az árszabályozás alól mentesülő monopol távhőtevékenységek túlzott profitjáról, illetve az áremelkedések nyomán felmerülő gyanú az erőfölénnyel való visszaélésről szóltak. A vitát többnyire szektorális versenyhatósági vizsgálatok és külső szakértők által végzett elemzések követték, melyek nyo-

mán felszínre kerültek azok a szempontok, melyek segítségével megítélhető, szükséges-e hatósági árszabályozás alá vonni a távhőszolgáltatást. A vizsgálatok többsége arra jutott, hogy a hatósági árszabályozás bevezetését a körülmények nem indokolják.[27]

A különböző árszabályozási rezsimekre vonatkozó részletes leírásokat a tanulmány országpéldákat bemutató mellékletében szerepeltettük.

[27] Hollandiában a versenyhatósági vizsgálat csak azt követően zajlott le, hogy a holland parlament 2008–ban elfogadta a távhő árának szabályozását kimondó törvényt. A vizsgálat itt sem igazolta a túlzott profitokkal kapcsolatos előzetes aggodalmakat, és bár nem vezetett az árszabályozás hatályon kívül helyezéséhez, de a részletszabályok finomításra kerültek.

4. A HAZAI ÁRSZABÁLYOZÁS

A távhőszektor árszabályozása a rendszerváltást követő két évtizedben jelentős változásokon ment át. A szocializmus évtizedeiben központi döntésre, központi forrásokból kiépített, olcsó energiaforrásra és jelentős fogyasztás kiszolgálására méretezett, központi árszabályozás alá eső távhőrendszerek tulajdona és felügyelete – a fogyasztás drasztikus csökkenését és az ártámogatási rendszer összeomlását követően – a kilencvenes évek közepére az államtól az önkormányzatokhoz került. A távhőárak szabályozása közel két évtizeden át az önkormányzatok feladata volt, majd 2011-ben más közszolgáltatásokhoz hasonlóan újra központi hatáskörbe került, és kialakult az árszabályozás jelenlegi rendszere. A következőkben röviden áttekintjük a korábbi időszakok lényeges elemeit, majd részletesen bemutatjuk és értékeljük a jelenlegi árszabályozási rendszert.

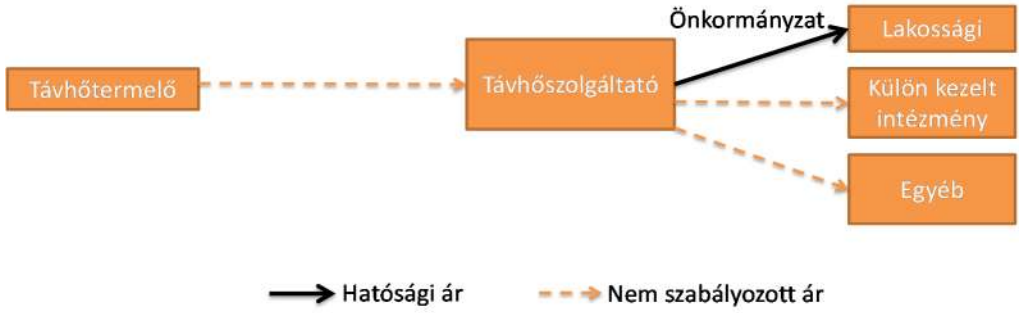
4.1. A TÁVHŐÁRSZABÁLYOZÁS RÖVID TÖRTÉNETE

Az addig államilag működtetett távhőszektor a kilencvenes évek során drasztikus átalakuláson ment keresztül: 1991-ben megszűnt a távhőárak dotációja (az árak megduplázódását eredményezve), a távhőszolgáltató rendszerek önkormányzati tulajdonba kerültek, az árszabályozást pedig 1992-ben önkormányzati hatáskörbe delegálta az ártörvény módosítása. A központi kormányzat lényegében kivonult a szektorból, az önkormányzatokra hárítva a távhőellátás fenntartásának és működtetésének felelősségét. Az ártörvény ugyan megszabta az árszabályozás általános kereteit, de a távhőtermelők értékesítési árai (a villamos energiával kapcsolt hőt termelő erőművek kivételével, melyek hőértékesítési árai központi – miniszteri - felügyelet alatt maradtak), a csatlakozási díjak és a lakossági távhőszolgáltatási árak megállapítása önkormányzati hatáskörbe került.

Az ártörvény az önkormányzati ármegállapítással szemben azt követelte meg, hogy a hatósági ár „a hatékonyan működő vállalkozó ráfordításaira és a működéséhez szükséges nyereségre fedezetet biztosítson". Az 1998. évi távhőtörvény ezt azzal egészítette ki, hogy „az árnak ösztönözni kell a biztonságos és legkisebb költségű távhőszolgáltatásra", és azok megállapításánál „…figyelembe kell venni a folyamatos és biztonságos szolgáltatáshoz szükséges tartalékkapacitáshoz kapcsolódó költségeket".

Több mint egy évtizedes önkormányzati ármeghatározást követően 2005-ben megindult a távhőárszabályozás liberalizációja: a termelői hőárak többségére a jogalkotó eltörölte az önkormányzatok árhatósági jogkörét (a villamosenergia-termelői engedéllyel rendelkező, 50 MW lekötött lakossági hőteljesítményt meghaladó termelők kivételével). Néhány évvel később a termelői hőárak árak teljes mértékben kikerültek a hatósági felügyelet alól, így az önkormányzatok szabályozói kompetenciája a lakossági távhőszolgáltatás és a csatlakozás díjainak felügyeletére szűkült.

6. ÁBRA: A 2008-2011 KÖZTI TÁVHŐ ÁRSZABÁLYOZÁS*



Forrás: REKK
** Külön kezelt intézmények csak 2011-től léteznek*

A fenti távhőtermelői árliberalizációs folyamatot az állami támogatásoknak a távhőszektorba történő becsatornázása kísérte. A 2000-es évek közepétől a kapcsolt és megújuló alapú villamosenergia termelés támogatásának bevezetésével a távhőtermelésben teret nyertek kis gázmotorok, melyek a nagyvonalú kötelező átvételi áraknak (vagyis a masszív villanyoldali keresztfinanszírozásnak) köszönhetően versenyképes áron tudták kiváltani, illetve kiegészíteni az elöregedett fűtőműveket és hozzájárultak a távhőtermelői infrastruktúra modernizációjához. A zömében a távhőrendszerekben létesített gázmotorok összes beépített kapacitása 2007-re meghaladta az 500 MW-ot.[28]

A támogatási rendszernek köszönhetően lendületet kapott az emissziós határértékeknek megfelelni nem képes elöregedett szenes erőművek biomassza tüzelésre történő átalakítása is: 2002-2005 között hat szenes nagyerőművi blokkot (354 MW kapacitással) alakítottak át együtt tüzelésre. Ekkor történt meg az ajkai és a pécsi erőművi blokkok biomasszára (faapríték-tüzelésre) történő átállítása, de a kötelező átvétel fontos szerepet játszott a későbbi tatabányai és pécsi fejlesztésekben is.

A termelői hőárszabályozás 2008. évi kivezetése (és a fenti struktúraváltás) tehát nagymértékű támogatások árán valósult meg: a kapcsolt erőműveknek járó kifizetések 2007-ben az 50 Mrd Ft-ot súrolták, melynek egy része a távhőszolgáltatók hővásárlási költségeinek csökkentésében csapódott le, jóllehet, az említett összegből a gázmotorok üzemeltetői is jelentős profitot realizáltak.[29] A biomasszára áttérő hőtermelők KÁT rendszerben történő villamosenergia-értékesítései után járó támogatás szintén hozzájárult (illetve a mai napig hozzájárul) az érintett távhőszolgáltatók hővásárlási, ill. hőtermelési költségeinek mérsékléséhez, jóllehet ez összegszerűen jóval kisebb, mint a kapcsolt támogatásból származó tétel.

[28] MEH Kormánybeszámoló 2007

[29] A REKK korábbi számításai szerint a 2008. évi kapcsolt gázmoroknak folyósított 29,1 Mrd Ft támogatásból 10,4 Mrd fordítódott hőár-támogatásra, 12,6 Mrd a beruházások megtérülővé tételére, míg 6,1 Mrd indokolatlan, a megtérülés biztosításán felüli profit volt. Lásd: REKK (2010): A kapcsolt hő- és villamosenergia-termelés versenyképessége és szabályozási kérdései Magyarországon.

A távhőárak hatósági kontrolljának csökkenésével párhuzamosan a 2000-es évek végére egy másik folyamat is felerősödött: az önkormányzatok árszabályozási kompetenciájába vetett jogalkotói bizalom másfél évtizeddel az árhatósági jogkörök delegálását követően erősen megfogyatkozott. A jogalkotó ezért 2008-ban kísérletet tett arra, hogy egységes, normatív szabályok kidolgozásával és az energiahivatalhoz rendelt ellenőrzési/árfelügyeleti jogkör megteremtésével az önkormányzatok árszabályozási mozgásterét szigorúbb keretek közé szorítsa.

A szabályozási változások egyrészt az energiahivatal központi árfelügyeleti jogkörének megteremtésére irányultak.[30] A vonatkozó MEH jogkörrel kiegészült távhőtörvény értelmében a távhőszolgáltatóknak (csatlakozási díjakra és a lakossági árakra vonatkozó) ármódosítási kérelmeiket az önkormányzathoz történő benyújtást megelőzően be kellett mutatniuk az Energiahivatalnak, amely hatósági eljárás keretében döntött arról, hogy a módosított árak megfelelnek-e a rendeletben és annak módszertani útmutatójában rögzített feltételeknek. A hivatali határozatot követően az önkormányzatok döntöttek a végső árakról, de csak lefelé térhettek el a MEH által előzetesen „jóváhagyott" áraktól. Ezen túl a módosítások arra is felhatalmazták az Hivatalt, hogy hivatalból, közigazgatási eljárás keretében ellenőrizze a szolgáltatók által alkalmazott árakat.

Az ezt követően életbe lépő szabályozásmódosítások rendeleti szinten meghatározták azon szempontokat, amelyeket figyelembe kell venni a távhő csatlakozási díjának, a távhőszolgáltatás, valamint a távhőtermelő és távhő szolgáltató közti szerződésben meghatározott árának megállapítása során[31]. A vonatkozó rendelet melléklete részletes módszertani útmutatót tartalmaz a csatlakozási és a fogyasztói árak megállapításánál alkalmazandó szempontokról, mely többek között meghatározza a figyelembe veendő árképzési költségelemek körét is. Ezáltal, ha korlátozott mértékben is, de olyan egységes, normatív szempontok jelentek meg az árszabályozásban, melyeket valamennyi önkormányzatnak figyelembe kellett vennie az árak meghatározása során.

A fenti módosítások bevezetésével párhuzamosan két lényeges folyamat is megindult: 2009 nyarán a VET módosítása elrendelte a kapcsolt termelésre vonatkozó kötelező átvételi rendszer 2010. decemberi kivezetését, így világossá vált, hogy rövidesen jelentős finanszírozási deficit jelenik meg a távhőszolgáltatásban. A kapcsolt támogatás kivezetéséről szóló döntéssel lényegében egy időben történt meg a távhőszolgáltatást terhelő 25%-os ÁFA-kulcs 18%-os kedvezményes szintre, majd fél évvel később 5%-os szintre történő csökkentése.[32]

A távhőárszabályozás 2009-re kialakult formája, mely megteremtette az önkormányzati döntések kontrollját ellátó központi – energiahivatali - jogkört, de egyúttal a csatlakozási és a lakossági távhőárakra korlátozta a hatósági jogosítványokat, néhány évvel később újra átalakult.

[30] A MEH árfelügyeleti jogkörét megteremtő módosításokat a távhőszolgáltatás versenyképesebbé tételéről szóló 2008. évi LXVII. Törvény fogalmazta meg. A vonatkozó rendelkezéseket (azóta módosított tartalommal) a távhőtörvény 57/A-C. § tartalmazza. A törvényben elrendelt módosítások 2009. január 1-jén léptek hatályba.

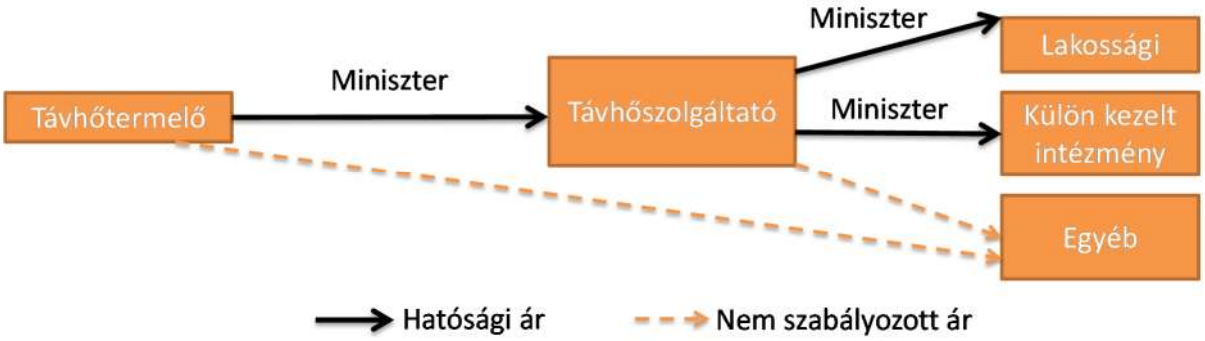
[31] 36/2009. (VII. 22.) KHEM rendelet a távhőszolgáltatás csatlakozási díjának és a lakossági távhőszolgáltatás díjának, valamint a hőenergia távhőtermelő és a távhőszolgáltató közötti szerződésben alkalmazott árának meghatározása során figyelembe veendő szempontokról, és a Magyar Energia Hivatal által lefolytatott eljárásban kötelezően benyújtandó adatok köréről.

[32] A 18%-os ÁFA 2009. augusztus 1-től, az 5%-os 2010. január 1-től érvényes.

A 2011 évi távhőárszabályozási változások, melyek erősen összefüggtek a kapcsolt termelés kötelező átvételének megszűntetésével, a következőkben foglalhatóak össze:

- **Az engedélyezési és árhatósági jogkörök kiszélesítése és központosítása**: A lakossági árak mellett a külön kezelt intézményeknek történő távhőértékesítési árak, illetve a termelői hőárak is bevonódtak a hatósági árszabályozás alá. Az árelőkészítő a Magyar Energia Hivatal, az ármegállapító pedig az energetikáért felelős miniszter lett. Az önkormányzat mind engedélyezési, mind árhatósági jogkörét elvesztette, csak a csatlakozási árak tekintetében tartotta meg formális ármeghatározó jogkörét, de döntési kompetenciája az energiahivatali felügyeleti jogkör megteremtésével erősen csökkent.
- **Lakossági távhőárak befagyasztása, majd csökkentése**: Az ármegállapítás részletszabályainak kidolgozásáig az önkormányzatok által korábban meghatározott távhőárakat a 2011. március 31-én hatályos szinteken befagyasztották, majd több alkalommal csökkentették. 2012 január elején még egy inflációkövető áremelés történt, majd 2013 január 1-től a rezsicsökkentés részeként 10%-kal csökkentek a lakossági árak, amit 2013 őszén újabb, 11%-os csökkentés kísért, végül a 2014 fűtési idényre még egy mérsékelt (3,3%-os) csökkentés valósult meg.
- **Földgáz alapú kapcsoltak KÁT rendszerének megszűntetése és a támogatások átcsoportosítása**: A nem megújuló kapcsolt erőművek 2011 júliusától kikerültek a kötelező átvétel rendszeréből, ezáltal a távhőszektor jelentős forrásoktól esett el. A forráskiesés pótlására bevezették a kapcsolt termelésszerkezet átalakítási díjelemet, amely közvetlenül a távhőszolgáltatóknak történő kifizetéseken (támogatásokon) keresztül járult hozzá a rendszer finanszírozásához.

7. ÁBRA: A 2011 UTÁNI TÁVHŐ ÁRSZABÁLYOZÁS



Forrás: REKK

4.2. AZ ÁRSZABÁLYOZÁS JELENE

A jelenlegi magyar távhőárszabályozás három elemből tevődik össze: a lakossági távhőszolgáltatási árakból, a termelői (hőértékesítői) árakból, illetve a fajlagos szolgáltatói támogatásokból. A lakosság és külön kezelt intézmények távhőszolgáltatási árait explicit formában egyetlen miniszteri rendelet sem rögzíti tételesen; ezeket az országgyűlés 2011 márciusában az akkori, az önkormányzatok által meghatározott szinten fagyasztotta be, majd 2013-tól

a rezsicsökkentés részeként egységes mértékben csökkentette azokat. Ezen árak meghatározását (pontosabban befagyasztását és csökkentését) semmilyen energiahivatali költségvizsgálat nem előzte meg. A szolgáltatás tényleges költségeit tükröző fogyasztói árak kiszámítására és meghatározására tehát explicit formában a mai napig nem került sor, jóllehet a MEKH által történő éves távhőszolgáltatói támogatás meghatározás során meghatározásra kerülnek a szolgáltatás indokolt költségei, és az egyes szolgáltatókra kihirdetett fix és fajlagos támogatások segítségével könnyen kiszámolható, hogy közelítőleg mekkora lenne a szolgáltatás valóságos ára.

Az árszabályozás elveit és keretszabályait a távhőtörvény tartalmazza. Ezek közül kiemelkedik a legkisebb költség elve, amit rendeleti szinten úgy jelenik meg hogy az indokolt költségek meghatározása során „a legkisebb hőtermelői költséget jelentő hőelőállítást kell alapul venni", ami az esetek többségében a jórészt amortizált gázkazánok költségszintjét jelenti. A gyakorlatban ez úgy jelenik meg, hogy a különböző hőtermelő berendezésekhez kapcsolódó költségek elismerésekor a Hivatal modellezi a legalacsonyabb hőköltségeket eredményező üzemviteli sémát, és amennyiben az érintett termelő ettől a sémától eltérően járatta/üzemeltette egyes berendezéseit, akkor az ehhez kapcsolódó többletköltséget nem ismeri el számára.[33]

A rendeleti szabályozásban ezzel szemben elsikkad a másik törvényben rögzített szempont, amely a „folyamatos termelés és biztonságos szolgáltatás" indokolt költségeinek figyelembevételét, és a „szükséges tartalékkapacitásokhoz kapcsolódó" költségek elismerését hangsúlyozza. A földgáz kapacitáslekötéseket a Hivatal az éves csúcsigények szintjén ismeri el az árban, de rendeleti szinten sem az elvárt ellátásbiztonsági szint, sem a szükséges tartalékkapacitások mértéke nem kerül meghatározásra, így az ehhez kapcsolódó költségek elismerése sem biztosított.

