

**BUDAPESTI MŰSZAKI ÉS GAZDASÁGTUDOMÁNYI EGYETEM
TERMÉSZETTUDOMÁNYI KAR
NUKLEÁRIS TECHNIKAI INTÉZET
ATOMENERGETIKA TANSZÉK**

**FEKETE DEZSŐ DOMONKOS
7. FÉLÉVES ENERGETIKAI MÉRNÖK BSC HALLGATÓ
TUDOMÁNYOS DIÁKKÖRI KONFERENCIA
DOLGOZAT**

**Egy trigenerációs kis moduláris reaktor működésének és bevételeinek
érzékenységi vizsgálata nyílt hozzáférésű energiapiac modell segítség-
ével**

Témavezetők:

Biró Bence
PhD hallgató

Prof. Dr. Aszódi Attila
Egyetemi tanár

Budapest, 2024

TARTALOMJEGYZÉK

Előszó	2
1. Bevezetés	3
2. Szakirodalmi áttekintés	7
2.1. Kapcsolt energiarendszerek és energiapiacok	7
2.1.1. A kapcsolt hő és villamosenergia termelés modellezése	7
2.1.2. Kapcsolt villamosenergia- és hidrogén-termelés modellezése	10
2.1.3. Kapcsolt hő- és hidrogén termelés	11
2.1.4. Kapcsolt villamosenergia-, hőenergia és hidrogén-termelés modellezése	11
2.2. Kis moduláris atomreaktorok	12
2.2.1. Az SMR-ek jellemzői	13
2.2.2. A kapcsolt energiatermelésre alkalmas SMR-ek	14
2.2.2.1. GE Hitachi BWRX-300	16
2.2.2.2. KAERI SMART	16
2.2.2.3. BREST-OD-300	17
2.2.2.4. HTR-PM	17
3. A modell továbbfejlesztése	19
3.1. A modell felépítése PyPSA segítségével	19
3.2. Kapcsolt hő- és villamosenergia-termeléshez szükséges adatok	22
3.3. A villamosenergia-piac modellezéséhez szükséges adatok	22
3.4. A hőenergia-piac modellezéséhez szükséges adatok	25
3.5. A hidrogénpiac modellezése	27
3.6. Az érzékenységvizsgálat paraméterei	28
4. Az eredmények kiértékelése	30
4.1. Az SMR kihasználási tényezői	30
4.2. Az SMR órás terhelése adott kihasználtság esetén	33
4.3. Az SMR által termelt fedezeti összeg	36
4.4. Az SMR által termelt fedezeti összeg valós piaci viszonyok alapján	42
5. Összefoglaló	45
6. Hivatkozások	47

ELŐSZÓ

A 21. század energetikájában kulcsszerepet kap a karbonsemlegesség, a fenntarthatóság és az energiahatékonyság. Mindez nemcsak a villamosenergia-termelésre vonatkozik, a távhőtermelés vonatkozásában is hasonlóak a célok, új koncepciók születnek hatékony távhőrendszerekre. Ezen túl több kutatás irányul a hidrogén jövőbeli szerepére, legyen szó közlekedésről, vagy éppen energiatárolásról. A villamosenergia-termelés irányzatában a nukleáris technológiák képzik kutatások célját, azonban a távhő és hidrogén termelésére ritkán merülnek fel ezen technológiák. Mi lenne, ha egy kis moduláris atomreaktorral (SMR) mindhárom terméket megtudnánk termelni és nem csak külön-külön, hanem egy trigenerációs technológiával egyszerre is?

Kutatásomban egy trigenerációs kis moduláris atomreaktor villamosenergia-, távhő- és hidrogénpiacon való viselkedését vizsgálom. A vizsgálat során különböző scenáriók elemzésére térek ki, a fosszilis üzemanyagok, szén-dioxid kvóta árának, a kis moduláris atomreaktor üzemeltetési költségének változtatásával különböző mértékű megújuló termeléssel. Eredményeimmel arra jutottam, hogy az SMR-ek mindhárom energiapiacon hatékonyan képesek működni, nem is beszélve arról, hogy egy tisztán piaci alapon működő SMR magas profittal és rövid megtérüléssel kecsegtet.

KÖSZÖNETNYILVÁNÍTÁS

Ezúton szeretnék köszönetet mondani a témavezetőimnek, Bíró Bencének és Prof. Dr. Aszódi Attilának a rengeteg segítségért, az utolsó pillanatos konzultációkért, munkám lelkiismeretes ellenőrzéséért, illetve a bizalomért és sok türelemért a dolgozat elkészítése során. Ezen túl szeretnék köszönetet mondani a Gurobi Optimizationnak az ingyenes licenz biztosításáért.

Budapest, 2024. 11. 03.

Fekete Dezső Domonkos

1. BEVEZETÉS

Napjaink energiatermelésében kiemelt szerepet kapnak a karbonsemleges energiaforrások. Közülük jelenleg a megújuló energiaforrásokra irányul a legnagyobb figyelem, a zéró üzemanyag-költségnek és a gyakorlatilag teljesen CO₂ kibocsátás nélküli termelésüknek köszönhetően. Az utóbbi néhány évben gyakorlatilag az egész világon megfigyelhető volt a napelemek beépített kapacitásának robbanásszerű növekedése [1], mely igaz volt Magyarországra is. A 2020-ban kiadott Nemzeti Energia- és Klímaterv[2] (továbbiakban NEKT) a 2030-as évekre hozzávetőlegesen 6 500 MW beépített napelemes kapacitást vizionalizált Magyarországon, míg annak 2023 szeptemberi módosítása [3] már a konzervatívabb WEM (jelenlegi intézkedéseket figyelembe vevő, angolul With Existing Measurements) stratégiában is legalább 10 000 MW, míg a WAM (kiegészítő rendelkezéseket is figyelembe vevő rendelkezések, angolul With Additional Measurements) 12 000 MW napelemes kapacitást feltételeznek a 2030-as évekre, így ezen tendencia biztosan folytatódik az elkövetkező években is.

A szélenergia vonatkozásában is a 2000-es évek eleje óta igen szignifikáns beépített kapacitás-növekedés volt megfigyelhető világszinten [4], azonban Magyarországon 2016 óta szigorú szabályozás korlátozza a szélerőművek építését [5], így az utóbbi több, mint 10 évben az ország beépített szélerőmű kapacitása megmaradt a 2016-os 330 MW-os szinten. A kormányzati rendelkezéseknek köszönhetően azonban 2024-től lehetőség nyílik a szélerőművek telepítésére egy kevésbé szigorú szabályozással [6]. A legfrissebb NEKT ezek alapján 2030-ra már több, mint 1 000 MW beépített szélerőmű kapacitással lehet számolni a WAM stratégia alapján.

Világszinten a megújuló energiaforrások közül nem elhanyagolandó a vízerőművek termelése sem. Európában az utóbbi bő 20 évben azonban a beépített kapacitásuk 260 GW környékén, míg az általuk megtermelt villamos energia mennyisége 650 TWh környékén stagnált [7], így nem volt megfigyelhető az az ugrásszerű növekedés, mint a nap- és szélerőművek esetében. A növekedésnek több korlátja is van. Európában (Törökországot is ideszámítva) 65%-os a vízerőművek beépítettsége, azokat a területeket figyelembe véve, ahol, gazdaságilag is megéri vízerőművet telepíteni. Ezen túl az uniós környezetvédelmi szabályozások is nehezíthetik az európai vízerőművek beépített kapacitásának növekedését [8]. Világszinten azonban a vízerőművi kapacitások növekedése már számottevő volt 2010 és 2017 között kb. 30%-kal nőtt a beépített kapacitásuk az azt megelőző 10 évhez képest [9]. Magyarországon a földrajzi adottságoknak köszönhetően a vízerőművek nem igazán terjedtek el, azok részesedése az energiamixben elenyésző mértékű, így majdnem biztosan állítható, hogy az ország karbonsemleges energiatermelése nem a vízerőművekkel lesz megvalósítható.

Egyértelmű, hogy nagy tárolókapacitások nélkül, tisztán megújuló villamosenergia-termeléssel nem lehetséges a villamosenergia-igény kielégítése. Azonban a nagy kapacitású energiatárolók elterjedése még messze van. A kémiai energiatárolók közül a NaS és a Li-Ion akkumulátorok már jelenleg is biztosíthatnak megoldást, viszont egy országos szintű hálózatban hatásuk még nem szignifikáns. A világ legelterjedtebb energiatárolója a szivattyús-tározós energiatároló (SZET), melyből világszerte több, mint 161 GW-nyi épült már [10]. A földrajzi elhelyezkedés azonban Magyarországon újfent nem kedvez ezen energiatárolónak. Ennek ellenére egy kormányzati döntés értelmében megkezdődött a telephely felmérése egy SZET magyarországi építéséhez. A tároló tervezetten 600 MW teljesítményű lesz 6 órás tárolókapacitással, mely méreteiből adódóan már alkalmas lehet az időjárásfüggő megújulókat hatásainak enyhítésére. A tároló hálózatra kapcsolása a 2030-as évek közepén készülhet el [11].

A fentiekből egyértelműen látszik, hogy a megújuló kapacitásokkal és a tárolókkal Magyarország földrajzi elhelyezkedését is figyelembe véve nehezen lesz megvalósítható a fogyasztási igények kielégítése. Ez okból mindenképpen szükség van olyan energiatermelő kapacitásokra, melyek az időjárástól függetlenül, CO₂ kibocsátása nélkül képesek energiatermelésre. Erre jelenthet megoldást az atomerőművek építése. Magyarországon jelenleg a Paksi Atomerőmű 2 000 MW beépített kapacitással az ország villamosenergia-igényének mintegy 30%-át fedezi. Jelen állás szerint a blokkoknak 2032 és 2037 között le kell állniuk, ugyanis eddig rendelkeznek üzemelési engedéllyel. Elindult azonban a További Üzemidő Hosszabbítás (TÜH) projekt, melynek keretein belül a Paksi Atomerőmű blokkjai további 10-20 évig üzemelhetnének. Ezen túl történtek lépések is új atomerőművi blokkok építésére is. A magyar kormány 2 darab 1200 MW_e-os atomerőművi blokk építésére kötött szerződést még 2014-ben. Az építéssel kapcsolatos munkálatok már megkezdődtek, azonban az erőmű hivatalosan nem került még építési fázisba, erre várhatóan 2025-ben kerülhet sor. A 2023-ban felülvizsgált NEKT [3] 2030-ra már a 2 blokk együttes üzemelését feltételezi, mely a jelenlegi tendenciákat figyelembevéve egy egyre távolabbi cél.

A nagy atomerőművek alapvetően alaperőműként funkcionálnak, vagyis elsődleges feladatuk, hogy folyamatosan, nagy kihasználtsággal termeljenek villamos energiát. Ennek ellenére a Paksi Atomerőmű esetében blokkonként olykor 100-100 MW_e-os leterhelésre is szükség lehet, melyre az 1970-es években még nem tervezték a blokkokat. Ez okból az újonnan épülő atomreaktorok esetében már a tervezés során is megkövetelik a termelésük rugalmasságát, rövid időn belül relatíve nagymértékű fel és leterhelésre kell alkalmasnak lenniük. Ez azonban egy nagyteljesítményű blokk esetében nem triviális feladat, akár a reaktorban lezajló nukleáris folyamatok, akár a turbina oldaláról.

Nagy szintű rugalmasságot biztosíthatnak azonban a kis moduláris atomreaktorok (angolul Small Modular Reactors, röviden SMRs), melyekkel könnyebben megvalósítható lehet terheléskövetés, így egy olyan ország esetében, ahol nagy időjárás függő megújuló kapacitás van beépítve, sok előnyös tulajdonsága lehet a villamosenergia-piacon. Az SMR-ekben rejlő potenciált jól mutatja, hogy jelenleg több ország, vállalat is tett már lépéseket SMR-ek építésére. A Google-nél például a Kairos Energy céggel kötött szerződése értelmében 500 MW sóolvadékos SMR építésére kerül sor a 2030-as évek közepéig [12]. Lengyelország a szénerőműveik kiváltását teljesen nukleáris energiával képzei el, ennek értelmében a Lengyelországban összesen 24 darab, a GE-Hitachi cégek által fejlesztett, BWRX-300-as atomreaktor építésére tettek lépéseket [13]. Ezen túl Magyarországon egy 300 MW-os SMR hálózatba állításának lehetőségét is vizsgálja az MVM Csoport [14].

Az SMR-ek további előnye lehet, hogy rugalmasságuk kapcsolt energiatermeléssel is biztosítható [15], vagyis csökkenő villamosenergia-igény esetén lehetséges párhuzamosan akár hő és hidrogén termelése is [16]. A hő termelése előnyös, ugyanis magas hőmérsékletű hő előállítása egyéb karbonsemleges technológia segítségével nem triviális feladat. Ezen túl, bár a jövő hidrogénpiaca még bizonytalan, az SMR-ek segítségével lehetőség nyílna a nagy hatásfokú hidrogéntermelésre is [17].

Azonban a rugalmasság biztosítása önmagában nem garancia egy technológia elterjedésére, ugyanis nagyon fontosak a gazdasági szempontok is. Gazdasági számításokhoz pedig a lehető legpontosabban kell modellezni egy SMR termelését, legyen szó csak villamosenergia-, kapcsolt hő- és villamosenergia-, vagy éppen trigenerációs termelésről. A modellezés eszközei pedig különböző piacmodellek lehetnek.

A szakirodalomban igen kevés cikk található a kapcsolt piacok modellezéséről, szakirodalmi áttekintésem során nem találtam olyan munkákat, amelyek kapcsolt villamosenergia-, távhő-, és hidrogéntermelés modellezését taglalják, ennek megfelelően ilyen jellegű piacmodellekkel számítást sem végeztek.

Kapcsolt piacokon végeztek több kutatásban is szimulációkat, számításokat és a kapcsolt hő- és villamosenergia-termelésre, valamint kapcsolt hidrogén- és villamosenergia termelésre módszertant is felvázoltak. A számítások azonban nem nyílt forráskódúak, sok esetben fizetős szoftverekkel, programcsomagokkal történtek, ráadásul a vizsgált munkák egyike sem foglalkozott nukleáris technológiák kapcsolt energiatermelésének elemzésével.

Kis moduláris atomreaktorokra vonatkozóan végeztek már egyszerűbb gazdasági számításokat [18], [19], azonban nem találtam olyan munkát, mely SMR-ek működésének elemzését taglalta volna valós, vagy fiktív piaci körülmények között.

Dolgozatom így rendkívül egyedülállónak tekinthető, ugyanis nyílt forráskódú, kapcsolt energiatermelés modellezésére alkalmas környezetben nem végeztek még elemzéseket kis moduláris atomreaktorok termelésére és bevételére vonatkozóan.

A 2023-as Tudományos Diákköri Konferenciára (TDK) készült dolgozatomban [20] áttekintettem a piacmodellezésre alkalmas, nyílt forráskódú, Python alapú szoftvereket, melyekben elméletileg lehetséges a kapcsolt energiatermelés és tárolók modellezése. A szoftverek áttekintése során a PyPSA (Python for Power System Analysis) bizonyult céljainkra a legmegfelelőbbnek. A szoftver kiválasztása után építettem egy összekapcsolt villamosenergia-, hőenergia-, és hidrogén-piac modellt, melyben Magyarország hidrogén- és hőpiacát modelleztem, továbbá Magyarország és a szomszédos országainak villamosenergia-piacát, kivéve ez alól Ukrajnát. A szoftver kódján változtattam, ugyanis alapértelmezetten nem volt lehetőség az üzemanyagköltség, illetve a változó karbantartási- és üzemeltetési költség megadására. Mely után egyetlen szcenárióban vizsgáltam egy trigenerációs SMR termelését. Ekkor az éves hidrogénigény konstansnak tekintettem, és a hőpiacra vonatkozó adatokat és saját interpolációkkal határoztam meg. A 2023-as dolgozat végeredményeként azt kaptam, hogy az SMR-nek van helye mindhárom piacon és ott termelése előnyös lehet.

A 2024-es TDK dolgozatom 2. fejezetében összevetem a PyPSA kapcsolt piacok esetén használt modellezési metodikáját a szakirodalomban fellelhető módszerekkel. Ezen túl bemutatom a kis moduláris atomreaktorok technikai jellemzőit, kitérve megvalósításuk fázisára, ezen túl konkrét reaktortípusokat is bemutatok, amelyek opcionálisan alkalmasak a kapcsolt energiatermelésre, továbbá a magas hatásfokú hidrogéntermelésre. A 3. fejezetben bemutatom, a 2023-as dolgozathoz képest az adatokban, illetve magában a modellben bekövetkezett változtatásokat. A 4. fejezetben pedig bemutatom az általam, a modell segítségével elvégzett érzékenységvizsgálat eredményét, értékelem azokat. Az 5. fejezetben pedig összefoglalom dolgozatomat.

2. SZAKIRODALMI ÁTTEKINTÉS

Ebben a fejezetben bemutatom, hogy korábbi kutatásokban milyen megfontolásokkal, milyen eszközökkel modelleztek kapcsolt energiatermelő erőműveket, illetve kapcsolt energiapiacokat. A szakirodalmi konklúziók alapján pedig megpróbálom elhelyezni a korábbi munkák között a PyPSA által használt modellezési módot.

2.1. Kapcsolt energiarendszerek és energiapiacok

A villamos- és hőenergia, továbbá a hidrogén tetszőleges kombinációban együttesen is előállítható. Közülük talán a legszélesebb körben alkalmazott technológia a kombinált hő- és villamosenergia termelés, mely egy Magyarországon is alkalmazott technológia, például a Kelenföldi Erőműben. A 2030-ra vonatkozó NEKT a távhő előállítására vonatkozóan célként jeleníti meg a távhő kapcsolt energiatermelésben történő előállítását minél nagyobb részarányban. Erre vonatkozóan vannak Európai Unió céljai is, így a jövő energiapiacában biztosan érdemi szerepe lesz a kapcsolt energiatermelésnek. Hatalmas előnyük, hogy a kapcsolt energiatermelés teljes hatásfoka akár a 80 %-os értéket is elérheti. A kapcsolt hő és villamosenergia-termelésben résztvevő erőművek beépített teljesítménye 15 kW és 400 MW között mozoghat, és jelenleg a földgázzal működő erőművek az elterjedtek. Azonban van néhány hátrányuk: az elektromos és hőterhelés szoros összehangolására van szükség, a lokális szén-dioxid terhelés a jelenlegi technológiákkal jelentős, a hálózatra való kapcsolódásuk költséges lehet, továbbá a kapcsolt erőművek beruházási költsége is magas [21].

2.1.1. A kapcsolt hő és villamosenergia termelés modellezése

A kapcsolt hő- és villamosenergia termelés a leggyakrabban, ipari méretekben is alkalmazott kapcsolt energiatermelési eljárás. Ennek megfelelően az irodalma is ezen technológiáknak a legbősegebb, széles körben végeztek vizsgálatokat az energiapiacokban betöltött szerepükről, az én munkámhoz hasonló szimulációkban is.

A kapcsolt hő- és villamosenergia-termelés (angolul Combined Heat and Power generation - CHP) modellezése nem triviális kérdés, ugyanis a világ sok területén a távhő- és villamosenergia-hálózatok erősen összekapcsolódnak és kölcsönösen függenek egymástól. Ennek megoldására születtek már próbálkozások, például Björn Felten nagyméretű kapcsolt energiarendszerek értékelésére és modellezésére dolgozott ki egy eljárásmodot 2020-as publikációjában [22]. A kapcsolt rendszerek pontos modellezéséhez több technológiai és gazdaság paramétert át kell adni a modellnek, legyen szó a távhő-, vagy éppen a villamos energia szektorról. A meglévő adatokkal pedig már összerakható az energiapiac modell. Felten munkájában a megalkotott modell 3 fő részből állt: A villamosenergia-rendszert tartalmazó Access adatbázisból, a MATLAB-

ban leprogramozott távhőhálózatból, az őket összekapcsoló WILMAR JMM-ből (Joint Market Model) [23]. A modellel a hőigények, az erőművek elosztása, a piacon kialakuló árak és a nettó export és import helyzete is modellezhető. A szerző elővetíti azt is, hogy a jövőben alkalmas lehet akár más kapcsolt termékek, például gáz (hidrogén) modellezésére is a cikkben ismertetett eljárás mód [22].

