

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

BIRÓ BENCE
TUDOMÁNYOS DIÁKKÖRI KONFERENCIA
DOLGOZAT

Út az energiaválságból egy fenntartható energiagazdálkodásba –
Magyarország és a szomszédos országok villamosenergia-ellátásának
nagy felbontású szimulációja és elemzése

Témavezető:

Prof. Dr. Aszódi Attila

egyetemi tanár

Budapest, 2022

Szerzői jog © Biró Bence, Prof. Dr. Aszódi Attila, 2022

TARTALOMJEGYZÉK

Előszó.....	1
Köszönetnyilvánítás.....	2
1. Bevezetés	3
2. Adatok és módszerek	7
2.1. PLEXOS modellezési környezet bemutatása	7
2.2. Vizsgált országok adatai	8
2.2.1. Fogyasztás	8
2.2.2. Beépített kapacitás	10
2.2.3. Határkeresztező kapacitások	13
2.3. Erőművek műszaki és gazdasági paraméterei	14
2.3.1. Konvencionális erőművek.....	15
2.3.2. Megújuló energiaforráson alapuló erőművek	16
2.3.3. Szivattyús-tározós erőművek	16
2.3.4. Akkumulátoros villamosenergia-tároló.....	18
2.3.5. Nem szolgáltatott energia ára.....	18
3. Eredmények	19
3.1. Fogyasztás és termelés aránya	20
3.2. Nem szolgáltatott energia	22
3.3. Termelés energiahordozó aránya	24
3.4. Megújuló részarány.....	30
3.5. Szén-dioxid-kibocsátás	32
3.6. Villamos energia ára	34
3.7. Atomerőművek kihasználási tényezője	37
3.8. Határkeresztező kapacitások.....	39
4. Összefoglalás, az Eredmények értékelése.....	41
5. Felhasznált források	44
6. MELLÉKLET	49
6.1. Beépített kapacitás	49
6.2. Erőművek technológiai és költség adatai.....	50
6.3. Hőtérképek.....	52

ELŐSZÓ

Az európai országok villamosenergia-ellátása számos kihívás előtt áll, mint például a karbonsemlegesség elérése, a növekvő árak megfékezése és az orosz fosszilis energiahordozóktól való függés csökkentése. Ezen célok eléréséhez minden európai ország villamosenergia-rendszerének komoly változásokon kell átesnie mind műszaki, mind környezetvédelmi, mind gazdasági, mind pedig társadalmi célok szem előtt tartása mellett. Szimulációim a lehetséges forgatókönyvek elemzésével ehhez az úthoz szolgáltatnak elengedhetetlen adatokat a magyar és a szomszédos országokon belüli villamosenergia-rendszeréről és annak jövőjéről. Az eredmények a döntéshozók és a társadalom segítségére lehetnek a helyes, megvalósítható és fenntartható út megtalálásához.

A kutatásom során a magyar és a szomszédos országok villamosenergia-rendszerének numerikus elemzését végzem el. A munkám magába foglalja a 2030-as rendszerszintű villamosenergia-fogyasztás feltérképezését, a villamosenergia-termelésre jellemző műszaki, gazdasági és környezeti paraméterek begyűjtését, feldolgozását és értékelését, órás felbontású szimulációk felépítését az Energy Exemplar PLEXOS elnevezésű modellező környezetében, a szimulációk kiértékelését műszaki, ellátásbiztonsági és környezetvédelmi szempontok alapján, valamint az eredményekre vonatkozó részletes érzékenységi vizsgálatokat.

* * *

KÖSZÖNETNYILVÁNÍTÁS

Köszönetet szeretnék mondani Prof. Dr. Aszódi Attilának, aki 2020. óta segíti témavezetőként a munkámat tanácsaival, és aki támogatása nélkül nem készült volna el ez a dolgozat.

A bemutatott kutatás a BME-NVA-02 számú projekt részeként az Innovációs és Technológiai Minisztérium Nemzeti Kutatási Fejlesztési és Innovációs Alapból nyújtott támogatással, a TKP2021 pályázati program finanszírozásában valósult meg. A dolgozatom a Kulturális és Innovációs Minisztérium ÚNKP-22-2-I-BME-2 kódszámú Új Nemzeti Kiválóság Programjának a Nemzeti Kutatási, Fejlesztési és Innovációs Alapból finanszírozott szakmai támogatásával készült.



KULTURÁLIS ÉS INNOVÁCIÓS
MINISZTERIUM



NEMZETI KUTATÁSI, FEJLESZTÉSI
ÉS INNOVÁCIÓS HIVATAL



Új Nemzeti
Kiválóság Program

Budapest, 2022. október 31.

Biró Bence

1. BEVEZETÉS

Az emberiség energiaellátása rövid és hosszú távon is számos kihívással néz szembe. E kihívások fő elemei az éghajlatváltozás kezelése és a fenntarthatóság elérése. Mindkét összetevő szorosan kapcsolódik az energetikához, ezért az Európai Unió az Európai Zöld Megállapodás [1] (European Green Deal) keretében célul tűzte ki e szektor dekarbonizációját is, ami azt jelenti, hogy az országok villamosenergia-rendszereinek 2050-re nettó nulla széndioxid-kibocsátással kell rendelkezniük.

A dekarbonizációs célok eléréséhez az európai országok villamosenergia-rendszerének jelentős változásokon kell átesnie műszaki, környezetvédelmi, gazdasági és társadalmi szempontok figyelembe vétele mellett. A célok eléréséhez vezető utat tovább nehezíti a 2022. februárjában kitört orosz-ukrán háború, amely az energiaárak emelkedéséhez vezetett, és amelynek következtében az európai országok célul tűzték ki, hogy csökkentsék az orosz fosszilisenergia-importtól való függőségüket. Ezeket a tényezőket figyelembe véve megállapítható, hogy az európai országok legfontosabb feladata a fosszilis tüzelőanyagok kiváltása, az orosz energiainport csökkentése és az árak megfizethető szinten tartása.

Ebben a feladatban több szerző, így például Buongiorno és munkatársai elemzése [2] illetve az ENTSO-E és az ENTSG közös jelentése [3] szerint a megújuló energiaforrások, az atomenergia, a rendszerszintű villamosenergia-tárolás és a hidrogénteknológia játszhat nagy szerepet. Ezek a technológiák azonban vagy még a demonstrációs fázisban vannak (tárolás, hidrogén), vagy kevés adat áll rendelkezésre az együttműködésükről (megújulók, nukleáris energia), ezért az e technológiákból álló rendszerek részletes műszaki, gazdasági és környezetvédelmi elemzése elengedhetetlen, mielőtt rájuk építenénk Európa villamosenergia-ellátását.

Dalala és munkatársai [4] a jordán villamosenergia-rendszert vizsgálták a PLEXOS szoftverrel. Kutatásukban magas megújuló részarány mellett elemezték a rendszer stabilitását, és az ehhez szükséges tárolói kapacitásokat. Az eredményeik azt mutatják, hogy a megújuló energiaforrások nagymértékű elterjedése a hálózat működését jelentős mértékben befolyásolja, és ennek kezeléséhez különböző forgatókönyvekre és energiatárolásra van szükség.

Welsch és munkatársai [5] tanulmányukban egy kis felbontású OSeMOSYS villamosenergia-piaci modellt hasonlítanak össze egy nagy felbontású TIMES-PLEXOS modellel egy írástannulmányon keresztül. Az eredményeik azt mutatják, hogy a hosszú távú,

kis felbontású energiamodellek egyértelműen alábecsülhetik a rugalmasság jelentőségét, ezáltal a megújuló energiaforrások bevezetésének költségeit, így az éghajlatváltozással vagy energiabiztonsággal kapcsolatos célok elérését is.

Edmunds és munkatársai [6] a gázerőművek működési követelményeit vizsgálja több szcenárió mentén a jövőbeli brit villamosenergia-rendszerben növekvő megújulóenergia-penetráció mellett PLEXOS modellkörnyezetben. A szerzők megállapították, hogy a gázerőművek kihasználtsága viszonylag alacsony lesz, de továbbra is alapvető fontosságú lesz az ellátás biztonsága szempontjából ez az erőmű típus. Megállapították továbbá, hogy intenzívebb teljesítményváltoztatásra kell majd képesek legyenek a vizsgált gázerőművek a csúcsigények kielégítéséhez.

Cole és munkatársai [7] munkájukban egy olyan jövőbeli amerikai villamosenergia-rendszer forgatókönyveit értékelik a PLEXOS modell segítségével, amelyben a fotovoltaikus naperőművek nagymértékben jelen van. A szerzők arra a következtetésre jutottak, hogy ilyen rendszerekben télen gyakrabban fordul elő csúcsterhelésű időszak, amely esetében a földgáztermelők és az import fontos szerepet játszanak a fogyasztói igények kielégítésében.

Simoglou és Biskas [8] tanulmányukban a görög Nemzeti Energia- és Klímaterv (NEKT) görög villamosenergia-rendszer erőforrás-megfelelőségére és működésére gyakorolt hatásait értékelik a Long-Term Scheduling extended (LTSx) szoftver segítségével. A szimulációs eredményeik megmutatják, hogy a lignit kivezetésének és a megújulók széleskörű elterjesztésének terve az energiatermelés összetételének fokozatos, de radikális átalakulásához vezet, amely átalakulásban a szivattyús-tározós erőművek várhatóan kulcsszerepet játszanak majd az időszakos megújulóenergia-termelés negatív hatásainak enyhítésében.