Fontos hangsúlyozni, hogy a legkisebb költség elve nem egyenlő a távhőtámogatási kassza legkisebb megterhelésének – nem létező – elvével. A termelői és szolgáltatói költségelemek indokoltságának vizsgálatakor alkalmazott jogos „szigor" ugyanis nem veszélyeztetheti a biztonságos és folyamatos termeléshez, és a létesítmények fejlesztéséhez szükséges források rendelkezésre állását. Az ármeghatározás elveinek és szabályainak konzekvens alkalmazása tehát még változatlan gázárak esetén sem feltétlenül biztosítja a támogatási kassza egyensúlyának megőrzését.

A távhőtörvény szerint a hatósági árszabályozás a távhőszolgáltatónak értékesített hő árára, továbbá a lakosságnak és külön kezelt intézményeknek nyújtott távhőszolgáltatás árára terjed ki. A törvény kimondja, hogy az árak meghatározása „összehasonlító elemzések felhasználásával", és a jogszabályban rögzített elvek figyelembevételével történik. Az árak fentiek szerinti előkészítése a Hivatal feladata, aki évente augusztus 31-ig megküldi javaslatát a miniszternek, aki a hatósági árak kihirdetéséért felel.

A valóságban a fenti ármeghatározási folyamat a végfelhasználói (lakossági és intézményi) árakra nem vonatkozik, hisz azokat a jogszabály az önkormányzatok által kihirdetett szinten fagyasztotta be, majd differenciálatlanul csökkentette azokat. Az energiahivatal árelőkészítő

[33] Egy kapcsolt termelő esetén gyakori probléma, hogy miközben a termelő cégszinten optimalizál (vagyis a legalacsonyabb összköltséget és legmagasabb villamosenergia- és hőbevételt eredményező termelési mixben járatja kapcsolt berendezését és kazánját), addig a Hivatal a legkisebb költség elvére hivatkozva kizárólag a (saját számításai szerint) legalacsonyabb hőköltséget eredményező termelési mixet hajlandó elismerni a hőárban.

szerepe valójában a termelői (hőértékesítői) árak és a szolgáltatónak juttatott támogatások meghatározására koncentrálódik. A termelői árak és támogatások kiszámítását éves gyakoriságú hivatali költségfelülvizsgálat előzi meg, melynek rövid módszertani elveit az 50/2011-es rendelet 2. melléklete tartalmazza. Az ármeghatározás alapvetően a hagyományos „költségplusz" típusú módszert követi: a hivatal megvizsgálja a termelők és szolgáltatók előző évi eredménykimutatásában szereplő, illetve az engedélyesek által szolgáltatott egyéb tényadatokat, majd „összehasonlító gazdasági elemzések" és egyedi vizsgálat alapján meghatározza adott termelő indokolt (vagyis a hivatal által elfogadott) költségeit és eszközértékét.

Az árszabályozásnak ez az egyik legellentmondásosabb eleme: míg egyes szolgáltatók szerint az előző évi költségek és az aktuális földgázárak alapján kisebb-nagyobb biztonsággal előrejelezhető a tárgyévi árszint, számos termelő, illetve szolgáltató átláthatatlannak tartja, mi alapján minősíti a Hivatal egyes költségelemeiket részben vagy egészben indokoltnak, másokat indokolatlannak. Az ármeghatározás transzparenciájának növelése érdekében a MEKH a rendeleti árak kihirdetése előtt megküldi az engedélyeseknek azokat az (esetenként a legapróbb költségelemekig lemenő) excel táblákat, melyek a termelői árak és a szolgáltatói támogatások meghatározását tartalmazzák. A táblázatokból (melyek cellái sokszor az engedélyesek által nem ismert belső MEKH adattáblákra mutatnak) azonban nem minden esetben derül ki, miért épp akkora egyes költségelemek „elismerési aránya", vagy épp miért annyi cső és támoszlop felhasználását tartja a MEKH indokoltnak.

A termelői árak és támogatások meghatározását tartalmazó táblák előzetes megküldése ugyanakkor csak annyiban járul hozzá az ármeghatározás kiszámíthatóbbá tételéhez, amennyiben egyik évről a másikra nem történik módszertani változás. Erre vonatkozóan azonban nincsen jogszabályi garancia, ezért az ármeghatározás keretrendszere (mely rendeleti szinten csupán általános elveket és gumiszabélyokat rögzít) valójában nagyon beszűkíti a kiszámíthatóságot,

Az indokolt költségek meghatározását célzó összehasonlító elemzések elvégzésére és alkalmazására vonatkozóan a rendelet nem tartalmaz részletszabályokat, ahogy a Hivatal sem teszi közzé az árelőkészítés során végzett ilyen irányú elemzéseinek eredményeit, ami nagyban rontja az érintett költségelemek meghatározásának átláthatóságát. Fontos azonban jelezni, hogy két lényeges költségelem, a földgázárak és a szén-dioxid költségek esetében a Hivatal kidolgozott egy módszertani útmutatót, melyből pontosan megismerhetőek azok a szabályok, melyek mentén a fenti költségelemek elismerésre kerülnek.

Az elismerésre kerülő költségek meghatározásának másik kevéssé transzparens eleme a rendeletben több helyen említett egyedi vizsgálat. Vannak bizonyos költségtételek, melyek kizárólag „egyedi vizsgálat alapján" minősülhetnek indokolt költségeknek. A hitelek törlesztése, a hitelkamatok, az egyéb pénzügyi költségek és az igénybe vett szolgáltatások költségeinek figyelembevétele teljes mértékben a hivatal mérlegelésétől függően történik. A rendelet azonban valójában valamennyi költségkategória esetében lehetővé teszi az „egyedi mérlegelést", vagy a részletesen nem szabályozott „összehasonlító gazdasági vizsgálatok" alkalmazását, vagyis lényegében a Hivatalra ruházza az indokolt költségek meghatározásának szabályait.

Az árszabályozás transzparenciájában fennálló fenti hiányosságok (nevezetesen az összehasonlító elemzések módszertanának hiánya és az egyedi vizsgálatok szerepeltetése) mögött az

a jogalkotói megfontolás húzódik meg, hogy az ármeghatározás során az árhatóságnak lehetősége legyen az engedélyesek egyedi körülményeinek mérlegelésére. Ez azonban nem csupán annak biztonságát adja az érintetteknek, hogy felmerült költségeik elismerésének szükségességét az eljárás során indokolhatják, hanem annak bizonytalanságát is, hogy mikor és milyen mértékben minősülhetnek egyes költségeik indokolatlannak.

Az indokolt költségeken túl a rendelet az árakban elismer egy előre meghatározott mértékű megtérülést is, mely adott hőtermelő, illetve távhőszolgáltató -indokolt- bruttó eszközértékének és egy 2%-os (megújuló és nagy hatásfokú kapcsolt hőtermelők esetén 4,5%-os) nyereségtényező szorzataként határozódik meg. Az indokolt költségekbe beépülő nyereségtényező azonban nem csak ex-ante árképző elem, hanem ex-post nyereségkorlát is: amennyiben az érintett termelő vagy szolgáltató eszközarányos nyeresége meghaladja az előre rögzített 2, illetve 4,5%-os szintet, a következő ármeghatározás során a többletnyereség elvételre kerül. Ez alól abban az esetben mentesül az érintett piaci szereplő, ha a többletnyereséget valamilyen hatékonyságnövelő vagy költségcsökkentő beruházásra fordítja.

Érdemes megemlíteni, hogy jelen körülmények között rendkívül nehézkes a távhő projektek finanszírozása. Ennek hátterében több különböző tényező áll. Az első a nyereségkorlát. A bankok ugyanis a legtöbb esetben cash-flow alapon szeretnék értékelni a hitelhez kapcsolódó beruházást, egy ex-post nyereségkorlát esetén azonban ez nem lehetséges. Szintén nehezíti a helyzetet az éves ármeghatározás, ami a jelenlegi keretrendszerben (a fent bemutatott egyedi elbírálások és összehasonlító gazdasági vizsgálatok miatt) nem kiszámítható, és a finanszírozók számára sem kellően átlátható, így nehezíti a hosszú lejáratú hitelek kihelyezését. További bizonytalanságot visz a rendszerbe, hogy a Hivatalnak csak javaslattételi jogköre van, az árakat a miniszter hirdeti ki – még, ha az utóbbi évek gyakorlatában nem is tért el a javasolt értékektől.

Az önkormányzati tulajdonban lévő távhőcégek esetében ezen túl egy további korlát is fennáll: egy évnél hosszabb lejáratú hitelt kizárólag kormányengedéllyel igényelhetnek – ez a legtöbb tulajdonost már önmagában visszatartja a projektek elindításától. A nem önkormányzati tulajdonú cégek – ez elsősorban a termelői oldalon jellemző – hitelképesebbek. Általában olyan projektek finanszírozása könnyebben megoldható, ahol nagy az értékcsökkenés aránya az éves árban, és ehhez képest jóval kisebb a változóköltségek szerepe, például a geotermikus projektek esetén. Ezeknél a projekteknél ugyanis sokkal kisebb a bizonytalanság a fellépő valós költségek és az éves szinten megállapított árak esetleges eltérésében, mint például egy tüzelőanyagáraktól erősen függő gáztüzelésű vagy biomassza tüzelésű egység esetén.

Banki szakértőkkel folytatott egyeztetések során egyértelműen kiderült, hogy a finanszírozhatóságot nagyban könnyítené, ha a jelenlegi ármeghatározás mögötti számítások transzparens módon lennének közzétéve – részletes, transzparens, mindenki számára elérhető számolótáblák publikálása, vagy csak maguknak a számolásra vonatkozó részletszabályoknak az ismertetése komoly előrelépést jelentene.

Tüzelőanyagköltségek és szén-dioxid-kvótaárak

A tüzelőanyagköltségek esetén a földgáz árra, valamint az egyéb változóköltség típusú elemek közül a szén-dioxid-kvótaárra vonatkozóan a Hivatal hirdetményben tette közzé az elismert költségek számításának részletes módszertanát. Ezen módszertan mindkét költségelem esetén egy plusz ösztönzést is tartalmaz: az elismert költségek esetén egy referenciaár kerül meghatározásra, mely a tényleges költségektől függetlenül kerül elismerésre, vagyis a szereplők az

alacsonyabb ténylegesen realizált költségek esetén nyereséghez jutnak. A hirdetmény azonban kiköti, hogy az így realizált profit nyereségkorlát feletti részét továbbra is csak fejlesztési forrásként használhatja fel az engedélyes.

A hirdetményt alapvetőn előremutató, a transzparenciát segítő intézkedésként értékeljük, hiszen – ahogy fent bemutattuk - a rendelet nem minden költségelem esetén tartalmaz egyértelműen értelmezhető szabályokat, így a szereplők számára mindenképpen segítséget jelent egy ilyen típusú részletes számítási módszertan kihirdetése. Szintén pozitív az ösztönző elem alkalmazása – bár a nyereségkorlát feletti rész „elvétele", illetve elköltésének megkötése erre az elemre is vonatkozik, így kisebb ösztönzést jelent, mintha a tényleges földgáz költségek utólagos vizsgálatára sem kerülne sor.

A földgáz árak esetén az elismert molekula költsége mellett a rendszerhasználati díjak, a szagosítási díj, a tárolói díj és a jövedéki adókhoz kapcsolódó költségek elismerésének módszertana is részletesen bemutatásra kerül. A molekuladíj esetén a képlet május utolsó keddjének TTF havi futures áraiból indul ki, ezeket súlyozza a következő gázév havi szerződött földgázmennyiségeivel (vagyis figyelembevételre kerül az engedélyes profilja), ehhez adódik hozzá egy ebben a hirdetményben kihirdetett spread, majd az ugyanazon a napon (május utolsó keddjén) kialakuló árfolyam és az FGSZ által publikált GJ/MWh átváltási tényező segítségével történik meg az átváltás EUR/MWh-ról Ft/GJ-ra.

Az egyetlen nap ára alapján meghatározott referencia ár a kockázatcsökkentést hivatott elősegíteni a szereplők számára, az interjúk során többen megerősítették ennek számukra kedvező voltál. Ennek a megoldásnak azonban vannak hátrányai is. A kockázatkerülőket arra ösztönzi, hogy mindannyian a kiválasztott napon szerződjenek, ami nem feltétlenül szerencsés. Ezen túl a távhőkassza szempontjából kockázatot jelent az egyetlen nap ára alapján meghatározott referenciaár, hiszen előfordulhat, hogy épp az előre kihirdetett időpontban alakulnak ki magasabb árak. Itt tehát egy átváltásról van szó: a kockázat vagy a szereplőkön vagy a távhőkasszán van.

További torzítást vihet a piacra, hogy azon szereplők esetén, akik kevésbé alkuerősek (például relatív kis mennyiségeket szereznek be), vagy egyéb okból az őket kiszolgálni tudó kereskedők között nincs éles verseny az előre kihirdetett spread egy az egyben beépülhet a szerződésbe, még akkor is, ha a kihirdetés nélkül ennél alacsonyabb költségen is megállapodás születhetett volna. Bár a kihirdetett spread mögött a Hivatal korábbi évek szerződéseinek adataira alapuló részletes számítása áll, ezt a számítást, illetve a hozzá kapcsolódó módszertant nem teszi közzé, így az a szereplők számára ismeretlen, így a mindenkori elismert spread szintje is kiszámíthatatlan.

Problémát okozhat, hogy a hirdetményben meghatározott spread nem feltétlenül tükrözi a szereplők valós beszerzési lehetőségeit, legalábbis explicit módon nem tartalmazza a kereskedői margint, illetve a szereplők fedezeti költségeit. Tekintve, hogy a távhőtermelők és számos szolgáltató számára a tüzelőanyagköltségek jelentik a legnagyobb költségelemet, néhány 10 eurócentes eltérés a tényleges beszerzés költségeitől jelentős veszteséget okozhat az érintetteknek.

A lekötött földgáz kapacitás díjával kapcsolatban szerepel a hirdetményben, hogy: „A Hivatal alapvetően elismeri az engedélyes szerződésében lévő földgázteljesítmény-lekötés nagyságát,

ugyanakkor a Hivatal fenntartja a jogot annak felülvizsgálatára, amennyiben azt túlzott mértékűnek, illetve az előző évek adataival nem összhangban lévőnek találja". A túlzott mérték jelen esetben arra is vonatkozhat, hogy az alapvetően nem földgáztüzelésű rendszerek esetében is történhet kapacitáslekötést, a tartalékok biztosítása érdekében, ezt azonban nem minden esetben ismeri el (teljes mértékben) a Hivatal. Egyik évről a másikra jelentős változást szintén ritkán fogad el a Hivatal, de erre vonatkozóan sincsenek kiszámítható, transzparensen lefektetett szabályok. Az elismert kapacitáslekötés képletében az éves tarifák szerepelnek, és a pontonkénti (éves) maximális földgázteljesítmény-lekötés, vagyis a szereplők ebben az esetben is ösztönzöttek arra, hogy az így meghatározott referenciánál olcsóbban igyekezzenek megoldani a lekötést. A kapacitásgazdálkodásból származó költségcsökkentés ugyanúgy növeli a profitot, de a nyereségkorlát feletti része csak fejlesztésre fordítható.

A forgalmi díj típusú rendszerhasználati díjak, valamint a szagosítási díj esetén a Hivatal a szerződött összes gázévi földgázmennyiség alapján határozza meg az elismert költségeket.

A széndioxid-kvóta árak esetén a földgáz molekuladíjához hasonlóan egy konkrét kereskedési napon érvényes tőzsdei árakból kiindulva számított referencia árat ismer el a Hivatal: ez ebben az esetben augusztus második keddje. A referenciaár azonban két különböző termék ezen a napon kialakuló árának súlyozott átlagaként számolódik. Az első termék az aktuális naptári év decemberére vonatkozó futures EUA ár, a második pedig a következő év decemberére vonatkozó. A súlyozás 0,37 és 0,63 arányban történik, a megfelelő euro-forint futures árfolyamok figyelembevételével (a súlyozás indoklása nem szerepel a hirdetményben, de feltehetően az év augusztus második keddjén még hátralevő része, illetve a következő év éppen addig tartó része a 0,37-es és a 0,63-as szám).

Ez a módszertan, és ennek hirdetményben történő kiadása a földgázárakhoz hasonlóan pozitív elmozdulás a transzparencia irányába, továbbá költségcsökkentési ösztönzést visz a rendszerbe. Fontos megjegyezni, hogy bizonyos szereplők nemcsak az adott évben vásárolt, de a korábban kapott ingyenes kvótáikkal is rendelkeznek, így a minél hatékonyabb kvóta adásvétel ösztönzése fontos elem. A módszertannak azonban a fentiekkel megegyezően hátrányai is vannak: torzításokat visz a rendszerbe (egyetlen napon történő beszerzés ösztönzöttsége), és kockázatot jelent a távhőkassza szempontjából. Összességében azonban a legtöbb piaci szereplő üdvözölte a kvótákhoz kapcsolódó referenciaár és módszertan bevezetését, és a rendszer a gyakorlatban is jól működik.

Egyéb működési költségek és értékcsökkenés

A nem földgáz alapú tüzelőberendezések tüzelőanyagköltségét, az igénybe vett szolgáltatásokat és a pénzügyi ráfordításokat a Hivatal „egyedi vizsgálat alapján" veszi figyelembe az ármeghatározáskor. A tüzelőanyagköltségek esetében az egyedi mérlegelés vélhetően összehasonlító vizsgálatokat jelent, referenciár meghatározási módszertan azonban földgáztól eltérő tüzelőanyagokra (pl. biomasszára) nem került publikálásra. Az igénybe vett szolgáltatások esetében hasonló a helyzet: jóllehet ez a költségtétel számon integrált vállalkozás esetén számottevő költségtétel, az egyes költségelemek (pl. jogi, vagy pénzügyi szolgáltatások) indokoltnak tekintett referenciaértékeinek meghatározására vonatkozóan nincsenek publikus módszertanok.

A fix működési költségek esetében az egyik legnagyobb problémát az jelenti, hogy az auditált beszámolókban szereplő értékekre alapozott költségelismerés a szóban forgó költségelemekben (pl. a bérekben) bekövetkező áremelkedést csak egy-másfél éves késéssel veszi figyelembe. Jóllehet ezen költségelemek jelentős részére könnyen alkalmazható lenne valamilyen inflációs előrejelzés, a módszertan ennek alkalmazását nem írja elő. Kérdéses továbbá, hogy ezen költségelemek esetében hogyan történik az iparági összehasonlítás: eddigi információink szerint az összehasonlítás alapja sokkal inkább adott cél előző évi költségszintje, mint a többi termelő/szolgáltató fajlagos költségei.