Az Európai Uniónak célja, hogy néhány évtizeden belül energiatermelése teljesen karbonsemleges legyen, ennek okán Németországban készült 100%-ban megújuló energiaforrásokon alapuló, kapcsolt energiatermelést is figyelembe vevő modell a piacok elemzésére, ez az OSeEM-DE [24]. A modell Python alapú lineáris optimalizálási probléma megoldására alkalmas. A modellben helyeztek el időjárásfüggő erőműveket, kapcsolt hő- és villamosenergia termelő egységek, illetve többféle villamos energia- és hőtárolót. A modellben mind a hőpiacon, mint a villamosenergia-piacon az alábbi komponenseket használják, rajtuk meghatározott összefüggésekkel az optimális teljesítményáramlás kiszámításához:

- Gyűjtősín (Buses): a modellben 3 gyűjtősín van, az üzemanyagnak, a hőnek és a villamos energiának, ezen a komponensen történik a kínálat és az igény kiegyenlítése.
- Igény (Load): hőre és villamos energiára definiálva.
- Időjárásfüggő erőművek (volatile generators): a villamos gyűjtősínre táplálnak be.
- CHP erőművek: a hő és villamos gyűjtősínre is táplálnak.
- Hőszivattyúk (Heat Pumps): a villamos gyűjtősínről a hő gyűjtősínre termelnek.
- Tárolók: a gyűjtősínekről ugyanarra a gyűjtősínre biztosítják az energia áramlását, tároló kapacitással.
- Határkeresztelő vezetékek: különböző villamos gyűjtősínek között biztosítanak kapcsolatot.
- Költségek: a fenti összes komponensnek vannak költségei és ezek is definiálva vannak a modellben.

A fenti komponensek modellnek átadásával, a meghatározott egyenletekkel futtatható az energiapiaci optimalizáció, a termelt és fogyasztott energiamennyiségek egyenlővé tételével. A kutatásban beruházás optimalizációt végeztek arra vonatkozóan, hogy milyen és mennyi megújulókapacitás beépítése lenne szükséges ahhoz, hogy a 100%-ban megújulókon alapuló rendszer előállhasson. Ugyanezt elvégezték a biogáz és biomassza alapú CHP erőművek és a hő- és villamosenergia-tárolók esetében is. Ezen túl vizsgálták az így kialakuló hálózat rugalmasságát is a modellel. A modell tehát alkalmas táblázatos formában megadott idősoros adatok kezelésére,

továbbá a kapcsolt energiarendszerek kezelésére is. Emellett nagy felbontású és több különálló hálózat kezelése és összekapcsolása is lehetséges segítségével [24].

Dániában a nagy részarányú szélenergia villamosenergia-piaci modellezésére korábban használták az EnergyPLAN nevű szoftvert [25]. Ezzel a modelleszközzel lehetséges kapcsolt energiapiacok modellezése is. Az EnergyPLAN alapvetően 2 funkcióra alkalmas: a beépített kapacitások és energiaigények alapján a rendszer műszaki értékelésére, továbbá a határköltségek és piacokon kialakuló árak alapján egy piaci optimalizáció elvégzésére alkalmas. A korábbi modellekhez hasonlóan itt is szükség van a termelésre és fogyasztásra vonatkozó input és output adatok megadására, mellyel a modell futtatható lesz. Nagy előnye a modellnek, hogy beépítetten képes a CHP erőművek kezelésére is. A CHP modellezése igen hasonló az OSeEM-DE programhoz, itt is a gyűjtősínes megoldást alkalmazzák. A különböző energiatermelő-egységek a gyűjtősínekre termelnek, a fogyasztók pedig innen veszik fel a megtermelt energiát. A modellben villamos gyűjtősínről modellezték az importot és exportot jelentő határkeresztező kapacitásokat, gyűjtősínek között kapcsolatot tevő komponensek segítségével. Az importhoz és exporthoz hasonló „kapcsoló komponensként” vették figyelembe a hőszivattyúkat. A tárolókat pedig olyan egységekkel kezelték, melyek teljesítmény felvételére és leadására is alkalmasak. Az egyes komponensek számára átadott bemeneti adatok teljesen megegyeznek a [24] kutatás módszertanával. Ebben a modellben is az erőművi technológiai és gazdasági, megújuló termelési, fogyasztási adatokat kell átadni komponensekként, melyek alapján egy lineáris optimalizáció történik meg. Fontos megjegyezni, hogy a modellel egy-egy energiarendszer egyszerűsített modellje adható meg, ahol nem modelleznek külön-külön minden erőművet, hanem a hasonló erőműveket egyként kezelik. A modell alapvetően a hálózat stabilitásának fenttartásához szükséges üzemeltetési stratégiák és korlátok értékelésére helyezi a hangsúlyt, ezen túl alkalmas arra is, hogy a beruházások és karbantartási stratégiák jövőbeli jelentőségét értékelje [25].

A 2.1.1-es fejezetben bemutattam 3 kutatást [22], [24], [25], melyben kapcsolt hő- és villamosenergia termelést modelleztek különböző eszközökkel. Alapvetően 2 különböző módszerrel találkoztam: az egyikben a külön-külön megalkotott távhő és villamos energia szektort egy mögöttes Access adatbázisban csatolták össze, míg a másik verzióban relatív egyszerűen, külön gyűjtősíneken kezelték a távhőt és villamos energiát, köztük pedig egyszerű „kapcsolatokkal” lehetett összeköttetést létrehozni. Ez utóbbi mindenképpen egy egyszerűbb megközelítése a problémának, és a bemutatott kutatások eredményei alapján a módszerrel jó közelítő eredményeket lehet kapni a kapcsolt piacokra vonatkozóan.

2.1.2. Kapcsolt villamosenergia- és hidrogén-termelés modellezése

Kevés kutatás taglalja a kapcsolt villamosenergia- és hidrogéntermelés lehetőségeit. A néhány fellelhető cikk inkább csak a technológiai megvalósíthatóság lehetőségeit taglalja, a piaci viszonyokról kevés esetben esik szó. Ennek két oka van:

- Alapvetően kapcsolt villamosenergia-és hidrogén termelés ipari mennyiségben nem történik, az ilyen technológiák csak koncepció szinten léteznek.
- A hidrogénnek igazi piaca jelenleg nincsen, a távhővel és villamos energiával ellentétben. Ennek megfelelően a már hidrogénigény megadása is egy problémás tényező.

Philipp Hesel és munkatársai konkrét számításokat végeztek a hidrogén és villamosenergia-piacok vonatkozásában [26]. Munkájuk háttere az volt, hogy 2030-ra az európai uniós politikák 40 GW beépített elektrolizáló kapacitással számoltak, mely igen erőteljesen összekapcsolja a két piacot. A jövőben a hidrogén, mint energiatároló rugalmasságot adhat a villamosenergia-rendszernek.

A modellezésben különböző piacmodellező szoftverek alapján adták meg az egyenleteket az előállítás költségére vonatkozóan, és a cél pedig ennek minimalizálása volt. A modell egyenleteiben feltételezték, hogy a hidrogénpiac a villamosenergia-piac egy szektoraként értelmezhető, árképzése analóg módon feltételezhető a villamosenergia-piaccal: az egyes hidrogén- és villamosenergia övezetekben a kereslet saját termeléssel, importtal, elektrolízissel vagy üzemanyagcellákkal váltható ki, ezzel pedig megtörtént a piacok csatolása is. A modellben alapvetően a hidrogénpiacokat a villamosenergia-piac zónáiként modellezzik, saját kereslettel és kínálattal. A hidrogéntermelő kapacitásokat a zónán belüli „erőművek” képviselik, az elektrolizálókat a villamosenergia-piaci zónából a megfelelő hidrogénzónába vezető távvezetékként modellezzik. Gyakorlatilag a 2.1.1-es fejezetben már bemutatott gyűjtősínes megoldást használták ebben a kutatásban is. A hidrogén gyűjtősínre történhet közvetlen termelés valamilyen technológiával, oda elhelyezhetőek tárolók, továbbá innen történik meg a hidrogénigény kielégítése is. A villamos gyűjtősín ehhez igen hasonló. Ezen túl mindkét gyűjtősínen elképzelhető import/export másik hidrogén vagy villamos gyűjtősínnek történő összekapcsolás esetén. A két piac összekapcsolását pedig [24]-hez hasonlóan a gyűjtősínek összekapcsolásával lehet megtenni, mely elektrolizálókkal és üzemanyagcellákkal mindkét irányba megtörténhet. A kutatásban rendszeroptimalizációt és beruházás optimalizációt végeztek el a fenti megfontolásoknak, illetve az input adatoknak megfelelően [26].

Jelenleg (2024-ben) akár a hidrogénpiacok, akár a kapcsolt hidrogén- és villamosenergiatermelés szimulálására, illetve modellezésére vonatkozóan nagyon kevés publikáció és eljárás mód van. Azonban az energiasztratégiák, legyen szó akár hazairól, akár nemzetköziről, sok hidrogéntermelésével számolnak, ráadásul elektrolizálókkal, így ezen kapcsolt rendszerek modellezésére a jövőben nagy szükség lehet. Ez az eljárás mód a hidrogénpiacok modellezésére egy jól átlátható, relatíve egyszerű megközelítés, amelynek használata célszerű.

2.1.3. Kapcsolt hő- és hidrogén termelés

A kapcsolt hő és hidrogéntermelés vonatkozásában még kevesebb forrás áll rendelkezésre, ezek energiapiacokon történő modellezésére vonatkozóan nem találtam kutatásokat. Néhány cikk kitér ezek lehetőségére, például több olyan hidrogéntermelő technológia is van, ami nagy hőmérsékleten zajlik, és az így keletkező hulladékhő hasznosítható lehet valamilyen távhőrendszerben, azonban a kutatások arra mutattak rá, hogy ezek ipari méretekben jelenleg nem valószínűsíthetőek meg. Ezen technológiákat a 2023-as TDK dolgozatomban már bemutattam [20].

2.1.4. Kapcsolt villamosenergia-, hőenergia és hidrogén-termelés modellezése

A kapcsolt villamosenergia-, hőenergia és hidrogén vonatkozásában újfent nagyon kevés tapasztalatunk van, hogy milyen hatása lehet annak az energiapiacokra. Alapvetően ebben az esetben is találkozhatunk egyszerűbb technológiai újdonságokkal és megtérülési számításokkal, de konkrét modellezési problémákat is oldottak már meg az évek során.

S. P. Cicconardi és munkatársai biogázon alapuló rendszerre vizsgáltak már hatásfokokat és költségeket, különböző scenáriókra. Maximális hő-, hidrogén- és villamosenergia-termelés eseteit vizsgálták. Ekkor 69 % és 72 % közötti teljes hatásfokok jöttek ki, melyek nagyon kedvezőek [27].

Kisebbs rendszerek vonatkozásában végeztek elemzéseket a három piacot összekapcsolva. Yufeng Xiong és kutatótársai egy trigenerációs rendszert 1 napon át elemeztek órás felbontásban [28]. A rendszer modellezése és optimalizálása az Aspen Plus programcsomag segítségével valósult meg. A modell az egyes technológiák optimális termelését számította ki, a piaci árak és a különböző technológiai jellemzők figyelembevételével. A cikkben a gyűjtősínes megoldást választva valósították meg a rendszer modellezését. A piacok modellezése gyakorlatilag megegyezik ebben az esetben az [22], [24], [25] kutatásokban ismerttetett modellek összekapcsolásával. A piacok összekapcsolása ekkor elektrolizálókkal és üzemanyagcellákkal történt [28].

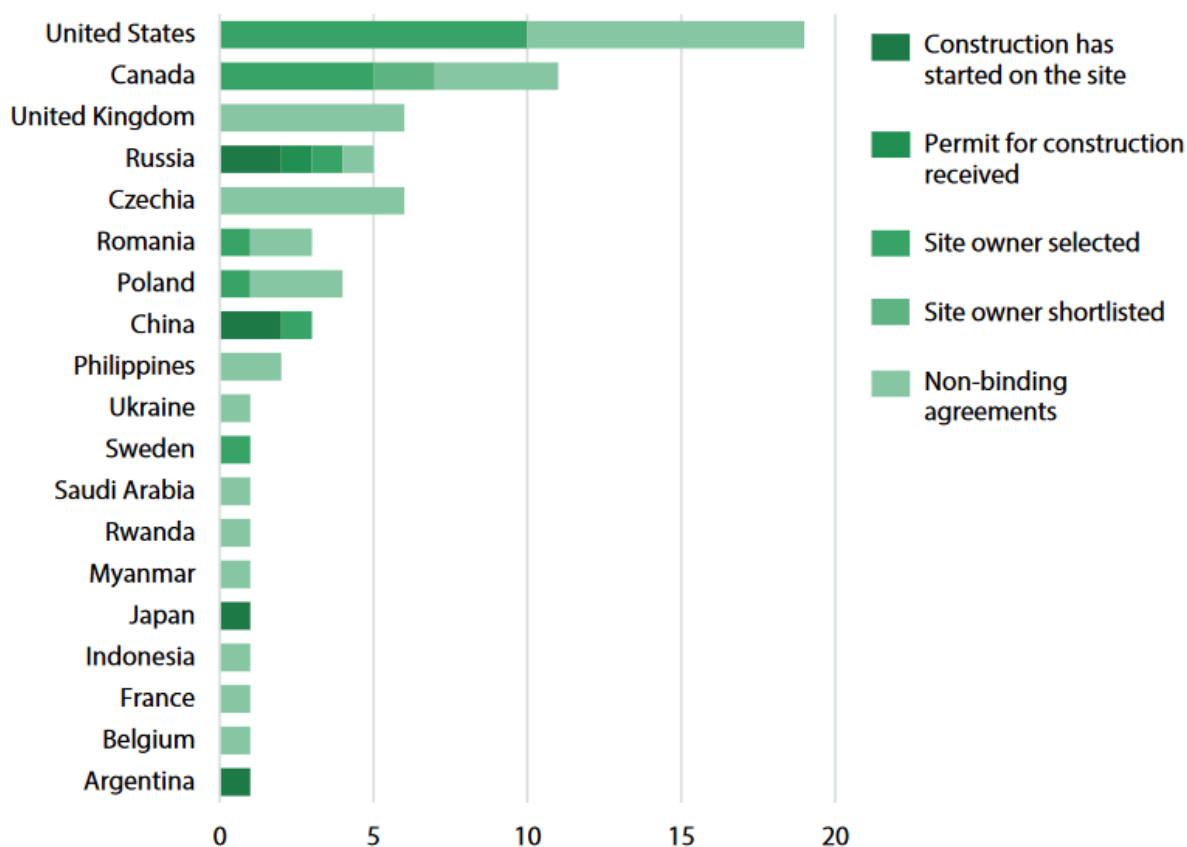
A kapcsolt hő-, és villamosenergia-termelés, továbbá a kapcsolt villamosenergia-, és hidrogén termelés és trigenerációs termelés esetére találtam modellezési lehetőséget. A PyPSA ezekkel ekvivalens módon, a gyűjtőszínekkel biztosít lehetőséget a piacok modellezésére, és ugyanúgy megtalálhatóak benne azok a komponensek, melyeket a nemzetközi munkák során is alkalmaztak. Munkám során én is ezen komponensekkel építettem fel a modellt, így kijelenthető, hogy a modellezési mód beleillik a hasonló témájú nemzetközi cikkek sorába. A PyPSA működését [20] munkában korábban már ismertettem, a dolgozatban használt modellt pedig az 3.1-es fejezetben mutatom be.

2.2. Kis moduláris atomreaktorok

A Nemzetközi Atomenergia Ügynökség definíciója szerint a kis moduláris atomreaktorok (angolul Small Modular Reactors, röviden SMRs) olyan fűtési reaktorok, melyek villamos teljesítménye maximum 300 MW-os, mérete számottevően kisebb egy klasszikus „nagy” atomreaktoréhoz képest, moduláris, vagyis olyan elemekből épül fel, melyek előre, akár sorozatban is legyárthatóak [29].

Jelenleg közel 100 SMR koncepció létezik a Nukleáris Energia Ügynökség (angolul Nuclear Energy Agency, röviden NEA) szerint [30]. Közülük 56 jelenleg is fejlesztés alatt áll és róluk a NEA részletes elemzésekkel rendelkezik, 7 fejlesztés alatt áll, de a NEA dokumentuma nem tárgyalja őket részletesebben és 35 olyan reaktor is van, mely koncepció létezik, de jelenleg nem áll aktív fejlesztés alatt.

Összesen 19 ország tervez kis moduláris reaktorokat telepíteni. Az egyes országok és az SMR építés fázisa az 1. ábrán látható. A legsötétebb szín az elkezdődött építkezést, a világosabb az építési engedélyt jelenti. A többi esetben még csak a telephely kiválasztása vagy szűkítése történt meg, de vannak olyanok, ahol még kötelező érvényű megállapodások nem születtek. Összesen 7 darab, legalább építési engedéllyel rendelkező SMR van jelenleg a világon, ezek esetében számíthatunk 2030-as termelésre.



1. ábra Az SMR-ekkel tervező országok [31]

A 6. ábrán minél sötétebb egy szín, annál közelebb áll egy SMR projekt a megvalósításhoz. Oroszország, Argentína, Japán és Kína már a kivitelezési szakaszban áll kis moduláris reaktorokkal. Kína a HTR-PM konstrukcióval 2021 végén elsőként csatlakoztatott hálózatra egy nagy-hőmérsékletű, golyóágyas technológiás SMR-t, míg az ACP100-as nyomottvizes technológiájuk is építési engedélyt kapott. 2022 nyarán megkezdődött az oroszországi BREST 300-as folyékony fém hűtésű gyorsreaktor építése, továbbá Oroszországban a KLT-40s reaktorkonceptió már üzemel is, emellett a RITM-200N nyomottvizes technológiájuk kapott már építési engedélyt. Argentínában a CAREM nevű integrált nyomott vizes reaktor (angolul Pressurized Water Reactor, röviden PWR) konstrukciója zajlik. Ezen túl Japánban is működésbe állt a HTTR nevű magas hőmérsékletű kísérleti reaktor.

2.2.1. Az SMR-ek jellemzői

Ahogy korábban már bemutatásra került, jelenleg 98 kis moduláris reaktor van tervezőasztalon, vagy éppen megvalósítási fázisban, ezért általánosságban nehéz SMR jellemzőkről beszélni.

Az SMR-ekről általánosságban elmondható, hogy nagy biztonság jellemzi őket, mely több paraméterüknek köszönhető:

- Kisebb reaktorzóna, benne kevesebb mennyiségű sugárzó és hasadóanyaggal.
- Kisebb nyomáson üzemelnek, így passzív biztonsági rendszerek alkalmazhatóak, melyek üzemzavari szituációban nem igényelnek külső villamos energia betáplálást vagy emberi beavatkozást.

Az SMR-ek flexibilitást hozhatnak az energiarendszerekbe, mely rugalmasság nem csak a gyors manőverezőképességben nyilvánul meg. A kis moduláris reaktorok képesek kogenerációs rendszerekben működni, többféle üzemanyaggal is képesek üzemelni, emellett szigetüzemben is kockázat nélkül működtethetők. Emellett alacsonyabb tőkéből felépíthetőek, és kiválóan skálázhatóak, néhány MW-tól több 100 MW-os telephelyek is létesíthetők. A fentiekén túl a termékek előállításában is rugalmas koncepciók, a villamos energián túl, hő, radioizotóp vagy akár hidrogén előállítása is lehetséges.

Az SMR-ek gazdasági versenyképessége jelenleg még kérdéses. A nukleáris technológiák az egységnyi teljesítményre eső építési költség csökkentésének érdekében olyan irányba mozdultak, hogy napjainkban cél a minél nagyobb és nagyobb reaktorok építése.