Huang és Purvins [9] cikkükben bemutatnak és validálnak egy egész Európára kiterjedő villamosenergia-rendszer modellt a műszaki-gazdasági elemzéshez. Az eredményeik azt mutatják, hogy a modell a villamosenergia-termelés és a határokon átnyúló kereskedelem tekintetében jól reprodukálja a villamosenergia-rendszer történelmi viselkedését.

A BME Nukleáris Technikai Intézet kutatócsoportjának (melynek a dolgozat szerzője is tagja) legújabb tanulmányában [10] részletes villamosenergia-rendszer modelleket dolgozott ki 19 európai ország jövőbeli (2030, 2040) villamosenergia-rendszerének elemzésére. A számításokat a Nemzetközi Atomenergia Ügynökség Energy Scenarios Simulation Tool (ESST) elnevezésű villamosenergia-rendszer modellező szoftver felhasználásával végezték, ami órás felbontású szimulációkra képes, figyelembe véve a fogyasztás, és a megújulók

termelésének órás lefutását. Ugyanakkor ez a modellezési környezet a határkeresztező kapacitások, a villamosenergia-tárolás és az erőművek termelését befolyásoló további finomabb műszaki paraméterek modellezésére nem képes. Az idézett tanulmányban szereplő modellek a vizsgált országok Nemzeti Energia- és Klímatervében írtak szerinti adatokat tartalmazták. A tanulmány azt mutatja, hogy az Európai Bizottság klímavédelmi célkitűzéseinek teljesítése nem lehetséges az országok jelenleg közzétett Nemzeti Energia- és Klímaterveinek peremfeltételei mellett, figyelembe véve az ellátásbiztonsággal kapcsolatos célkitűzéseket is. További probléma, hogy a tagállamok nem vették figyelembe terveikben az összekapcsolt európai villamosenergia-rendszer országok közötti export-import kapacitásainak korlátait.

Jelen irodalomkutatásom és a fent idézett [10] tanulmány megmutatja, hogy a Nemzeti Energia- és Klímatervek kidolgozásához használt referencianapokat modellező szoftverek nem tudják kellő pontossággal modellezni a villamosenergia-rendszert, így a rendszer legalább órás felbontású modellezése elengedhetetlen a megfelelő stratégiák kidolgozásához. A korábbi tanulmányaim és az irodalomkutatásom alapján arra a következtetésre jutottam, hogy ezt a feladatot az Energy Exemplar PLEXOS [11] elnevezésű modelljében nagy hatékonysággal el lehetne végezni.

Az irodalomkutatásom során nem találtam olyan elemzést, amely Magyarország és szomszédos országainak kapcsolt villamosenergia-rendszerét nagy felbontású, a villamosenergia-rendszer elemeit nagy részletességgel leíró szoftverrel modellezte volna, és ezen modellek alapján az országok Nemzeti Energia- és Klímatervét értékelték volna. A dolgozatom célja ezek alapján a magyar és a szomszédos országok 2030-as villamosenergia-rendszer modelljének megépítése és órás felbontású szimulációja a PLEXOS elnevezésű villamosenergia-piaci modellező szoftverben. Dolgozatomban a következő kérdésekre szeretnék választ adni:

- Miként fog átalakulni a régió villamosenergia-rendszere a Nemzeti Energia- és Klímatervek szerint?
- Megvalósíthatóak-e a karbonsemleges villamosenergia-termelésre tett vállalások?
- Milyen hatással lesz a Paks 2 beruházás Magyarország villamosenergia-ellátására és klímavédelmi céljai teljesítésére?

A dolgozat 2. fejezete a kutatásom során felhasznált adatokat és módszereket mutatja be. Ebben a fejezetben ismertetem a PLEXOS szoftver sajátosságait, Magyarország és a

szomszédos országok Nemzeti Energia és Klímatervének értékeit, valamint a modellezett erőművek műszaki és gazdasági paramétereit. A 3. fejezetben a szimulációm eredményeit mutatom be. A 4. fejezetben összefoglalom az eredményeimet és konklúziókat vonok le belőlük. A dolgozat mellékletében (6. fejezet) a 2030-as beépített kapacitások input értékeit, az erőművek műszaki és gazdasági adataira vonatkozó irodalomkutatásom eredményeit és a modell input adatait adom meg grafikusan, valamint az órák felbontású ország specifikus eredményeimet ábrázolom hőtérképek formájában.

2. ADATOK ÉS MÓDSZEREK

A villamosenergia-rendszer órás felbontású modellezésében az a fő feladat, hogy kiválasszuk, melyik erőművet mikor és hogyan kell működtetni annak függvényében, hogy minden egyes órában a fogyasztás és a termelés egyensúlyban legyen. Ezt a feladatot úgy kell elvégeznünk, hogy közben a rendszer teljes üzemeltetési költségét optimalizáljuk, valamint figyelembe vesszük a rendszert alkotó elemek működési korlátait is. Ezen feladatok elvégzésére én az Energy Exemplar PLEXOS elnevezésű villamosenergia-piaci szoftverét választottam.

2.1. PLEXOS modellezési környezet bemutatása

A PLEXOS a villamosenergia-rendszerek modellezésére szolgáló kereskedelmi eszköz, amelyet villamosenergia-piaci szimulációkhoz használnak [11]. A PLEXOS egy determinisztikus vegyes egésztértékű (mixed integer) optimalizáláson alapuló modell, ami minimalizálja a villamosenergia-termelés várható költségeit, figyelembe véve különböző paramétereket (hatásfok, minimális stabil termelés, fel-/leterhelési sebesség, stb.). A modell időbeli felbontása a felhasználó által meghatározott, az 1 perces intervallumoktól kezdve a több órás intervallumokig terjedhet. Ezen kutatás keretein belül egy olyan modellt építettem meg a PLEXOS környezetben, melyben a vizsgált országok villamosenergia-rendszerét egyetlen nódus reprezentálja (az országok átviteli hálózata ezen kutatás keretein belül nem lett modellezve), az egyes országok közötti határkeresztező kapacitást pedig országpáronként egy-egy határmetszéki vezeték jelképezi. Ukrajna villamosenergia-termelésének jövője a jelenlegi háborús helyzet miatt megjósolhatatlanná vált, így azt kizártam a jelen vizsgálatokból. A felépített modell időtávja 1 év, felbontása órás. Az órás felbontású problémákat a szoftver 1 napos lépésekben oldja meg, így az optimalizálásnál figyelembe veszi az éppen aktuális probléma előtti és utáni 24 óra eseményeit. A modellbe táplált ország és technológia specifikus adatokat a következő fejezetekben mutatom be. A modellben nem vettem figyelembe az erőművek karbantartását és a nem várható kieséseit, ugyanis ehhez minden ország minden erőművéről rendelkezni kellett volna a szükséges adatokkal.

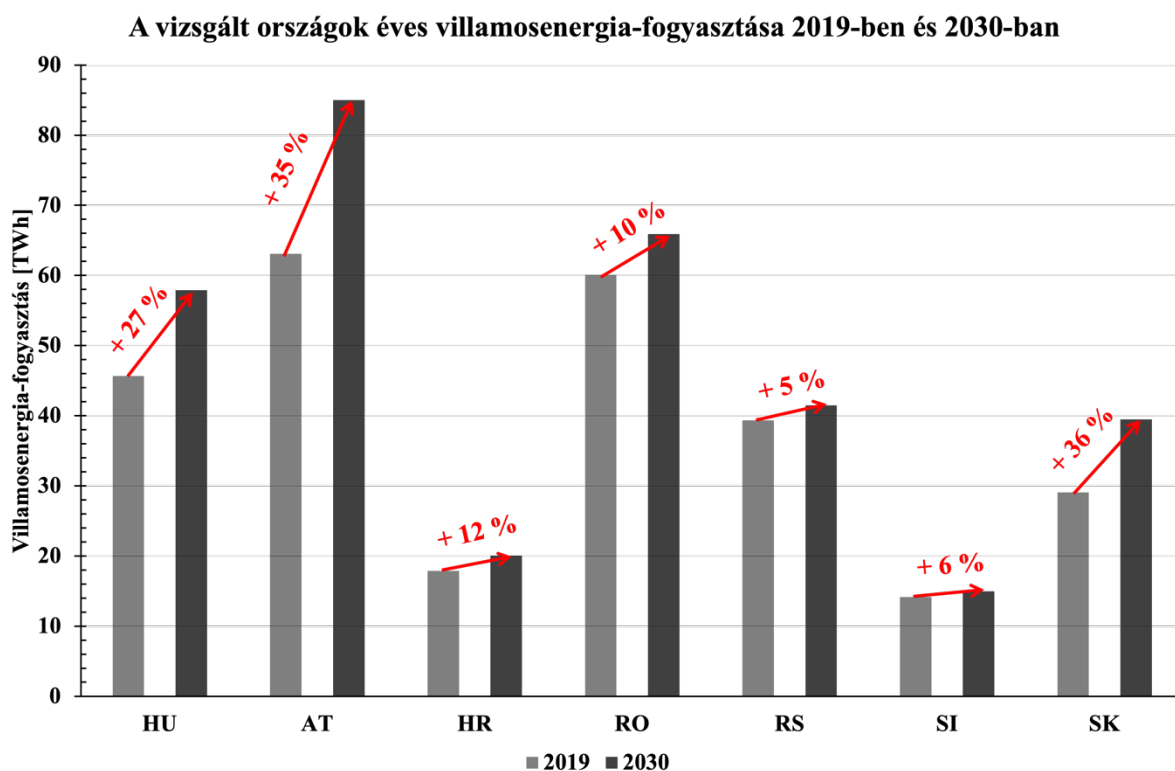
2.2. Vizsgált országok adatai

Az országok villamosenergia-rendszereinek jövőjét az adott ország Nemzeti Energia- és Klímaterve vetíti előre, így a modellek felépítésénél én is ezekre a dokumentumokra támaszkodtam. Vizsgálatom tárgyát Magyarország és közvetlen szomszédos országai (Ukrajnát kivéve) képezték. A kutatásom során ennek alapján a következő országokat vizsgáltam és modelleztem: Ausztria (AT), Horvátország (HR), Magyarország (HU), Románia (RO), Szerbia (RS), Szlovénia (SI) és Szlovákia (SK).