Az értékcsökkenés elismert szintjét két módon határozhatja meg a Hivatal: elfogadhatja az auditált eredménykimutatásban szereplő értékcsökkenési leírást, vagy meghatározhatja azt „összehasonlító gazdasági elemzéseken alapuló, az eszközök hosszú távú folyamatos működőképesen tartása érdekében felmerülő mértékben". A Hivatal a gyakorlatban vélhetően az auditált értékekből indul ki, melyeket akkor korrigál, ha adott engedélyes adatszolgáltatásában szereplő értékek eltérnek az eredménykimutatásban szereplő értékektől. A termelők és távhőszolgáltatók tehát meglévő eszközállományuk (fűtőműveik, vezetékeik, egyéb berendezéseik) után jellemzően nagy biztonsággal megkapják ezen berendezések eredménykimutatásban szereplő értékcsökkenését. Ez ugyanakkor nem feltétlenül kezeli azt a problémát, hogy korábbi vizsgálatok a távhőszolgáltatók eszközértékében és értékcsökkenésében súlyos aránytalanságokat (többnyire indokolatlanul alacsony értékeket) állapítottak meg.[34]

Az új termelői beruházások esetében a beruházási támogatással csökkentett eszközértékre számolható el amortizáció, míg a többi fix költségre, illetve a tüzelőanyag költségekre a beruházó által előrejelzett, illetve szerződésekkel igazolt értékek kerülnek elismerésre, amennyiben az így kialakuló ár nem haladja meg adott hőkörzet átlagos termelői hőárait. Ellentétes esetben minden költségelemnek csak olyan hányadát ismeri el a Hivatal, hogy az így kialakuló hőár alatta maradjon a meglévő árszintnek. A meglévő berendezések aktuális gázárral kalkulált termelési költségszintje ezáltal egy plafont szab meg a versenyző termelői beruházók számára: a rendszer ezáltal minden esetben csak a meglévő hőárnál olcsóbb árat eredményező beruházásokat enged megvalósulni.

Ebben a logikában a meglévő berendezések élettartama végtelen, hisz a szabályozó műszaki állapotuktól és koruktól függetlenül minden esetben versenyképes alternatívának tekinti azokat az új termelői beruházás teljes időtartamára. Az árképzési módszertan elismeri a meglévő berendezések értékcsökkenését, de nem feltétlenül ismeri el azok pótlásának szükségességét: feltételezi, hogy a meglévő berendezések selejtezése és cseréje az alternatív fűtőberendezés élettartama alatt sem válik szükségessé.

A fenti módszertant a Hivatal az 50/2011-es rendelet indokolt költségek figyelembevételének szabályairól szóló 2. mellékletének 3. pontjára alapozza, mely szerint „A Hivatal azon beruházás esetében ismerheti el a beruházási hitel- valamint a visszatérítendő támogatás kamatát és törlesztő részletét indokolt költségként, amely teljesíti azt a feltételt, miszerint a beruházás számított tőkeköltségeként jelentkező elismert költségtöbblet kisebb, mint a beruházás eredménye-

[34] Lásd: Reál-Energo – Tigres (2012): Távhő árszabályozási modell kialakítása bechmark alapon

ként fellépő költségmegtakarítás." Ezen szabály korrekt értelmezése esetén a keletkező költségmegtakarítást nem csupán az első évre, hanem a beruházás teljes élettartamára kell számítani.

Ez természetesen számos problémát felvet: miközben az új beruházás várható tőkeköltségei nagy bizonyossággal ismertek, addig a helyettesítő hőforrásnak tekintett meglévő gázkazán jövőbeni költségei sokkal bizonytalanabbak. A gázárat 5-15 évre előrejelezni jelentős bizonytalansággal jár, miközben egy 25 éves kazán esetleges későbbi meghibásodásai, javítási költségei, illetve végleges leselejtezésének, és egy másik berendezéssel történő cseréjének időpontja és annak költségei ugyancsak nehezen kalkulálhatóak.

Abban az esetben, ha az új beruházás alacsonyabb költségszinten tud megvalósulni, mint a jelenlegi gázkazánok üzemeltetése, a váltás lehetségessé válik. Ahogy azonban fent bemutattuk, az értékcsökkenés beruházási támogatás esetén csak az önerőre vonatkozóan számítódik. E mögött az elv mögött a „dupla támogatás" elkerülése áll, fontos azonban átgondolni, hogy mit jelent ez a jövőre vonatkozóan. Az értékcsökkenés szerepe alapvetően, hogy a beruházás élettartamának végére a beruházó rendelkezzen az eszköz pótlásához szükséges tőkével. Abban az esetben azonban, ha például egy 50%-os beruházási támogatással megvalósult projektről van szó, a megkapott ÉCS egy következő beruházásnak csupán a felét fedezi.

Kapcsolt termelés

A kapcsolt termelés esetén érdemes a jelenlegi gyakorlat bemutatásakor két külön esetet vizsgálni, melyeket a Hivatal is eltérően kezel. Bár mindkét esetben a legkisebb költség elvét alkalmazza, az mégis más eredményre vezet.

Az első esetben a rendelkezésre álló (amennyiben a szolgáltatónak nincs saját termelő egysége, úgy csak a termelő oldalán, amennyiben van, úgy a szolgáltató és a termelő számára együttesen rendelkezésre álló) termelő egységek között vannak kizárólag hőtermelésre alkalmas, illetve kapcsolt termelésre alkalmas egységek. Ezek kapacitásai úgy oszlanak meg, hogy a teljes fogyasztás kiszolgálható lenne a kapcsolt egységek üzemeltetése nélkül is. Ebben az esetben a Hivatal a kapcsolt egységekre vonatkozóan csak azt a költséget fogadja el, ami a gázkazánok magasabb óraszámban történő járatásával felmerült volna. A legkisebb költség elvét szem előtt tartva ugyanis egy általa modellezett, elképzelt üzemviteli sémát vesz figyelembe, ami a hőigények legkisebb költséggel történő kielégítését eredményezte volna. Az esetek többségében ez a séma azzal az eredménnyel jár, miszerint a hőellátás olcsóbb lett volna kizárólag a kazánokra támaszkodva. A szolgáltató számára a hőbeszerzés költségét számszerűsíti ily módon (mely alapján képezi majd a támogatás meghatározásának), míg a termelők esetén ez a hőárak számításának alapja lesz.

A kapcsolt egységek üzemeltetése így kizárólag akkor lesz ösztönözve, ha az áramoldalon elért profit kompenzálni tudja a hőoldali veszteségeket: a veszteségek azért keletkeznek, mert a kapcsolt termelésből előállított hő valós költsége nagyobb, mint az elismert (kazán segítségével történő elméleti) hőtermelése. A kapcsolt motorok üzemeltetéséhez modellje 2011 után, ezen új „ösztönzőrendszerben" jelentősen megváltozott: míg a kötelező átvétel időszakában a motorok gyakorlatilag zsinórban termeltek, a legtöbb üzemeltető most a kapacitásokat a tartalékpiacon ajánlja fel. Fel irányú tartalékban való rendelkezésre állás esetén alapvetően nem

kell termelnie a gázmotoroknak, tehát a hőt a kazánokban állítják elő (így a valós költség megfelel az elismertnek), miközben a gázmotorok tulajdonosa rendelkezésre állási díj formájában bevételhez jut.[35]

A második esetben a kapcsolt termelő egységeken kívül rendelkezésre álló hőkapacitás önmagában nem elegendő a fogyasztás kielégítésére. Ekkor a kapcsolt termelőegység költsége (is) elismerésre kerül a hőárat meghatározó költségek között, a legkisebb költség elvét szem előtt tartva is. Ebben az esetben a Hivatal a kapcsolt erőmű összköltségét megbontja a hőoldal és az áramoldal között. Az azonban nem szerepel sem a rendeletben, sem egyéb a Hivatal által kiadott dokumentumban, hogy ez a megbontás pontosan hogyan történik. A gyakorlat alapján nem egyértelmű, hogy minden szereplő esetén egységes módszertan szerint történik-e a költségallokáció, ami intranszparenssé teszi a rendszert.

Biomassza üzemű kapcsolt termelők esetén az áramoldalon realizált támogatást, mint költségcsökkentő tételt a Hivatal levonja a kalkuláció során, tehát az indokolt költségek ilyen formán nem kerülnek teljes egészében elismerésre. Az azonban szintén nem egyértelmű a határozat szövege alapján, hogy a támogatás levonása mit jelent: a rögzített áron történő kötelező átvétel esetén a teljes áramoldali bevétel levonását, vagy a valamilyen módszertan szerint meghatározott támogatástartalom (a mindenkori nagykereskedelmi áramár és az átvételi ár különbözetének) levonását.

Adminisztratív nehézségek

Az interjúk során több esetben is felmerült, hogy a távhőengedélyesek felé előírt adatszolgáltatási kötelezettség rendkívül magas adminisztratív terhet jelent a vállalatoknak. A bekért információk részletessége ugyanakkor segíti a Hivatalt abban, hogy minél pontosabb képet kaphasson az engedélyesek munkájáról, és többek között az alkalmazott benchmarkokat minél inkább a valósághoz közelítően tudja meghatározni. Éppen ezért ezen a területen törekedni kell az arany középút megtalálására.

Az adminisztráció nem minden piaci szereplőt terhel egyformán. Egy kisebb szolgáltató esetén egy-egy adminisztratív munkatárs adatszolgáltatáshoz kapcsolódóan eltöltött ideje nagy valószínűséggel a teljes munkaidő jóval nagyobb százalékát teszi ki, mint azoknál a nagyobb vállalatoknál, ahol sok egyéb adminisztratív feladat is felmerül, melyet akár több munkavállaló is végez együttesen. Utóbbi esetben az egyébként is felmerülő ilyen típusú költségeket az adatszolgáltatáshoz kapcsolódó adminisztráció arányosan kevésbé növeli meg. Kisebb cégek esetén előfordulhat, hogy kifejezetten az adatszolgáltatás miatt vesznek fel egy szakembert, nagyobb vállalatok esetén ez kevésbé valószínű.

Szintén fontos korlátként említette több piaci szereplő, hogy azok a potenciális partnerek, akik – akár rendkívül alacsony áron – tudnának a távhőrendszer számára hulladékhőt szolgáltatni, nem vágnak bele egy ilyen típusú együttműködésbe, mert ebben az esetben a távhőtörvény hatálya alá esve távhőtermelői engedélyért kellene folyamodniuk, és engedélyesként rájuk is

[35] Ennek az ösztönzőnek akár tovagyűrűző hatása is lehet a tartalékpiacra: a szereplők azt szeretnék, ha kapacitás díjat kapnának, elindulniuk azonban nem kellene, mert az hőoldalon veszteséget okoz. Ezért ezt az áramoldalon kompenzálni szeretnék, amit a magasabb beadott energiadíjakon keresztül könnyen meg is tudnak tenni.

vonatkozna az adatszolgáltatási kötelezettség. Ennek sem időbeli, sem költségbeli vonzatát nem kívánják vállalni az összebevételükhöz képes elenyésző mértékű hőértékesítési bevételek reményében. Ez különösen sajnálatos annak fényében, hogy a távhőrendszerek egyik legkomolyabb előnye lenne, hogy a „maradékként" megjelenő - többnyire jelenleg a környezetbe kiengedett - a végfelhasználóktól távolabb keletkező, olcsó hőt képes eljuttatni a felhasználás helyére.

Mindezek mellett külön ki kell térnünk a Nemzeti Fejlesztési Programiroda (NFP) szerepére. Az NFP az elnyert KEHOP 5.3.2-es pályázatok esetén minden esetben konzorciumvezetőként kell, hogy közreműködjön a projekt megvalósítása során.[36] A jogalkotói szándék szerint az NFP bevonásával csökkentek volna a nyertes pályázókra háruló adminisztrációs és menedzsment terhek, a projektek lebonyolítása pedig meggyorsult volna. A realitás azonban az, hogy miközben a nyertes pályázók többségénél helyben rendelkezésre állt minden kompetencia, ami a projekt megvalósításához szükséges lett volna, az NFP beemelése nagymértékben növelte a pályázat lebonyolításának időigényét és pályázók adminisztratív terheit. Jelentősen lelassult a közbeszerzési kiírások előrehaladása, ami a projektek időközbeni drasztikus (2-3-szoros) drágulásához vezetett.

[36] Az NFP-nek a távhőszektorban tervezett beruházások megvalósításában betöltendő szerepét a 158/2016. (VI.13.) Korm. rendelet tartalmazza. A rendelet 6.§ (2) bekezdése szerint "Társaság a támogatást igénylő - a támogatási szerződés megkötését követően kedvezményezett - konzorcium konzorciumvezetőjeként ellátja az 1. § szerinti projektek előkészítését, az ezen projektek megvalósításával összefüggő projektmenedzsment feladatokat, valamint ezen projektek terveinek felülvizsgálatát. A Társaság a végső kedvezményezett meghatalmazása alapján lebonyolíthatja a beszerzési és közbeszerzési eljárásokat, és szükség esetén aláírhatja a keretmegállapodásokat, valamint ellátja a műszaki ellenőri feladatokat."

5. JAVASLATOK

Jelen tanulmány célja elsősorban azon rövid távon is végrehajtható szabályozás módosítási lehetőségek felmérése, melyek nem igénylik a jelenlegi rendszer teljes átalakítását. A jelenlegi árszabályozási rendszer átalakítására vonatkozó javaslatok megfogalmazásakor ezért abból indulunk ki, hogy a távhőtermelők értékesítési árainak és a távhőszolgáltatóknak megítélt támogatások mértékének meghatározása továbbra is miniszteri jogkörben marad, a MEKH közreműködésével.

A javaslatok kifejtését megelőzően röviden felvázoljuk azokat a kereteket és elveket, melyek között a később bemutatott módosítások értelmezhetőek. Ezen keretek közé tartozik a lakossági távhőárak szabályozásának szükségessége, a központi árhatósági kompetenciák megőrzése, illetve ezen kompetenciák gyakorlásának jelenleginél normatívabb, transzparensebb és kiszámíthatóbb formája, amely feltételek alapvetően szükségesek a távhőszektorban megvalósítandó hálózatfejlesztési és távhőtermelői beruházások finanszírozásához.

Ezt követően két lehetséges szabályozásmódosítási javaslatot mutatunk be: az első egy 4 éves árciklusokban megvalósuló ársapka típusú árszabályozás, melyen belül részletesen ismertetjük, milyen módosítások képzelhetőek el a földgáz és biomassza referenciaárak meghatározásakor, az egyéb költségelemek indokolt mértékének megállapításakor, továbbá az elvárt tartalékok, a kapcsolt termelés és az új beruházások költséginek elismerésekor.

A második javaslat a távhőtermelési és távhőszolgáltatási tevékenységelemekre eltérő ármeghatározást javasol. A távhőszolgáltatási tevékenységekre vonatkozóan a korábban bemutatásra kerülő 4 éves árciklusokra meghatározott ársapka típusú szabályozást lehetne alkalmazni, a távhőtermelői tevékenységekre viszont országosan egységes, az új földgáztüzelésű gázkazán éves költségeihez igazodó ársapka kerülne meghatározásra.

5.1. A TÁVHŐÁRSZABÁLYOZÁS KERETEI

Központi árhatósági kompetenciák megőrzése

A hazai lakossági fogyasztóknak és külön kezelt intézményeknek értékesített távhő hatósági árszabályozása jelenleg indokolt szabályozói eszköz. Az árszabályozás feloldását csak az alternatív fűtési módok (pl. egyedi földgázkazánnal, vagy villamos energiával történő fűtés) közötti verseny indokolhatná, mely az érintett fogyasztók esetében nagyon korlátozott. A legtöbb távfűtött lakás esetében a szolgáltatásról való leválás nehézkes, az alternatívák köre fizikailag és műszakilag is korlátozott, az egyedi fűtési módra történő áttérés pedig jelentős beruházási költséggel jár.

Emellett az alternatív fűtési módok jelentős részében a fűtési költség jelentős részét kitevő tüzelőanyag költség (földgáz, illetve villamos energia) hatósági árszabályozás alá esik, ami tovább torzítja a fűtési módok közötti versenyt. Jelentős különbség az is, hogy míg a földgázhálózati társaságok közti kiegyenlítő mechanizmusnak köszönhetően a földgázelosztói tarifa is minden területen azonos, addig a távhő árszabályozás elismeri (és elfogadja) az eltérő hőtermelői és hálózati eszközparkkal rendelkező távhőrendszerek közti költség- és árkülönbségeket. A távhőárak szabályozásának feladása, vagy a távhő árak egyedi fűtési módokhoz

történő indexálása tehát csak akkor lehetne megfontolható alternatíva, ha a földgáz- és villamosenergia-szolgáltatás esetében is megszűnne a hatósági árszabályozás.

A központi árhatósági kompetenciák megőrzését jelen körülmények között szintén indokoltnak tartjuk. Az önkormányzatok emberi és anyagi erőforráshiánya, szakmai kompetenciájának korlátozottsága, mérsékelt alkuereje és a rövidtávú politikai érdekeknek való alárendelődése, vagy épp korrupciónak való erősebb kitettsége a múltban sok esetben vezetett elhibázott fejlesztési döntésekhez, forráskivonáshoz, és helytelen árhatósági döntésekhez.

Az önkormányzatok aktív szerepvállalása azonban mind tulajdonosi, mind szabályozási oldalon megkerülhetetlen. A távhőtörvény a távhőellátás biztosítását az önkormányzatok felelősségébe rendeli, miközben a szabályozási kompetenciák és eszközök többségét megvonja tőle, ami kétségkívül ellentmondásos helyzetet teremt. Akár tulajdonosként, akár magáncéggel kötött koncessziós szerződés útján kívánja biztosítani a távhőszolgáltatást, mozgásterét jelentősen korlátozza, hogy az engedélyezés és ármegállapítás a központi kormányzat jogköre.