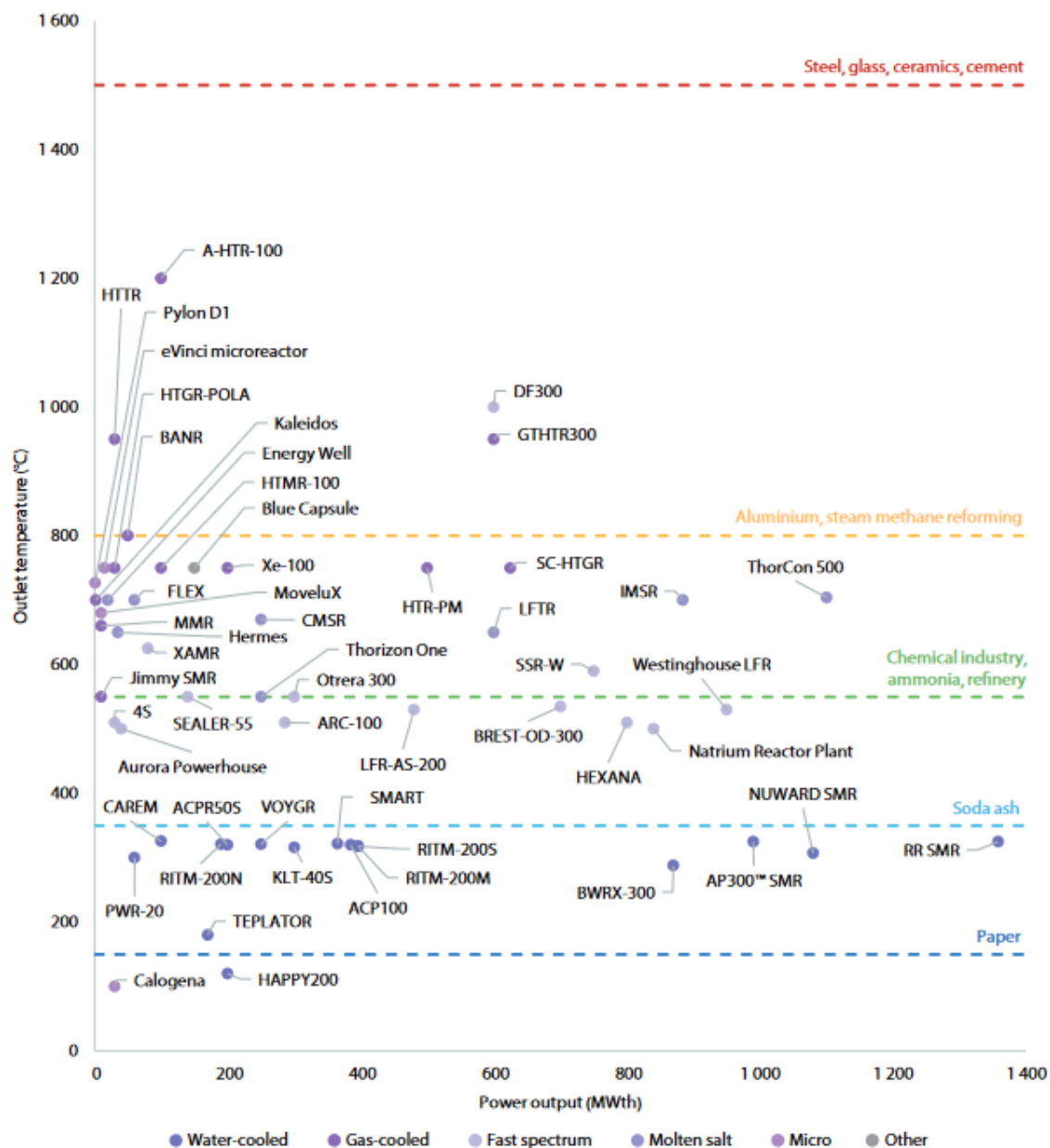
Általánosságban elmondható tehát, hogy az SMR-eknek több pozitív jellemzője is van, azonban még sok megoldandó kihívást is rejteget a használatuk és bevezetésük [30].

2.2.2. A kapcsolt energiatermelésre alkalmas SMR-ek

Nukleáris technológiákkal a kapcsolt energiatermelés már a gyakorlatban is megvalósított. A klasszikus nagy atomerőművekkel végeznek kapcsolt hő- és villamosenergia-termelést többek között Bulgáriában, Oroszországban, Szlovákiában vagy éppen Svájcban is [32]. Ezen túl lényegesen közelebb is, ugyanis Paks városának távhőellátását a Paksi Atomerőmű végzi.

Ahogy az a több gyakorlati megvalósítás is mutatja, a kapcsolt hő- és villamosenergia-termelés alapvetően egy könnyedén megvalósítható feladat, ugyanis a keletkező hőből történik a villamos energia előállítása, így ennek esetleges megcsapolása már biztosítja is a hő termelését, azonban némi többlet beruházási költséget, és bizonyos mértékű hatásfok csökkenést jelent, de könnyen megvalósítható.

Alapvetően a hidrogén termelése is könnyedén megvalósítható, amennyiben az SMR a villamos energiát nem a hálózatra termeli, hanem azzal (részben vagy egészben) elektrolizálók segítségével hidrogént termelnek. Azonban a nagy hőmérsékletű elektrolizálókkal lehetséges nagy hatásfokkal is a hidrogén termelése. A 2. ábra mutatja, hogy mely SMR koncepciók milyen hőmérsékleten üzemelnek.



2. ábra Az SMR-ek üzemelési hőmérséklete [30]

Jelenleg a hidrogén előállításával kapcsolatban a hazai és nemzetközi stratégiák is megfogalmazzák a hidrogén karbonsemleges módon történő, elektrolízisen alapuló előállítását. Több elektrolizálóra is irányul figyelem.

Közülük jelenleg talán a legelterjedtebbek az alkáli elektrolizálók, melyek 30-80°C-os hőmérsékleten kb. 70%-os hatékonysággal képesek üzemelni. Ezen elektrolizálók a kereskedelmi forgalomban is kapható, kiforrott technológiát képviselnek. Hátrányuk azonban, hogy kis töltéssűrűséggel működnek, az elektródokon karbonátok képződhetnek, mely teljesítménycsökkenéshez vezethet, ezen túl a gázok tisztasága nem túl magas, és dinamikus üzemeltetésre sem feltétlen alkalmasak [33].

A PEM (protoncserélő-membrános elektrolízis (angolul proton exchange membrane electrolysis, röviden PEM) az egyik legbiztatóbb elektrolizáló koncepció. Alacsony hőmérsékleten képes üzemelni, nagymennyiségben és nagy tisztaságban alkalmas a hidrogén előállítására és akár 80% fölött hatásfok is elérhető vele. A technológia azonban még új és csak részben megvalósított, savas közeggel dolgozik és igen drága a megépítésük [33].

A nukleáris technológiákkal összekapcsolva a legnagyobb potenciál talán a SOE (szilárd-oxid elektrolízis, angolul Solid Oxide Electrolysis, röviden SOE) elektrolízisben rejlik. A technológia üzemelési tartománya 500 és 850 °C közé esik és vele akár 90% feletti hatásfok is elérhető. A technológia azonban még csak laboratóriumban létezik, emellett nagy berendezésről van szó és az élettartama sem túl hosszú [33], [34].

A kogenerációs termelés több SMR koncepcióval is megvalósítható lehet, a következő alfejezetekben ezeket mutatom be.

2.2.2.1. GE Hitachi BWRX-300

A BWRX-300-as atomreaktor egy forralóvizes típusú kis moduláris atomreaktor. Ez a jelenleg egyik legelőrehaladottabb SMR konstrukció, már 2022-ben benyújtottak egy kérelmet egy kanadai prototípus megépítésére. A reaktor villamos teljesítménye 300 MW, míg termikus teljesítménye 870 MW. Üzemanyaga enyhén dúsított urán (LEU – Lightly Enriched Uranium). A technológia alkalmas kogenerációs energiatermelésre is. Hőteljesítményének 50%-ával lehetséges távhő termelése, és 50 és 100% teljesítmény között percenként 0,5%-os változásokkal tud manőverezni a reaktor, mellyel terheléskövetésre is alkalmas. Becslések szerint a beruházási költsége 3000 \$/kW_e alatt maradhat, azonban ez vélhetően egy nagyon pozitív becslés ugyanis például a Paks2 Atomerőmű építésének tervezett egységköltsége is 5000 EUR/kW_e környékére tehető. 2024-ben vagy 2025-ben kezdődhet meg az első BWRX-300-as reaktor építése, mely leghamarabb 2028-tól termelhet majd a hálózatra. Többek között a lengyelek ezzel a reaktortípussal tervezik leváltani a jelenlegi szén-erőműveiket. A BWRX-300-as reaktor relatíve alacsony hőmérsékleten üzemel, mely nem fogja lehetővé tenni a nagy hőmérsékletű hidrogéntermelést [35].

2.2.2.2. KAERI SMART

A SMART reaktor egy nyomottvizes dizájn 330 MW termikus és 100 MW elektromos teljesítménnyel. A reaktor megkapta a Koreai Nukleáris Biztonsági Bizottság engedélyét már 2014-ben. A 60 éves élettartamra tervezett reaktor a villamosenergia-termelésen túl alkalmas lehet távhő termelésére és tengervíz sótalánítására is, így ez a koreai konstrukció is alkalmazható

kogenerációs energiatermelésben, azonban a nagyhőmérsékletű hidrogéntermelésben nem túl előnyösek a kilépő hőmérsékletei.

A koreai fejlesztésű reaktor a jelenlegi szerződések alapján kanadai, vagy szaúd-arábiai összefogással valósulhat meg [36].

2.2.2.3. BREST-OD-300

A BREST-OD-300 egy 300 MW_e teljesítményű ólomhűtésű kis moduláris atomreaktor. Az építkezés 2021-ben kezdődött az oroszországi Szeverszk városában. A jelenleg még nem üzemelő SMR-ek közül talán ez a reaktor kezdhet leghamarabb a hálózatra termelni. A kivitelezési fázis 2024 januárjában érkezett egy mérőföldkőhöz, amikor is a helyére emelték a reaktor 165 tonnás alaplemezét. A reaktor 700 MW_{Th} hőteljesítményű, PuN-UN üzemanyaggal üzemel, melynek dúsítása 13,5%-os és egy kampány 5-6 évig tarthat. Egy ilyen reaktor nagy segítség lehet az üzemanyagciklus zárásában, ugyanis reprocesszált üzemanyaggal történő üzemeltetése is lehetséges. A vizes technológiákhoz képest magasabb, mintegy 540 °C-os a hűtőközeg kilépő hőmérséklete. Ez okból nagy hatásfokkal állítható elő villamos energia, így az elsődleges tervek alapján ez lenne az elsődleges termék, azonban a nagy hőmérsékletnek köszönhetően speciális (például SOE) elektrolizálókkal a nagy hatásfokkal történő hidrogén előállítás is lehetséges lehet [37].

2.2.2.4. HTR-PM

A kínai HTR-PM (High Temperature Gas Cooled Reactor - Pebble-Bed Module – Nagy hőmérsékletű, gáz hűtésű golyóágyas reaktor) reaktor a jelenleg is üzemelő néhány kis moduláris atomreaktor egyike. A hálózatra történő csatlakozása 2021 decemberében történt meg. A reaktor 2 darab 250 MW_{Th} hőteljesítményű modulból összesen 211 MW_e villamos energia termelésére képes. A reaktor egy gázhűtésű, golyó alakú, 8,5% dúsítású TRISO üzemanyagot használó dizájn, melyben az üzemanyag cseréje üzem közben is megvalósítható. Az első beton kiöntése után 50 hónap alatt már képes a reaktor a hálózatra termelni. Jelenleg ezzel a technológiával is csak a villamos energia hálózatra termelnek, de a magas hőmérsékletnek köszönhetően alapvető gátja nincsen a kogenerációs energiatermelésnek, ugyanis 750-800 °C a kilépő hőmérséklete a hűtőközegnek. Ez a nagyhőmérsékletű hidrogéntermelés szempontjából igen előnyös tulajdonság [38].

A fentiekben említett reaktorokon túl közel százas nagyságrendben léteznek még SMR koncepciók, azonban talán a fentebb említettek lehetnek azok, melyek alkalmasak lesznek a kogenerációs termelésre, és nemcsak papíron létező koncepciók, hanem előrehaladottabb állapotban

vannak. Megépítésük azonban nagyban függ a gazdasági megtérülésüktől, így annak modellezése mindenképpen szükséges, hogy milyen piaci viszonyok között érheti meg gazdaságilag a továbbfejlesztésük és kivitelezésük [31].

3. A MODELL TOVÁBBFEJLESZTÉSE

Ebben a fejezetben bemutatom a PyPSA-ban felépített modellt, majd bemutatom a modellezés alapját képező adatok előállítását, az ezekhez tartozó megfontolásokkal.

A PyPSA idősoros adatok alapján energiarendszerek optimalizálására alkalmas Python alapú programcsomag. A PyPSA-ban van lehetőség konvencionális erőművek, változó megújuló termelés, tárolók definiálására, különböző szektorok összekapcsolására is. A program alkalmas nagy modellek, és nagy felbontású idősoros adatok kezelésére is. Használták már többek között a kazah energiaszektor jövőbeli scenárióinak elemzésére[39], továbbá az elosztóhálózat terhelésének elemzésére is [40].

3.1. A modell felépítése PyPSA segítségével

A modell Pythonban íródott, a programnyelv 3.11-es verzióját használtam. A kódolást a Visual Studio Code Jupyter Notebook-jában végeztem.

Az irodalomkutatás eredményei alapján kapcsolt rendszerek modellezésénél igen hasonló összefüggésekkel, gyűjtősínes modellekkel végeztek több esetben is a szimulációkat. A PyPSA erre lehetőséget biztosított, ezért én is így jártam el, továbbá [26]-nak megfelelően a hidrogén piacot is a villamosenergia-piaccal analóg módon modelleztem.

A dolgozatban a PyPSA szintaktikájának megfelelően erőművek, fűtőművek jellemzőit adtam meg, mint bementi adat, kiegészítve a megújuló termelés és az órás fogyasztások idősoros adataival, amelyet [20] dolgozattal ekvivalens módon tettem meg.

A modell felépítésén [20]-hoz képest némileg változtattam, továbbá az alkalmazott modell megértését segítheti, így a felépítést ebben a dolgozatban is részletesen bemutatom.

Definiáltam „Gyűjtősíneket”: minden országnak egy külön villamosenergia-gyűjtősínt, Magyarország esetére pedig hő és hidrogén gyűjtősínt is létrehoztam, továbbá a kapcsolt energia-termelés megvalósításának érdekében külön SMR gyűjtősínt is deklaráltam, azonban ennek pontos megvalósítását a későbbiekben részletezem. A gyűjtősínekhez nevet és energiahordozót adtam meg paraméterként.

Az egyes gyűjtősíneket „Link”-ek kapcsolják össze. A linknek megadtam, hogy melyik két gyűjtősínt kell összekötnie, illetve a rajta átmenni képes névleges teljesítményt adtam át. Az országok gyűjtősínein a határkeresztező kapacitásokat így „Link”ként definiáltam, amellyel meg tudtam adni az import és export kapacitások különbözőségét is. A hidrogéntermelés megvalósítása nem generátorral történik, ugyanis az elektrolizáló a hidrogént a hálózatról felvett

elektromos árammal állítja elő. Így ezt is egy „Link”-ként kezeltem, melynek átadtam hatásfokot, változó üzemeltetési és karbantartási költséget és beépített teljesítményt.

A gyűjtősínhez kapcsolódnak a „Load” elemek, melyek a teljesítményigényeket határozzák meg és a következő bemeneti paraméterekkel rendelkeznek: a teljesítmény értéke, melyik gyűjtősínről veszi fel az energiát, illetve minden ilyen elemnek van egy neve. Ennek definiálása akár a hő, akár a villamos energia, akár a hidrogén esetében ugyanolyan módon történik.

Szintén a gyűjtősínhez kapcsolódnak a „Generátor” típusú elemek. A generátorok a gyűjtősínre termelnek. A generátorként definiáltam az összes erőművet. A generátoroknak nevet kell adni és meg kell határozni, hogy mely gyűjtősínre termelnek. Ezeken túl a futtatásokhoz át kell adni számukra a termelés határköltségét, a nominális teljesítményt, a minimális futási és állási időt, a minimális stabil szintet, továbbá azt is, hogy az aktuális időpillanatban a beépített kapacitásuk hányad részével képesek termelni. Ez utóbbi a megújulókkal történő termelés során lehet kritikus.

Tárolókapacitásokat is modelleztem, erre a „Tárolók” voltak segítségemre. A tárolók számára megadható egy kezdeti és nominális kapacitásérték MWh-ban, továbbá a nominális kapacitás százalékában az is megadható, hogy milyen mértékben tölthető fel, és süthető ki az adott kapacitás. Ezt a már említett „Linkekkel” kötöttem össze a villamos energia gyűjtősínekkel. Minden tárolóhoz 2 „Link”-et definiáltam: egy ki és egy betároló „Link”-et. Ezen a „Link”-eken megadtam a töltés és kisütés maximális teljesítményét, továbbá azok hatásfokát is [41] alapján.

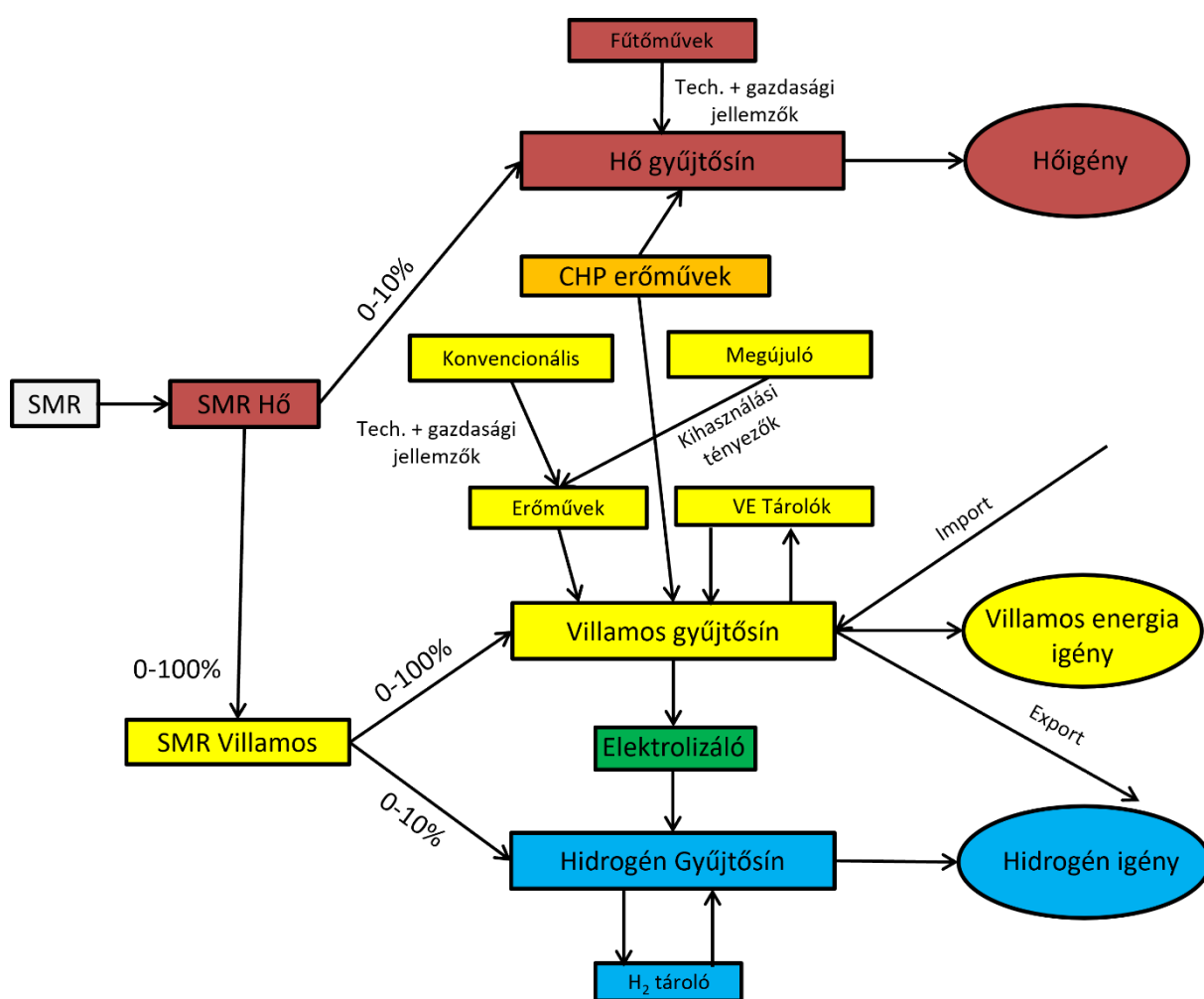
A megoldáshoz lineáris optimalizációt választottam, melyben a Gurobi Solver akadémiai licen-sze volt segítségemre [42].