2.2.1. FOGYASZTÁS

Egy ország villamosenergia-ellátásának egyik legfontosabb tényezője a fogyasztás éves mértéke, és annak órák lefutása. A vizsgált országok közül Ausztria [12], Magyarország [13] és Szlovákia [14] adott meg a NEKT-jében egzakt értéket az ország várható 2030-as villamosenergia-fogyasztására. Románia [15] és Szlovénia [16] esetében a NEKT-ben megadott adatok alapján ki tudtam számolni egy növekedést az ország 2019-es és 2030-as fogyasztása között. Horvátország esetében csak a megújuló energiaforrások villamosenergia-termelésben való részesedése, valamint az egyes megújuló energiaforrások által 2030-ban termelt villamos energia mennyisége szerepelt a NEKT-ben [17], így ezen adatok alapján tudtam becsülni a 2030-as fogyasztást. Mivel Szerbia nem EU tagország, így eddig nem volt kötelező számára a NEKT elkészítése. Ennek ellenére a hivatalos közlések szerint Szerbia 2022 végére el fog készíteni egy ilyen dokumentumot, azonban a dolgozat írásakor ez a dokumentum még nem áll rendelkezésre. Habár egy előzetes tervezet elérhető belőle [18], azonban ebben nem található semmilyen adat az ország villamosenergia-fogyasztásával kapcsolatban, így Szerbia esetében a [19] alapján definiáltam a 2030-as fogyasztást.

A 2019-es és a 2030-as fogyasztásokat az 1. ábrán jelenítettem meg. Az adatokból jól látszik, hogy minden ország a villamosenergia-fogyasztásának növekedésével számol, mely növekedés Magyarországon, Ausztriában és Szlovákiában a legjelentősebb, és Szerbiában, valamint Szlovéniában a legalacsonyabb. A fogyasztás-növekedés mögött gazdasági növekedés, valamint a különböző szektorok (ipar, lakossági fűtés-hűtés, közlekedés) elektrifikációja áll az országok stratégiája szerint.



1. ábra A vizsgált országok éves villamosenergia-fogyasztása 2019-ben és 2030-ban
(adatok forrása 2019 esetében [20,21] 2030 esetében [12–17, 19], , saját ábrázolás)

A fogyasztás órás lefutásának megállapításához a 2019-es év adatait a szomszédos országok esetében az Európai Villamos Energia Átviteli Hálózat (European Network of Transmission System Operators for Electricity – ENTSO-E) honlapjáról [20], a magyar adatokat pedig a Magyar Villamosenergia-ipari Átviteli Rendszerirányító Zrt. (MAVIR Zrt.) honlapjáról [21] töltöttem le.

A letöltött adatsorok minőségét ellenőriztem, és javítottam azoknak az óráknak az értékeit, ahol valamilyen hiba miatt nem volt érték az adott óra fogyasztásáról. Ezen hibás értékeket az adott óra előtti és utáni fogyasztás átlagával helyettesítettem (2 db ilyen adat volt a szlovák, és 1 db a román adatsorban). Mivel Ausztria villamosenergia-rendszeréről az ENTSO-E adatbázisában elérhető adatok negyedórás felbontásúak, így az osztrák adatsort átváltottam negyedórás bontásból órás bontásúvá az egy órához tartozó negyedórás adatok összeadásával, majd órás átlagolásával. A már kiértékelt órás rendszerterhelési adatsorokat végül a 2030-as éves fogyasztás és a 2019-es éves fogyasztás hányadosával szoroztam fel, azzal a becsléssel élve, hogy a 2030-as fogyasztás órás lefutása meg fog egyezni a 2019-es fogyasztás órás lefutásával. Ennél pontosabb becslést csak akkor lehetne tenni, ha adatunk lenne a 2030-as időjárási viszonyokról, valamint a gazdasági növekedés és az elektrifikáció fogyasztásra

gyakorolt órás bontású hatásáról, azonban ezek az adatok a dolgozat írásakor még nem álltak rendelkezésre, és ennek a dolgozatnak nem is volt célja ilyen adatsorok előállítása.

2.2.2. BEÉPÍTETT KAPACITÁS

Az éves villamosenergia-fogyasztás mellett az adott országban megtalálható erőművek beépített kapacitás értékei határozzák meg egy ország villamosenergia-ellátásának milyenségét. A fogyasztási értékekhez hasonlóan a beépített kapacitások esetében is a NEKT dokumentumokból indultam ki. Mivel a NEKT-ek csak energiahordozó szintű beépített kapacitásokat adnak meg, nem blokk szintű adatokat, így a modellben is csak energiahordozó szintű felbontást alkalmaztam az erőművek definiálásánál. A termelői oldalon 14 különböző energiahordozót felhasználó erőművet különböztettem meg és soroltam be ezek közé a NEKT dokumentumokban feltüntetett kapacitásokat. Ezen erőművek a következők: atomerőmű, szénttüzelésű erőmű, földgáz tüzelésű erőmű, olaj tüzelésű erőmű, átfolyós vízerőmű, duzzasztós vízerőmű, szivattyús tározós vízerőmű, szélerőmű, naperőmű, geotermikus erőmű, biomassa tüzelésű erőmű, hulladék tüzelésű erőmű, biogáz tüzelésű erőmű és lítiumion-akkumulátoros energiatároló.

A NEKT dokumentumok nem részletezték külön a vízerőművi kapacitásokat, így egymástól nem különböztették meg az átfolyós, a duzzasztós és szivattyús tározós erőműveket. Ezen hiányosságok kiküszöbölése érdekében a vízerőművi kapacitások NEKT-ekben jószolt növekedését az átfolyós és duzzasztós erőművek között osztottam el a 2019-es beépített kapacitás arányának függvényében, ugyanis a szivattyús-tározós erőműveket nem csak a beépített kapacitásuk, hanem a víztározó mérete is befolyásolja (erről bővebben értekezek a 2.3.3. fejezetben), ami adatok szintén nem találhatóak meg a dokumentumokban. Ennek függvényében a szivattyús-tározós erőművek beépített kapacitását és tározóinak nagyságát a [22] alapján adtam meg a modellben.

A vizsgált országok közül Horvátország, Magyarország, Románia és Szlovákia adott meg egzakt beépített kapacitás értékeket, amik egyből a modellbe illeszthetőek. Szlovénia NEKT-je nem tartalmazott részletes információkat a 2030-as beépített kapacitásokról, csak egy oszlopdiaagramot az adott energiaforrásból előállított villamos energiáról. Ebből az oszlopdiaagramból a beépített kapacitást az adott energiahordozót használó erőmű 2017-es kihasználási tényezőjének felhasználásával számítottam. Ausztria esetében hasonlóan jártam

el, csak a 2015-ös kihasználási tényezőt használtam. Szerbia esetében a nap- és szélenergia beépített kapacitást már megadta az előzetes NEKT dokumentum, a többi energiahordozó kapacitását a már korábban használt [19] alapján adtam meg.