Jelen tanulmány nem terjed ki a szabályozási kompetenciák központi és helyi hatóságok közti optimális megosztásának vizsgálatára. Az európai tapasztalatok azonban azt mutatják, hogy a hatósági árszabályozást alkalmazó országokban az árhatósági jogköröket központi háttérintézmények (energiahivatalok, versenyhivatalok) gyakorolják. Egy energetikai feladatokra, vagy a hálózatos iparágakra szakosodott intézmény már csak méreténél fogva is nagyobb és kompetensebb szakemberállománnyal és szélesebb körű (adott esetben iparági összehasonlításra is lehetőséget teremtő) információval rendelkezhet, mint egy kisebb önkormányzat.

Számos európai példa mutatja azonban azt is, hogy adott település távfűtéssel kiszolgálandó részeinek meghatározása, a fűtési igények felmérése és kiszolgálásuk lehetséges módjainak feltérképezése (vagyis a több európai országban ismert ún. fűtési térkép és fűtési terv elkészítése), a helyi adottságoktól függően preferált és diszpreferált, vagy éppen tiltott fűtési módok meghatározása jellemzően az önkormányzat feladata. Azon nyugat európai országok, melyek nem alkalmaznak központi árhatósági árszabályozást, a szolgáltatók felett gyakorolt tulajdonosi kontroll révén gyakorlatilag a távhőárképzést is önkormányzati jogkörbe utalják.

A távhőszektor szabályozásának tehát az önkormányzatok és a központi szakintézmények közti együttműködésen kell alapulnia. A távhőszolgáltatás fejlesztésével, illetve a helyi hőigények kielégítésében betöltendő szerepével kapcsolatos tervezési és bizonyos szabályozási kompetenciákat célszerű az önkormányzatnál koncentrálni, míg az árszabályozási kompetenciákat, és az azok ellátásához szükséges szakember állományt független központi felügyeleti szervnél tartani.

Normatív, transzparens, kiszámítható és hatékony árszabályozás

A távhőárszabályozással szemben támasztott elsődleges követelmény, hogy a szektor szereplőit a távhőszolgáltatás minőségét, versenyképességét és ellátásbiztonságát növelő beruházásokra, hatékonyságnövelő és költségcsökkentő intézkedésekre ösztönözze. Ehhez elengedhetetlen, hogy több irányú forrásbevonásra kerüljön sor: a szektor modernizációjára fordítható uniós támogatások lehívása csak önerővel rendelkező, saját tőkéjüket kockáztató és „hitelképes", vagyis külső forrás bevonására is alkalmas, finanszírozható projekteket szervező termelőkkel és szolgáltatókkal lehetséges.

Emellett a távhőszektor szabályozásnak összhangban kell lennie az alapvető energiapolitikai célkitűzésekkel, mint az energiahatékonyság növelése, a fosszilis tüzelőanyagokra való ráutaltság csökkentése, a rendelkezésünkre álló megújuló energiaforrások nagyobb arányú és hatékony felhasználása, az energiatermelés dekarbonizációja, és az ellátásbiztosság, a versenyképesség és a fenntarthatóság kölcsönös tiszteletben tartása. A szektorális szabályozásoknak nem önálló feladata a fenti célkitűzések elérése, de nem vezethetnek az energiapolitikai célok sérelméhez, vagy ellentmondásos, a másik szektorban meghozott intézkedések hatásának lerontásához.

A fenti követelményeket kielégítő hatósági árszabályozással szemben a következő általános elvárások fogalmazhatóak meg:

- Normativitás: Az árszabályozással (és mindennemű hatósági lépéssel) szemben elvárt legfontosabb követelmény. Az árhatósági döntések meghozatala világos, jogszabályokban megfogalmazott szabályrendszer mentén történjen. A magasabb normativitás szűkíti a jogalkalmazói mozgásteret és a szabályozott vállalatok beavatkozási lehetőségeit, ezáltal növeli az árhatósági döntések kiszámíthatóságát.
- Átláthatóság: Az árszabályozás keretfeltételei és az árhatósági döntéseket megalapozó részletes módszertani leírások legyenek nyilvánosak, minden érintett számára megismerhetőek, megérthető az árszabályozás módszertana, az árhatósági döntések logikája és magyarázata
- Hosszú távú stabilitás és kiszámíthatóság: A szabályrendszer nyugodjon erős alapokon és széleskörű elfogadottságon. Az árhatósági döntéseket irányító módszertani leírások megalkotását a szabályozott iparág képviselőivel folyatott nyilvános konzultáció előzze meg. A mindenkori jogalkotó és szakpolitika tanúsítson önmérsékletet a szabályok megváltoztatásában, hozzájárulva a lefektetett szabályrendszer stabilitásához, ami elengedhetetlen a távhőszektorban tervezett fejlesztések és beruházások megvalósulásához.
- Hatásosság és hatékonyság: A szabályozás lehetőség szerint legyen egyszerű, könnyen alkalmazható és kikényszeríthető, adminisztratív terhei pedig mind a szabályozott hőtermelők és szolgáltatók számára, mind pedig a szabályozó hatóság számára legyenek alacsonyak. A legkisebb termelők/szolgáltatók legapróbb költségelemének és üzemeltetési döntésének egyedi elbírálásáig hatoló szabályozás gyakorlati alkalmazhatósága korlátozott, miközben aránytalan többletterheket ró engedélyesekre és szabályozóra egyaránt.

A normativitás és transzparencia növelése bizonyos merevséget visz az árszabályozásba, hiszen az egyértelmű és részletes szabályrendszer csökkenti az áralkalmazó mozgásterét, és a szabályozott vállalatok számára hátrányos árdöntések megváltoztathatóságát. Ez erősen korlátozza a jelenleg bevett gyakorlat folytatását, melynek során az érintetteknek lehetőségük van a tervezett árdöntéseket megelőzően szakmai egyeztetést kérni az árhatóságtól, aki ennek hatására módosíthatja az érintett számára meghatározott árat vagy támogatást. Az érdekérelem azonban viszonylagos: a kisebb erőforrásokkal rendelkező termelők vagy szolgáltatók képessége a tervezett árak „újratárgyalására" eddig is korlátozottabb volt, mint a nagyobb, tőkeerősebb szereplőké. A kiszámíthatóságnak ára van, és ez az ár az egyedi döntések lehetőségét korlátozó „kötött pályás" és transzparens árszabályozási rendszer.

A normativitás gyakorlati megvalósulása azt is jelenti, hogy a lehetséges árszabályozási megoldások közül az egyszerűbb, automatizáltabb módszertanokat részesítsük előnyben. Ez értelemszerűen nagyobb teret ad a „tökéletlen" (értsd: a valós költségeket nem tökéletesen tükröző, kissé pontatlan) árak meghatározására, de egyben nagyobb ösztönzést is jelent a szereplők számára, hogy ezen „tökéletlen" módon meghatározott költségszint alá menjenek, mert az így keletkezett hasznot megtarthatják.

A normativitás ezen előnyei és hátrányai között jó kompromisszum lehet a következőkben kifejtett árciklusos árszabályozás: a ciklusok elején egy tételes költségfelülvizsgálatra kerül sor, ami lehetőséget biztosít a tényleges költségek viszonylag pontos meghatározására, de az azt követő években érvényesülő (a következő árciklus kezdetéig tartó) automatizált ármeghatározás megnyitja a termelők és szolgáltatók előtt a lehetőséget, hogy tényleges költségeiket az árakba „beégetett" szint alá nyomják.

5.2. ÁRSAPKA ALAPÚ ÁRSZABÁLYOZÁS 4 ÉVES CIKLUSOKBAN

A távhőtermelői és szolgáltatói árak meghatározására a hálózatos iparágakban bevett, a villamosenergia- és földgázelosztásban közel két évtizede alkalmazott ársapka típusú, 4 éves árciklusokkal operáló szabályozás javasolható. Az árciklus elején egy benchmark elemeket (vagyis hasonló típusú termelőknél és szolgáltatóknál felmerülő fajlagos költségek összehasonlításán alapuló költségelismerést) is tartalmazó egyedi költségfelülvizsgálat során kerülnének meghatározásra az egyes termelők és szolgáltatók (hőtermeléshez és hőelosztáshoz kapcsolódó) indokolt költségei. Ezen költségtömegből számítja ki a szabályozó hatóság az egyes termelőkre és szolgáltatókra vonatkozó induló tarifákat, melyek aztán évente előre meghatározott indexálás szerint, többé-kevésbé automatikusan kerülnek kiigazításra.

A tarifameghatározás a távhőszolgáltatók esetében természetesen mindaddig támogatásmeghatározást jelent, amíg a végfelelhasználói árak meghatározása elválik a szolgáltatás nyújtásának tényleges költségeitől.

Az árciklus elején elismerésre kerülő költségtömegbe (TC) tartozik az eszközpótlás költségét biztosító értékcsökkenés (D), a közvetlen (tüzelőanyagköltség) és közvetett (állandó költségek) működési költségek (O&M), a társaságot sújtó adók (T), valamint a szabályozó által elismert eszközértékre (RAB) számított megtérülési ráta (s).[37] Az elismert költségtömegbe ugyanakkor nem tartoznak bele a vállalat szabályozás alá nem eső tevékenységeinek költségei.

$$TC = O\&M + D + T + s*RAB$$

Az ársapka típusú szabályozás kardinális eleme az árképzés során alkalmazott (az árakba „beégetett") megtérülési ráta és a szabályozott eszközérték. A két tényező szorzata ugyanazt a funkciót tölti be, mint a jelenleg alkalmazott 2 és 4,5%-os eszközarányos nyereség, viszont van néhány figyelemre méltó különbség. Az egyik a szabályozott eszközérték, amely nem feltétlenül a társaság könyveiben szereplő „könyv szerinti" eszközértéken alapul: a szabályozott eszközérték éppúgy meghatározható az eszközök pótlási/újrabeszerzési értékén, vagy azok jövedelemtermelő képessége alapján. A másik a megtérülési ráta kiszámításának módja: az európai gyakorlat minden iparág esetén (beleértve ebbe a távhőszektort is) a súlyozott tőkeköltség

[37] Lásd: Arriaga, P. (2013): Regulation of the Power Sector

(WACC) alkalmazása. A WACC a kockázatmentes hozamnak adott iparág/tevékenység kockázataival növelt értékén határozódik meg, ezáltal biztosítva az idegen tőke (banki hitel) és a sajáttőke (részvények) hozamát.

A legalapvetőbb különbség azonban nem az egyes összetevők számítási módjában rejlik, hanem abban, hogy az árakba beépített megtérülés egyrészt nem garantált, másrészt utólag nem kontrollált: az előre meghatározott megtérülés elmaradása, vagy a társaság esetleges veszteségbe fordulása nem jár az árak kiigazításával és a „sérült" termelő/szolgáltató kompenzálásával, az árakba épített hozamszint túllépése esetén pedig a többlethozam nem kerül elvételelre. A tervezett hozamok az árba beépülnek, de utólagos nyereségkorlát nincs a rendszerben.

A fentiek szerint kiszámított elismert költségtömegből (TC) kerülnek kiszámításra az értékesített hőmennyiség (Q) alapján a termelői és szolgáltatói indulóárak/bázisárak (P), melyek aztán évente az inflációval (fogyasztói, ipari termelői, illetve szolgáltatói árindexszel) növelve (RPI), illetve az adott termelőtől/szolgáltatótól elvárt éves hatékonyságjavulással (X) csökkentve kerülnek kiigazításra.

Az árak árkiigazítás során alkalmazott indexek a gázüzemű termelők esetében elsősorban a gázárváltozás mértékét (a TTF árak és a spread alakulását), biomassza tüzelésű fűtőművek vagy erőművek esetében pedig a faaprítékok piacán bekövetkezett árváltozásokat, illetve az üzemeltetés során felhasznált villamosenergia árának változását hivatottak tükrözni. A szolgáltatók esetében nagyobb szerepük van a KSH által közzétett bérindexeknek, szolgáltatási és termelői árindexeknek.

$$TC=P*Q$$

$$P_n=P_{n-1}*(1+RPI-X)$$

Az árinflációs hatások beépítése mellett a termelőktől és szolgáltatóktól elvárt/megkövetelt hatékonyságjavulás árcsökkentő hatását is figyelembe kell venni. Az X mértékére meghatározható egy minden szereplőre egyaránt érvényes érték, de differenciáltan, adott termelő/szolgáltató iparági benchmarktól való távolsága alapján is meghatározásra kerülhet: mértéke az alulteljesítő (az iparági átlagtól elmaradó) szolgáltatók esetén nagy, a felülteljesítők (az átlagnál hatékonyabban működő szolgáltatók) esetén kisebb lenne.

Az így kiadódó „ársapka"-pálya felső korlátot szab a távhőtermelői, illetve szolgáltatói áraknak: amennyiben adott termelő/szolgáltató a 4 éves árcikluson belül az elvártnál gyorsabb ütemben képes hatékonyságát növelni, akkor az árciklus idején képződő nyereségtöbbletet megtarthatja. Ellentétes esetben a társaság veszteségek kénytelen elkönyvelni, melyet a szabályozási cikluson belül nem kompenzál az árhatóság. A szabályozott társaság költségeinek leszorításában anyagilag is érdekeltté válik. Ezért nevezik ezt az árszabályozási eszközt a költségalapú szabályozással szemben „ösztönző" szabályozásnak.

A hosszú távú árciklusok keretében alkalmazott ársapka legnagyobb hozadéka a kiszámíthatóság és a szabályozott vállalat teljesítményére gyakorolt pozitív hatás. Az éves árkiigazítások során a szabályozó hatóság nem, vagy csak nagyon korlátozott mértékben térhet el a jogszabályban rögzített indexálási mechanizmustól, ezáltal a társaság bevételei tervezhetőbbé válnak. Az árhatóság nem vizsgálja felül éves rendszerességgel a társaság tényleges költségeit:

ha a társaság sikeresen szorítja le költségeit és növeli hatékonyságát (adott termelő pl. berendezéseinek hatásfokát), akkor ezáltal többletnyereségre tehet szert, melyet a szabályozási ciklusون belül nem veszélyeztet az árhatóság beavatkozása.

Az ársapka típusú szabályozás hátránya, hogy a hőigények fokozatos csökkenése esetén az ársapka merevsége a társaság bevételeinek csökkenését okozza, így az indokolt költségtömeg „kitermelődése" a ciklus előrehaladtával egyre kevésbé biztosított. A jövedelemsapka típusú szabályozás (amikor az árak helyett a szabályozott társaság bevételtömege kerül meghatározásra és évente kiigazításra) változó hőmennyiségek esetében jól alkalmazható ugyan, politikailag és fogyasztói oldalról azonban nehezebben tolerálható, hiszen az előre rögzített, kiszámítható áralakulás előnye elveszik.

Az indokolt költségtömeg és induló árak megállapításához az árciklus indulását megelőzően tételes költségfelülvizsgálatra (és adott esetben eszközértékelésre) van szükség. Ez a tevékenység lényegében megegyezik az árhatóság által jelenleg évente alkalmazott ármeghatározással, módszertanilag viszont lényegesen kötöttebb keretek között, lényegesen hosszabb időn át zajlana.[38]

A 4 évente ismétlődő termelői és szolgáltatói költségfelülvizsgálatokat széleskörűen elfogadott, stabil és transzparens módszertannal végzett iparági benchmark egészítheti ki. A távhőszektorban tevékenykedő társaságok, mindenekelőtt a szolgáltatók diverzitásából fakadóan ugyanakkor a benchmark meglehetősen korlátozottan használható az árszabályozás során, ugyanis az összehasonlított mutatók közti eltérések oka sok esetben nem az eltérő hatékonyságban, hanem az eltérő adottságokban keresendő.[39] Ennek kiküszöbölésére olyan csoportokat kell képezni, melyek egyrészt kellően homogének ahhoz, hogy a csoporton belül ne legyenek eltérő adottságokból fakadó költségeltérések, másrészt kellően nagyszámúak ahhoz, hogy az összehasonlítás megbízható legyen.[40]

A távhőtermelői árak meghatározásában ezzel szemben nem zárható ki valamilyen technológiai benchmark alkalmazása. Az egyes hőtermelő technológiák esetében ugyanis mérsékelt a telephely specifikus költségek aránya, ezért nem indokolt, hogy két különböző városban, de azonos technológia csoportba sorolható távhőtermelő egység egymástól jelentősen eltérő, egy bizonyos tűréshatáron/toleranciasávon kívül eső árakat alkalmazzon. A toleranciasávot meghaladó drága termelőkre (a költségfelülvizsgálatot követően) meghatározott indulóárak indexálásakor magasabb hatékonyságnövelési elvárást (X) fogalmazhat meg a szabályozó hatóság. A termelői átlagot meghaladó hatékonyságnövelési faktor addig szerepelne az árképletben, míg az érintett termelők el nem érik a benchmark szintet, vagy toleranciasávon belülre nem kerülnek.

---

[38] A magyar távhőrendszerben nem tekinthető példa nélkülinek az árciklusokra alapozott távhőárszabályozás: Tatabányában 2010-ben nagy vonalakban hasonló szabályozás volt hatályban. Lásd: Tatabánya Megyei Jogú Város Közgyűlésének 15/2010. (V.20.) Kgy. sz. rendelete a lakossági távhőszolgáltatási díjakról, az áralkalmazási és díjfizetési feltételekről, valamint a távhőszolgáltatási csatlakozási díjról

[39] Tanulságosak a magyar vízközmű szektorban végzett benchmarking tevékenység tapasztalatai, miszerint a fajlagos költségek, illetve a munkatermelékenység szolgáltatók közötti különbségének nagyjából 50%-át az egyes szolgáltatók eltérő adottságai magyarázták. Lásd: REKK (2009): A víziközművek adottságai és teljesítményük közötti összefüggések vizsgálata statisztikai módszerekkel

[40] Hogy ez mennyire nehéz, azt Litvánia példája is jól mutatja, ahol van olyan benchmark kategória, amiben csupán egyetlen vállalkozás szerepel.