A fentieket a PyPSA szintaktikájának megfelelően kódoltam le. Ennek ismertetése nem képezi a dolgozat részét, csak a modell felépítésének elméleti megfontolásai. A modell felépítését a 16. ábrán mutatom be.

A modellépítés talán legfontosabb momentumát pedig a trigenerációs kis moduláris reaktor hálózatba történő beépítése jelentette. A trigenerációs technológiák egyszerre három termék előállítására képesek. Dolgozatomban olyan kis moduláris reaktorokat vizsgáltam, melyek egyszerre képesek hő, villamos energia és hidrogén termelésére is. A kis moduláris reaktort egy generátorként definiáltam, melynek ugyanazon paramétereket adtam át, mint bármely másik generátornak. A különbség azonban az volt, hogy a reaktor az általa termelt hőteljesítményt egy köztes gyűjtősínbe táplálta be. Ebből a köztes gyűjtősínből a „Linkek” segítségével a távhőhá-

lózatra közvetlenül kapcsoltam, míg a villamosenergia- és hidrogénhálózatra egy köztes villamos gyűjtősínen keresztül. A „Linkeken” megadtam az átalakítás hatásfokát, továbbá az átvihető maximális teljesítmény értékeket. Az SMR által megtermelt hő maximum 10%-ából lehetett a távhő hálózatra termelni, a maradék hő pedig villamosenergia-termelésre fordítódott. A megtermelt villamos energia maximum 10%-a volt hidrogéntermelésre fordítható, a maradék pedig a villamosenergia-hálózatra került. A dolgozatban nem vettem figyelembe, hogy milyen hőmérsékletű távhőre van szükség, továbbá az SMR-hez egy klasszikus elektrolizálót kapcsoltam, ahol egy klasszikus alkáli elektrolizáló hatásfokát és VOM költségeit vettem figyelembe.

A CHP erőművek deklarálása az SMR-ével teljesen ekvivalens módon történt. Az 3. ábrán látható az energiarendszer egyszerűsített modellje, az SMR modellezésével együtt.



3. ábra A magyarországi energiapiac egyszerűsített modellje

3.2. Kapcsolt hő- és villamosenergia-termeléshez szükséges adatok

A modellben elhelyeztem kapcsolt hő- és villamosenergia termelésre alkalmas egységeket is. Erre vonatkozóan 2030-ra nem találtam adatot. Így a 2020-as kapcsolt termelést vettem figyelembe, amikor a beépített teljesítmények a következőként adódtak:

- 1 882 MW_{th} termikus teljesítmény,
- 1 534 MW_e elektromos teljesítmény [43].

A későbbiekben feltételeztem, hogy ezen kapacitások 2030-ig megmaradnak, és a beépített kapacitás 20%-a biomasszából, 80%-a pedig földgázból fog származni. Ezek alapján olyan kapcsolt hő- és villamosenergia-termelésre alkalmas gázturbinás egységeket helyeztem el a rendszerben, melynek 1 500 MW_{Th} a nominális kiadható hő, és 1 200 MW_e a kiadható nominális villamos teljesítménye. A biomassza esetében ezek a számok 382 MW_{Th} és 334 MW_e-nek adódtak.

Ezen adatok csak becslések, ugyanis sem a NEKT sem egyéb dokumentum nem tér ki konkrétan a kapcsolt energiatermelés 2030-as viszonyaira.

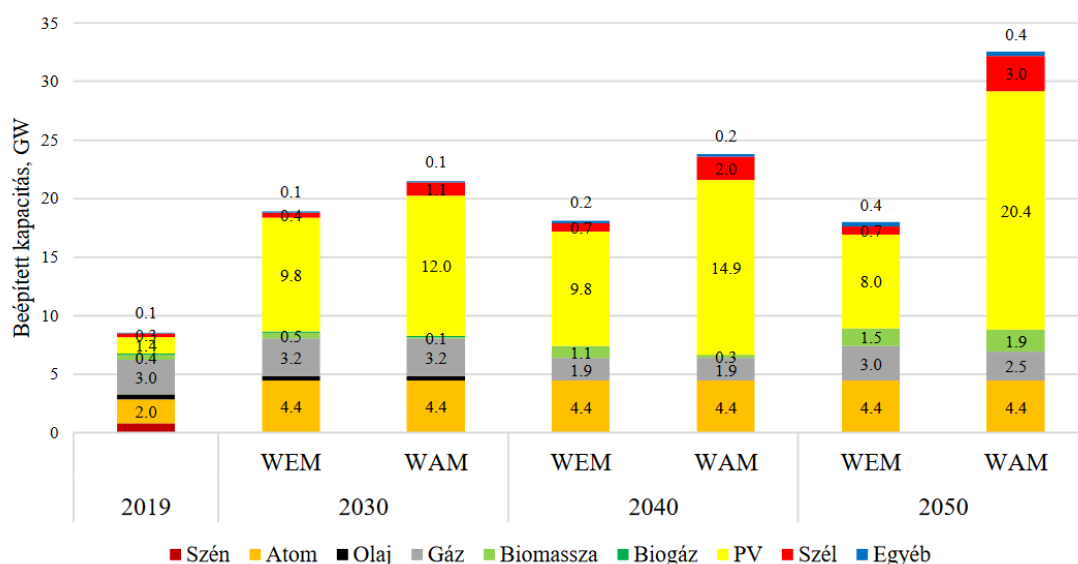
3.3. A villamosenergia-piac modellezéséhez szükséges adatok

Az adatok alapjául a 2023-as TDK dolgozatom szolgált, azonban az abban közölt és használt adatok a 2020-as NEKT alapján lettek meghatározva. A NEKT 2023-as felülvizsgálatával pedig következtek be változások.

A beépített erőművi kapacitások jelentősen változtak a korábbi stratégiához képest: 2030-ra várhatóan 12 000 MW naperőművi és mintegy 1 000 MW szél erőművel kell számolni 6 000 és 329 MW kapacitás helyett. Ezen túl a gázturbinás erőművek beépített kapacitása is a korábbi 2 400 MW-ról 3 200 MW-ra nőtt az új NEKT-tel.

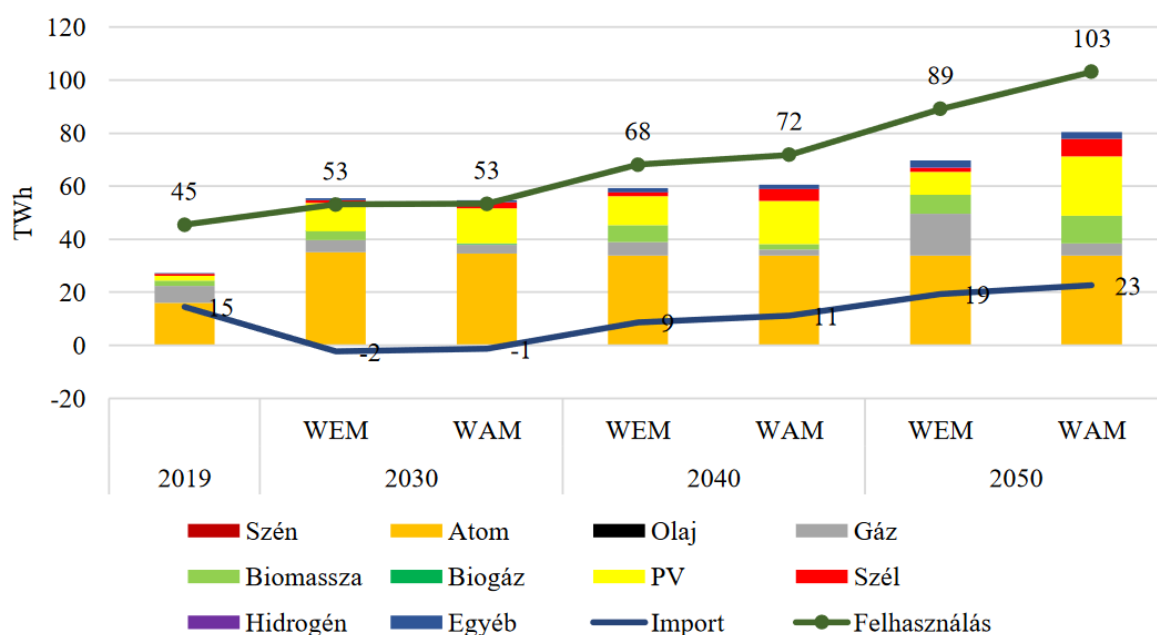
Szignifikáns változást jelentett még a 2030-as előrejelzésekre vonatkozóan, hogy a 2030-ban az ország villamosenergia-igénye csak 53 TWh-ra prognosztizálja a 2023-as NEKT a 2020-as NEKT 58 TWh prognózisához képest.

A tervezett beépített kapacitások a 4. ábrán láthatóak.



4. ábra A tervezett beépített kapacitások [3]

Dolgozatomban a kiegészítő intézkedéseket is figyelembe vevő forgatókönyv (angolul With Additional Measurements, röviden WAM) alapján végeztem számításaimat, ugyanis ez veszi figyelembe a kormány kiegészítő intézkedéseit is. Ahogy korábban említésre került a várható fogyasztás mennyisége is módosult a 2020-as NEKT-hez képest, ez az 5. ábrán látható.



5. ábra A várható villamos energia fogyasztási adatok [3]

Munkám során feltételeztem, hogy a villamosenergia-felhasználás órás bontású profilja a korábban használthoz képest nem változik, így [41]-hez képest az órás bontású adatokat úgy módosítottam, hogy a teljes éves fogyasztás 53 TWh legyen, ennek érdekében pedig minden óra fogyasztását 53/58 részére csökkentettem, 58 TWh volt ugyanis a korábbi stratégiában az éves fogyasztás mennyisége.

A megújuló termelésre vonatkozó idősoros adatokon nem változtattam, itt órás bontásban azt adtam meg, hogy az adott technológiák a beépített kapacitás hány %-ával képesek a villamos-energia-termelésre.

A korábbi megfontolások alapján modellemben a beépített erőművi kapacitások a 1. táblázat szerint adódtak.

1. táblázat A beépített kapacitások az energiapiaci modellben

Technológia	Beépített kapacitás [MW]
Nukleáris	4 400
Gáz	2 000
Víz	57,8
Szél	1 080
Geotermikus	2,72
Biomassza	-
Hulladék	100
Nap	12 000

A táblázatban látható, hogy gáz a korábban említett 3 200 MW helyett csak 2 000 MW-tal van figyelembevételre. Ennek oka a kapcsolt energiatermelés, ugyanis onnan származik 1 200 MW_e beépített teljesítmény. Ugyanez igaz a biomasszára is, amely esetében a WAM stratégia 100 MW_e beépített kapacitást feltételez, azonban 334 MW érkezik a kapcsolt biomasszás egységekből. Ez több, mint a WAM stratégia által meghatározott mennyiség (100 MW), azonban kevesebb, mint a WEM stratégia szerinti, így elmondható, hogy ez nem irreális lehetőség a 2030-as viszonyokra vonatkozóan.

A modellben implementált erőművek és technológiák tulajdonságai közül a minimum stabil szintet, a fajlagos hőfogyasztást (hatásfok formájában), változó üzemeltetési és karbantartási költséget, üzemanyag árat, minimum futási időt és minimum állási időt építettem bele a kódba [41] alapján. A dolgozat a blokkok fel és leterhelési sebességére vonatkozóan is közöl adatokat. Ezeket már alaphelyzetben is képes kezelni a PyPSA, azonban órás felbontásban ezen értékekkel nincs értelme számolni, ugyanis egy órán belül bármely erőművi technológia esetén megvalósítható a 0-ról 100%-ra történő felszabályozás, illetve a 100%-ról 0%-ra történő leszabályozás. Negyedórás, illetve finomabb felbontásban azonban ennek kezelése is releváns lehet.

A PyPSA alapértelmezetten nem képes az üzemanyagköltségek és változó karbantartási és üzemeltetési költségek kezelésére, csak a határköltségek kezelésére. Amennyiben adott az üzemanyagköltség (Fuel cost - FC [\$/GJ]), a változó üzemeltetési és karbantartási költség (Variable Operational and Maintenance Cost - VOMC [\$/MWH]), a fajlagos CO₂ kibocsátás (q [kg/GJ])

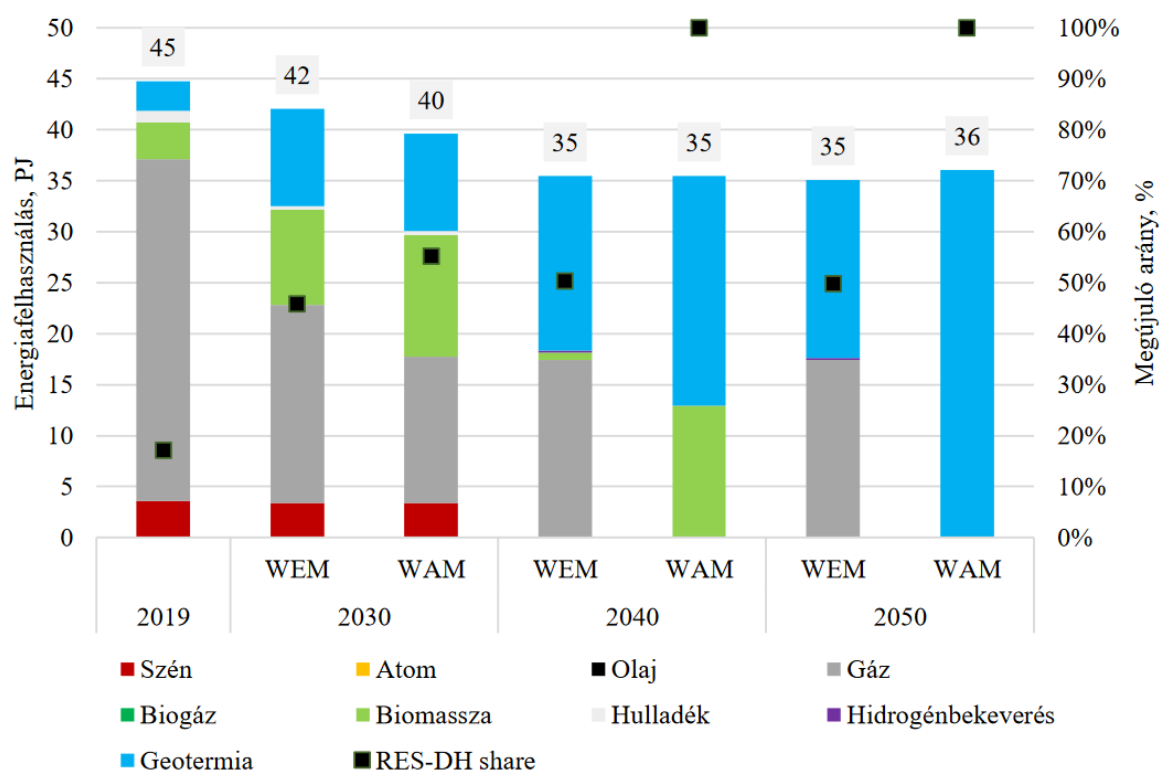
és a szén-dioxid kvóta (q_c [\$/t]), úgy az MC határköltség az 1. összefüggés segítségével számítható ki.

$$MC = VOMC + \frac{FC}{\eta} \cdot 3,6 + \frac{q \cdot q_c \cdot 3,6}{1000 \cdot \eta} \quad (1)$$

A villamosenergia-szektor részére ezzel biztosítottam minden szükséges bemenő adatot, a legfrissebb kormányzati dokumentumok alapján.

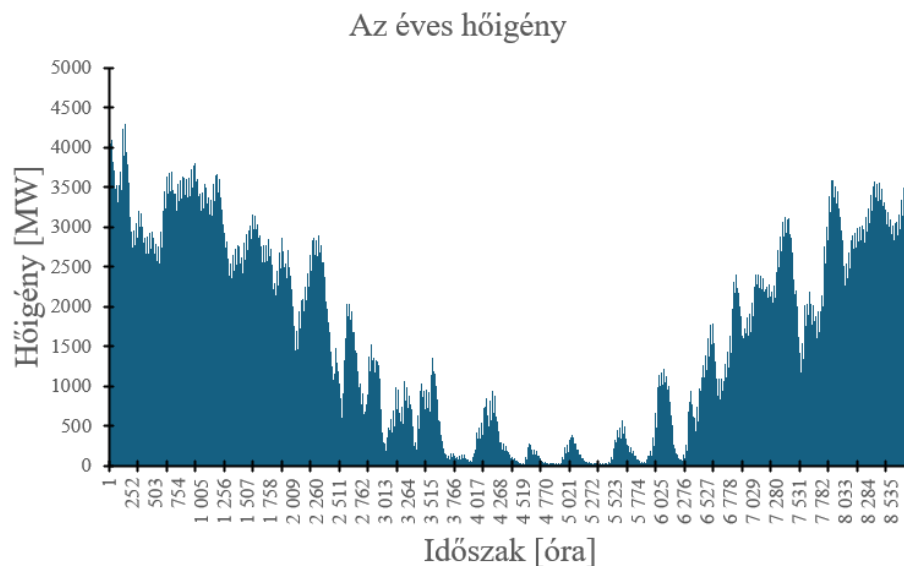
3.4. A hőenergia-piac modellezéséhez szükséges adatok

A 2023-as TDK dolgozatomban egy belga kutatás alapján határoztam meg a távhőigényt órás bontásban[44]. Ezt a kutatást (és adatait) alapul véve feltételeztem, hogy az ott meghatározott távhőfogyasztási profil helyes, és áttekintettem a 2023-as felülvizsgált NEKT távhőre vonatkozó fejezeteit is. A WAM stratégia szerint 2030-ban várható távhőfogyasztás, és annak technológia szerinti megoszlása a 6. ábrán látható.



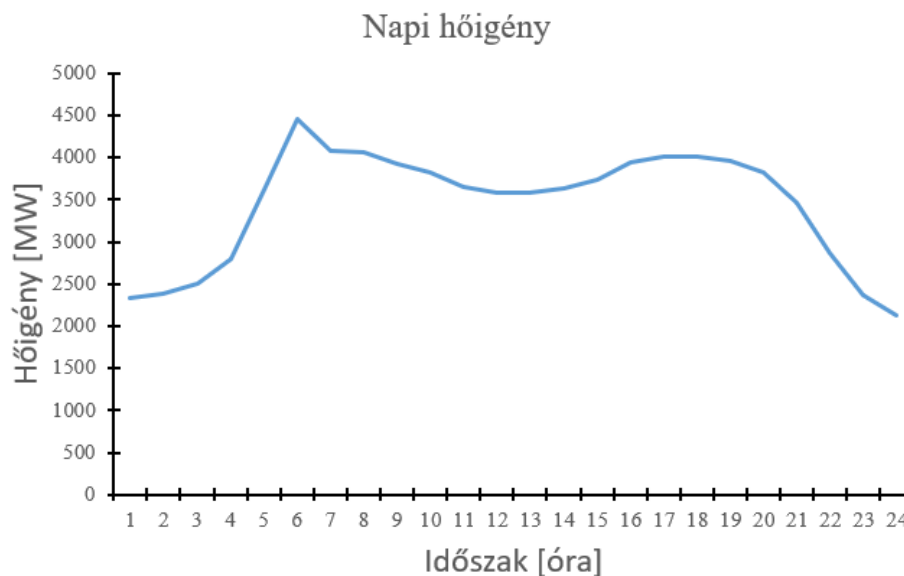
6. ábra A 2030-as távhőtermelés és fogyasztás [45]

Ez alapján a [44]-ből kinyert adatokat, a villamos energia esetéhez hasonlóan módosítottam. Összeadtam a kutatásban számolt, órák termelését majd azzal minden óra „pillanatnyi” fogyasztását úgy normáltam, hogy a teljes évre vonatkozóan a 40 PJ legyen az összes elfogyasztott hőenergia. Az éves hőigény a 7. ábrán látható.