Az országokban jelenlévő energiahordozókat az 1. táblázatban, a beépített kapacitásokat a 2. ábrán jelenítettem meg. Az 1. táblázatban nem szerepel Magyarország esetében 2019-ben és 2030-ban sem duzzasztós erőmű, ez azért lehetséges, mert a magyar átfolyós és duzzasztós erőműveket egyetlen aggregált termelőként definiáltam a modellben. A 2. táblázatból megállapítható, hogy jelentős átrendeződés nem várható az országokban jelenlévő energiahordozók esetében, azonban fontos kiemelni, hogy a 7 ország közül csak Magyarország, Ausztria és Szlovákia tervezi a legnagyobb szén-dioxid-kibocsátással rendelkező széntüzelésű kapacitások kivezetését 2030-ig. Az 1. táblázat adatainak két további fontos energiapolitikai üzenete van:

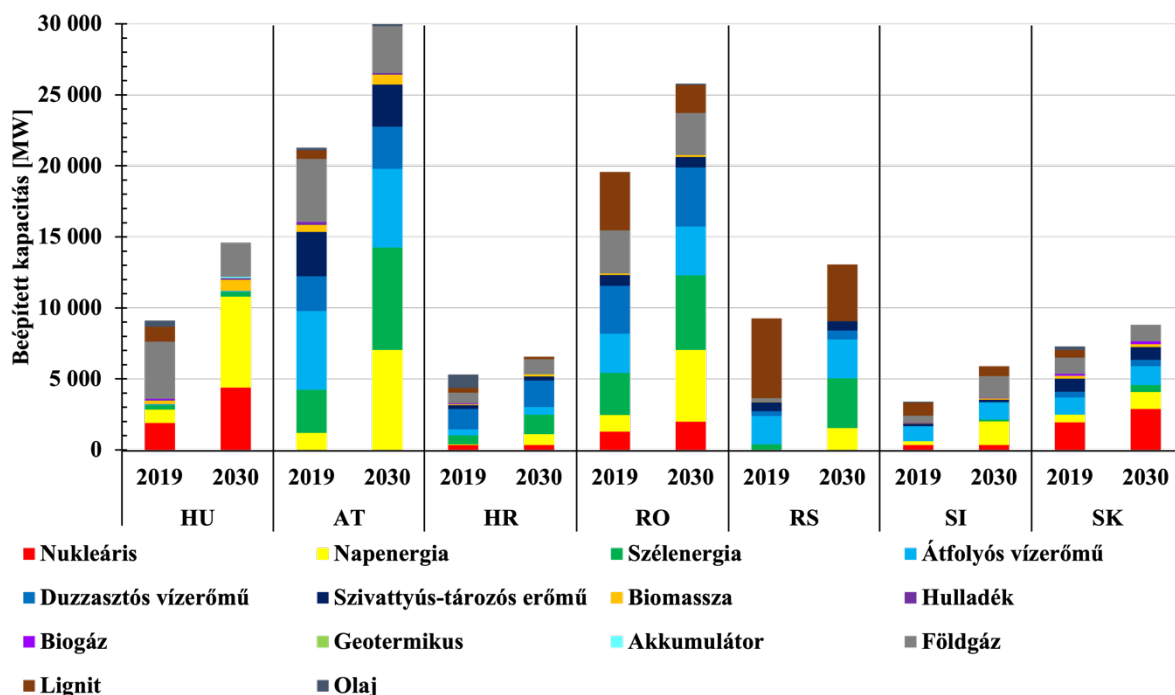
- A régióban csak Magyarország nem rendelkezik szivattyús-tározós erőművel sem 2019-ben, sem 2030-ban, ezzel jelentősen csökkentve országunk hálózatának rugalmasságát.
- A régióban csak Magyarországnál definiáltam akkumulátor kapacitást 2030-ra a modellben, mert egyedül a magyar NEKT adott meg konkrét akkumulátor teljesítmény értéket 2030-ra ezen kapacitások esetében.

	HU		AT		HR		RO		RS		SI		SK	
	2019	2030	2019	2030	2019	2030	2019	2030	2019	2030	2019	2030	2019	2030
Nukleáris														
Napenergia														
Szélerenergia														
Átfolyós vízerőmű														
Duzzasztós vízerőmű														
Szivattyús-tározós erőmű														
Biomassza														
Hulladék														
Biogáz														
Geotermikus														
Akkumulátor														
Földgáz														
Lignit														
Olaj														

1. táblázat Az országokban jelen lévő erőművek energiahordozó megoszlása 2019-ben és 2030-ban (adatok forrása 2019 esetében [20,21] 2030 esetében [12–19], saját ábrázolás)

A 2. ábra elemzése azt mutatja meg, hogy a vizsgált országokban a villamosenergia-termelők beépített kapacitása jelentősen növekedni fog 2019 és 2030-ra között. Az azonban országonként eltérő, hogy milyen energiahordozó segítségével tervezi az adott ország kormánya fedezni ezt a növekedést. Magyarország és Szlovákia főként a nukleáris és a naperőművi kapacitásait tervezi fejleszteni, Románia ezek mellett a szél erőművek beépített kapacitását is jelentősen növelné, Horvátország és Szlovénia a nap- és a földgáztüzelésű erőművekbe tervez fektetni, míg Ausztriában és Szerbiában csak a nap- és szél erőművek kapacitása fog várhatóan növekedni a következő években.

Az erőművek beépített kapacitása primerenergia-hordozó szerint 2019-ben és 2030-ban



2. ábra Az erőművek beépített kapacitásának energiahordozó szerinti megoszlása 2019-ben és 2030-ban (adatok forrása 2019 esetében [20,21] 2030 esetében [12–19], saját ábrázolás)

A Paks 2 beruházás hatásának feltérképezése érdekében két elkülönülő scenáriót definiáltam a modellben annak függvényében, hogy 2030-ban megtalálható-e az erőmű a magyar villamosenergia-rendszerben. Ezek alapján a 3. fejezetben megjelenő eredmények esetében az 1. scenárió minden esetben azt jelöli, hogy a magyar villamosenergia-rendszerben megtalálható a Paks 2 atomerőmű 2 400 MW kapacitása a Paks 1 jelenlegi 2000 MW kapacitása mellett, a 2. scenárió pedig azt, hogy a Paks 2 atomerőmű kapacitása nem található meg a rendszerben, csak a jelenleg is üzemelő 4 blokk 2 000 MW kapacitása.

2.2.3. HATÁRKERESZTEZŐ KAPACITÁSOK

Két ország villamosenergia-rendszere között az országok rendszereit összekötő határkeresztező kapacitások jelentenek kapcsolatot a két piac között és teremtik meg a lehetőséget az országhatárokon átvilő villamosenergia-kereskedéshez. A határkeresztező kapacitásokat a PLEXOS modellemben egyetlen vezeték jelképezi, amely esetében mindkét irányban korlátozva van az áram maximális áramlása, az országok közötti aggregált határkeresztező kapacitásának függvényében. A határkeresztező kapacitások 2020-as és 2030-

as értékeit a 2. táblázatban foglaltam össze. A 2. táblázat értékei csak az osztrák-magyar és a román-magyar határkeresztező kapacitások esetében mutatnak növekedést, az ország többi hálózati kapcsolatának kapacitása változatlan marad 2020 és 2030 között

		2020		2030	
Honnan	Hová	Export	Import	Export	Import
AT	HU	800	800	1 200	800
AT	SI	950	950	1 200	1 200
HR	HU	2 000	2 000	2 000	2 000
HR	RS	600	600	600	600
HR	SI	1 500	1 500	2 000	2 000
RO	HU	1 100	1 000	1 400	1 300
RS	HU	600	600	600	600
SI	HU	1 200	1 200	1 200	1 200
SK	HU	2 000	2 000	2 000	2 000
RO	RS	1 000	800	1 300	1 300

2. táblázat A modellezett határkeresztező kapacitások import/export kapacitása 2020-ban és 2030-ban (adatok forrása [23], saját ábrázolás)

2.3. Erőművek műszaki és gazdasági paraméterei

Egy egyszerű és egy komplex villamosenergia-piaci modellt az különböztet el, hogy a villamosenergia-rendszerben található erőműveket milyen pontossággal írja le a felhasználó és a szoftver. A PLEXOS-ban ezen célra számtalan előre definiált tulajdonságot lehet az adott erőműhöz hozzárendelni, és a tulajdonságok beállításával lehet az erőművek műszaki és gazdasági paramétereit kellő pontossággal modellezni. Az általam használt műszaki és gazdasági paraméterek definícióit ebben a fejezetben mutatom be a PLEXOS felhasználói útmutató [24] alapján. Azon input adatok értéket is ebben a fejezetben mutatom be, amelyek nem igényeltek részletes irodalomkutatót, amelyek pedig igényeltek, azokat a melléklet 6.2 fejezetében részletezem.

2.3.1. KONVENCIONÁLIS ERŐMŰVEK

A konvencionális erőművek közé soroltam minden olyan erőművet, amely valamely formában hőenergiát termel, majd azt alakítja át villamos energiává. Ezek alapján a következő erőművek tartoznak ebbe a csoportba: atomerőmű, széntüzelésű erőmű, földgáztüzelésű erőmű, olajtüzelésű erőmű, geotermikus erőmű, biomassza-tüzelésű erőmű, hulladék-tüzelésű erőmű, biogáz-tüzelésű erőmű. Az erőművek villamosenergia-termelését a modellemben befolyásoló műszaki és gazdasági paraméterek a következők:

- Maximum kapacitás [MW]: meghatározza a termelőegységek névleges nettó teljesítményét megawattban.
- Minimális stabil szint [MW] / faktor [%]: az egyes termelőegységek minimális stabil termelési szintje. E szint alatt a termelőegység nem tud működni, és le kell állnia. A faktor a maximális kapacitás százalékában meghatározott minimális stabil termelési szint.
- Fajlagos hőfogyasztás [GJ/MWh]: Az erőmű hatásfokának reciproka (a felhasznált hőmennyiség és a megtermelt villamos energia aránya).
- Fel- / leterhelési sebesség [MW/perc]: meghatározza azt a sebességet, amellyel az erőmű nulláról a minimális stabil szintre történő felterhelése, valamint minimális stabil szintről a nullára való leterhelése megtörténik.
- Minimum futási / állási idő [óra]: az a minimális óraszám, amely alatt az egységnek bármely kötelezettségvállalási ciklusban "be" vagy "ki" állapotban kell lennie.
- Változó üzemeltetési és karbantartási költség [\$/MWh]: a termelési többletköltség egyik összetevője; a termelés közvetlen függvényében felmerülő karbantartási költségek megtérítésére szolgál.
- Üzemanyag költség [\$/GJ]: Az erőművek által felhasznált üzemanyag egységnyi tüzelőhőre vonatkozó költsége.
- Szén-dioxid előállítás [kg/GJ]: az üzemanyag-fogyasztás függvényében határozza meg a CO₂ kibocsátási arányt. Ezt az értéket az [25] alapján a földgáz esetében 103 kg/GJ-ra, az olaj esetében 197 kg/GJ-ra, valamint a szén esetében 211 kg/GJ-ra állítottam.
- Szén-dioxid kvóta [\$/kg]: A CO₂ kibocsátás járulékos költségét adja meg. Ezt az értéket a szén-dioxid kvóta 2021. 01. 01.-i tőzsdei árának megfelelően vettem fel az [26] alapján, ami 0,03 \$/kg értéknek felelt meg.