5.2.1. TÜZELŐANYAGKÖLTSÉGEK ÉS SZÉN-DIOXID-KVÓTAÁR

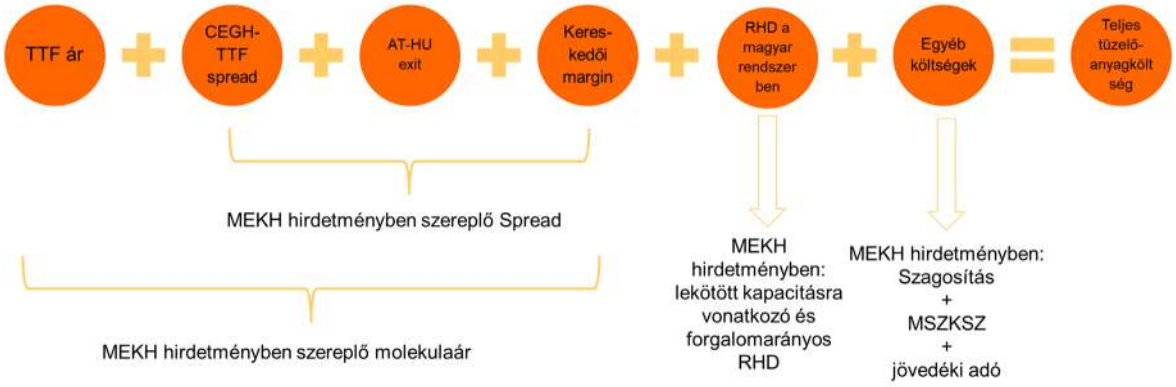
A tüzelőanyagköltségek elismerése esetén több lehetséges megoldást is ismertetünk, azok előnyeivel és hátrányaival, majd javaslatot fogalmazunk meg arra vonatkozóan, hogy melyiket érdemes a fentiek tekintetbe vételével leginkább alkalmazni. A jelenleg működő rendszer elemeiből igyekszünk a jó gyakorlatot átvenni, a kevésbé jól működő elemek helyére pedig újat beemelni.

Földgáz

A földgázárak referenciaár szerinti elismerése megtartandó gyakorlat: azon túl, hogy a nyilvános módszertan kiszámíthatóvá teszi az elismert tüzelőanyagköltségek meghatározásának módját, fontos eleme, hogy ösztönzi a szereplőket a minél alacsonyabb költségen történő beszerzésre. Az ex post nyereségkorlát eltörlésével ráadásul ez egy nagyobb ösztönzést jelent, hiszen a referenciaár alatti beszerzés esetén realizált teljes hasznot az engedélyes belátása szerint használhatja fel.

A következő ábrán összefoglaljuk a földgázbeszerzéshez kapcsolódó költségelemeket, a Hivatal jelenleg is érvényes hirdetményében szereplő bontásból kiindulva, de azt valamelyest kiegészítve, árnyalva.

8. ÁBRA: AZ ELISMERT FÖLDGÁZ REFERENCIAÁR KÖLTSÉGELEMEI



Forrás: REKK ábra MEKH hirdetmény alapján

A referenciaár meghatározására több lehetőség adódik. Alapvetően egyetértünk azzal, hogy a leglikvidebb holland tőzsde, vagyis a TTF gázáraihoz kötve kerüljenek meghatározásra a referenciaárak. Ennek gyakorlati megvalósítására azonban több lehetőség kínálkozik: a jelenleg is alkalmazott, egyetlen (referencia)nap áraihoz kötött ármeghatározás, a hosszabb időszak átlagárán történő árelismerés, illetve egy megadott időszakon belül adott beszerzés napján érvényes TTF referenciaáron történő ármeghatározás.

Az egyetlen nap árához kötött ármeghatározás esetén a szereplők a kockázatkerülés érdekében arra ösztönzöttek, hogy ezen az egy napon kössék le a teljes következő évi gázmennyiséget. Természetesen vállalható kockázat a lehetséges profit reményében, de – különösen a kisebb szereplők esetén – tipikusan kockázatkerülő magatartással találkoztunk. Kockázat azonban ebben az esetben is van, a beszerzések a hirdetmény szerinti referencianap árain történ-

nek: ezzel a kockázattal azonban nem az érintett termelők és szolgáltatók szembesülnek, hanem a távhőkassza: az egyetlen nap árai alapján történő költségelismerés mindenképpen kockázatosabb, mint egy hosszabb időszak átlaga alapján történő. Ugyanakkor érdemes megjegyezni, hogy a futures gázárak volatilitása kezelhető mértékű, több év átlagában pedig már jóval kisebb ez a kockázat. Ezt a jelenlegi gyakorlat is megerősíti, hiszen a Hivatal most is ez alapján számítja ki a referenciaárat.

A hosszabb időszak (pl. egy hónap) TTF átlagárainak átlagán történő referenciaár számítás esetén a távhőkasszát érintő kockázatok némileg csökkennek, viszont a termelők és szolgáltatók nagyobb kockázattal szembesülnek: az átlag alatti napokon beszerző engedélyesek jobban járnak, míg az átlagár feletti napokon beszerzők rosszabbul. A kockázatok szintjének meghatározásakor érdemes azzal is foglalkozni, hogy a szereplők mekkora összeget kockáztatnak: mivel a gázvásárlás a teljes költség jelentős részét teszi ki, ezért ez a kockázat már nehezebben viselhető a szereplők részéről, hiszen az elismert gázárban kisebb eltérés is komoly összköltségváltozást jelenthet. A távhőkassza azonban kisimítottabb költségekkel számolhat, nem csak több év átlagában, hanem minden egyes évben is.

A harmadik megoldás az, ha egyetlen konkrét nap helyett egy kiválasztott időszak bármely napján megkötött szerződésre az aznapi TTF árat ismernél el indokoltnak a Hivatal. A szereplőket ekkor nem terheli kockázat, hiszen bármely napon is történik a beszerzés, a Hivatal az adott napi referenciaárnak megfelelő molekulaárat ismeri majd el (így azonban nem is ösztönzöttek a hatékony beszerzésre). A távhőkassza kockázata szintén kisebb, mert nem egy nap, hanem egy egész hónap során kötött szerződések árai alapján történik a molekulaárak elismerése. A módszer azonban túlságosan kitett az esetleges visszaéléseknek (pl. adott napi beszerzés magasabb árú napon történő kiszámlázásával), így alkalmazását nem javasoljuk.

A gázszerződésekben szereplő gázárban, és így a referenciaár számításában a molekula ára csak egyetlen elem (bár kétségkívül a legnagyobb), és ennek is csak egy (bár legnagyobb) eleme a TTF ár. A teljes tüzelőanyagköltség meghatározásában fontos szerepe van a további költségelemeknek is (CEGH-TTF spread és szállítási költség, kereskedői margin, RHD): a következőkben ezekre térünk ki.

A spread köznapi értelemben árkülönbségként értelmezhető, jelen esetben hazai és TTF földgázárak különbségeként. A Hivatal korábbi, a távhőtermelők és -szolgáltatók gázbeszerzéseire vonatkozó ajánlásában a spread-et a TTF jegyzésű fölgáz magyar határra történő leszállításának költségeként határozta meg[41]. A jelenlegi hirdetmény ugyan nem definiálja a spread-et, de tekintve, hogy az elismert molekulaárban a TTF-en és a spread-en kívül más elemet nem szerepeltet, a spread-be nyilvánvalóan beleérti a kereskedői margin-t is. Ez egyébként a TTF-hez indexált földgázbeszerzési szerződésekben is hasonlóan működik, ahol a szerződéses molekulaár (földgáz egységár) a TTF árszint szerződésben rögzített felárral (spread-el) növelt értékén határozódik meg.

Az egyik lehetséges útja a spread elismert költségekben való figyelembevételének, hogy a tényleges (megkötött) szerződések alapján -ex post- kerül megállapításra egy mindenki számára elismert érték (például a szerződésekben szereplő spread-ek átlagaként, vagy az átlag+10 %-on). Itt is, a tüzelőanyagokra vonatkozó módszertan többi elemével összhangban

[41] A MEKH 1/2013. ajánlása a távhőszolgáltató- és termelő szektor gázbeszerzésére

egy ösztönző rendszert tartunk megfelelőnek, ahol a bekért adatok alapján egy referenciaérték kerül meghatározásra: a Hivatal a szerződött földgázegységár és a fent bemutatott módon meghatározott kiinduló TTF jegyzésár különbözetét tekintené realizált spreadnek. A szerződések időpontjának bekérése és a kihirdetés között ugyan nem áll olyan sok idő rendelkezésére a Hivatalnak, ugyanakkor a jelenlegi feladatok számát a 4 éves árciklus jelentősen lecsökkenti, így nem irreális ennyi idő alatt döntést hozni.

Az elismert spread meghatározásának ezen módja tehát ösztönzést is biztosít, de kockázatkerülő magatartásra is lehetőséget ad. A módszer hátránya, hogy az érintett távhőtermelők és – szolgáltatók számára a szerződéses adatok alapján történő spread meghatározás semmivel sem transzparensebb módszer, mint a jelenlegi. További probléma, hogy a szerződés megkötésekor – a jelenlegi rendszerrel szemben – nem tudhatják, hogy a kialkudott molekulaárban bennefoglalt spread-re milyen értéket ismer majd el a Hivatal. További hátrányt jelenthet, hogy a kisebb alkuerővel rendelkező szereplők és/vagy a kisebb mennyiségeket beszerzők vélhetően rosszabb ajánlatok kapnak a kereskedőktől, és egy általános, benchmark spread elismerése az ő esetükben nagy valószínűséggel a valós költségeknél alacsonyabb érték elismerését eredményezné – és az ösztönzöttség ellenére kérdés, hogy valóban képesek lennének-e alacsonyabb spread kialkudására.

A második lehetőség a spread meghatározására az elemenkénti becslés, vagyis egy referencia spread megállapítása – a szerződésekben szereplő értékektől függetlenül. Ehhez szükséges a 8. ábrán szereplő bontás alapján külön-külön becsülni az egyes költségelemeket. A spread ugyanis három jól elkülöníthető tételből áll össze. Az első elem az osztrák és a holland tőzsde között fennálló árkülönbség (a CEGH-TTF spread), a második a CEGH-ről a magyar határra történő szállítás díja, a harmadik pedig a kereskedői margin. Mivel a CEGH forward kereskedelme esetén viszonylag alacsony a forgalom, a kellően likvid másnapi termékek TTF-es és CEGH-es jegyzésárai közötti különbségből érdemes kiindulni. Itt is két lehetőséget ismertetünk az elismert CEGH-TTF árkülönbség meghatározására vonatkozóan.

Tekintettel arra, hogy a két tőzsde közti árkülönbség jóval volatilisebb, mint az egyes tőzsdéken jegyzett gázárak, azonban összességében kisebb tétel (vagyis kisebb költségváltozást jelent az engedélyeseknél, ha hasonló százalékban tér el az elismert spread a valóstól, mint a gázárak esetében) - megfontolandó egy adott időszak (pl. a TTF gázár esetén rögzített nap előtti 1 hónap) átlagát tekinteni referenciának. Ezzel a távhőkassza kockázata kisebb, a szereplőké nagyobb, de csak egy kisebb tételre vonatkozóan. Elképzelhető a TTF árak esetén rögzített konkrét nap árkülönbségének alapulvétele is, ahogy fent ismertettük, ekkor a kockázatviselés fordított.

A CEGH-TTF árkülönbség meghatározása történhet az előző gázév másnapi jegyzésárainak átlagos különbségeként is. Ebben az esetben javasolt a következő év tény árkülönbségei alapján korrekciót végezni, és a szereplőknek ennek megfelelően a következő évben utólag felfelé vagy lefelé korrigálni a megállapított árait/támogatását. Ebben az esetben a szereplőknél legalább egy év késéssel jelentkezne a valós költségeiknek megfelelően elismert elem, ami kockázatot jelent, ugyanakkor az utólagos korrekció miatt csak rövidtávon.

A spread elemenkénti becslése esetén a második elem a CEGH-ről a magyar határig történő szállítás költsége: ez a jelenlegi magyar RHD elismerési gyakorlathoz hasonlóan az osztrák-magyar exit kapacitás lekötésének költségével közelíthető. Javasoljuk a magyar entry

kapacitáslekötés elismert költségeire vonatkozó módszertannal összehangolni – vagy a jelenlegihez hasonló éves termék díja, vagy az egyre likvidebb rövidebb távú (negyedéves/havi) termékek szerződéses mennyiséggel súlyozott átlagárai, esetleg a kettő minimuma lehetnének az elismert szállítási költségek. Amennyiben felmerül forgalomarányos díj, annak elismerése is fontos.

A spread harmadik összetevője a kereskedői margin. Ez nem feltétlenül csak a határig történő leszállításra vonatkozó költségelem, ugyanakkor a teljes molekulaár része, hiszen a legtöbb szerződésben az ezen felüli költségek már a magyar rendszeren belüli szállításhoz kapcsolódnak, és külön tételként kerülnek feltüntetésre (attól függetlenül, hogy a kereskedő magán a szállításon is realizálhat profitot, ez már a pontos szerződéses konstrukció függvénye). A kereskedői marginra vonatkozóan a Hivatal jelenleg is végez kalkulációt a bekért szerződések alapján, hiszen a teljes spread értéket meghatározza évről évre. A javaslatunk, hogy az elvégzett számítások mögötti módszertant tegye nyilvánossá a szereplők számára, a többi költségelemre vonatkozó számításaihoz hasonlóan.

A fenti három összetevő alapján tehát már meghatározható, hogy mekkora költséget ismer el összességében a Hivatal a gáz magyar határig történő leszállítására (vagyis a spread-re) vonatkozóan. Az összetevőnként számított spread számítás bonyolultabb megoldásnak tűnik, mint a szerződések átlagaként meghatározott érték, viszont a termelők és szolgáltatók számára sokkal transzparensebb: a CEGH-TTF árkülönbségek, vagy a CEGH-ről a magyar határra történő szállítás díja egyaránt publikus adatok. A számítás egyetlen, nehezen megfogható eleme a kereskedői margin.

A fentiek szerint számított molekulaár után fellépő költségelemek esetén javasoljuk a jelenlegi módszertan megtartását. A rendszerhasználati díjak esetén a fent felvetett módosítási lehetőséget érdemes megfontolni (éves kapacitástermék díja helyett a negyedéves/havi termékek szerződéses mennyiséggel súlyozott átlagárai, vagy az éves és rövidebb távú termékárakból számolt költség minimuma). Fontos megjegyezni, hogy a kérdéses árak csak a kapacitásaukciók induló árai, tehát a valós kapacitáslekötés ennél drágább is lehet (szűkület esetén), ezt a kockázatot a kereskedők beépíthetik az árba. Ezt is az elismert kereskedői margin megállapításakor javasoljuk figyelembe venni, és nem az elismert RHD esetén. Az utolsó tétel a forgalomarányos RHD, ennek elismerése esetén szintén a jelenlegi módszertan megtartása javasolt. A további költségek esetén (szagosítási díj, MSZKSZ díj, jövedéki adó) a Hivatal által jelenleg is alkalmazott módszertan átvétele ajánlott.

Ajánljuk továbbá, hogy a Hivatal vizsgálja meg, hogy tendenciájában látható-e különbség a kisebb és nagyobb szereplők szerződései között – valóban igazolható-e az a feltevés, hogy a kisebb szereplők alkuereje kisebb, így magasabb kereskedői margint állapítanak meg az ő szerződéseikben. A kereskedő margin kiszámításának módszertanába beépíthetőek akár a feltárt ilyen típusú különbségek is.

Javaslat:

A fenti előnyök és hátrányok figyelembevételével a költségelemek 8. ábra szerinti bontásban szereplő meghatározását javasoljuk. A TTF ár esetén a jelenleg is alkalmazott módszert javasoljuk megtartani (egy konkrét nap árainak elismerése). Az indokolt költségként elismert spread becslését elemenként javasoljuk elvégezni. A CEGH-TTF árkülönbség esetén az indokolt költség a holland tőzsde árainál rögzített napot megelőző egy hónap másnapi árainak átlagos

különbsége lenne. Ehhez adódna hozzá az osztrák-magyar exit kapacitás lekötése (amennyiben felmerül, a forgalomarányos díjat is figyelembe véve), továbbá az előre lefektetett és kihirdetett módszertan alapján számolt kereskedői margin. A további (RHD típusú, és egyéb) költségek esetén a Hivatal jelenlegi gyakorlatát javasoljuk megtartani. Javasoljuk, hogy a Hivatal ne csak hirdetményben, de akár határozatban tegye közzé az alkalmazott módszertant, mind a gázárak, mind a szén-dioxid-kvóta esetén.

A szén-dioxid-kvóta beszerzési költségének elismerése véleményünk szerint jelenlegi formájában megtartandó. A referenciaár meghatározása transzparens, és kellő ösztönzést is tartalmaz a minél költséghatékonyabb kvótabeszerzésre, és -felhasználásra vonatkozóan

Biomassza

Biomassza tüzelés esetén a tüzelőanyagárak elismerése még a földgáznál is bonyolultabb, hiszen egy rendkívül diverz termékről van szó, biomassza és biomassza között nemcsak fűtőértékben, de méretben, nedvességtartalomban, logisztikához kapcsolódó szolgáltatásokban, stb. is jelentős különbségek lehetnek. Mindezt figyelembe véve három különböző módszert tartunk megfontolásra érdemesnek.

Az első lehetőség egy biomassza beszállítók versenyeztetésén alapuló részletes beszerzési módszertan lefektetése. Ez biztosítaná, hogy bizonyítottan versenyzői ajánlatok érkezzenek be. Ebben az esetben a módszertan szerinti kiírások esetén kialakuló árat a Hivatal indokolt költségként teljes egészében elismerhetné. Ez esetben kiküszöbölésre kerül a termékek diverzitásából adódó árösszehasonlítási nehézség, hiszen nem kell termékenként különböző referenciaárakat számolnia a Hivatalnak: minden szereplő az általa vásárolt termék valós árát ismertetheti el indokolt költségként. A módszer azonban indokolatlanul korlátozná a biomassza vásárlók mozgásterét a beszerzés lebonyolításakor, ráadásul növelné a szereplőkre nehezedő adminisztratív/bürokratikus terhet, jelentős időveszteséget okozva (a beszerzések engedélyeztetése révén). Ezen túl nehéz minden lehetséges visszaélés ellen felkészülni a módszertan megalkotásakor, így előfordulhat nem teljesen versenyzői árak kialakulása. A hátrányok közé tartozik továbbá, hogy ez a módszer nem tartalmaz arra vonatkozó ösztönzést, hogy (akár a rögzített és engedélyeztetett beszerzési módszertan megsértése révén) a legjobb árat próbálja kialkudni az érintett termelő, hiszen az így keletkező hasznot nem tarthatja meg.