7. ábra Az éves hőigény 2030-ban

[44] alapján megkapott éves hőigény karakterisztikára ekvivalens az irodalmi adatokkal. Télen megnő, nyáron lecsökken a hőigény. A napi hőigény is jó karakterisztikát mutat. Egy január 1-i napot vizsgálva jól láthatóak az esti és reggeli csúcsok a távhő termelésben. Ez a . ábrán látható.



8. ábra Egy napi távhőigény (január 1.)

Továbbra is kérdés azonban, hogy mekkora beépített kapacitású fűtőművek szükségesek a NEKT-ben vázolt célok eléréséhez. [46] alapján meghatároztam a lignit, a gáz, a biomassza és a geotermikus alapon működő fűtőművek hatásfokát, változó karbantartási és üzemeltetési költségét.

Ezután a fentiekben meghatározott bemeneti adatok alapján a PyPSA-ban építettem egy nagyon egyszerű modellt, amelyben 4 fűtőművel (geotermikus, biomassza, gáz és szén) kielégítettem

a távhőigényt. Ebben a modellben nem helyeztem el sem hőtárolókat, sem kapcsolt energiatermelő egységeket. Itt általam egy véletlenszerűen meghatározott kezdeti teljesítményekből kiindulva addig futtatam a szimulációkat, amíg el nem értem az éves termelésben a NEKT által kitűzött értéket. Ez a 3. táblázatban látható teljesítményekkel lett megvalósítható. A táblázatban szereplő értékekből már levonásra kerültek a kapcsolt termelésből érkező teljesítmény értékek.

2. táblázat A fűtőművek paraméterei

Technológia	Beépített kapacitás [MW]	Hatásfok [-]	VOM [\$/MWh]
Gáz	2 000	0,89	5,753
Szén	200	0,9	1,57
Geotermikus	400	0,4	6,271
Biomassza	268	0,82	6,979

Ezekkel a beépített kapacitásokkal a modell alapján a 3. táblázatban látható megtermelt hőmennyiségek adódtak (optimalizált esetben).

3. táblázat A NEKT és a modell alapján számított hőtermelés

Technológia	Előállított hő – NEKT [3] [PJ]	Előállított hő – PyPSA Modell [PJ]
Szén	3	3,01
Gáz	15	15,32
Geotermikus	10	9,75
Biomassza	12	11,9

Az eltérések elfogadható mértékűnek adódtak, így további futtatásokat nem végeztem. Ezzel a hőenergia-piac modellezéshez is előállt minden szükséges adat és paraméter.

3.5. A hidrogénpiac modellezése

A 2023-as TDK dolgozathoz képest a legnagyobb változás a hidrogéntermelés modellezése jelentette. A korábbiakban időben állandó 143 MW-os elektrolizálókra felhasználandó villamosenergia-igényt feltételeztem az évi 36 000 tonnás hidrogénigény kielégítésére [47].

Valós hidrogénpiac jelenleg sem kereslet, sem kínálat oldalon nem létezik, így igen nehéz a hidrogénpiac órás bontású modellezése. Azonban [48]-ban közölnek adatokat órás bontású hidrogénprofilra vonatkozóan, melyet átvettem és normáltam a 36 000 tonna/éves fogyasztásra. A hidrogén energiataralmát a korábbi TDK-val [20] ekvivalens módon határoztam meg, mellyel összeállt egy éves hidrogénfogyasztási profilt. A hidrogéntermelő kapacitás vonatkozásában meghagytam a Nemzeti Hidrogén Stratégia [47] által meghatározott 240 MW-os elektrolizáló

kapacitást. A hidrogén fogyasztási profil egyébként igen hasonló a villamosenergia-fogyasztás profiljához.

3.6. Az érzékenységvizsgálat paraméterei

Az energiapiacokon nagyon sok tényezőnek lehet hatása az erőművek, fűtőművek termelésére, azok fedezeti összegére. Dolgozatomban a 4. fejezetben a különböző tényezők érzékenységelemzését fogom elvégezni, ehhez azonban ki kellett választanom néhány vizsgálandó szcenáriót.

A hidrogénpiacon 2 forgatókönyvet vizsgáltam, az egyikben konstans órás hidrogénigényt (143 MW villamosenergia-igénnyel) feltételeztem, míg a másikban a 3.5 fejezetben meghatározott változó hidrogénprofillal számoltam.

A villamos energia fogyasztást tekintve is 2 szcenáriót vettem alapul, egy 53 TWh/év és egy 68 TWh/év fogyasztást. Ezen fogyasztásokat csak Magyarország teljes villamosenergia-fogyasztására feltételeztem.

A megújuló termelésre is vizsgáltam különböző eseteket. Rendelkezésemre állt 1980 és 2019 között 40 évnyi, órás bontású megújuló termelés a szél- és a naperőművi termelésre vonatkozóan [49]. Megvizsgáltam minden ország (Magyarország + szomszédos országok, Ukrajna kivételével) esetében, hogy mely évben volt a legmagasabb, legalacsonyabb és átlaghoz legközelebbi a naperőművek és szélerőművek éves átlagos kihasználási tényezője. Ezek alapján pedig három szcenáriót alkottam, minden szcenárióban az egyik extrémumot vagy az átlagos termelést kiválasztva.

Az SMR változó karbantartási és üzemeltetési (VOM) költségére vonatkozóan is 3 szcenáriót vizsgáltam, egy klasszikus nagy atomerőmű VOM költségének 1,5; 2 és 2,5-szereseként definiáltam ezt az értéket.

A szén-dioxid kvóta árát és a földgáz árát pedig 5-5 szcenárióban vettem figyelembe. A földgáz árának alapjául 14,462 \$/GJ-t vettem, míg a CO₂ kvóták árának alapjául 30 \$/tonna értéket feltételeztem. A szcenáriókban mindkét alapárnak a 0,5; 0,75; 1; 1,25 és 1,5-szörösét vettem figyelembe. A szcenáriókat a 4. táblázatban foglaltam össze. Ezek összes létező kombinációja 900 (2x2x3x3x5x5) szcenáriót jelent, melyek mindegyikére elvégeztem a számításaim futtatását.

4. táblázat A vizsgált 900 szcenárió változó értékei

Földgáz ár [\$/GJ]	7,2	10,8	14,5	18,1	21,7
CO2 kvóta ár [\$/tonna]	15	22,5	30	37,5	45
SMR VOM költség [\$/MWh]	10,3		13,694	17,1175	
Megújuló termelés [-]	Minimális		Átlagos	Maximális	
Villamosenergia fogyasztás [TWh]	53			68	
Hidrogén fogyasztás profil [-]	Konstans			Változó	

4. AZ EREDMÉNYEK KIÉRTÉKELÉSE

Ebben a fejezetben összefoglalom Magyarország és a környező országokra a PyPSA-ban megépített összekapcsolt villamosenergia-piac, és Magyarország távhő- és hidrogénpiac modell futtatásának eredményeit.

A munkám során egy részletes érzékenységvizsgálatot végeztem el a trigenerációs SMR-re vonatkozóan, a 3.6-os fejezetben ismertetett scenáriókban. A 3.6-os fejezetben ismertetett tényezőkön túl egyebekkel nem számoltunk ugyanis, az már kívül esett a dolgozat terjedelmén. Elemzem a trigenerációs kis moduláris atomreaktor termelését, bemutatom az érzékenységvizsgálat eredményeit, mely alapján levonom a következtetést a trigenerációs atomreaktor jövőbeli energiapiacon betöltött szerepére vonatkozóan.

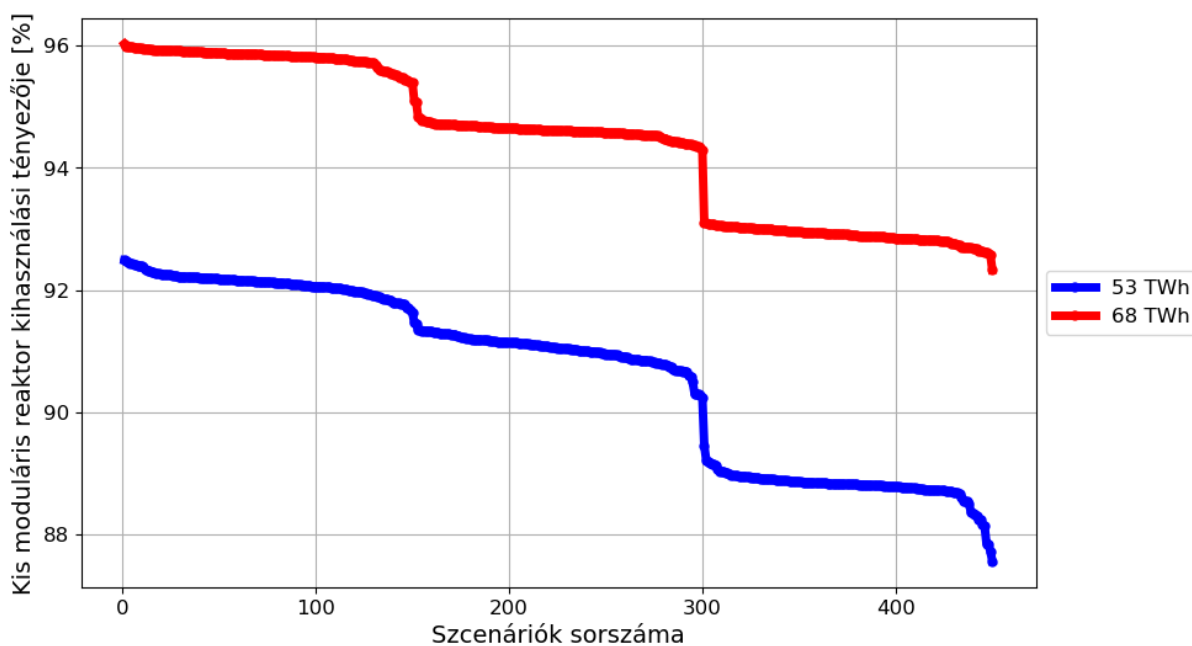
A futtatásokat egy év (365 nap – 8760 óra) vonatkozásában órás bontásban végeztem el, az így kapott adatokat értékeltem ki. Az ábrák generálását Excellel és a Python Matplotlib könyvtárral végeztem el.

Az eredmények kiértékelése során profit helyett egy másik mennyiséggel, a fedezeti összeggel számolok. A fedezeti összeg a bevétel és a változó költségek különbségeként adható meg.

4.1. Az SMR kihasználási tényezői

Ebben az alfejezetben bemutatom, hogy az adott scenáriók milyen hatással voltak az SMR termelésére, annak kihasználtságára. Az eredmények elemzése során először nem foglalkoztam azzal, hogy melyik időpontban mennyi volt a megtermelt termékek mennyisége, egyedül a kis moduláris reaktor kihasználtságát vizsgáltam. A kapott eredmények alapján kettő kiugró és egy átlagos scenárió elemzését részletesebben is elvégeztem.

Külön megvizsgáltam az 53 és 68 TWh-s esetre vonatkozóan a kihasználtsági számokat. Látható, hogy a 68 TWh-s esetben minden scenárióban nagyobb kihasználtság adódott, mint az 53 TWh-s esetben. A kapott kihasználási tényezők 87 és 96% között adódtak. A vizsgált grafikon a 9. ábrán található.



9. ábra A kis moduláris reaktor kihasználási tényezője

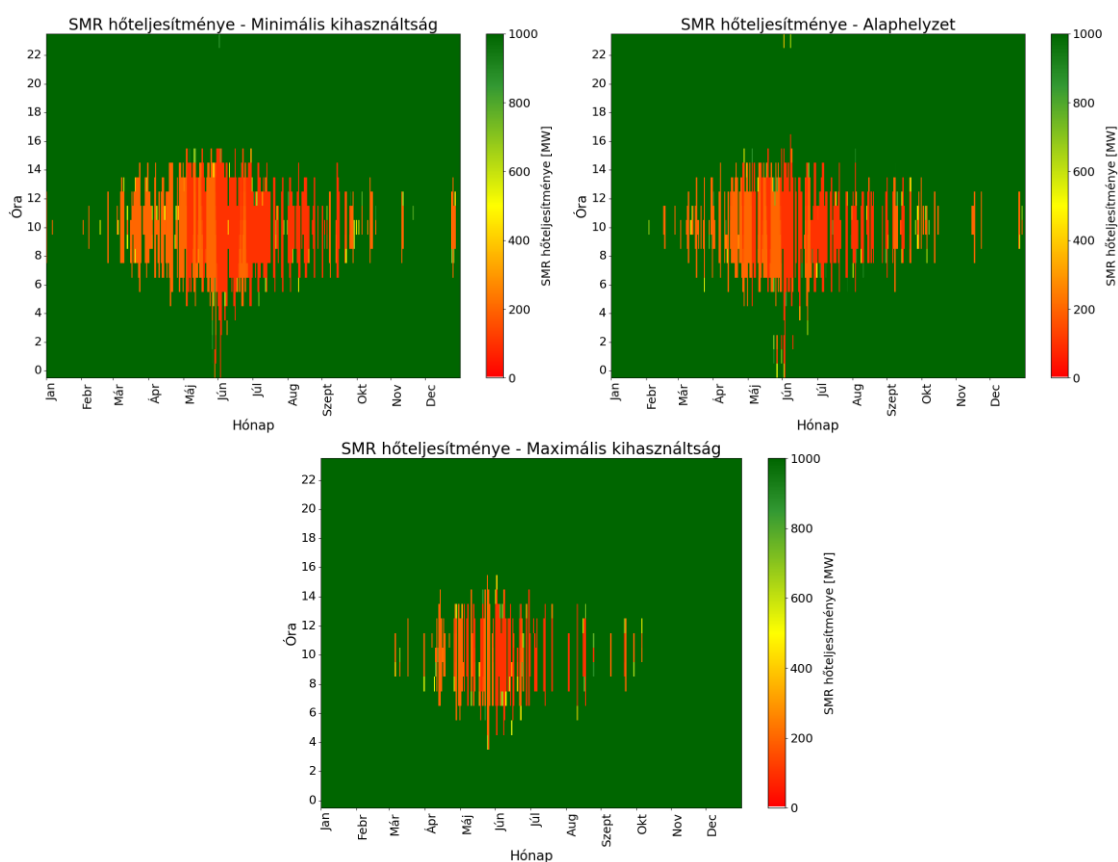
Ahogy az a 9. ábrán látható, 87 és 96 % között adódtak a kihasználási tényezők, melyeket részletesen is vizsgáltam, 3 scenárióban:

- Egy alaphelyzetben, amikor egy reálisnak tűnő gáz- és szén-dioxid kvótával számolva, 53 TWh-s fogyasztást feltételeztem, átlagos megújuló termeléssel.
- A minimális kihasználtságot eredményező scenárióban, amihez az 53 TWh-s fogyasztás, a legkisebb gáz- és szén-dioxid kvóta-árak, a legnagyobb SMR VOM költségek tartoztak, ezen túl a megújulók termelése is maximális volt.
- A maximális kihasználtság ahhoz a scenárióhoz tartozott, amikor 68 TWh volt a fogyasztás, a legnagyobb gáz- és szén-dioxid-kvóta árak és a legkisebb VOM költségek voltak megadva, valamint minimális megújuló termelést feltételeztem.

Ezek alapján ábrázoltam a 2030-as év minden órájában az SMR hőteljesítményét, melynek maximális értéke 1 000 MW volt. Az ábrákon a vízszintes tengelyen az év 365 napját ábrázoltam, míg a függőleges tengelyen az adott nap óráit, így alakult ki a 365x24-es mátrix, melyben az SMR hőteljesítményét ábrázoltam. A grafikonon ábrázolt értékek minél közelebb van a szín a zöldhöz, az SMR aktuális hőteljesítménye annál közelebb van a névleges, 1000 MW-hoz. A kapott 3 grafikon a 10. ábrán található.

A 10. ábrán látható, hogy az 53 TWh-s esetben, vagyis a minimális kihasználtság és az alaphelyzet közötti összevetésben szignifikáns különbség nem látható, de azért már a grafikonról is leolvasható, hogy nagyobb volt az alaphelyzetben az SMR kihasználtsága. Ez a minimális kihasználtság esetében 87,6%-ot, míg az alaphelyzetben 91 %-ot jelentett. A maximális kihasz-

náltság esetében már szemmel is jól látható, hogy többet termelt az SMR. Ez annyira nem meglepő, ugyanis ebben az esetben 15 TWh-val több az éves fogyasztás. Ebben az esetben az SMR kihasználtsága 96%-os volt. A grafikonon jól látható, hogy a reggeli, esti és éjszakai órákban mindig maximális volt az SMR termelése. A nyári időszakban napközben azonban az SMR leterhelésére volt szükség, ugyanis ebben az időszakban a 12 000 MW naperőművi kapacitás már önmagában is el tudta látni a fogyasztási igényeket. A 68 TWh-s éves fogyasztás esetén az óránkénti villamosenergia-igények is nagyobbak adódtak, így a fogyasztói igény a naperőművekkel nem volt már annyi órában kielégíthető, ezért sem meglepő a nagyobb kihasználtság ebben a Szenárióban.



10. ábra Az SMR kihasználtsága a különböző Szenáriókban

Ezen eredmény előre vetíti, hogy az országos fogyasztás alapvetően hatással lehet az SMR termelésére, mintegy 10 % különbség lehetséges az esetek között, így előzetes elvárásom az, hogy a fogyasztás változásának számottevően nagy hatása nem lesz az SMR által termelt bevételre, ugyanis a legrosszabb Szenáriókban is igen nagy kihasználtsággal termel a kis moduláris atomreaktor.

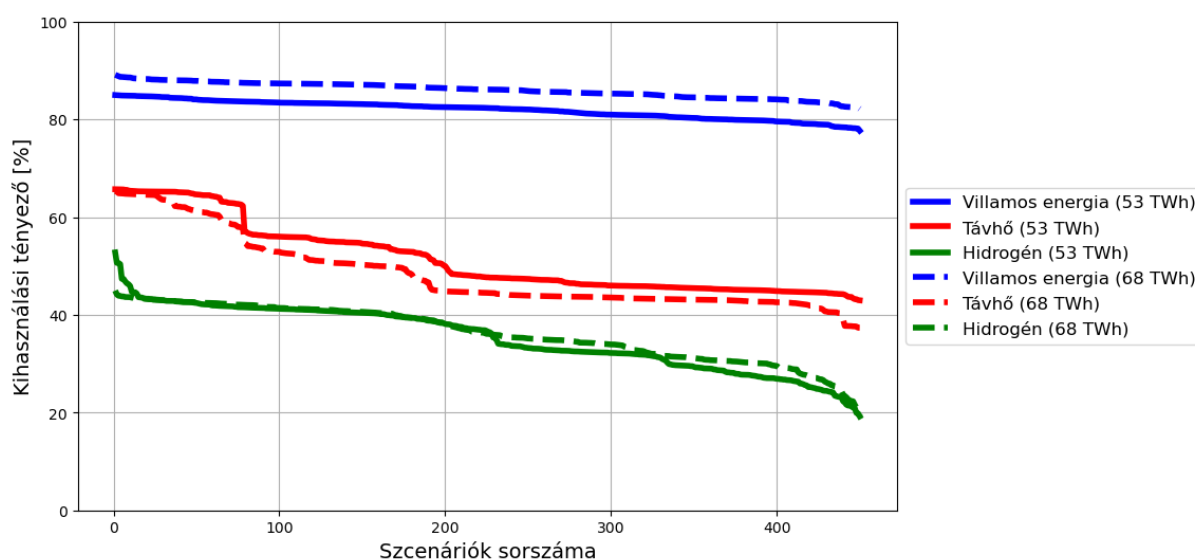
A kihasználtságot elemeztem termékre bontva is. Az SMR maximum 300 MW_e teljesítménnyel képes villamos energiát, maximum 20.4 MW_{H₂} teljesítménnyel hidrogént, és maximum 90 MW_{Th} teljesítménnyel távhőt termelni. Tartandigramokon ábrázoltam, hogy az 53 TWh-s és

68TWh-s fogyasztás esetében milyen kihasználtsággal volt lehetséges az egyes termékek termelése. Az ábrákon látható, hogy az 53 TWh-s esetben az SMR villamosenergia-termelése a megtermelhető összes villamos energia 78 és 85 %-a között adódik, míg 68 TWh éves fogyasztás esetén ez a szám 82 és 89 % közötti. Az SMR villamosenergia-termeléséről összességében elmondható, hogy nagyon nagy kihasználtsággal történt, így a tartamdiagramok alapján elmondható, hogy nagy valószínűséggel zsinórtermelőként működik a villamosenergia-piacon.