2.3.2. MEGÚJULÓ ENERGIAFORRÁSON ALAPULÓ ERŐMŰVEK

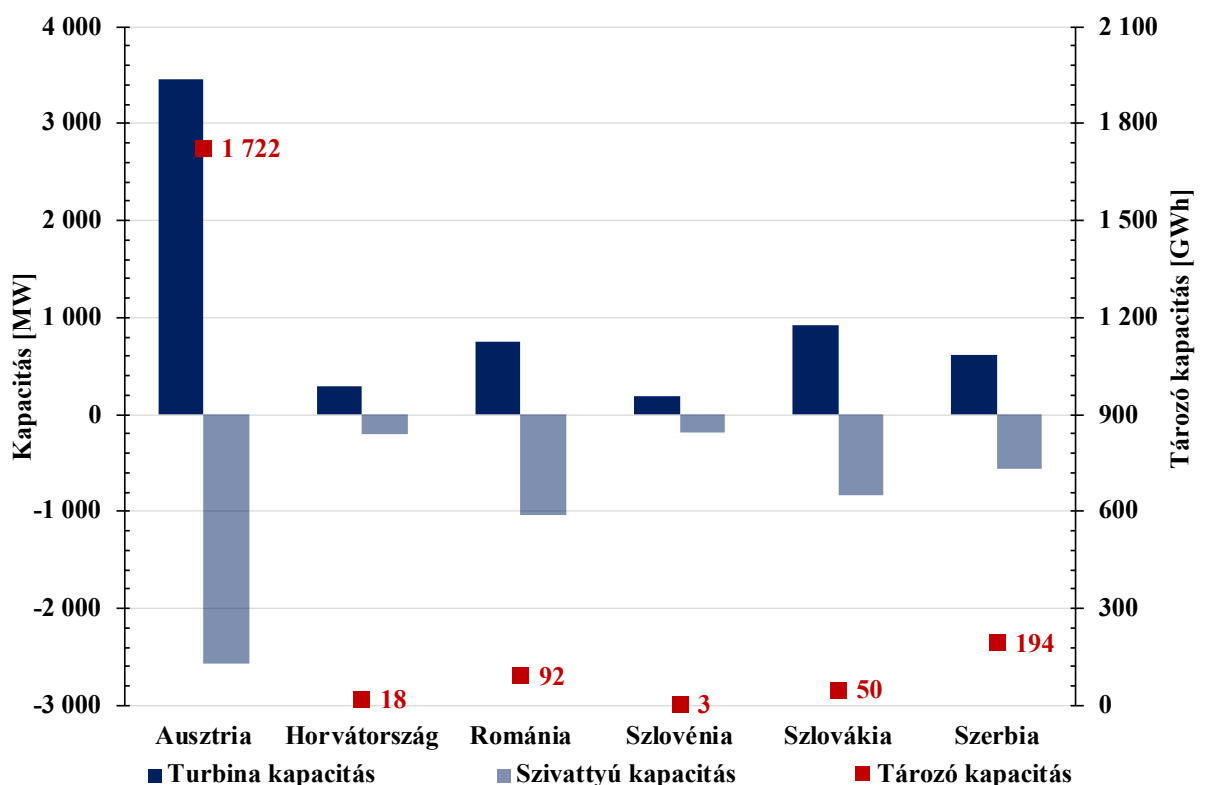
Ezen kategóriába a naperőműveket, a szél erőműveket, az átfolyós vízerőműveket és a duzzasztós vízerőműveket soroltam, ugyanis ezen erőművek órás felbontású termelése nagyban függ az időjárási viszonyoktól, amit mindenképpen reprodukálni szerettem volna a modellemben. Ezen erőművek esetében is (a konvencionális erőművekhez hasonlóan) definiáltam maximum kapacitás és változó üzemeltetési és karbantartási költség tulajdonságokat, valamint minden erőműre definiáltam egy órás felbontású kihasználási tényezőt (ami azt adja meg, hogy az adott erőmű az adott órában a beépített kapacitásának hány százalékát tudja megtermelni) az adott ország 2019-es időjárási viszonyainak megfelelően. A nap- és szél erőművek esetében ezeket a kihasználási tényezőket a [10]-ben bemutatott ENTSO-E adatbázis hiányosságok miatt a Renewables.ninjas [27] adatbázisából töltöttem le (amely adatbázisban szereplő adatokat a [28, 29] tanulmányok írják le). Az átfolyós és duzzasztós vízerőművek esetében – mivel más adat nem állt rendelkezésre – a 2019-es órás felbontású termelés és a 2019-es beépített kapacitás segítségével állítottam elő a szükséges kihasználási tényező órás értékeit, amelyeket a fogyasztási adatsorokhoz hasonlóan az ENTSO-E és a MAVIR adatbázisokból töltöttem le, értékeltem ki minőségileg és javítottam a hibás órák értékeit. Ezen adatsorok esetében már olyan állapotok is előfordultak, amikor egymást követő több óra értéke volt hiányos. Ebben az esetben a két legközelebbi pontos érték közötti interpolációval helyettesítettem a hibás értékeket (Szlovéniában összesen 29, Romániában és Szlovákiában 1-1 ilyen érték volt az adatsorban).

2.3.3. SZIVATTYÚS-TÁROZÓS ERŐMŰVEK

A szivattyús-tározós erőművek a mai villamosenergia-rendszerek egyik legfontosabb szabályozásra alkalmas elemei. Ezen erőművek két olyan víztározóval rendelkeznek, amelyek között jelentős szintkülönbség található, és az ebből a szintkülönbségből adódó helyzeti energiát használják ki a villamos energia tárolására. A folyamat egyszerűen úgy írható le, hogy az erőmű alacsony villamosenergia-árak esetén egy szivattyú segítségével vizet szállít az alsó tározóból a felső tározóba, majd magas villamosenergia-árak mellett átengedi ezt a vízmennyiséget egy turbinán, így újra villamos energiát állít elő. Az ilyenfajta erőműveket a PLEXOS-ban a következő tulajdonságok írják le:

- Maximum kapacitás [MW]: meghatározza az erőmű kapacitását turbina üzemmódban.
- Szivattyú kapacitás [MW]: meghatározza a maximális felvehető terhelést szivattyú üzemmódban
- Teljes körfolyamati hatásfok [%]: A szivattyú és a turbina összesített hatásfokát írja le
- Árkövetés [%]: A profit termelésre és a load following-ra felhasznált energia arányát adja meg. Ezt az értéket 50 %-ra definiáltam a modellben.
- Víz tározó nagysága és kezdeti értéke [GWh]: A tározóban maximális eltárolható vízmennyiséget, és a kezdeti időpontban a tárolókban lévő vízmennyiséget adja meg. Ezeket az értékeket a felső és az alsó tározóra külön-külön meg kell adni. Esetemben mindkét tározónak azonos adatokat adtam meg.
- Változó üzemeltetési és karbantartási költség [\$/MWh]: a termelési többletköltség egyik összetevője, és a termelés közvetlen függvényében felmerülő karbantartási költségek megtérítésére szolgál.

A modellben definiált szivattyús-tározós erőművek turbina és szivattyú kapacitásait, valamint a tározók nagyságát a 3. ábrán jelenítettem meg.



3. ábra A szivattyús-tározós erőművek turbina, szivattyú és tározó kapacitása
(adatok forrása [22], saját ábrázolás)

2.3.4. AKKUMULÁTOROS VILLAMOSENERGIA-TÁROLÓ

A villamos energia napon belüli tárolásában a jövőben komoly szerepet tölthetnek be az akkumulátoros energiatárolók. Ezek közül jelenleg a lítiumion-akkumulátoros villamosenergia-tároló a legelterjedtebb, amely a lítiumionok reverzibilis redukcióját használja a villamos energia eltárolására. Ilyen tárolókat csak a magyar rendszerbe definiáltam, mert – a fent említettek szerint – csak a magyar NEKT ad meg ilyen tárolókra konkrét teljesítmény adatot. A PLEXOS-ban a következőképpen írtam le őket:

- Kapacitás [MWh]: megadja a tárolóban maximálisan eltárolható energia mennyiségét. Ezt az értéket a magyar NEKT nem definiálta, így azt én önkényesen 100 MWh-nak vettem.
- Maximális teljesítmény [MW]: definiálja a teljes kisütési teljesítményt. Ezt 100 MW-nak vettem, azaz a tárolóban eltárolt energia mennyiségét 1 óra alatt ki lehet sütni. (Ez az egyetlen adat volt megadva a magyar NEKT-ben.)
- Maximális / minimális töltöttségi állapot [%]: megadja a megengedett legnagyobb és legkisebb töltöttségi szintet, amit a tároló töltöttsége elérhet.
- Töltési / kisütési hatásfok [%]: leírja a tároló feltöltésének és kisütésének hatásfokát.
- Változó üzemeltetési és karbantartási költség [\$/MWh]: a termelési többletköltség egyik összetevője, és a termelés közvetlen függvényében felmerülő karbantartási költségek megtérítésére szolgál.