A második, kevésbé bürokratizált megoldás az lehet, ha a valós szerződéses árakból kiindulva egyedileg/szereplőnként határozza meg a Hivatal az elismerhető költségeket. Erre egy módszer lehet az elmúlt évek biomassza árainak trendtől megtisztított átlagából történő kiindulás, egy fix, transzparens szabályok szerinti indexálással. Indexként javasoljuk a KSH tűzifa árait, ezek ugyanis minden olyan tényező árát magukba foglalják, melyek a biomassza szempontjából relevánsak lehetnek (pl. gázolaj ára, erdészethez kapcsolódó munkabérek változása, stb.). Ez a módszer annyiban különbözik a jelenlegitől, hogy a kiinduló árak meghatározására egzakt módszertant határoz meg, kizárja az egyedi mérlegelés lehetőségét, és az ármeghatározást nem ismétli évenként. Ez esetben létezne némi ösztönzés a szerződéses árak árcikluson belüli újratárgyalására, vagy a Hivatal által elfogadott indexálásnál kedvezőbb árképlet kialkudására, de ez a módszer is erősen kitett a kiinduló áraknak, melyek indokoltságát a Hivatal nem vizsgálná.

A harmadik, az árhatóság oldaláról a legnagyobb erőfeszítést megkövetelő lehetőség egy országos referenciaár meghatározása (Ft/GJ-ban, mint a földgáz esetén, így a fűtőérték különbségek kiküszöbölhetőek). Amennyiben a piacon forgalmazott termékek sokszínűsége nem engedi egységes referenciaár meghatározását, akkor az egyes termékekre külön-külön is meghatározható lenne egy-egy referenciaár. A referenciaárak meghatározása a KSH tűzifa árak előre meghatározott százalékában is történhetne, így automatikusan kerülne indexálás a rendszerbe. Azok a szereplők, akik a megadott referenciaáraknál is alacsonyabban tudtak biomasszát beszerezni megtarthatnák ezt a plusz hasznot, így ösztönzés is kerülne a rendszerbe. Ugyanakkor egy ilyen rendszer esetén torzíthat is az előre meghatározott és kihirdetett ár, ha a kereskedők nem tökéletesen versenyzői ajánlatokat adnak - ekkor előfordulhat, hogy nagyobb eséllyel alakulnak ki a referenciaár környékére eső árak.

Mindemellett érdemes kiemelni, hogy a biomasszát tüzelő berendezések esetén sok helyen előfordul, hogy tartalékkapacitásként földgáztüzelésű egységek állnak rendelkezésre. Ezek természetesen csak akkor használhatóak tartalékként, ha a tüzelőanyagbeszerzés és a kapacitáslekötés is adott. Ezen költségek elismerését egy előre meghatározott mértékig (pl. az elmúlt 5 év tény átlagos kiesései alapján) javasoljuk.

Javaslat: A biomassza tüzelésű berendezések számának és beépített kapacitásának várható növekedését és a biomassza piac ezzel párhuzamos fejlődését szem előtt tartva a biomassza tüzelőanyagárak tekintetében minden árciklust megelőzően országos referenciár(ak) meghatározását és azon alapuló költségelismerést javasoljuk, az árcikluson belül KSH tűzifaárak alapján indexálva.

5.2.2. EGYÉB MŰKÖDÉSI KÖLTSÉGEK ÉS ÉRTÉKCSÖKKENÉS

Az állandó működési költségek meghatározására a fent bemutatott 4 éves árciklusra meghatározott ársapka kimondottan alkalmas módszer. Az időszak elején egy összehasonlító elemzéseket is alkalmazó költségfelülvizsgálat keretében megszabott indulóárszinten történne ezen költségelemek elismerése, majd ezt követően évente valamilyen inflációs indexszel (és hatékonyságnövekedési elvárással) korrigálva határozódnának meg a következő évi értékek.

A jelenlegi auditált beszámolóban szereplő értékcsökkenések helyett a 4 éves árciklust megelőzően végzett költségfelülvizsgálatot az első esetben egy eszközértékeléssel célszerű egybekötni, és az elismerésre kerülő értékcsökkenést az átértékelt eszközérték alapján meghatározni. A villamosenergia- és földgázszektorban alkalmazott alternatív eszközértékelési módszertanok alkalmazását a könyv szerinti eszközértékek valóságtartalmának korlátozottsága indokolta. Korábbi vizsgálatok szerint a távhőszolgáltatók könyveiben szereplő eszközértékek és elszámolt értékcsökkenések gyakran irreálisan alacsonyak, ami a távhőszektorban is indokolja az eszközértékelések lefolytatását.

Az eszközök értékelésének számos módszere ismert: a könyv szerinti értéken alapuló (bekerülési értéken történő) értékelés mellett lehetséges a múltbeli bekerülési értékek indexálásával képzett átértékelt eszközérték meghatározása, az eszközök piaci értékelése (pl. újrabeszerzési, vagy értékesítési áron történő értékelés), illetve a nettó jelenérték alapú értékelés (az eszköz jövedelemtermelő képessége alapján történő értékelés). Annak érdekében, hogy az eszközök pótlásához szükséges források megképződjenek, az árciklust megelőzően szükséges megálla-

podni az eszközértékelés módszerében és azt elvégezve meghatározni azt a szabályozott eszközértéket (RAB), melyre vonatkozóan az árban elismert megtérülés (s*RAB) meghatározható. Az alkalmazott megtérülési ráta (s) meghatározása a korábban említett súlyozott tőkeköltség (WACC) kiszámításával történne.

5.2.3. ELVÁRT TARTALÉKOK ÉS KÖLTSÉGEIK ELISMERÉSE

A jelenlegi gyakorlatban a Hivatal a tartalékkapacitásokhoz kapcsolódó költségek elismerésére vonatkozóan nem tesz közzé transzparens módszertant, ezeknek a költségeknek az elismerése egyedi elbírálás alapján történik. Eközben a távhőrendszerek esetén rendkívül fontos az ellátásbiztonság, ezért indokoltnak tartjuk a tartalékokkal egy külön alfejezetben foglalkozni.

A piaci szereplőkkel folytatott konzultáció alapján úgy tudjuk, hogy a távhőrendszerek méretezésekor általában figyelembevételre kerül az ellátásbiztonsági szempont, és a teljes csúcsigényre való méretezés helyett jellemző a csúcsigények 2x75%-ára vagy a 3x50%-ára méretezett egységek telepítése, hogy egy esetleges kieséskor is a lehető legjobban kiszolgálhatóak legyenek a fogyasztói hőigények. Meggyőződésünk, hogy a távhőpiac szereplői számára rendkívül fontos az ellátásbiztonság, igyekeznek a jelenlegi keretek mellett is megfelelő összegeket költeni annak fenntartására, ugyanakkor jelentősen megkönnyítené a távhőrendszerek ezt elősegítő korszerűsítését, valamint az egyre öregedő egységek cseréjét vagy felújítását, ha a Hivatal elismerné indokolt költségként a rendszerbiztonság fenntartásához, akár növeléséhez kapcsolódó kiadásokat.

Ennek fontos elemei a tartalékkapacitásokhoz kapcsolódó költségek. A karbantartás, az esetleges addicionális rendszerhasználati díj típusú költségek mellett a tőkeköltség is fontos tétel. Ez alapján a következő két javaslatot tartjuk megfontolandónak: a Hivatal határozzon meg rendszerbiztonsági mutatókat (hasonlóan az áram- és gázpiacon bevett SAIDI és SAIFI mutatókhoz), melyek teljesítéséhez kapcsolódóan elismer költségeket. A másik lehetőség egy plusz indokolt kapacitás meghatározása, melyhez kapcsolódóan a költségek elismerése ugyanúgy történne, mint a nem tartalékként elismert termelőegységek esetén.

Az első esetben a Hivatalnak az iparági szereplőkkel konzultálva ki kellene kidolgoznia egy ellátásbiztonsági mutatót. A távhőszektorban ilyen lehet például a rendszer átlagos üzemszüneti mutatója (RÁÜM), mely az egy felhasználóra jutó átlagos üzemszünet hosszát méri (bizonyos szereplők jelenleg is használják és kiszámítják ezt a mutatót). Hátránya, hogy a téli és nyári kiesések között nem tesz különbséget. A Hivatal a bekért adatok alapján meghatározhatna egy benchmark elvárt értéket, melyet a szereplőknek teljesíteniük kell. Az elvárt szint biztosításához kapcsolódóan elismerne költségeket – akár szintén benchmark alapon, akár egy előre lefektetett módszertan szerint. Ennek hátránya a rendszerek különbözősége, hiszen a rendszerbiztonság fenntartása eltérő költségekkel jár a helyi adottságoktól függően. További nehézség, hogy a fogyasztók felé a rendszerbiztonságért a szolgáltató felel, azonban a kiesések a termelő és a szolgáltató oldalán egyaránt felléphetnek, és előbbire a szolgáltatónak nem feltétlenül van ráhatása. Ezért érdemes lehet külön a termelőkre és a szolgáltatókra is meghatározni a fenti típusú ellátásbiztonsági mutatókat.

A második lehetőség, hogy a Hivatal határozzon meg a szereplőkkel konzultálva, akár nemzetközi benchmarkokat is figyelembe véve egy kapacitástöbbletet (például az elmúlt 5 év csúcsigényéhez képest), amire vonatkozóan elismeri az összes felmerülő költséget, pontosan úgy,

ahogy a termelőegységek esetén teszi. Ha adott szereplő a meghatározott kapacitástöbbletnél nagyobb kapacitásra szeretne elismertetni költségeket, azt indokolnia kell – erre lehet példa néhány olyan rendszer, ami jelenleg túlépített, például a fogyasztói oldalon történt korszerűsítések, (szigetelések, stb.), vagy egy-egy nagy ipari fogyasztó leválása/bezárása miatt.

A plusz kapacitásokhoz kapcsolódó költségek elismerése esetén külön kategóriaként érdemes foglalkozni a rendszerhasználati díjakkal. Amennyiben a tartalékkapacitás azonos telephelyen található, azonos pontról vételez földgázt, mint az alapfűtőmű/-erőmű, akkor nincs szükség ehhez kapcsolódóan pluszban elismerni a kapacitáslekötés díját, hiszen nem keletkezik többletköltség sem. Amennyiben azonban a tartalékkapacitás ellátására egy másik ponton is szükséges kapacitást lekötni, akkor a fent meghatározott arányban többlet RHD költségek elismerését javasoljuk. Ugyanez igaz arra az esetre is, ha az alapegységek nem földgáztüzelésűek (hanem például biomassza vagy geotermia), de a tartalékegységek igen. Ekkor az elismert tartalékkapacitáshoz kapcsolódóan becsülhető földgázfelhasználás alapján szintén érdemes elismerni az RHD költségeket.

5.2.4. KAPCSOLT TERMELÉS

A kapcsolt termelés esetén különösen nehéz feladat az indokolt költségek pontos meghatározása, hiszen a termelőegységekhez több olyan tényező ára is kapcsolódik, melyeket a hőtermelés és az áramtermelés szerint megbontani nehézkes. A munkaerőköltség, a különböző karbantartási és üzemeltetési költségek korrekt módon hőre és áramra allokálása bonyolult, bizonyos esetekben nem is feltétlenül értelmezhető feladat. Szem előtt tartva, hogy a költségek megbontása nem feltétlenül fogja a valós áramtermelési és hőtermelési költségeket tükrözni kidolgozható egy módszertan – ennek előnye a mostani rendszerhez képest egy nagyobb transzparencia lenne, még akkor is, ha a költségek ilyen módon való allokálása nagy valószínűséggel nem lenne pontos. Fontos, hogy az így kihirdetett módszertantól a Hivatal ne térjen el. Így a szereplők ez alapján már előre kalkulálhatnák a saját költségeik megosztását, így kiszámíthatóbb és átláthatóbb lenne a rendszer. Erre egy lehetőség az összes felmerülő költség kiadott hő és áram arányában történő megosztása, de egyéb szabályok is alkalmazhatóak.

Egy másik lehetőség a kapcsolt rendszerek esetében egy benchmark alkalmazása, egy referencia hőár meghatározása, amit a ténylegesen felmerülő költségektől függetlenül a Hivatal indokolt költségként elismer. Jelenleg azon rendszerek esetén, ahol a csak hőalapú termelő egységek önmagukban is elegendőek lennének (kapacitást tekintve) a hőigény kielégítésére a Hivatal – a legkisebb költség elvét követve – így jár el. A jelenlegi esetben a referencia hőár a meglévő kazánok költségei alapján kerül kiszámításra. Javaslatunk szerint a jelenlegi, sokszor már leírt, régi gázkazánok költségei helyett egy megfelelő benchmark lehetne az új gázkazánnal történő fűtés költségein alapuló referenciaár. Ebben az esetben akkor érné meg a szereplőnek a kapcsolt energiatermelés, ha az áramoldalhoz kapcsolódó bevételek (áramtermelés mellett ideértve a tartalékpiacon való részvételt is) és a referenciahőár együttesen már legalább akkora bevételt biztosítana, mint a teljes kapcsolt termelés esetén fellépő költségtömeg. A referencia hőár meghatározása ösztönzést jelentene a minél hatékonyabb áram- és hőoldali üzemeltetésre. A jelenlegi gyakorlat, vagyis a régi gázkazánok költsége helyett az új gázkazánok költségének elismerése pedig a kapcsoltak fent bemutatott társadalmi hasznaival indokolható, hosszabb távú fenntartásuk ugyanis mind a villamosenergia-rendszer szempontjából, mind a tüzelőanyag megtakarításhoz kapcsolódó egyéb hasznok miatt fontos.

Javaslat: A kapcsolt termelők esetén a költségek hőre és áramra vonatkozó megbontásának nehézsége miatt egy új gázkazánra számolt referenciahőár indokolt költségként történő elismerését javasoljuk.

5.2.5. TERMELŐI BERUHÁZÁSOK

Az új termelői beruházások költségeinek elismerésére vonatkozó jelenlegi módszertan lényegével egyetértünk: akkor tekinthetőek az új létesítmény költségei indokoltnak, amennyiben annak hatására adott távhőkörzet hőtermelési vagy hővásárlási költségei összességében csökkennek. Ez akkor valósul meg, ha az új beruházás által okozott értékcsökkenés-növekményt meghaladó mértékű csökkenés keletkezik a többi költségelem vonatkozásában.

A problémát a fenti elv gyakorlati érvényre juttatásában/interpretációjában látjuk: a Hivatal ugyanis az éves ármeghatározás logikájához ragaszkodva csak az első évre vonatkozóan hajtja végre ezt az összehasonlítást, miközben a legkisebb költség elve szerint ezt a beruházás teljes élettartamára vetítve kellene elvégezni. A jelenlegi módszer szerint a Hivatal évente (alapvetően a következő gázévre vonatkozó gázárak ismeretében) végzi el ezt a számítást, és adott évben az eredménytől függően ismeri el részben, vagy egészben az új beruházás költségelemeit. Ez a módszer azonban több ok miatt is megkérdőjelezhető: egyrészt a termelő beruházás végrehajtása után a régi fűtőmű nagy valószínűséggel leselejtezésre kerül, így annak költségei már csak virtuális összehasonlításként szolgálhatnak. Ha ettől az ellentmondástól el is tekintünk, akkor is megmarad egy áthidalhatatlan probléma: prudens befektető nem hajt végre olyan beruházást, melynek költségei elismerhetőségéről az árhatóság évenként eltérő (alapesetben a mindenkori gázártól függő) döntést hozhat.

Ennek a problémának a kezelésére két út kínálkozik. A jogszabály szövegéhez ragaszkodva a Hivatalnak az új berendezés teljes élettartamára előre kellene jeleznie, hogy az összességében mekkora költségmegtakarítással jár. Amennyiben ez a számítás azt mutatja, hogy 20-30 éves időtávon az új beruházás összességében az értékcsökkenés növekménynél nagyobb mértékben csökkenti a távhőtermelés összköltségét, az új beruházó számára az elkövetkező időszak egészére vonatkozóan el kell ismernie a beruházás tőkeköltségét. A többi fix költségelem vonatkozásában a 4 éves árcikluson belüli indexálást, a változó költségek (tüzelőanyag) tekintetében pedig a referencia áras költségelismerést kell alkalmaznia.

Ez a módszer azonban túlságosan megkérdőjelezhető paraméterekre épülne: a beruházás teljes időtartamára vonatkozóan nem lehet mindenki által elfogadható gázár- és egyéb költség előrejelzéseket készíteni, és ilyen időtávra nem is lehet hiteles szervezet vagy intézmény által készített előrejelzéshez kötni a számításokat. További probléma ezzel a módszerrel, hogy nehezen határozható meg, mikor kell a régi eszközt (pl. a régi gázkazánt) leselejtezni, és új berendezésre cserélni. Az bizonyos, hogy ennek még az új berendezés várható élettartamán belül kell megvalósulnia (hiszen egy már üzemben lévő berendezés hátralévő élettartama ritkán haladja meg egy új berendezését), és ekkor az összehasonlítás alapjául szolgáló termelő berendezés költségszintje (legalábbis a tőkeköltsége) törvényszerűen megnő. A teljes élettartamra vonatkozó számítást tehát úgy kell elvégezni, hogy egy bizonytalan időpontban a meglévő berendezés alacsony értékcsökkenése helyére egy jóval magasabb értéket kell léptetni.

A fentiekből egyértelműen látszik, hogy a mostani jogszabályi rendelkezéshez lehető legpontosabban ragaszkodó számítási módszertan a gyakorlatban nem működhet. A megoldás

(amennyiben ragaszkodunk a termelői hőárak hatósági meghatározásához, és a legkisebb költség elvéhez) csakis egy egyszerűsített számítási módszertan lehet. A legkézenfekvőbb megoldás a korábban sokak által megfogalmazott javaslat: a hivatal az új beruházás költségét egy új gázkazán várható költségszintjével vesse össze. Ez a maga módján megválaszolja azt a kérdést, hogy milyen tőkeköltséggel kell összevetni az új berendezés tőkeköltségét, hiszen egy új gázkazán standard terméknek tekinthető, annak beruházási költsége, hatásfoka nagy biztonsággal meghatározható. Ez azonban nem oldja meg a másik nyitott kérdést, mi szerint milyen hiteles földgázár előrejelzéssel lehet egy fűtőmű teljes élettartamára számolni.

Ezért az ármeghatározás kétféleképp lehet tovább egyszerűsíteni: az egyik lehetőség, hogy a költség összehasonlítást csak olyan időtartamra végezzük el, ameddig hitelesnek tekinthető gázár (és egyéb tüzelőanyagár) előrejelzések rendelkezésre állnak. Amennyiben ezen előrejelzések referenciapályáján, illetve annak bizonyos sávjában mozgó földgázárak és alternatív tüzelőanyagárak mellett az előrejelzés időtartamában a többlet beruházási költséget meghaladja az elérhető költségmegtakarítás, akkor a beruházás teljes tőkeköltségét elismeri az árhatóság.