A távhő esetében az 53 TWh-s villamos energia fogyasztást feltételezve 43 és 65 % között adódott a névleges termeléshez viszonyított termelés, míg a 68 TWh-s esetben ugyanezen szám 38 és 65 % között mozgott, egyértelműen látszik ekkor, hogy az SMR többször termelt a villamosenergia-hálózatra a 68 TWh-s esetben, mint az 53 TWh-s esetben.

A hidrogéntermelés során a megtermelt hidrogén a maximálisan megtermelhető hidrogén 18 és 52 %-a között adódott az 53 TWh-s scenárióban, míg 68 TWh éves fogyasztás esetében már csak 18 és 45 % között.

A hidrogén és távhőtermelés vonatkozásában a tartamdiagramok alapján nehéz állást foglalni, ugyanis az a grafikonokból nem látszik egyértelműen az év mely szakaszában hogyan történt a termelés. A fent említett arányokat a 11. ábrán tüntettem fel.

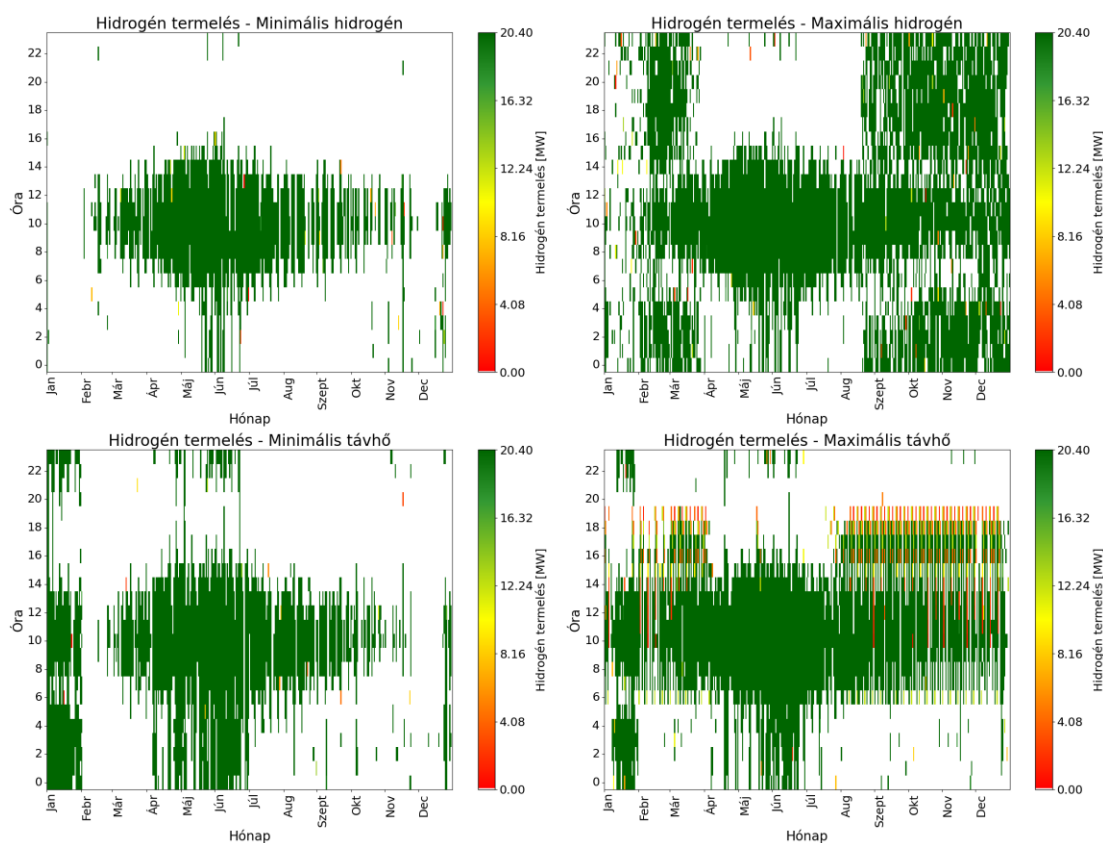


11. ábra Az egyes termékekre vonatkozó kihasználási tényező

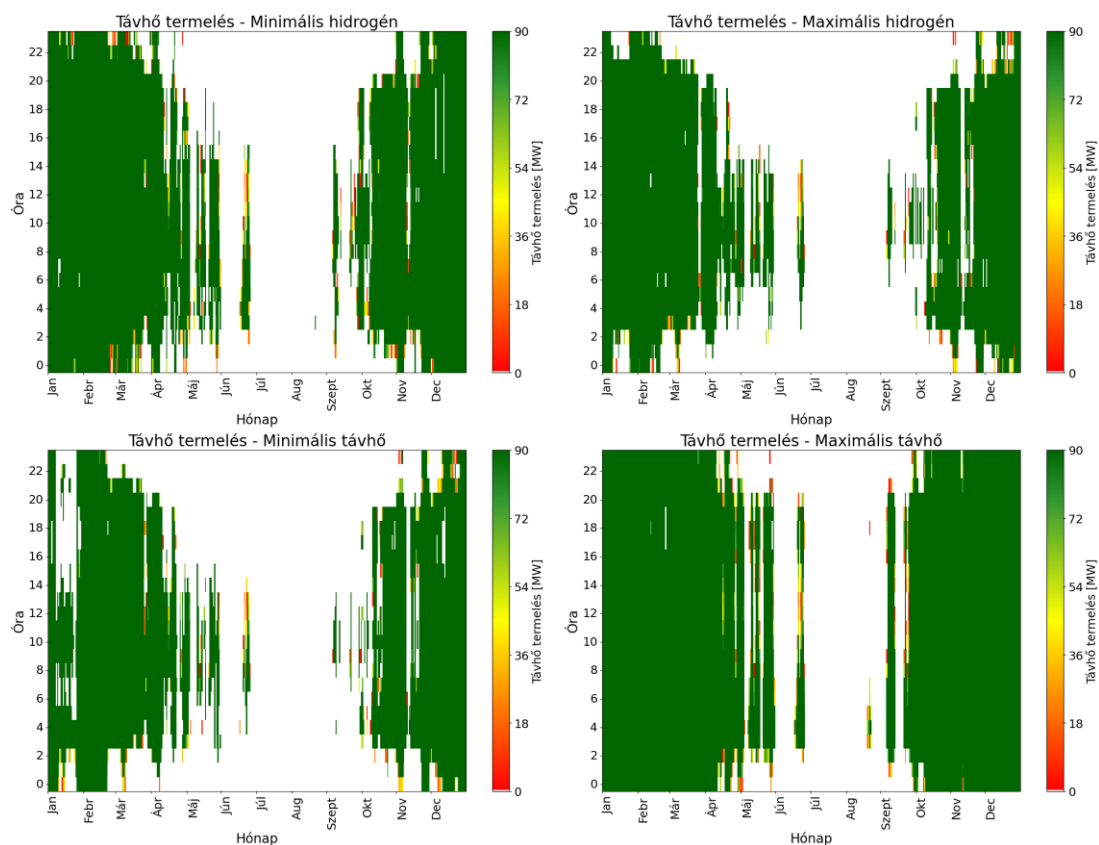
4.2. Az SMR órás terhelése adott kihasználtság esetén

Érdemes lehet azonban megvizsgálni, hogy az egyes scenáriókban, amikor sok és amikor kevesebb hidrogént és távhőt termel a rendszer, akkor hogyan néz ki az egyes termékek éves termelése. 4 scenárióban, minimális hidrogén-, maximális hidrogén-, minimális távhő-, maxi-

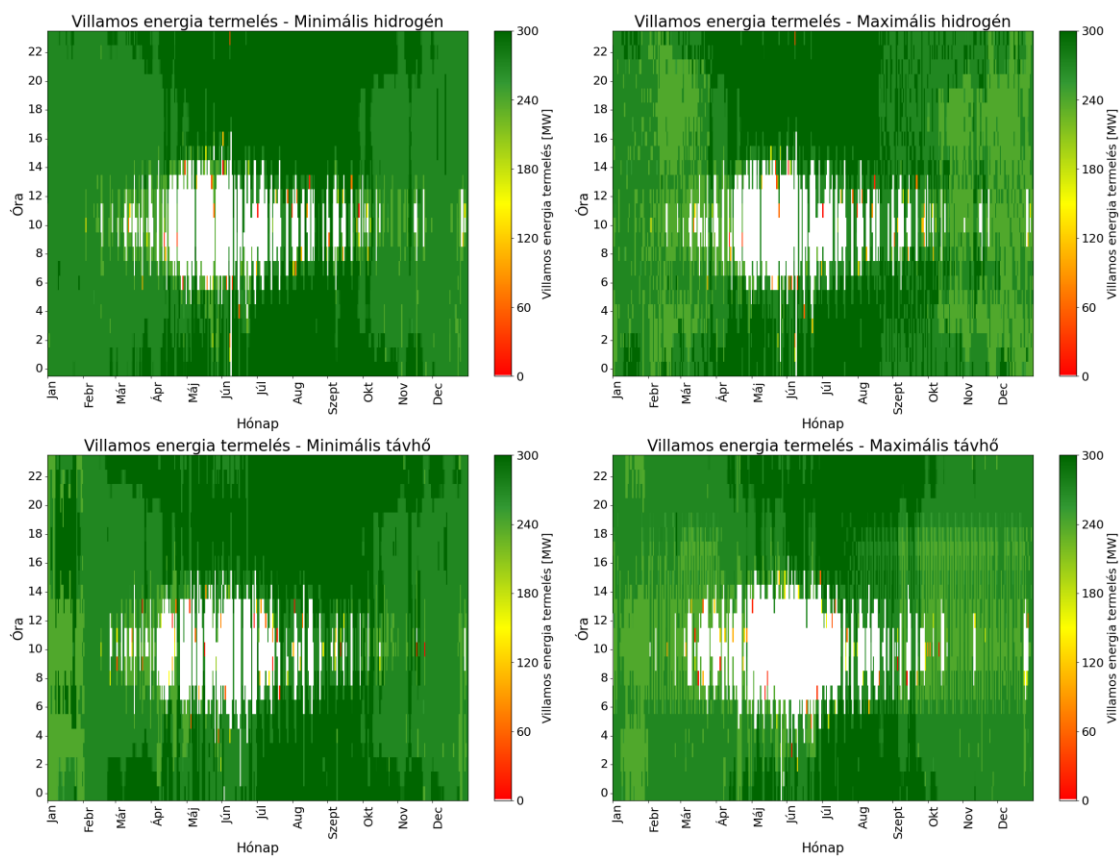
mális távhőtermelés, vizsgáltam, hogy hogyan alakul a 3 termék órás profilú termelése. A vizsgálatot az 53 TWh-s villamos energia fogyasztás esetére végeztem el. Az eredmények az 12., 13, 14. ábrákon láthatóak. Megfigyelhető, hogy a fűtési időszakban alapvetően minden scenárióban zsinórtermelést végzett a távhőpiacon a kis moduláris reaktor. A hidrogénpiacon elsősorban napközben a naperőművek nagy termelése alatt látja el a termelő feladatát az SMR. Ezen túl abban a scenárióban, amikor a legtöbb hidrogén termelte a nyári időszakot leszámítva több órában is maximális teljesítménnyel termelt hidrogént az SMR. A villamosenergia-piacon a napelemek termelésével párhuzamosan nem termel villamos energiát, azonban ezt az időszakot leszámítva gyakorlatilag mindig legalább 240 MW villamos energiát termel a hálózatra, vagyis zsinór termelést végez. Az összes scenárióban látható, hogy az SMR nagy rugalmasságot biztosít a villamosenergia-hálózatba, melyet a hőteljesítmény lényegi változtatása nélkül meg tud tenni, mely reaktorfizikai oldalról megközelítve biztosan előnyös tulajdonság.



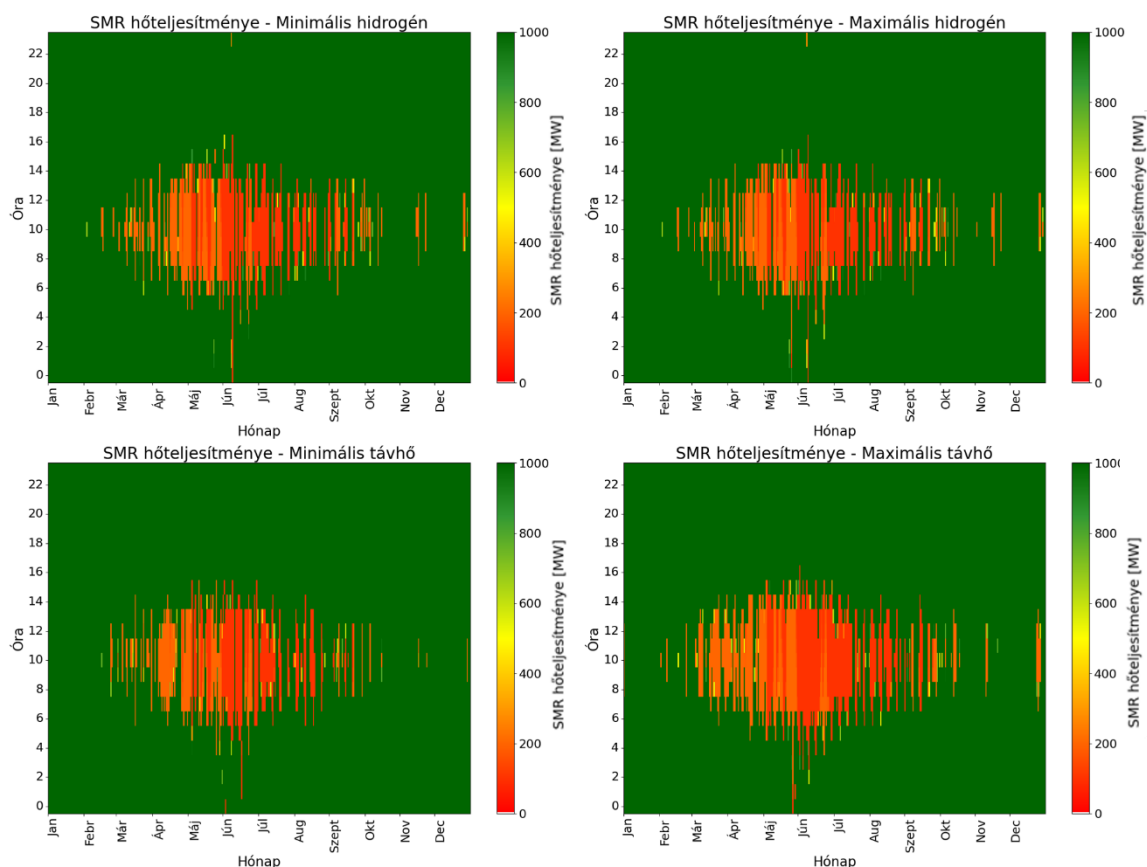
12. ábra Hidrogéntermelés a 4 scenárióban



13. ábra Távhőtermelés a 4 Szenárióban



14. ábra Villamosenergia-termelés a 3 Szenárióban



15. ábra Az SMR hőteljesítménye a 4 scenárióban

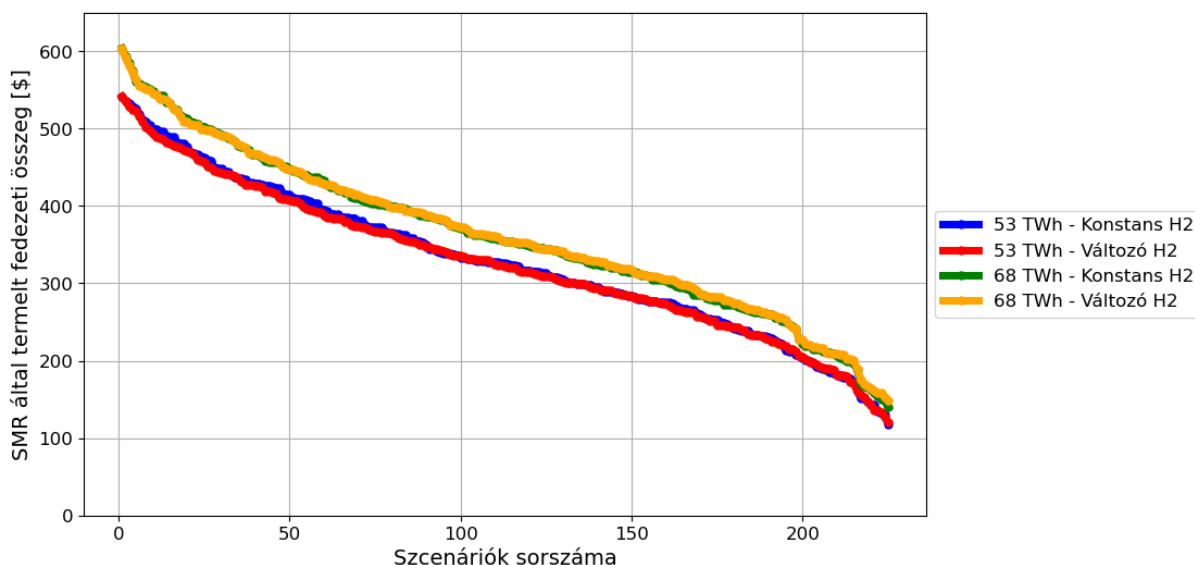
4.3. Az SMR által termelt fedezeti összeg

A kihasználtsághoz hasonlóan az SMR által elérhető fedezeti összeg viszonyában is készítettem tartamdiagramot. 4 tartamdiagramot ábrázoltam, a fogyasztás 53 és 68 TWh-s értékét, továbbá a hidrogénigény esetében konstans és változó profilú hidrogén igényekkel számoltam.

Egyértelműen látszik a tartamdiagramokon, hogy a hidrogénprofil modellezésétől gyakorlatilag független az SMR által termelt fedezeti összeg. Ennek több oka is van: alapvetően a hidrogénigény 100 MW-os nagyságrendű, mely az 1000 MW-os nagyságrendű villamosenergia- és távhőigényhez képest elhanyagolható; másrészt a rendszerben az igényhez képest nagy mennyiségű tárolókapacitás van jelen, mely segíti a változó hidrogénigények hatásának ellensúlyozását.