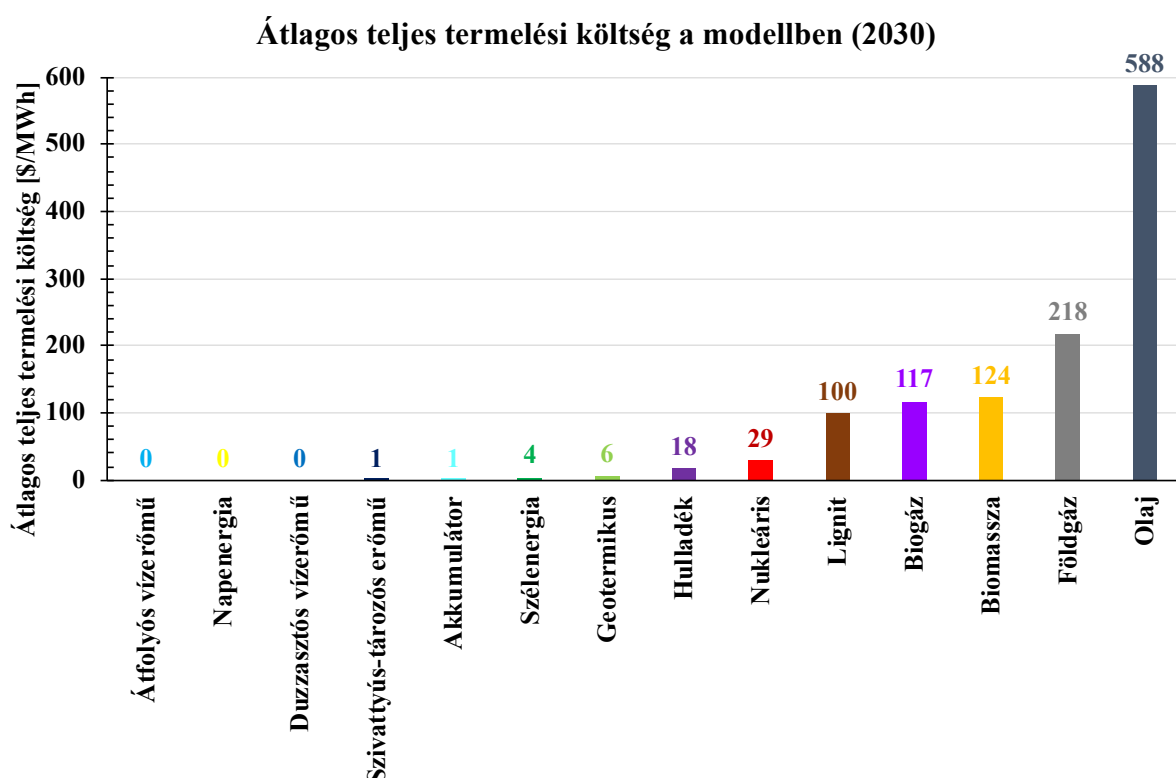
2.3.5. NEM SZOLGÁLTATOTT ENERGIA ÁRA

A modell késznek nyilvánításához még egyetlen input adatra van szükség, ami nem az erőművek termeléséhez, hanem ahhoz a rendszerállapothoz kapcsolódik, amikor nincs elegendő termelés a piacon a fogyasztás kielégítéséhez, így nem szolgáltatott energia jelentkezik a rendszerben. Ehhez a nem szolgáltatott energiához a PLEXOS-ban árat is hozzá kell rendelni. Ezt az értéket én 1000 \$/MWh-re vettem fel a [30] alapján.

3. EREDMÉNYEK

Jelen fejezet a PLEXOS szimuláció eredményeit foglalja össze. A fejezetben kitérek a vizsgált országok rendszerében kialakult fogyasztás/termelés arányra, az országok rendszerében jelentkező nem szolgáltatott energiára, a villamosenergia-termelés energiahordozó szerkezetére, a megújuló energiahordozók részarányára, az országok CO₂ kibocsátására, a magyar rendszerben kialakult villamosenergia-árra, a magyar nukleáris kapacitások kihasználási tényezőjére, valamint a magyar határkeresztező kapacitások kihasználtságára.

A 2. fejezetben definiált és a 6.2 fejezetben bemutatott műszaki és gazdasági paraméterek alapján a rendszerben megtalálható termelőkre kialakult átlagos teljes termelési költséget a 4. ábrán ábrázoltam. Az erőművek átlagos teljes termelési költsége az üzemanyagköltség, a változó üzemeltetési és karbantartási költség, valamint a CO₂ kibocsátási költségből adódik össze, és azt mutatja meg, hogy egy adott erőmű milyen költségek mellett tudja 1 MWh-val növelni a termelését. Ezek a költségek fogják meghatározni az országok villamosenergia-piaci merit orderjét, azaz, hogy az adott órában a fogyasztás, a beépített kapacitás és a termelési költség függvényében melyik termelő tud a piacra lépni, és melyik termelő nem, valamint a kialakuló piaci árat is ezen mechanizmus határozza meg.



4. ábra Az energiahordozók átlagos teljes termelési költsége 2030-ban

Az órák felbontású eredményeimet több helyen is mátrixként, ún. „hőterkép diagram” formájában jelenítettem meg (ld. pl. a 6. ábrán). Ezt az ábrázolási módot a [10] cikkben vezettük be egy adott paraméter évi nagy mennyiségű adatának szemléltetésére. Ezekben az ábrákban az y tengelyen a nap óráit (1-24), az x tengelyen az év napjait (1-365) ábrázoltam, így az ábrán megjelenik az év mind a 8760 órája. Minden óra adata az ábrához definiált színskála szerint változik.

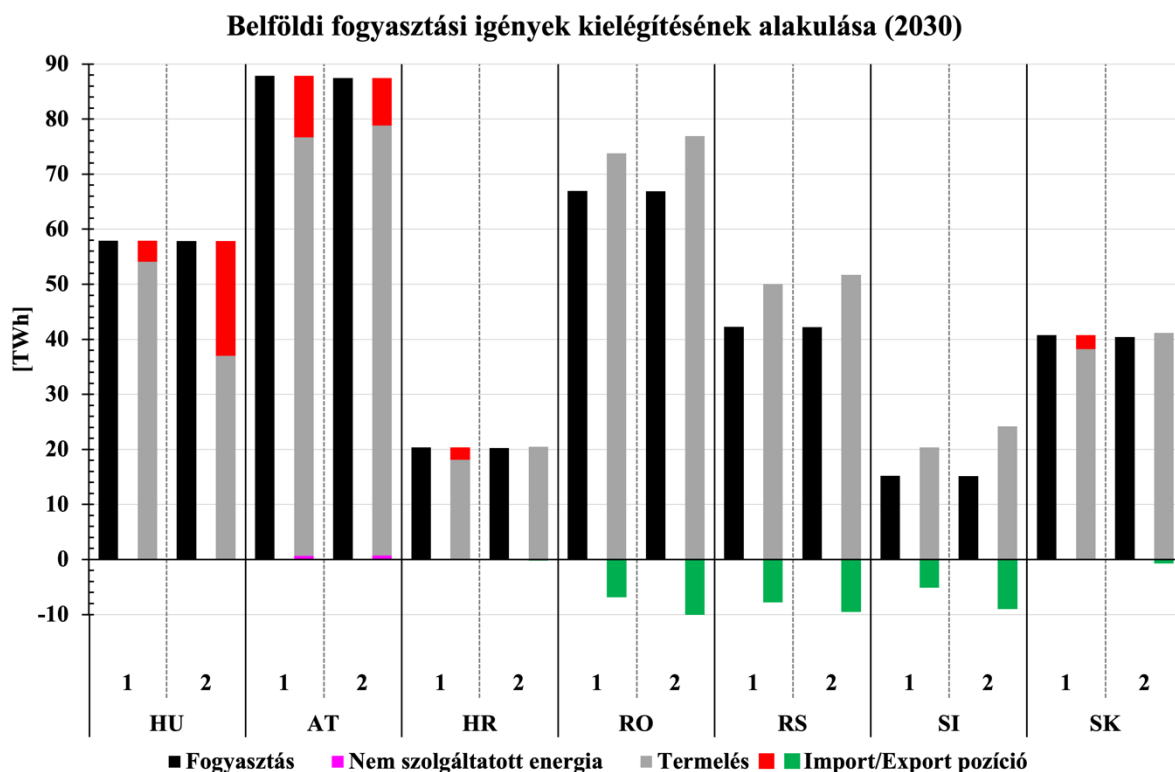
3.1. Fogyasztás és termelés aránya

Az elemzésem egyik legfontosabb eredménye, hogy a vizsgált országok ki tudják-e elégíteni a 2030-as villamosenergia-igényeket, és hogy melyik ország lesz nettó import vagy export pozícióban. Ennek függvényében ábrázoltam az országok 2030-as fogyasztását, termelését, import / export pozícióját és a kialakult nem szolgáltatott energia mértékét (amit a 3.2 fejezetben elemzek részletesebben) az 5. ábrán mindkét scenárió esetében.