A másik lehetséges egyszerűsítés, hogy függetlenül várható (és nyilvánvalóan még rövidebb időtávon is rendkívül bizonytalan) költségmegtakarításoktól, az új beruházásra automatikusan a helyettesítő új gázkazán beruházási költségét ismerjük el. Ez esetben a beruházó arra kényszerül, hogy amennyiben ennél magasabb beruházási költséggel rendelkező biomassza vagy geotermikus fűtőművet, esetleg kapcsolt termelőegységet szeretne megépíteni, akkor beruházási, vagy más támogatási eszközzel kompenzálja az el nem ismert tőkeköltséget. Amennyiben az állam energiapolitikai prioritásnak tekinti a megújuló hőtermelést, akkor jogos elvárás a beruházók részéről, hogy ezt az állam fajlagosan ugyanakkora –működési– támogatással honorálja, mintha ezt a megújuló energiatermelést a villamosenergia-szektorban valósítaná meg.

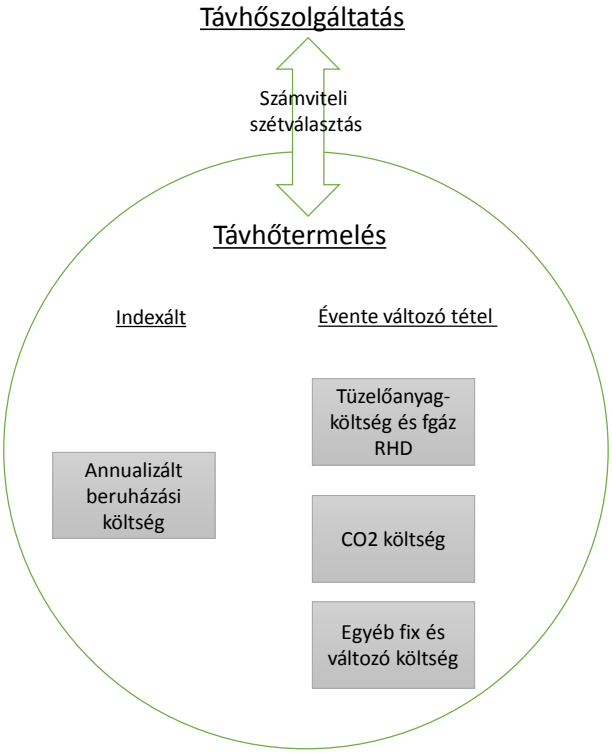
A fenti párhuzam a kapcsolt termeléssel és más módon megvalósítható energiahatékonysági beruházások vonatkozásában is fennáll: amennyiben az állam energiapolitikai célnak tekinti az energiahatékonyság növelését, és ennek okán támogatja az épületkorszerűsítési beruházásokat (jóllehet a megtakarításokat az energiakiadások csökkenése révén a beruházó épp úgy internalizálja, mint a kapcsolt termelő teszi azt a primer energia megtakarítással), akkor megfontolandó, hogy az épületenergetikai korszerűsítések révén megtakarított energiamennyiségre jutó fajlagos támogatást az állam a kapcsolt termeléssel elérhető megtakarítások után is megadja.

5.3. A TÁVHŐTERMELÉSRE VONATKOZÓ ALTERNATÍV JAVASLAT

Az előzőekben bemutattuk azon javaslatunkat, amely során 4 éves árszabályozási ciklusokat határozunk meg, mind a távhőtermelésre, mind pedig a távhőszolgáltatásra vonatkozóan. A következőben egy olyan elképzelést mutatunk be, amely a távhőtermelői árak szabályozására és a távhőszolgáltatásra vonatkozó tarifameghatározásra eltérő módszertant alkalmazna. Ezen javaslat nagymértékben leegyszerűsített, standardizált ármeghatározást eredményezne, amely nem az érintett termelők indokolt költségei alapján határozná meg az árakat. Ennélfogva ezt a javaslatot csak akkor érdemes megfontolni, ha az 5.2-ben felvázolt javaslat alkalmazását a szabályozó és az iparág nem látja megvalósíthatónak.

Ezen javaslat alapján szükséges szétválasztani a távhőtermelést és az elosztást, minden egyes költségelemet ennek megfelelően kell szétválasztani. A távhőszolgáltatás árainak szabályozása - függetlenül attól, hogy az a távhőtermeléssel integráltan történik vagy sem - az előző pontban felvázolt 4 éves árszabályozási ciklusokban történne. A távhőtermelői árak szabályozása viszont nem árciklusokban történne, hanem egységesen minden egyes távhőtermelőre egy új földgáztüzelésű gázkazán éves költségeinek megfelelő ársapka kerülne meghatározásra. Az ársapka két eltérő költségelemből tevődik össze: i) csak inflációs rátával változó fix tételek, ii) évente, az inflációs rátától különbözőképpen, de előre rögzített módszertan alapján változó költségelem. Az alábbi ábra mutatja, hogy a távhőtermelésen belül milyen költségelemeket különböztethetünk meg.

9. ÁBRA: ALTERNATÍV TÁVHŐTERMELÉSI ÁRSZABÁLYOZÁS SEMATIKUS SÉMÁJA



A fenti ábrán látható, hogy minden egyes távhőtermelő – függetlenül attól, hogy milyen tüzelőanyag-bázison működik, illetve állít-e elő a hővel kapcsoltan villamos energiát – ugyanazon módszertan alapján meghatározott árat kapná. Ezen árszabályozásban a tüzelőanyag-költség, földgáz alapú termelés esetében a rendszerhasználati díjak, illetve a szén-dioxid költségek hasonlóan kerülnének elismerésre, mint azt korábban az ársapka szabályozás során már felvázoltuk. Az egyéb fix és változó költségek bérinflációval, illetve egyéb indexekkel változnának, egy előre meghatározott módszertan alapján. Ezen elemek tehát évente változnának, de egy előre meghatározott módszertan alapján, amely transzparens, normatív és kiszámítható, így megfelelő eszközökkel lehetőség van a kockázatok csökkentésére.

Amennyiben valamennyi termelő ára egy új földgázkazán költségszintjéhez lenne kötve, az az eltérő technológiával és tüzelőanyaggal üzemelő erőművek számára épp úgy eredményezhet tényleges költsége alatti vagy feletti árszintet, ami nyilvánvalóan elfogadhatatlan kockázatnak

tűnik a költségalapú ármeghatározáshoz képest. Fontos azonban ehelyütt megjegyezni, hogy amíg az indokolt költségek meghatározása évről évre az árhatóság egyedi elbírálásán alapuló, kevéssé transzparens rendszerben történik, a költségalapú ármeghatározás sem garantálja a tényleges felmerülő költségek elismerését.

Az előzőekben bemutatott költségelemek mellett a MEKH számszerűsíti egy új gázkazán beruházási költségét. Ezen beruházási költséget elosztjuk egy bizonyos időszakra, azaz annualizáljuk. A szétosztás során elismerjük a beruházásból származó hasznot, az annualizálás során elismert diszkontlábat a súlyozott átlagos tőkeköltségnek (WACC) feleltetve meg. Az alábbi képlet mutatja hogyan határozható meg az évente elismert, annualizált beruházási költség.

$$C = Beru\ \ ázási\ költség / \left[\frac{1}{r} - \frac{1}{r(1+r)^t}\right], a\ \ o$$

- C: Annaulizált éves költség
- r: diszkontláb, amely megegyezik a WACC értékkel
- t: évek száma, amelyre szétosztjuk a beruházási költséget. A javasolt élettartam 10-15 év, az első nagyfelújítás idejéig.

A WACC értékét, a beruházási költséget, illetve az évek számát a MEKH-nek kell meghatároznia egy transzparens módszertan alapján. Az így kihirdetett éves annualizált költségek felülvizsgálatára 4 évente kell, hogy sor kerüljön, ezen időszakon belül csak az inflációval változik az annualizált beruházási költség.

MELLÉKLET: EURÓPAI ORSZÁGOK ÁRSZABÁLYOZÁSI RENDSZERE

Az európai távhőárszabályozási rezsimeket 4 csoportra osztva mutatjuk be, az egészen szabad árképzésen alapuló (finn, svéd) rendszerektől az enyhe (cseh), illetve erősebb hatósági kontrollt alkalmazó kevert (holland, norvég) rendszereken keresztül a klasszikus költségalapú (lengyel) árszabályozási rendszerekig bezárólag.

FINNORSZÁG

A finn távhőszektor európai mérce szerint is meglehetősen lazán szabályozott. Finnországban nincsen a szektor működését szabályozó távhőtörvény, vagy olyan speciális központi intézmény/hivatal, amely célzottan a távhőszektor felügyeletét látná el. A távhőszolgáltatást más fűtési módokkal szemben előnyben részesítő szabályozási eszközök sosem terjedtek el olyan mértékben, mint a környező skandináv államokban, jóllehet az energiaadók és szén-dioxid adók rendszerét rég óta alkalmazza a finn energiapolitika.[42] A sok más országban alkalmazott önkormányzati távhőkörzet kijelölést („zónásítás"), mely adott zónában megtiltja az alternatív fűtési módok használatát, csupán néhány éve vezették be, de alkalmazása máig nem tekinthető bevett gyakorlatnak.

A 102 távhőszolgáltató túlnyomó többsége önkormányzati tulajdonban van: többségük kis, helyi szolgáltató, jóllehet a 10 legnagyobb vállalat adja a hőértékesítések felét. A szolgáltatók szabadon képezik áraikat, arra sem önkormányzati, sem központi hatósági árszabályozás nem vonatkozik. A finn távhőszektor árképzésének ex-post felügyeletét -a többi, szabadáras országhoz hasonlóan- a finn versenyhivatal (FCA) látja el. Mivel a legtöbb távhőszolgáltató domináns piaci pozíciót élvez, árképzésük során a -versenytörvény értelmében- következő szabályokat kell betartaniuk:

- Nem alkalmazhatóak túlzó árak. Az áraknak a költségeken kell alapulniuk és transzparensnek kell lenniük.
- Nem alkalmazható a fogyasztót a szolgáltatóhoz láncoló „dömping" árazás, tilos a fogyasztók közötti diszkrimináció.
- Tilos az árukapcsolás: a különböző termékek értékesítése (pl. villamos energia, hő, gőz) során alkalmazott árakat nem lehet egymáshoz kötni.

Az FCA a távhőszektorban a 2000-es évek második felében lezajlott erős áremelkedések hatására 2009-ben beható vizsgálatot indított a távhőszolgáltatók árazásával kapcsolatban.[43] A közel 3 évig tartó vizsgálat során a hivatal megállapította, hogy a 2004-2008 között alkalmazott átlagos távhőárak -számítási módszertől függően- 5-15%-al meghaladták a hivatal által modellezett árakat, de nem észlelt olyan mértékű túlzó árazást, amely meghaladta volna az FCA „beavatkozási küszöbértékét". A fenti eredmények támasztotta alá a szolgáltatók árazási gyakorlata is: a távhőhálózatra csatlakozott (ennél fogva alternatív fűtési módra türténő váltásában

[42] Lásd: IEA (2018): Energy policies of IEA countries. Finland

[43] 2004-2008 között átlagosan 40%-al emelkedtek a finn távhőárak.

korlátozott) fogyasztók jellemzően ugyanazt a tarifát fizették, mint az újonnan csatlakozó (vagyis alternatív fűtési módok között aktívan választó) fogyasztók. A hivatal szerint egészen addig, amíg a fűtési módok közti verseny nem szenved csorbát, szektorspecifikus szabályozói beavatkozásra nincsen szükség.[44]

A finn távhőszektort ugyanakkor aktív iparági együttműködés és önszabályozás jellemezi[45]. A szolgáltatók szinte kivétel nélkül tagjai a villamosenergia, földgáz és távhő szektort magába foglaló iparági egyesületnek, a Finnish Energy Industries-nek. A fogyasztókkal kötött csatlakozási és hőszolgáltatási szerződések jellemzően a szervezet által kidolgozott mintaszerződést és ajánlásokat követik, emellett a szolgáltatók mintegy 80%-a részt vesz az ún. „tisztességes távhő" (Fair District Heating – Reilu kaukolämpö) minősítési rendszerben, ami egyfajta védjegynek, vagy minőségbiztosításnak tekinthető: garantálja, hogy adott szolgáltató tisztességes módon jár el fogyasztóival szemben. A szolgáltatók az iparági szövetség ajánlásait követő szerződéses kondíciókat és egyéb szolgáltatásokat biztosítanak fogyasztói számára (pl. éves fogyasztási riportot, illetve éves távhőköltség-előrejelzést készítenek számukra), továbbá rendkívül transzparens, a fogyasztók számára is megérthető árazást folytatnak.[46]

SVÉDORSZÁG

A szabad szolgáltatói távhőárképzés másik skandináv „mintaállama" Svédország. A hatósági árszabályozást a svéd energiapolitika finn szomszédjához hasonlóan elutasítja, ugyanakkor a tágabb szabályozási környezetet vizsgálva számos, a fogyasztókkal szembeni visszaéléseket akadályozó „féket" és „ellensúlyt" találunk.

A svéd távhőszektor kialakulását és fejlődését mindvégig aktív szabályozói preferenciák és beavatkozások kísérték. A távhőszektor kiépítése önkormányzati kezdeményezésre, önkormányzati erőforrásokkal kezdődött. A hetvenes évektől a távhőszabályozást az állami energiapolitikai célkitűzések megvalósításának rendelték alá. A tüzelőanyagváltást kikényszerítő adópolitika mellett bevezették az önkormányzati energiahasználati és területhasználati tervezést, melynek keretében aktívan elősegíthették (adott esetben kikényszeríthették) az épületek távhőhálózatra történő csatlakozását.[47]

Az aktív távhőpolitika azonban sosem terjedt ki a távhőárak szabályozására: Svédországban jelenleg is szabadon képezik áraikat a távhőszolgáltatók. A villamosenergia-piac 1996-os liberalizációját megelőzően a -kizárólag- önkormányzati tulajdonban lévő távhőszolgáltatók az

[44] Az FCA szerint a 2004-2008 közötti időszakban egy szektorspecifikus szabályozás hozzávetőlegesen 10%-al alacsonyabb árakat tudott volna biztosítani. Forrás: FCA

[45] Ennek egyik látványos példája a finn ipari vállalatok és önkormányzatok között a 2008-2016 közötti időszakra kötött önkéntes energiahatékonysági megállapodások, melyenek köszönhetően 2016-ra évi 14 TWh-val csökkent az éves energiafogyasztás. Az egyértelmű sikerként elkönyvelt önkéntes megállapodások rendszere kimondott célja a kötelező, kényszerítő eszközök alkalmazásának elkerülése volt. Lásd: Patronen, Kaura and Torvestad (2017): Nordic heating and cooling

[46] Lásd: Antti Kohopää (2011): Fair district heat Cooperation with DHC-companies and customers

[47] Az aktív svéd távhőszabályozás ezen a téren éles ellentéte a tartózkodó, a fűtési módok versenyét nem befolyásoló finn hozzáállásnak. Ugyanakkor sosem öltött olyan méreteket és sosem avatkozott be olyan erősen és célzottan a hőpiac fejlődésébe, mint a dán szabályozás.

önkormányzati törvényben szereplő költségalapú árképzés elvét követték. A liberalizációt követően feloldották az önkormányzati energiacégeket a fenti szabályozás alól, és azok áttértek az „üzletszerű" működésre. Ezzel párhuzamosan számos távhőszolgáltató nagy energiacégek (Fortum, E.ON, Vattenfall) tulajdonába került, ami felerősítette a félelmet, hogy a monopol távhőcégek liberalizált piaci viszonyok mellett visszaélhetnek piaci erőfölényükkel.

A szolgáltatói visszaélések megelőzése érdekében lépett életbe 2008-ban a svéd távhőtörvény, amely elsősorban a távhőszolgáltatók és a fogyasztók közti szerződések tartalmára, megkötésére és felmondására, illetve a transzparens árazásra vonatkozólag tartalmaz részletes szabályokat.[48] A távhőszektor felügyeletét közben több intézménnyel megerősítették: (i) Az energiapiacok felügyeletét ellátó hivatal (Swedish Energy Market Inspectorate - SEMI) a távhőpiac működésének monitoringját végzi (jóllehet klasszikus engedélyezési feladatokat nem lát el); (ii) A svéd versenyhivatal (Swedish Competition Authority) a távhőszolgáltatók piaci erőfölénnyel való visszaéléseinek felderítéséért és szankcionálásáért felelős (iii) A fogyasztók és szolgáltatók közti szerződéses viták esetén a közvetítő szerepet a távhőpiaci tanács (DH Board) látja el.

A távőtörvény elfogadása azonban nem oszlatta el a versenyhivatal szabad árképzéssel szembeni fenntartásait, melynek több alkalommal hangot adott. Az alternatív fűtési módok korlátozott száma, valamint a fűtési mód megváltoztatásának jelentős költségei miatt a versenyhivatal szerint a távhőszolgáltatók (fűtési módok közötti) versenynek való kitettsége korlátos, ezért azok jelentős piaci erővel rendelkeznek. A stockholmi távhőszolgáltató árazását vizsgáló jelentésében a versenyhivatal úgy fogalmazott, hogy „…a fogyasztók túlzó árazástól való védelmének legjobb módja a távhőárak ex-ante szabályozása lenne".[49]

A fenti aggodalmak hatására a svéd kormány 2012-ben felkérte az energiahivatalt és a versenyhatóságot, hogy vizsgálják meg a távhőárak szabályozásának lehetőségét. Az érintett hivatalok felkérésére készült független szakértői tanulmány szerint az árszabályozás bevezetése nehéz és kockázatok feladat, ami túlzottan magas vagy alacsony ársapka esetén indokolatlanul magas árakhoz, vagy kezelhetetlen pénzügyi nehézségekhez vezethet. Összességében „…az árszabályozás jelentősen megnöveli a távhőcégek által viselt kockázatot", ami „csökkenti a beruházási hajlandóságot és hosszabb távon költségnövekedéshez vezet".[50]

Formális szabályozás hiányában az iparági önszabályozás megerősödése orvosolta az árképzés hiányosságait. A távhőszolgáltatók és lakásszövetkezetek egyesülete (Association of Public Housing Companies) 2013-ban elindított az ú. „árdialógust" (Prisdialogen), melynek keretében a szolgáltatók egy önkéntes árváltoztatási modell segítségével 2 évre előrejelzik a várható távhőárakat, ami nagymértékben növelte az árak kiszámíthatóságát és elfogadottságát. A kezdeményezés sikerét jelzi, hogy a SEMI szerint az árdialógus szükségtelenné tette a távhőárszabályozás bevezetését.[51]

---

[48] District Heating Act (2008:263) (Including amendments up to 1 January 2012)

[49] Swedish Competition Authority (2010): The Swedish Competition Authority has reviewed district heating prices in Stockholm (Press release 15 November 2010)

[50] A független szakértői tanulmány Jerker Holm, a Lund University professzora készítette. A svéd nyelven megjelent tanulmány nem elérhető, az abban megfogalmazott szakértői véleményt Jonas Andersson foglalta össze. Lásd: Jonas Andersson (2013): On the forthcoming price regulation of district heating in Sweden (Center for European Law & Economics – CELEC, February 15, 2013)

[51] Patronen, Kaura and Torvestad (2017): Nordic heating and cooling

CSEHORSZÁG

Csehországban a Hivatal (ERÚ) nem határoz meg árakat, csak az árképzéshez kapcsolódó módszertant hirdeti ki határozat formájában. Ez a módszertan tartalmazza az elismert költségek körét, részletesen kitér a kapcsolt termelés esetén a hő- és áramoldali költségek megbontására is, valamint a szén-dioxid-kvóta költségek elismerhetőségét is részletesen szabályozza. Konkrét árakat és számításokat azonban nem tartalmaz, csupán a kereteket határozza meg.