Ahogy az a kihasználtság alapján várható volt, a 68 TWh-s éves fogyasztás esetében nagyobb fedezeti összegek jelentek meg, azonban a 2 mennyiség egymással nem egyenes arányosságban van. Míg a kihasználtság 53 és 68 TWh-s scenáriói között 3-5% különbség adódott, addig a fedezeti összegek esetében már 10-15 %-kal nagyobb különbségek is kialakultak. Ennek oka az lehet, hogy a nagyobb fogyasztás esetén többször léptek be olyan erőművek a rendszerbe,

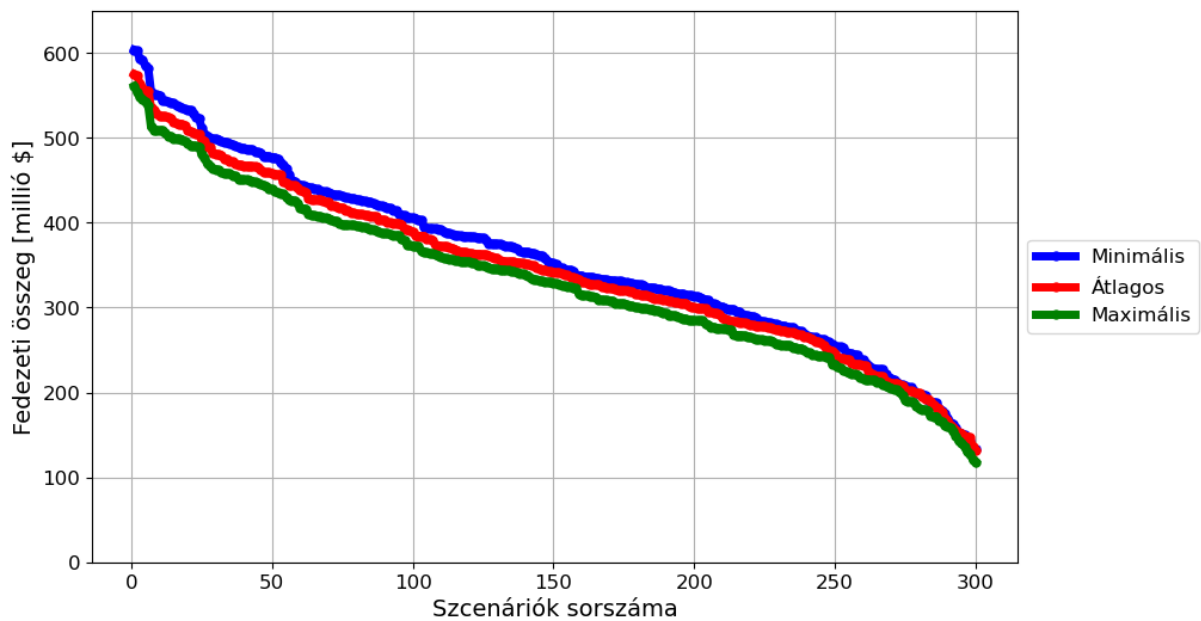
akiknek határköltsege magas volt, így több órában váltak ők az ármeghatározóvá. Az SMR által termelt fedezeti összeg az 16. ábrán 118 millió és 603 millió dollár között adódott.



16. ábra SMR által termelt fedezeti összeg az egyes szcenáriókban

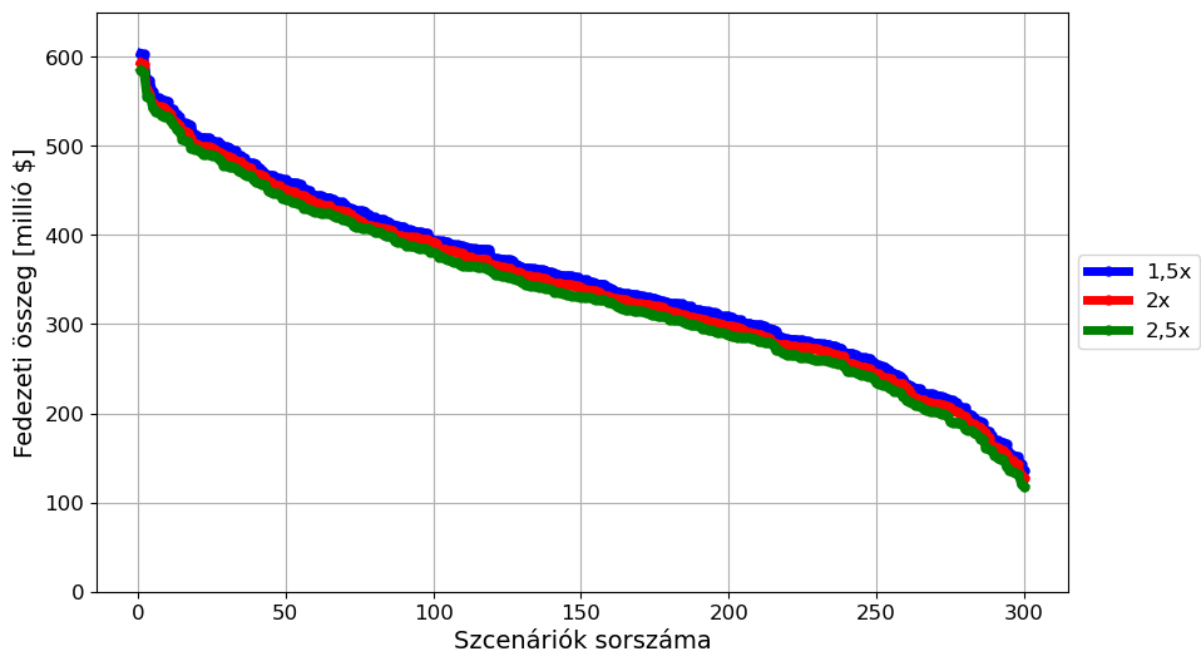
Az 16. ábra eredményeiből levonható, hogy sem a hidrogén modellezésének, sem a növekvő villamosenergia-fogyasztásnak nincsen szignifikáns hatása az SMR által termelt fedezeti összegre.

A következőkben tartamdiagramokon elemzem a megújuló energiatermelés hatását a minimális, maximális és átlagos megújuló termelésekkel. A 17. ábrán jól látható, hogy bár minél kisebb a megújulók termelése, annál nagyobb a fedezeti összeg. Ez megegyezik előzetes elvárásaimmal, ugyanis minél több a megújuló forrásból származó energia, annál kisebbek a kialakuló árak a piacokon és kevesebb kapacitással is tud részt venni a piacon az SMR, így az SMR-nek is kisebb a fedezeti összege. Azonban az is megfigyelhető, hogy a különböző mértékű megújuló termelések esetén megjelenő fedezeti összegek között mindössze néhány százalékbán térnek el egymástól, így az is elmondható, hogy megújuló termelésnek nincsen számottevő hatása az SMR által megtermelt fedezeti összegre. A különböző megújuló szcenáriókban a fedezeti összegek tartamdiagramja a 17. ábrán jelenítettem meg.



17. ábra A fedezeti összeg megújuló termeléstől való függése

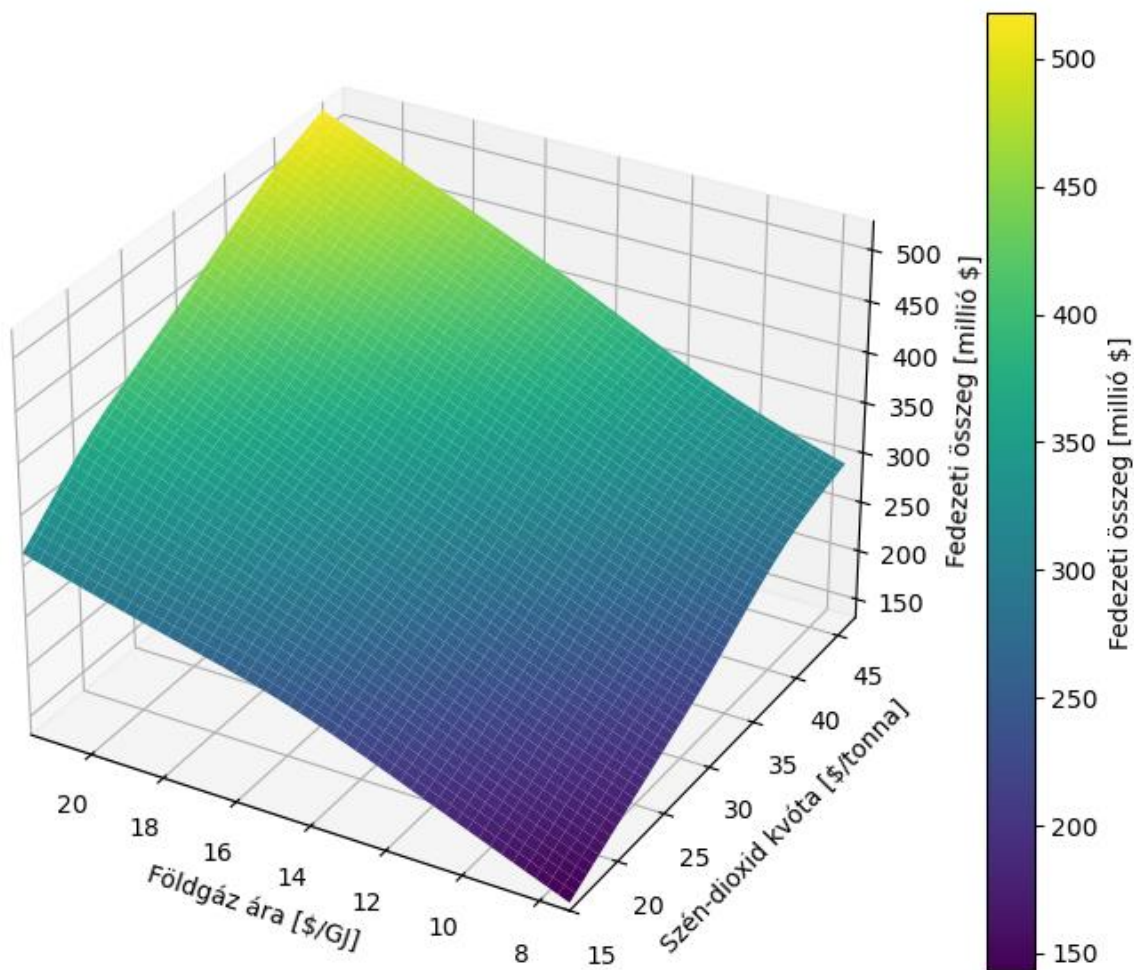
Az SMR VOM költsége is hatással lehet az SMR által termelt fedezeti összegre. Ezt is a fenti-ekhez hasonló tartamdiagramon elemzem. A VOM költségére vonatkozóan is 3 scenáriót vizsgáltam. A tartamdiagramokat az 18. ábrán helyeztem el. Az ábrán látható, hogy minél kisebb a VOM költség, annál nagyobb fedezeti összeg termelésére alkalmas az SMR, azonban ez a fedezeti összeg-növekmény minimális. A VOM költség változtatása nincsen érdemleges hatással az SMR fedezeti összegére. Ennek oka, hogy az SMR VOM költsége lényegesen kisebb, mint a piacon kialakuló árak, így ennek változtatása nincs is nagy hatással a fedezeti összegre.



18. ábra A fedezeti összeg VOM költségtől való függése

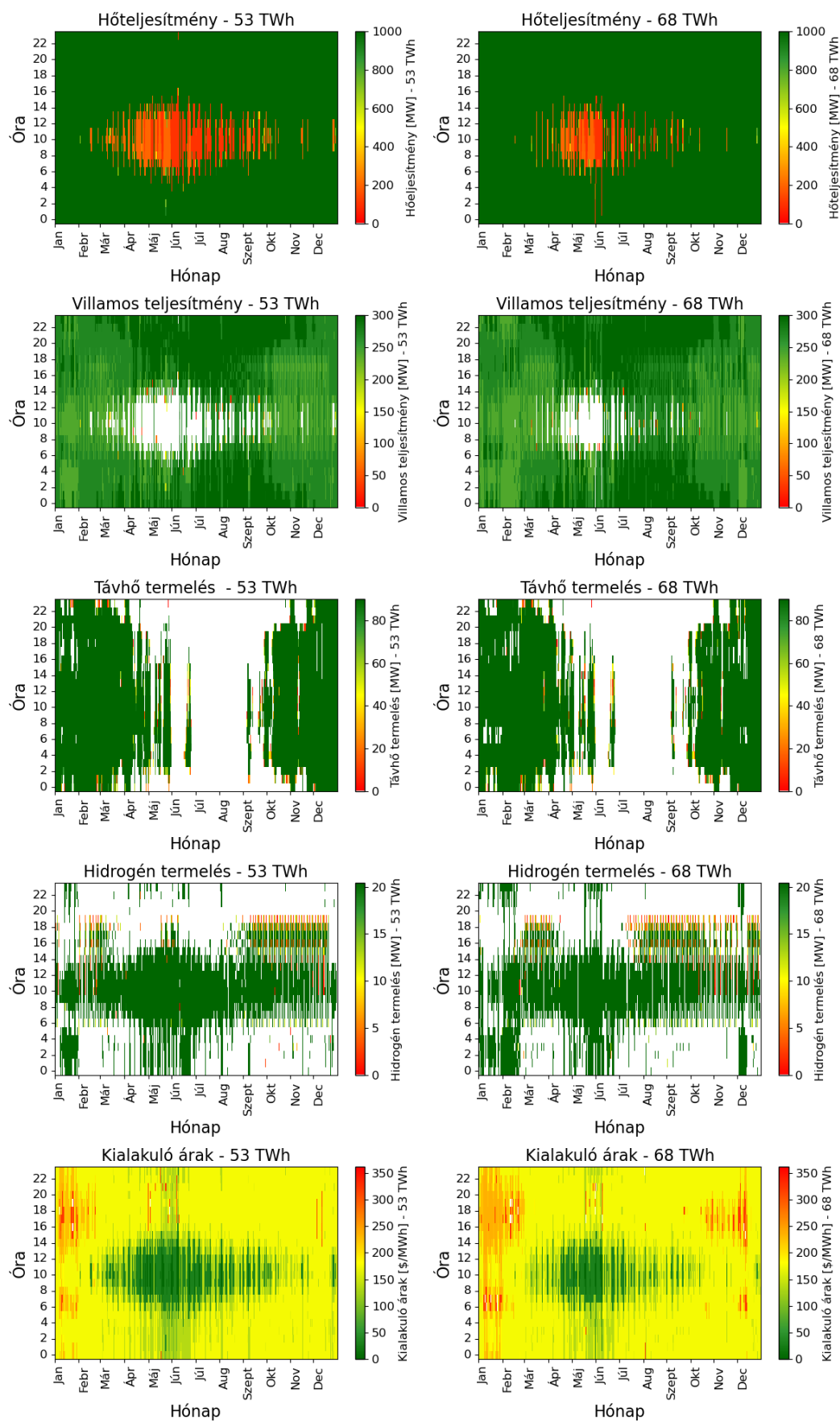
A tartamdiagramok elemzése alapján jól látható, hogy az SMR VOM költségének módosítása, a megújuló termelés változtatása, vagy a hidrogénigény konstans vagy változó mivolta minimális, maximum néhány százalékos hatással van az SMR által megtermelt fedezeti összegre. A villamos energia fogyasztás változtatása már komolyabb hatással van erre, de itt is mindössze 15-20 %-os eltérések voltak tapasztalhatóak.

Azonban korábban már bemutatásra került, hogy a 900 scenárióban a fedezeti összegek 118 és 603 millió dollár között adódtak, mely több, mint 500%-os különbség. Ezek alapján állítható, hogy a fedezeti összegre érdemi hatással földgáz és a szén-dioxid kvóta árának változtatása lehet. Ebben az esetben minden kvóta- és gáz ár pontpárhoz alapvetően 36 pontpár tartozik. Ezek közül hatása az éves villamosenergia-fogyasztásnak lehet, azonban a további vizsgálatokban csak az 53 TWh-s esetet vizsgálom. A másik három paraméter (megújuló termelés mértéke, hidrogénprofil, VOM költségek) pedig nagyon kicsiny hatással vannak, ahogyan az a 16., 17. és 18. ábrákon látható. Így a 68 TWh-s esetet elhagyva a pontpárokhoz tartozó 18 fedezeti összeget átlagolva 3D-s grafikonon ábrázoltam a fedezeti összeg alakulását. Ezt a grafikon a 19. ábrán jelenítettem meg. Megfigyelhető, hogy az SMR fedezeti összege valóban ezen két tényezőtől függ a leginkább, a jelenlegi helyzetben, ahol igen nagy mennyiségű gázturbinás erőmű van beépítve a magyar villamosenergia-rendszerbe. Ezen két mennyiségtől gyakorlatilag lineárisan függ az SMR által termelt fedezeti összeg, így ameddig csúcs- és szabályozó erőműként a gázturbinás egységek használatosak, és a rendszerben ők az ármeghatározók, addig az SMR fedezeti összege gyakorlatilag teljesen a gáz és szén-dioxid-kvóták árától fog függeni, abban az esetben, ha az SMR a teljes termelését a piacon értékesíti.



19. ábra Az SMR fedezeti összegének földgáz- és szén-dioxid kvóta ár függése

Az SMR termelésére és a kialakuló árakra vonatkozóan külön vizsgálatot is végeztem, 2 szcenárióban, az 53 és 68 TWh-s esetben vizsgáltam, átlagos megújuló termeléssel, 14,462 \$/GJ gázárakkal, 30 \$/tonna CO₂ kvóta árakkal, és a „nagy” atomerőművekhez képest másfélszeres VOM költséggel, mely egy reális szcenárió lehet a 2030-as viszonyokra vonatkozóan. A kapott grafikonok a 20. ábrán láthatóak.



20. ábra Az SMR termelése és a piacon kialakuló árak

4.4. Az SMR által termelt fedezeti összeg valós piaci viszonyok alapján

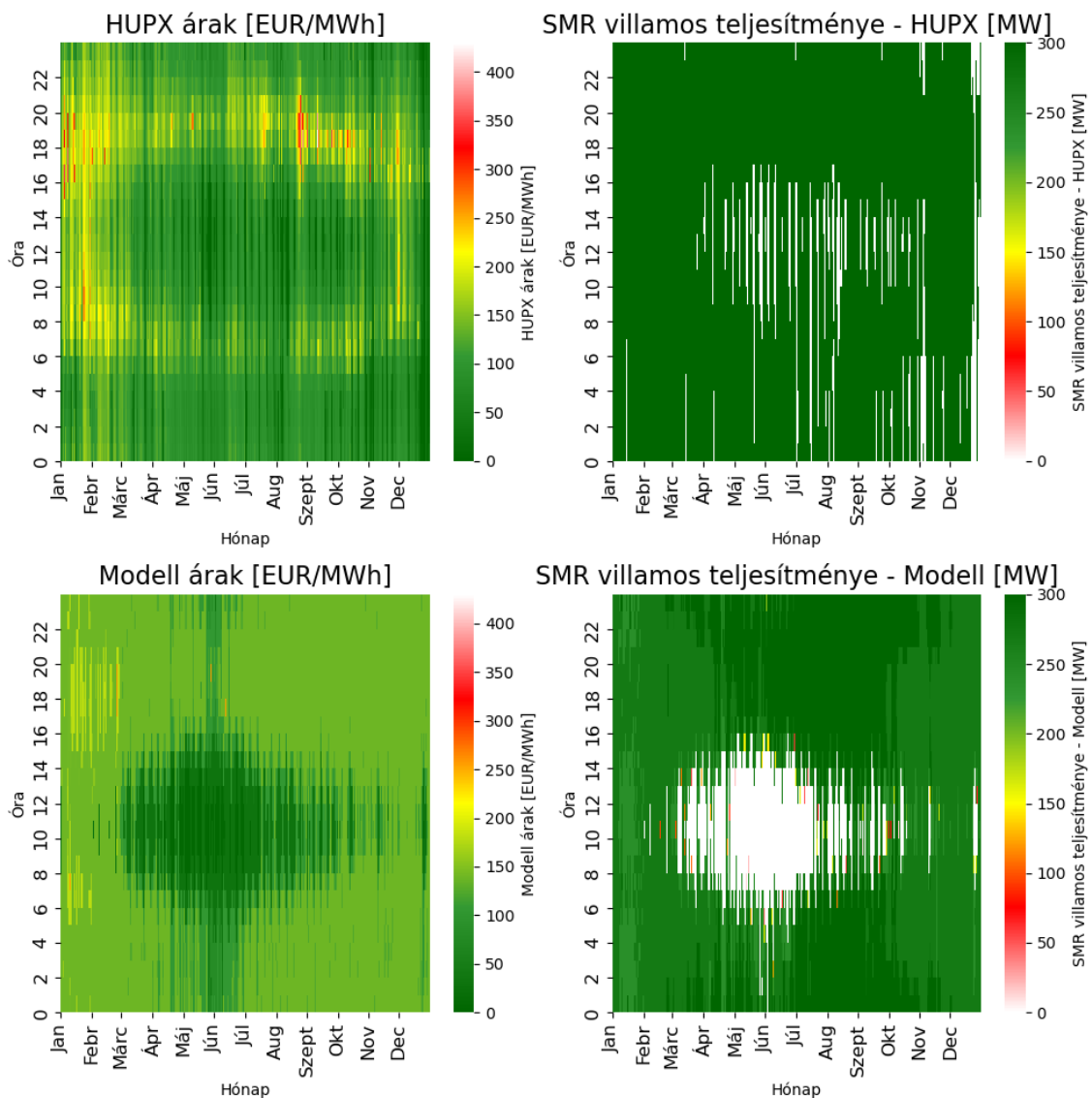
Az általam bemutatott munka, a megírt kód igen nehezen validálható, ugyanis nincsen klasszikus hő- és hidrogénpiac Magyarországon. Ezen túl kapcsolt hő-, villamosenergia-, és hidrogén-termelésre alkalmas erőművi egységek sem üzemelnek jelenleg.