Az elemzésem bizonyítja, hogy Magyarország nettó import pozícióban lesz 2030-ban is mindkét scenárióban, azonban az ország igényének kielégítéséhez szükséges import mennyisége jelentősen eltér a két scenárió között. Az 1. scenárióban csak 3,8 TWh, míg a 2.

szenárióban már 20,9 TWh Magyarország import villamosenergia-mennyisége, ami azt támasztja alá, hogy abban az esetben, ha Paks 2 nem termel villamos energiát a hálózatra 2030-ban, a kieső mennyiséget csak külföldi forrásból tudja pótolni az ország rendszere.

A környező országok közül egyedül Ausztria nettó importőr mindkét Szenárióban, Horvátország és Szlovákia nettó importőrből nettó exportőrbe lép át a két Szenárió között, míg Románia, Szerbia és Szlovénia mindkét Szenárióban nettó exportőr szerepet tölt be.

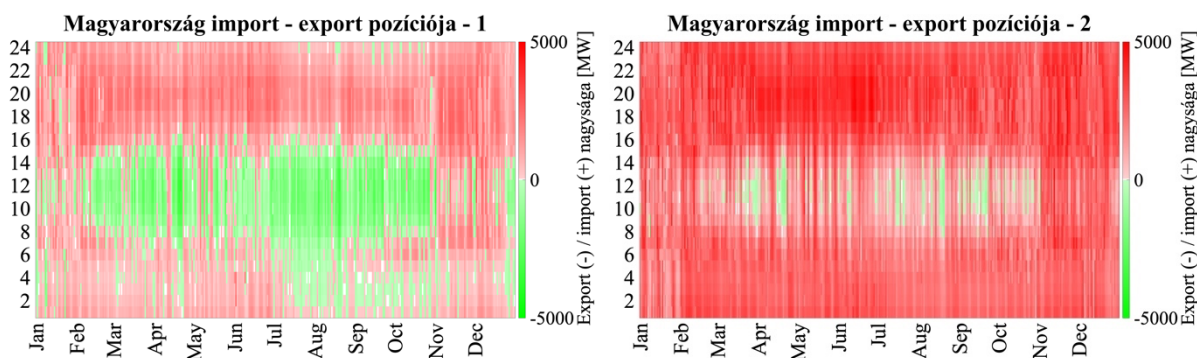


5. ábra A vizsgált országok fogyasztásának, termelésének, import/export pozíciójának és nem szolgáltatott energiájának a mennyisége 2030-ban a két különböző Szenárióban

Az éves import/export pozíciók mellett fontosnak tartottam vizsgálni Magyarország órák felbontású import/export értékeit is. Ennek érdekében a már korábban leírt hőtésképes ábrázolás segítségével jelenítettem meg ezeket az órák felbontású adatokat Magyarországra a 6. ábrán.

Az elemzés alapján kijelenthető, hogy az 1. Szenárióban Magyarország villamosenergia-rendszere februártól novemberig a nap középső felében (8 és 14 óra között), valamint augusztus és november között a hajnali órákban is többnyire export pozícióban van a nukleáris kapacitás zsinóráram előállítására és a magyar napelem kapacitás termelésének következtében. Fontos megemlíteni, hogy a nagy export ellenére ebben a Szenárióban is az esti órákban egész évben, valamint a január-július és a november-december időszakokban hajnalban csak

villamosenergia-import segítségével tudja az ország kielégíteni az igényeit. A 2. scenárióban ennél sokkal borúsabb a helyzet, hiszen az ország jóval nagyobb mennyiségű importra kényszerül, valamint pár napközbeni órát leszámítva az ország villamosenergia-importra szorul.



6. ábra Magyarország import / export pozíciójának óras lefutása az 1. scenárióban (balra), és a 2. scenárióban (jobbra) 2030-ban

3.2. Nem szolgáltatott energia

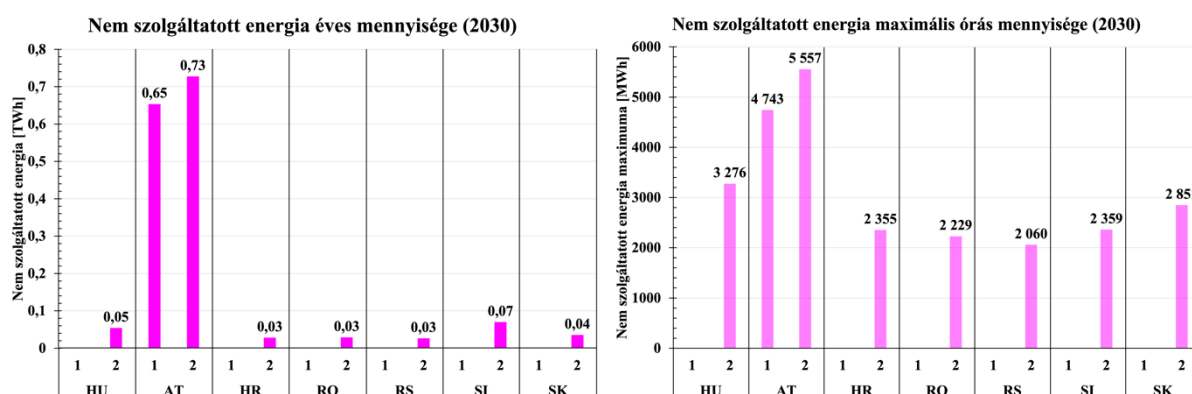
Ebben a részben az országok rendszerében kialakult nem szolgáltatott energia mennyiségének vizsgálatát mutatom be, azaz azokat a rendszerállapotokat, amikor a régióban nem állt rendelkezésre elegendő termelőkapacitás az igények kielégítésére. A nem szolgáltatott energia éves mennyiségét a 7. ábra bal oldalán, a maximális óras mennyiségét pedig a 7. ábra jobb oldalán jelenítettem meg.

Az elemzésem bizonyítja, hogy az 1. scenárióban nem alakul ki nem szolgáltatott energia a magyar rendszerben, valamint a régióban is csak Ausztriában láthatunk ilyen mennyiséget. Ennek az oka az, hogy Ausztria négy szomszédos országa (Csehország, Németország, Svájc és Olaszország) nem lett modellezve ezen kutatás keretein belül, így Ausztria kereskedési lehetőségei meglehetősen limitáltak.

Meglepő eredményt adnak azonban a 2. scenárióban látható értékek, amelyek azt szemléltetik, hogy Paks 2 termelése nélkül minden országban alakul ki olyan állapot, amikor bizonyos igényeket nem lehet kielégíteni, így nem szolgáltatott energia is mutatkozik a számításokban, azaz ebben az esetben részleges fogyasztói korlátozásokkal kellene számolni a jövőben. Ezen értékek éves mennyisége ebben a scenárióban is Ausztria esetében a legmagasabb (0,73 TWh), a régió többi országában pedig 0,03 TWh és 0,07 TWh közötti. A nem szolgáltatott energia maximális óras mennyiségében már nincs ekkora különbség Ausztria

és a régió országai között. Ausztria esetében ez az érték 5 557 MWh, Magyarország esetében 3 276 MWh, míg a régió többi országában a legalacsonyabb érték is meghaladja a 2 000 MWh-át. A maximális értékek arra következtetnek, hogy ezen rendszerállapotok nagyon koncentráltan jelentkeznek. Ezt bizonyítja az is, hogy Ausztriában a 2. szcenárió 444 db olyan óra van, amikor nem szolgáltatott energia lép fel a rendszerben, míg a régió többi országában ez az érték 36 – 72 óra között mozog.

Az előző kijelentésemet a 6.3 fejezetben található 33. ábrának az adatai is alátámasztják. A 33. ábrában az országokban kialakult nem szolgáltatott energia órás értékeit ábrázoltam hőterképen a két különböző szcenárióban. Az elemzésem arra mutat rá, hogy a problémás üzemállapotok minden országban a január, február, november és december hónapokban jelentkeznek, jellemzően az esti órákban. Ez abból a szempontból várható, hogy tipikusan ezekben az időszakokban a legnagyobb egy ország villamosenergia-fogyasztása, azonban abból a szempontból aggasztó, hogy ezekben az időszakokban a nap- és szélenergia kapacitások kihasználási tényezője tipikusan alacsony [10]. A villamosenergia-rendszer fejlesztésében nagy hangsúlyt kell fektetni a jövőben ezen állapotok elemzésére, és biztosítani kell, hogy mindig legyenek a rendszerekben kellő mennyiségben nem időjárásfüggő termelők, amelyek a legmagasabb igényeket is ki tudják elégíteni. Itt természetesen szóba jöhet a jövőben fogyasztó oldali beavatkozások alkalmazása is, de ennek módja és technikai megvalósítása még nem világos, és nem képezte jelen vizsgálatok tárgyát.