Alapvetően egy költség plusz típusú számításról van szó, az 1990-es ártörvény[52] rögzíti, hogy a következő alapképletet:

(elismert költségek + ésszerű profit + ÁFA) / előrejelzett termelési mennyiség

A fent említett módszertan alapján számítják ki maguk a szolgáltatók az áraikat, melyeket a Hivatal folyamatosan két lépcsőben monitoroz. A szolgáltatók saját területükön belül különböző árzónákat határoznak meg, melyek esetén eltérő árszintek határozhatóak meg, az országban összesen 2300 darab árzóna található. Az előzetes árakat minden év január 31-ig kötelesek megküldeni a Hivatalnak a szolgáltatók. Ezen előzetes árak kiszámításához becsléseket és előrejelzéseket használnak, és ezek lesznek a fogyasztók számára kiszabott árak. A következő év áprilisának végéig pedig a végleges árakat kell bemutatniuk, figyelembe véve a tény költségeket, és a fogyasztókkal való elszámolásokat – a kiszabott előzetes árakat ugyanis a valós költségek alapján korrigálják, és ezen korrekcióból fakadó követelést vagy kötelezettséget a szolgáltató a fogyasztókkal lerendezi.

A nagy darabszámra való tekintettel a Hivatal nem végzi el minden évben az összes számítás ellenőrzését, ez csak véletlenszerű kiválasztással és panaszok nyomán történik meg. Azonban évente publikál részletes jelentéseket a távhő piacról, mely az előző évi árakról szóló statisztikákat is tartalmazza[53]. A Hivatal csak abban az esetben indít részletes vizsgálatot, ha a kapott számítások áttekintése után úgy gondolja, hogy nem minden költségelem elszámolása történt a határozatban foglaltaknak megfelelően – azonban ekkor is csupán utólagos, ex post vizsgálatot folytat le, vagyis a tényleges ármegállapítást nem befolyásolja a vizsgálat eredménye, legfeljebb utólagos korrekciót vonhat maga után.

Az elismerhető költségeket a fenti módszertanban két nagy kategória szerint bontják meg: változó és fix költségekre. A fogyasztói árak meghatározásakor ennek megfelelően képezhető két elemű (egy fix és egy változó részből álló) tarifa, de lehetőség van egy elemű (csak a fogyasztás mértékétől függő) tarifa meghatározására is.

Az elismerhető fix költségek a következők:

- fizetések és kötelező biztosítások
- karbantartási és javítási költségek
- értékcsökkenés
- bérleti díj
- financial leasing
- tartalékképzés költsége
- rezsiköltség

[52] *Act no 526/1990 Coll on Prices*
[53] Report on the Activities and Finances of the Energy Regulatory Office

- adminisztrációs költségek
- kamatok
- egyéb fix költség elemek

Ahogy fent említettük, egy ésszerű profit ismerhető el. Erre vonatkozóan azonban nincs konkrét számszerű korlát, az ésszerű profit szintjének megítélése benchmark alapon történik: az elismert profit hasonló adottságok mellett üzemelő engedélyesek esetén hasonló árszintre, technikai és pénzügyi eredményekre kell, hogy vezessen, valamint a kalkuláció során használt tőkeköltség szintje is a többi szereplőéhez kell, hogy közel essen.

A változó költségek közé tartozik a tüzelőanyag költség, mely az éves átlagos beszerzési árat jelenti, és a szállítási költségeket is tartalmazza. Ezen kívül természetesen ide tartozik a CO_2 kibocsátási kvóta költsége is, mely esetében a széntüzeléshez egy magasabb elismerhető költség szint tartozik, minden más tüzelőanyaghoz pedig egy alacsonyabb. Ennek a cseh piacon azért van kiemelt szerepe, mert a távhő több mint 50%-át állították elő szén alapon még 2018-ban (korábban, 2007-2011 környékén ez a szám 70% körül mozgott).

HOLLANDIA

A korábban szabad árképzést alkalmazó holland távhőszektorban 2003-ban, a villamosenergia- és földgázpiaci liberalizáció hatására indult meg az új távhőtörvény kidolgozása, melynek alapvető célja a fogyasztói érdekek védelme volt a megváltozott energiapiaci környezetben. A hatósági engedélyezés és árszabályozás rendszerét a 2009-ben elfogadott, azóta többször módosított jogszabály vezette be.

A távhőszektorra vonatkozó hatósági feladatokat a holland versenyhivatal, az ACM (Authority for Competition and Markets) látja el, aki egyúttal több más ágazat (villamosenergia-, földgáz, közlekedési, telekommunikációs, postai és egészségügyi szektor) felügyeletét is ellátja. Az ACM által meghatározott országosan egységes ársapkával szemben két elvárást fogalmaz meg a jogszabály: akadályozza meg a túlzottan magas árak alkalmazását (fogyasztóvédelmi elvárás) és ne eredményezzen költségszint és ésszerű hozamszint alatti árakat (befektetővédelmi elvárás).

Az ACM engedélyezési és árszabályozási jogköre a 10-nél több fogyasztót ellátó, és fogyasztónként 10,000 GJ feletti éves értékesítést lebonyolító szolgáltatók által háztartási méretű (100 kW csatlakozási teljesítményszint alatti) fogyasztóknak értékesített távhőre terjed ki. Az ennél kisebb rendszereket működtető szolgáltatókra nem terjed ki az ACM felügyeleti jogköre.[54]

A törvény egy országosan egységes ársapka alkalmazását írja elő, melyet a szolgáltatók által korábban is alkalmazott ún. NMDA-elv szerint (Niet Meer Dan Anders – Ne többet mint egyébként) kell meghatározni: e szerint a távhő ára nem haladhatja meg a fogyasztók számára elérhető helyettesítő fűtési mód (egyedi kondenzációs gázkazán) költségszintjét. Az ACM ennek megfelelően minden évben négy tarifaelemet határoz meg: (1)-(2) a hőárat meghatározó fix és változó tarifaelemet; (3) a mérés díját; (4) a csatlakozás díját.

[54] … (2013): New Heat Act is entered into Bulletin of Acts and Decrees; …. (2011): Amendement of Heat Act; … (2009): The Policy Rules 'Reasonable Price Heat Act'

A jogszabály azonban beépített egy pótlólagos korrekciós mechanizmust, amit elvileg akkor lehet alkalmazni, ha az NMDA-elv szerint képzett összehasonlító ár alkalmazása mellett adott szolgáltató indokolatlanul magas profitra tesz szert. Az NCA köteles kétévente monitorig riportot készíteni a szektorban tevékenykedő vállalkozások jövedelmezőségéről, és amennyiben adott szolgáltató profitja meghaladja az indokolt mértéket, az NCA – egyedileg – lefelé korrigálhatja az érintett szolgáltató értékesítési árát.

Az indokolt/ésszerű profitszint mértékét az Oxera tanulmánya alapján (amely 5,1 – 7,6% között határozta meg a távhőszolgáltatók súlyozott tőkeköltségét) az NCA 7,5%-os szinten határozta meg.[55] Beavatkozásra azonban nem került sor, ugyanis az NCA által 2009-2010-ben elvégzett vizsgálatok szerint a négy nagy távhőszolgáltató jövedelmezősége (amely -0,4% és 4% között ingadozott) jóval alatta maradt az elfogadható szintnek[56].

Az NMDA szerinti árplafon az iparág korábbi gyakorlatából eredt, vagyis széleskörű elfogadottságnak örvendett. A profitsapka ezzel szemben politikai megfontolásból került a törvénybe, a túlzottan magas nyereségektől való félelem hatására. Mivel a valóságban az NMDA szerinti árak nem hogy túlzó, hanem elégtelen nyereségszintet eredményeztek, ezért az árszabályozást 2018-ban módosították, gázártól független elemeket is beépítve abba. A gázárak és az energiaadók növekedése időközben távhőárakat is megemelte, ami javította a szolgáltatók pozícióját, és az NMDA elfogadottságát.

Az árszabályozásban történtek egyéb, a befektetéseket és piacfejlesztést segítő változások is: a szolgáltató és a fogyasztók egyetértése esetén a felek eltérhetnek az NCA által megszabott szerkezetű árképzéstől (pl. több évre rögzített árú, vagy a fix és fogyasztásarányos tarifák eltérő összetételére épülő szerződés esetén); a távhőszolgáltatás ára ilyen esetben nem esik hatósági kontroll alá.[57]

A szolgáltak szerződési szabadságát és mozgásterét növelő korrekciók hátterében az iparág erős önszabályozó képessége mellett a holland energiapolitikában lezajló változások, és a távhőszektorral szemben támasztott elvárások állnak. A néhány évvel ezelőtt napvilágot látott energiastratégia anyagok[58] 2050-ra az épületállomány emissziójának 80%-os csökkentését, a holland háztartások gázhálózatokról történő fokozatos leválását, és a távhő fűtésen belüli részarányának 3%-ról 33%-ra történő emelését vizionálják. Az emisszió csökkentést energiahatékonyság javulással, és a háztartási gázkazánok hőszivattyúkkal, és biomasszára, hulladékra, geotermiára és hulladékhőre alapozott távhőtermeléssel történő kiváltásával tervezik.[59]

[55] Oxera (2009): The cost of capital for heat distribution and supply
[56] van der Zee, T. (2014): District heating companies welcome new Dutch Heat Act
[57] CMS Legal (2017): Bill to amend the Dutch Heat Act
[58] 2013: Energy Agreement for Sustainable Growth; 2015: Heat Vision; 2016: Energy Agenda. Lásd: ClimateXChange (2016): Strategy for Heat – the Netherlands
[59] van den Ende, E. (2017): A revolution: The Netherlands kisses gas goodbye – but will it help the climate? (energypost.eu)

NORVÉGIA

A norvég árszabályozás nagyon hasonlít a hollandra, bár még annál is liberálisabbnak tekinthető. A két távhőszektor abban is hasonlít, hogy önkormányzatok helyett inkább magánbefektetők építik ki a hálózatokat, és mindkét országban további jelentős hálózatbővülést terveznek. Az árszabályozásnak tehát Norvégiában is úgy kell biztosítania a fogyasztói érdekek védelmét, hogy a szolgáltatók hálózatfejlesztési és beruházási szándékainak megvalósulását nem gátolja.

Norvégiában az elmúlt 15 évben páratlan iramban épültek ki a távhőrendszerek: a szolgáltatott hő mennyisége 4-szeresére (2 TWh-ról 8 TWh-ra), a hálózatok hossza 6-szorosára nőtt.[60] A gyors növekedés hátterében három tényező állt: a szemétlerakás korlátozása, majd betiltása miatt fellendülő hulladékégetés, a kötelező csatlakozás bevezetése, illetve az elektromos fűtés nagyarányú elterjedtsége miatt a villamosenergia-elosztóhálózatok fejlesztésének növekvő költségterhei.

A hulladéklerakás megadóztatása már 1999-ben lökést adott a hulladék égetőművek építésének[61], majd 10 évvel később a lerakás tilalmának bevezetése tovább növelte az energetikai hasznosítás vonzerejét. Mivel a települési hulladék biológailag lebomló része megújuló energiaforrásnak (biomasszának) minősül, ez a norvég megújuló hőtermelés mutatóit is gyors ütemben javította.

A távhőkörzet kijelölése és a kötelező csatlakozás alkalmazása Norvégiában már három évtizede meglévő lehetőség, de alkalmazására csak akkor kerül sor, ha a szolgáltató nem képes a fogyasztóval az önkéntes csatlakozás feltételeiben megállapodni. A hálózat fejlesztését ugyanakkor a 2000-es évek óta átlagosan 15-20%-os állami támogatás segíti, ami növeli az önkéntes megállapodás esélyeit.[62]

A távhő árakra kötelező csatlakozás esetén országosan egységes ársapka van érvényben, melyet a Norvégiában domináns alternatív fűtési mód, az egyéni villamosenergia-fűtés költségszintjéhez igazítanak. Az önként csatlakozó fogyasztók esetében ilyen árkorlát nincs érvényben, hiszen ez esetben a távhőszolgáltatás a piacon megmérkőzik a többi fűtési móddal szemben, és csak akkor győz, ha azoknál alacsonyabb árat ígér. A norvég statisztikák szerint az abszolút dominánsnak tekinthető villamosenergia-fűtés a távhőnél folyamatosan 17-33%-al drágább fűtési mód.[63]

LENGYELORSZÁG

A lengyel távhő árszabályozás két méretkategóriát különböztet meg, melyek esetén eltérő ármeghatározási szabályok érvényesülnek. 5 MW alatt nincs szükség engedélyre - ez a kapacitás a szolgáltatók esetén a fogyasztók ellátásához szükséges becsült kapacitást jelenti[64], termelők esetén pedig a fűtőmű/erőmű hő kapacitását -, ebben az esetben az árszabályozás a

[60] Patronen, Kaura and Torvestad (2017): Nordic heating and cooling
[61] IEA (2001): Energy policies of IEA countries: Norway 2001 Review
[62] Donnellan, S. – Burns, F. – Alalbi, O. – Low, R. (2018): Lessons from European regulation and practice for Scottish district heating regulation
[63] Aanensen, T. – Fedoryshyn, N. (2014): Fjernvarme og fjernkjøling i Norge
[64] „capacity ordered by customers"

helyi önkormányzat hatáskörébe tartozik. Az engedélyköteles, nagyobb kapacitással rendelkező szolgáltatók és termelők esetén a lengyel Energia Hivatal (URE) hatáskörébe tartozik az előzetes módszertan kidolgozása, majd a szereplők által benyújtott – ezen módszertanon alapuló - számítások elfogadása, még a szóban forgó időszak előtt, vagyis ex-ante.

A lengyel árszabályozás költség plusz (cost plus) típusú, az elismert költségek részét képezi a termelési és elosztási költségeken túl a fejlesztésre fordított pénz, ehhez kapcsolódóan a tőkemegtérülés, illetve a környezetvédelmi költségek is.

A kapcsolt és a nem kapcsolt termelés esetén 2010 óta eltérő módon történik a kalkuláció. Utóbbi esetén a klasszikus költség plusz alapú számítás benyújtásakor az engedélyes a számolt árak érvényességének időtartamára vonatkozóan is javaslattal él – ennek hossza általában 1-3 év. A több évre vonatkozó árak esetén előre lefektetett szabályok mentén történik az indexálás, jellemzően például a fogyasztói árindex és a tüzelőanyag árak változásának figyelembevételével. Utóbbi a hálózati veszteség elismert költségének számítása során is szerepet játszik, a szolgáltatók azonban e mellett a lengyel Hivatal által közzétett százalékos értéken belül kell, hogy maradjanak. A tarifa fix és változó elemből áll össze, előbbi a kapacitás alapján kerül meghatározásra.

A kapcsolt termelés esetén a 2010-es változások óta lehetőség van az árkalkuláció egyszerűsített módszertan alapján történő elvégzésére. A nem kapcsoltan termelő fűtőművek által évente szolgáltatott adatok alapján a lengyel Hivatal évente meghatároz egy tüzelőanyagonkénti nem kapcsolt átlag hőárat, és egy korrigáló referencia indexet, melyek szorzataként áll elő egy-egy tüzelőanyag esetén a kapcsolt termelési átlagár. A tüzelőanyag-szerkezet figyelembevételével ebből számítható a kapcsolt hőár. Amennyiben a termelő ezt az egyszerűsített számolást alkalmazza, azt minden évben el kell végeznie, nincs lehetőség indexálás alkalmazására.

Az elismerhető tőke költség kapcsán 2013 környékén részletes iparági konzultáció után született meg a módszertan, mely rögzíti a tőkemegtérülés pontos számítását. A megengedhető bevételek az elismert költségek és ezen elismert tőkemegtérülés összegeként állnak elő. A képlet két elemmel egészülhet ki: egy magas hatásfokot jutalmazó, illetve alacsonyat büntető szorzóval, valamint egy országos átlagárakat figyelembevevő korrekciós tényezővel. Az ár mind a szolgáltatók, mind a termelők esetén a bevételek tervezett (termelt vagy szolgáltatott) hőmennyiséggel történő elosztásával kapható meg.

A tőkemegtérülés az ármegállapítás évében a könyv szerinti érték alapján számított nettó eszközértékre vonatkozik. A számításra részletes módszertani útmutató áll rendelkezésre, mely a CAPM feltételezéseinek segítségével vezeti le az adózás előtti WACC értékét. A szokásos elemek (idegen tőke és saját tőke aránya, idegen és saját tőke kamatköltsége, társasági adó mértéke) mellett egy plusz prémium elem is szerepel a képletben, mely az adott évben elért költségcsökkenés mértékétől függ. Az idegen tőke kamatköltségére vonatkozóan fix érték (a mindenkori kockázatmentes kamatláb + 1,65%) ismerhető el, míg a saját tőke költsége attól függően vehet fel magasabb vagy alacsonyabb értéket, hogy az adott vállalat milyen arányban forgatja vissza a profitját a vállalkozásba.

2013-ban, vagyis a módszertan kiadásának évében a konkrét WACC értékek a szolgáltatók esetében 8,97 és 10,45 % között alakultak (a visszaforgatott profit szintjétől függően), míg a termelőknél 8,97 és 9,95% közötti számok adódtak. A magasabb maximális tőkemegtérülési

érték a szolgáltatók esetén a módszertan indoklása szerint az új fogyasztók megszerzésének költsége miatt indokolt (beleértve a csatlakozási költségeket is).