Reális, és vélhetően alulbecsült fedezeti összeg-viszonyokat kaphatunk abban az esetben, ha jelenlegi, valós villamosenergia-piacon helyezünk el egy 300 MW-os, csak villamos energiát termelő SMR-t.

A legkisebb VOM költségű SMR-t feltételezve az SMR 1 MWh-ra eső villamos energia-költsége mintegy 35 \$/MWh. A HUPX (Magyar Villamosenergia Tőzsde, angolul Hungarian Power Exchange, röviden HUPX) adatbázisában pedig elérhetőek a 2023-as év órás bontású villamosenergia-piaci árai. Az árak EUR/MWh-ban voltak megadva, az általam használt adatok pedig USD-ben voltak megadva. Így az $1 \text{ USD} = 0,9 \text{ EUR}$ árfolyamot feltételezve a piaci árakat átváltottam USD mértékegységre.

Az SMR termelését ekkor nagyon egyszerűen modelleztem: amennyiben a piaci ár nagyobb volt, mint 35 \$/MWh, akkor feltételeztem, hogy az SMR maximális teljesítményen üzemel, vagyis 300 MWh az óránkénti villamosenergia-termelése. Természetesen azt is érdemes vizsgálni, hogy az adott órában lett volna-e kereslet a 300 MW villamos energiára, azonban ezen adatok nyilvánosan nem voltak elérhetőek a HUPX oldalán. Amikor azonban ennél kisebb árak voltak 0 MW-os termelést feltételeztem. Ezen a módon a 2023-as évben 224 millió dolláros fedezeti összeget eredményezett volna a kis moduláris atomreaktor működése, csak villamos energia termelése esetén. Ez a 900 scenárióban kapott 108 és 605 millió dolláros scenáriók közé nagyszerűen beilleszthető, így feltételezhető, hogy modellem helyes, nagyságrendileg mindenképpen hihető eredményt ad.

Ezen túl kiválasztottam egy scenáriót, mely pont 224 millió eurót ad eredményül. Ez az eset a változó hidrogénprofil, 53 TWh-s fogyasztás esete volt, 15\$/tonna CO₂ kvótával, 14,462 \$/GJ gázárral, maximális VOM költséggel és maximális megújuló termeléssel. Összevettem az így kialakuló árakat, és az SMR termelését a saját és a HUPX adatokkal, melyet a 21. ábrán tüntettem fel. Az SMR hasonló időpontokban terhel le: a nyári napközbeni időpontban, ez igen jó hasonlóságot mutat. A modell alapján számított helyzetben több leterhelés volt, ugyanis jelenleg kb. 7 000 MW naperőmű van rendszerben, a modellemben viszont 12 000 MW. Ennek megfelelően az árakban nincsenek olyan éles különbségek a valós esetben, mint a modell által számolt esetben, azonban mindkét grafikonon jól látható az árak lecsökkenése a nagy naperőművi termelés esetén.



21. ábra A modell összevetése a HUPX adataival

A kihasználási tényezők vonatkozásában végeztem még rövidebb számításokat. A HUPX-es adatokkal az SMR csak villamos energiát termel, így ekkor nincs értelme külön-külön az SMR teljesítményét és az SMR villamos teljesítményét vizsgálni. A HUPX-es adatokkal az SMR kihasználási tényezője 91,85%-nak adódott.

A vizsgált scenárióban a modellem alapján az SMR kihasználási tényezője 88,83% volt, ami igen jó egyezést mutat a valós adatokkal történő számítással. Azonban az elméletileg megtermelhető villamos energiának „csak” 79,28%-át termelt meg az SMR. Ez érthető, ugyanis az SMR termelt hidrogént is és távhőt is a villamos energia mellett. Ezen túl a valóságban biztos nem tudta volna mindig a 300 MW-ot eladni a piacon, így ezen számokkal történő értékelés esetén ezeket is érdemes figyelembe venni.

Látható tehát, hogy az eredmények a valósághoz közeliak (a 2023-as és a 2030-as villamos-energia-piacok számos különbségének ellenére is), így a modell és a dolgozatban bemutatott kutatás mindenképpen releváns eredményt adott.

5. ÖSSZEFOGLALÓ

Az SMR-ek egyértelműen előnyös tulajdonságokkal rendelkeznek a távhő- és villamosenergia piacon. A távhő esetében ez igen szerencsés, ugyanis ezt az iparágat nem triviális karbonsemlegesíteni a jelenleg elterjedő nap- és szélerőművekkel, így az SMR jó opció lehet. A villamosenergia piacon is jó tulajdonságokkal, zsinórtermelésre és terheléskövetésre is alkalmas egységek kerülhetnek a rendszerbe, melyek relatíve olcsón, karbonsemlegesen termelhetnek. Nagy kérdés azonban a hidrogén szerepe, aminek klasszikus piaca nincsen. Azonban világszinten az éves hidrogénigény a 2020-as években 100 millió tonna körül alakul. Ez 2030-ra 150 millió tonnára tehető, melynek közel felét (70 millió tonnát) elektrolízissel terveznek előállítani, olyan villamos energiát használva, melynek alacsony vagy zero a CO₂ kibocsátása [50]. Ebben is nagyon hatékony lehet az SMR, ráadásul a hidrogéncélok teljesítését, a villamosenergia-piacon történő terheléskövetés mellett tudja ellátni.

Dolgozatomban elvégeztem egy trigenerációs, vagyis villamos energia, távhő és hidrogén együttes termelésére alkalmas kis moduláris atomreaktor működésének és bevételeinek vizsgálatát. Az SMR termelését és az általa realizált fedezeti összeget összesen 900 scenárióban elemeztem: 2 különböző hidrogén profillal, 2 különböző villamosenergia fogyasztási értékkel, 3 különböző SMR VOM költséggel, 3 különböző mértékű megújuló termeléssel, 5 különböző gáz árral és 5 különböző szén-dioxid kvóta árral.

Az eredmények azt mutatták, hogy a fedezeti összegre érdemleges hatással csak a szén-dioxid kvóta ár és a földgáz ára van. Elemzésem azt mutatta, hogy egyenesen arányosan nő az SMR által realizálható fedezeti összeg az előbbi két érték növekedésével.

Megállapítottam, hogy az SMR igen nagy kihasználási tényezővel termel minden scenárióban a magyar piacon. A vizsgált scenáriókból levonható a következtetés, hogy az SMR a távhőszektorban zsinórtermelést végez a fűtési időszakban. Ez pozitív, ugyanis a távhőszektorban jellemzően fosszilis fűtőművek jelennek meg, melyek relatíve drágán, és nagy CO₂ kibocsátásával termelnek.

A villamosenergia-piacon is zsinór erőműként termelt, azonban sok esetben volt szükség leterhelésre. Ezt azonban az SMR nem a hőteljesítményének csökkentésével, hanem hidrogén termelésével tette meg. Hidrogént pedig gyakorlatilag csak akkor termelt, amikor a villamosenergia-piacon alacsonyak voltak a kialakuló árak. Ezzel a villamosenergia-piac számára az SMR a blokkok leterhelése nélkül biztosíthat rugalmasságot, mely igen előnyös tulajdonság, hiszen a rugalmasság kielégítése karbonsemleges forrásból a jelentős időjárásfüggő erőművek terjedésével a jövő energiarendszereinek legnagyobb kihívása lesz.

Az SMR átlagos fedezeti összege az 53 TWh-s fogyasztás esetén mintegy 320 millió dollár volt. Az SMR beruházási költsége kb. 10 000 \$/kW_e-re tehető. (Ugyanezen költség tervezett értéke a Paks2 projektben egyébként kb. 5000 \$/kW_e-ra tehető, mely vélhetően drágulni is fog [51].) Egyszerű megtérüléssel számolva a scenáriók átlagos fedezeti összege alapján mintegy 10 éves megtérüléssel számolhatunk, egy 300 MW_e villamos teljesítményű SMR-t feltételezve. A legnagyobb fedezeti összeg alapján mintegy 5-6 éves megtérüléssel, míg a legkisebb fedezeti összeggel közel 30 éves megtérüléssel lehet számolni. Fontos azonban megjegyezni, hogy a fedezeti összeg még nem profit, vagy nettó bevételt jelent, ehhez még figyelembe kellene venni az állandó költségeket is. Ennek figyelmen kívül hagyása a megtérülési időket megnöveli, így vélhetően a fentebb bemutatott értékeknél hosszabb idővel kell számolni.

Fontos azonban megjegyezni, hogy egy Magyarországon létesülő SMR elsődleges feladata nem tisztán piaci termelés lenne. Ekkor az ellátásbiztonság segítése és a hálózatnak rugalmasság biztosítása lenne az elsődleges feladata, melyet a modellem alapján tökéletesen képes lenne ellátni. Emellett vélhetően az új nukleáris kapacitásokhoz hasonlóan a megtermelt termékek számottevő részét fix áras szerződés szerint értékesítenék, és csak egy kisebb részarány lenne valós piacon kereskedhető, mely az SMR fedezeti összegét tovább csökkenthetné.

Összességében elmondható tehát, hogy egy SMR nagyon jó tulajdonságokkal rendelkezhet a jövő energiapiacain, így mindenképpen fontos szerepe lehet a jövő energiatermelésében, és a nagy részarányú naperőművi termelés fontos kiegészítője lehet.

A jövőben a munkát mindenképpen folytatni szeretném a modell fejlesztésével, további vizsgálatokkal:

- Földgáz árának órás, vagy napi bontásban történő modellezése,
- olyan trigenerációs energiarendszer modell fejlesztése, ami mind a 3 piacon figyelembe veszi a karbantartási, valamint a nem várható kieséseket,
- hidrogén termelés kiegészítése kék és szürke földgáz termelőkkel,
- olyan trigenerációs energiarendszer modell fejlesztése, ami mind a három piacon kapacitás építése optimalizációt végez,
- európai szintű trigenerációs energiarendszer modell fejlesztése, és annak vizsgálata, hogy melyik országok energiarendszerében érdemes trigenerációs kis moduláris reaktort építeni.

6. HIVATKOZÁSOK

- [1] H. H. Pourasl, R. V. Barenji, and V. M. Khojastehnezhad, "Solar energy status in the world: A comprehensive review," *Energy Reports*, vol. 10, pp. 3474–3493, Nov. 2023, doi: 10.1016/J.EGYR.2023.10.022.
- [2] "Nemzeti Energia-és Klímaterv."
- [3] "Nemzeti Energia-és Klímaterv 2023. évi felülvizsgált változat."
- [4] S. Tumse, M. Bilgili, A. Yildirim, and B. Sahin, "Comparative Analysis of Global Onshore and Offshore Wind Energy Characteristics and Potentials," *Sustainability (Switzerland)*, vol. 16, no. 15, Aug. 2024, doi: 10.3390/su16156614.
- [5] "277/2016. (IX. 15.) Korm. rendelet a szélerőművekre vonatkozó szabályok módosításáról," 2016.
- [6] "650/2023. (XII. 28.) Korm. rendelet a szélerőművek engedélyezésével összefüggő egyes kormányrendeletek módosításáról," 2023.
- [7] "<https://etip-hydropower.eu/about-hydropower-in-europe/>."
- [8] "Environmental, Climate and Social Guidelines on Hydropower Development."
- [9] D. Kodirov, K. Muratov, O. Tursunov, E. I. Ugwu, and A. Durmanov, "The use of renewable energy sources in integrated energy supply systems for agriculture," in *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, IOP Publishing Ltd, Dec. 2020. doi: 10.1088/1755-1315/614/1/012007.
- [10] C. House and N. Way, "The world's water battery: Pumped hydropower storage and the clean energy transition International Hydropower Association."
- [11] "<https://kormany.hu/hirek/tavaszi-probafurasok-keszitik-elo-a-dontest-az-elso-hazai-szivattyus-energiatarozo-megepiteserol>."
- [12] "<https://blog.google/outreach-initiatives/sustainability/google-kairos-power-nuclear-energy-agreement/>."
- [13] "<https://www.orlden.pl/en/sustainability/transition-projects/smr>."
- [14] "MVM CSOPORT STRATÉGIA 2024-2035."
- [15] G. Locatelli, S. Boarin, A. Fiordaliso, and M. E. Ricotti, "Load following of Small Modular Reactors (SMR) by cogeneration of hydrogen: A techno-economic analysis," *Energy*, vol. 148, pp. 494–505, Apr. 2018, doi: 10.1016/J.ENERGY.2018.01.041.
- [16] D. Michaelson and J. Jiang, "Review of integration of small modular reactors in renewable energy microgrids," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 152, p. 111638, Dec. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2021.111638.
- [17] M. Ciftcioglu, F. Genco, and A. Tokuhiko, "Optimized Clean Hydrogen Production using Nuclear Small Modular Reactors and Renewable Energy Sources: a Review 1 Mustafa Ciftcioglu, Filippo Genco, Akira Tokuhiko Optimized Clean Hydrogen Production using Nuclear Small Modular Reactors and Renewable Energy Sources: a Review." [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/359013133>

- [18] N. Van Hee, H. Peremans, and P. Nimmegeers, "Economic potential and barriers of small modular reactors in Europe," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 203, p. 114743, Oct. 2024, doi: 10.1016/J.RSER.2024.114743.
- [19] J. Liman, "Small modular reactors: Methodology of economic assessment focused on incremental construction and gradual shutdown options," *Progress in Nuclear Energy*, vol. 108, pp. 253–259, Sep. 2018, doi: 10.1016/J.PNUCENE.2018.06.002.
- [20] F. Dezső Domonkos, B. Bence, and A. Attila, "Kapcsolt energiarendszerek elemzése egy trigenerációs kis moduláris reaktor alkalmazásához," 2023. Accessed: Nov. 01, 2024. [Online]. Available: <https://tdk.bme.hu/ConferenceFiles/TTK/2023/Paper/Kapcsolt-energiarendszerek-elemzese-egy.pdf?paperId=12936>
- [21] P. A. Pilavachi, "Power generation with gas turbine systems and combined heat and power." [Online]. Available: www.elsevier.com/locate/apthermeng
- [22] B. Felten, "An integrated model of coupled heat and power sectors for large-scale energy system analyses," *Appl Energy*, vol. 266, p. 114521, May 2020, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.114521.
- [23] P. Meibom, *Wilmar deliverable D6.2(b): Wilmar joint market model documentation*. Risø National Laboratory, 2006.
- [24] M. N. I. Maruf, "Open model-based analysis of a 100% renewable and sector-coupled energy system—The case of Germany in 2050," *Appl Energy*, vol. 288, Apr. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.116618.
- [25] H. Lund and E. Münster, "Modelling of energy systems with a high percentage of CHP and wind power," *Renew Energy*, vol. 28, no. 14, pp. 2179–2193, 2003, doi: 10.1016/S0960-1481(03)00125-3.
- [26] P. Hesel, S. Braun, F. Zimmermann, and W. Fichtner, "Integrated modelling of European electricity and hydrogen markets," *Appl Energy*, vol. 328, Dec. 2022, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120162.
- [27] S. P. Cicconardi, A. Perna, and G. Spazzafumo, "Combined power and hydrogen production from coal. Part B: Comparison between the IGHP and CPH systems," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 33, no. 16, pp. 4397–4404, Aug. 2008, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2008.05.066.
- [28] Y. Xiong, L. Chen, T. Zheng, Y. Si, and S. Mei, "Electricity-Heat-Hydrogen Modeling of Hydrogen Storage System Considering Off-Design Characteristics," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 156768–156777, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3130175.
- [29] "IAEA: Small Modular Reactors."
- [30] "The NEA Small Modular Reactor Dashboard: Second Edition," 2024.
- [31] "The NEA Small Modular Reactor Dashboard: Second Edition," 2024.
- [32] M. Lipka and A. Rajewski, "Regress in nuclear district heating. The need for rethinking cogeneration," *Progress in Nuclear Energy*, vol. 130, p. 103518, Dec. 2020, doi: 10.1016/J.PNUCENE.2020.103518.

- [33] S. Shiva Kumar and V. Himabindu, "Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review," *Mater Sci Energy Technol*, vol. 2, no. 3, pp. 442–454, Dec. 2019, doi: 10.1016/J.MSET.2019.03.002.
- [34] D. Guban, I. K. Muritala, M. Roeb, and C. Sattler, "Assessment of sustainable high temperature hydrogen production technologies," *Int J Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 49, pp. 26156–26165, Oct. 2020, doi: 10.1016/J.IJHYDENE.2019.08.145.
- [35] "Status Report-BWRX-300 (GE Hitachi and Hitachi GE Nuclear Energy)." [Online]. Available: <https://nuclear.gepower.com/build-a-plant/products/nuclear-power->
- [36] "Status report 77-System-Integrated Modular Advanced Reactor (SMART)."
- [37] "BREST-OD-300 (RDIPE, Russian Federation)."
- [38] "Status report 96-High Temperature Gas Cooled Reactor-Pebble-Bed Module (HTR-PM)."
- [39] N. Zhakiyev *et al.*, "Comprehensive Scenario Analyses for Coal exit and Renewable Energy Development Planning of Kazakhstan using PyPSA-KZ," *Engineered Science*, vol. 29, Jun. 2024, doi: 10.30919/es1085.
- [40] Y. K. K. B. T. Phongtrakul, "Analysis of Power Load Flow for Power Distribution System based on PyPSA Toolbox," 2022.
- [41] B. Biró and A. Aszódi, "Investigating the role of nuclear power and battery storage in Hungary's energy transition using hourly resolution electricity market simulations," *Heliyon*, vol. 10, no. 9, May 2024, doi: 10.1016/j.heliyon.2024.e29841.
- [42] "<https://www.gurobi.com/>."
- [43] Orbán Tibor, "A távhőszektor aktualitásai kérdőjelekkel," 2022.
- [44] O. Ruhnau, L. Hirth, and A. Praktiknjo, "Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling," *Sci Data*, vol. 6, no. 1, Dec. 2019, doi: 10.1038/s41597-019-0199-y.
- [45] "NEMZETI ENERGIASZTRATÉGIA 2030."
- [46] A. De Vita, P. Capros, and S. Evangelopoulou, "Technology pathways in decarbonisation scenarios," 2018. [Online]. Available: <https://www.researchgate.net/publication/328095638>
- [47] "MAGYARORSZÁG NEMZETI HIDROGÉNSTRATÉGIÁJA STRATÉGIA A TISZTA HIDROGÉN ÉS HIDROGÉNTÉCHNOLÓGIÁK HAZAI BEVEZETÉSÉRE ÉS A HIDROGÉNIPAR HÁTTÉRBÁZISÁNAK MEGTEREMTÉSÉRE."
- [48] "<https://docs.energytransitionmodel.com/main/intro>."
- [49] "<https://www.renewables.ninja/>."
- [50] I. Energy Agency, "Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach - 2023 Update," 2023. [Online]. Available: www.iea.org/t&c/
- [51] "Strictly Private and Confidential Economic analysis for the Paks II nuclear power project A rational investment case for Hungarian State resources," 2015.