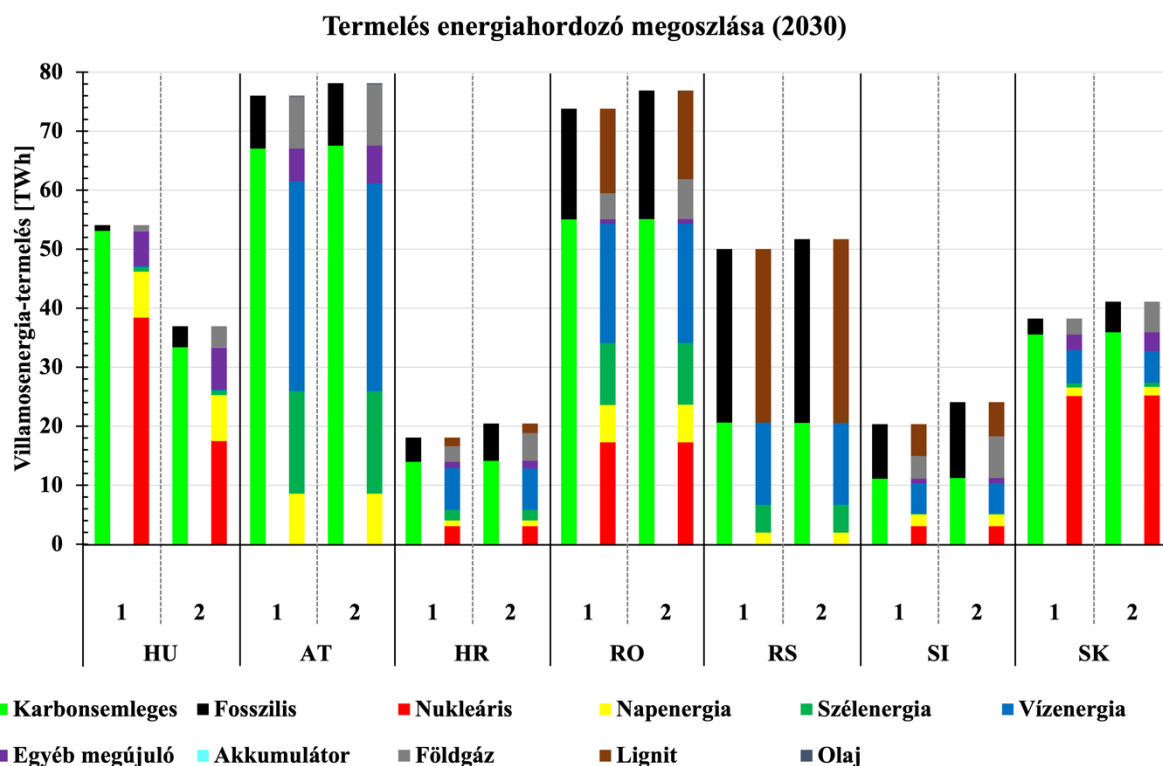
7. ábra A kialakuló nem szolgáltatott energia éves mennyisége (balra) és maximális órás mennyisége (jobbra) 2030-ban a két különböző szcenárióban

3.3. Termelés energiahordozó aránya

A karbonsemleges célok megítélése szempontjából elengedhetetlennek tartottam a villamosenergia-termelés energiahordozó összetételét is górcső alá vetni, amely elemzés eredményeit ebben a fejezetben mutatom be.

Elsőként a 8. ábrán a vizsgált országok villamosenergia-termelésének energiahordozó összetételét ábrázoltam TWh-ban a két scenárió esetében. A 8. ábra bal oldali oszlopaiban a karbonsemleges és a fosszilis termelést különítettem el, míg a jobb oldali oszlopban az összes energiahordozó termelését ábrázoltam. A 3 különböző vízerőmű (átfolyós, duzzasztós, szivattyús) termelését összesítettem a „Vízenergia” kategória alatt, míg a biomassa-, a hulladék-, és biogáz tüzelésű, valamint a geotermikus erőművek termelése esetén hasonlóan jártam el, és az „Egyéb megújuló” kategóriába soroltam be őket.

A 8. ábra adatai azt támasztják alá, hogy a régióban a legnagyobb mennyiségű karbonsemleges villamos energiát Magyarország, Ausztria, Románia és Szlovákia fogja előállítani, azonban míg ezt Magyarország és Szlovákia főként nukleáris bázison teszi, addig Ausztria inkább nap-, szél- és vízerőműveire támaszkodik ennek eléréséhez. Fontos megállapítás az is, hogy egyetlen olyan ország sincs a vizsgálati körben, amelynek ne szerepelne az energiatermelési portfóliójában valamennyi fosszilis energiahordozó 2030-ban. A 8. ábra adatainak elemzéséből továbbá az is megállapítható, hogy Románia, Szerbia és Szlovénia 2030-as villamosenergia-termelése továbbra is nagyban fog támaszkodni a magas szén-dioxid kibocsátású lignitre.



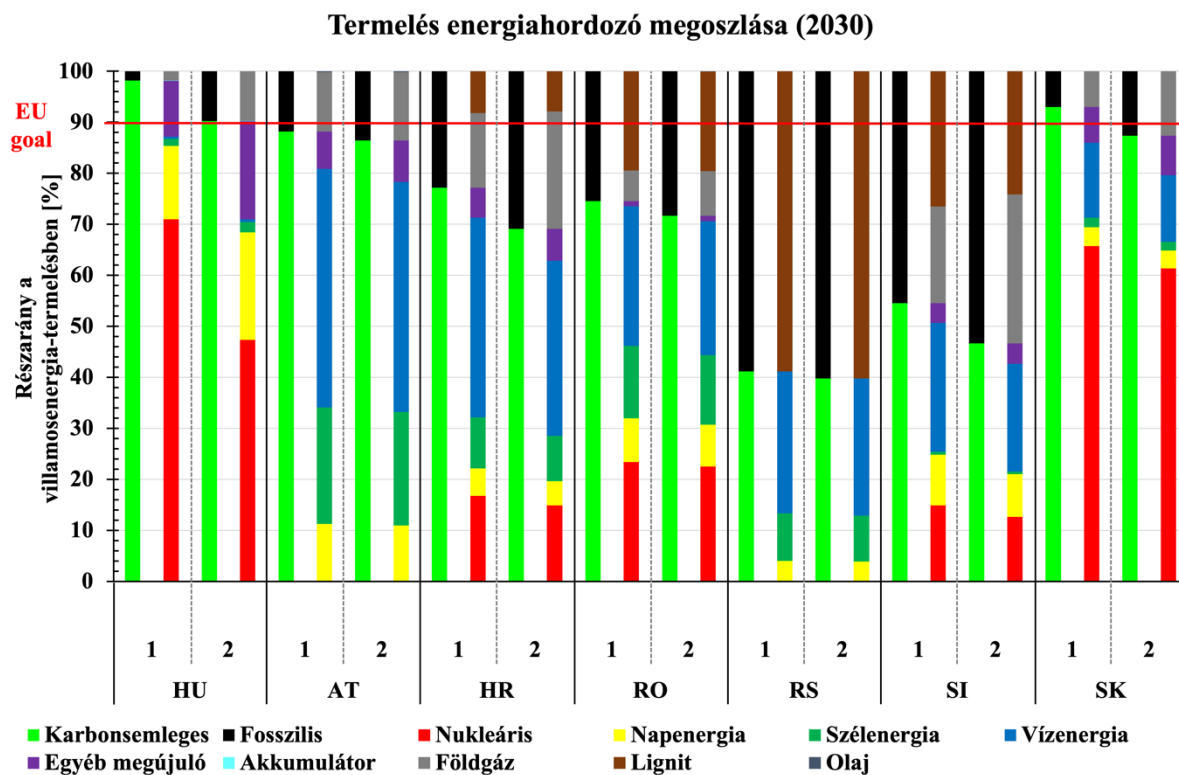
8. ábra A villamosenergia-termelés energiahordozó megoszlása 2030-ban a két különböző scenárióban

A villamosenergia-termelés energiahordozó összetételét százalékos formában is kiemelten fontos vizsgálni, hiszen az országok ezzel kapcsolatban tették azt a vállalást az Európai Unió felé, hogy 2030-ig a villamosenergia-termelésük 90 %-a karbonsemleges forrásból fog származni. Ennek elemzésére az országok termelésének energiahordozó összetételét a 9. ábrán jelenítettem meg százalékos formában.

Az elemzésen egyértelműen bizonyítja, hogy csak Magyarország és Szlovákia tudja ezen vállalásait teljesíteni, és ezt a magas nukleáris alapú villamosenergia-termelésüknek köszönhetik. A vizsgált országok közül még Ausztria közelíti meg a 90 %-os határt, azonban nem éri el azt, ugyanis a megújulók ingadozó termelésének kiegyenlítésében még 2030-ban is nagy szerepe lesz a földgáz tüzelésű erőműveknek. Ezen mutató tekintetében Szerbia és Szlovénia áll a legrosszabbul, esetükben a fosszilis energiahordozóknak 50 % vagy annál nagyobb részesedésük lesz 2030-ban a villamosenergia-termelésben.

Magyarország esetében érdekes eredmény, hogy a 2. scenárióban is eléri az ország a 90 %-os határt, azonban ezen jelenség mögött az úgynevezett „carbon leakage” áll, hiszen bár a két scenárió között a magyar földgázbázisú termelés is növekszik, ugyanakkor a kieső magyar

termelést külföldi fosszilis erőművek pótolják, ami viszont a magyar szén-dioxid kibocsátási adatokban így nem jelenik meg.



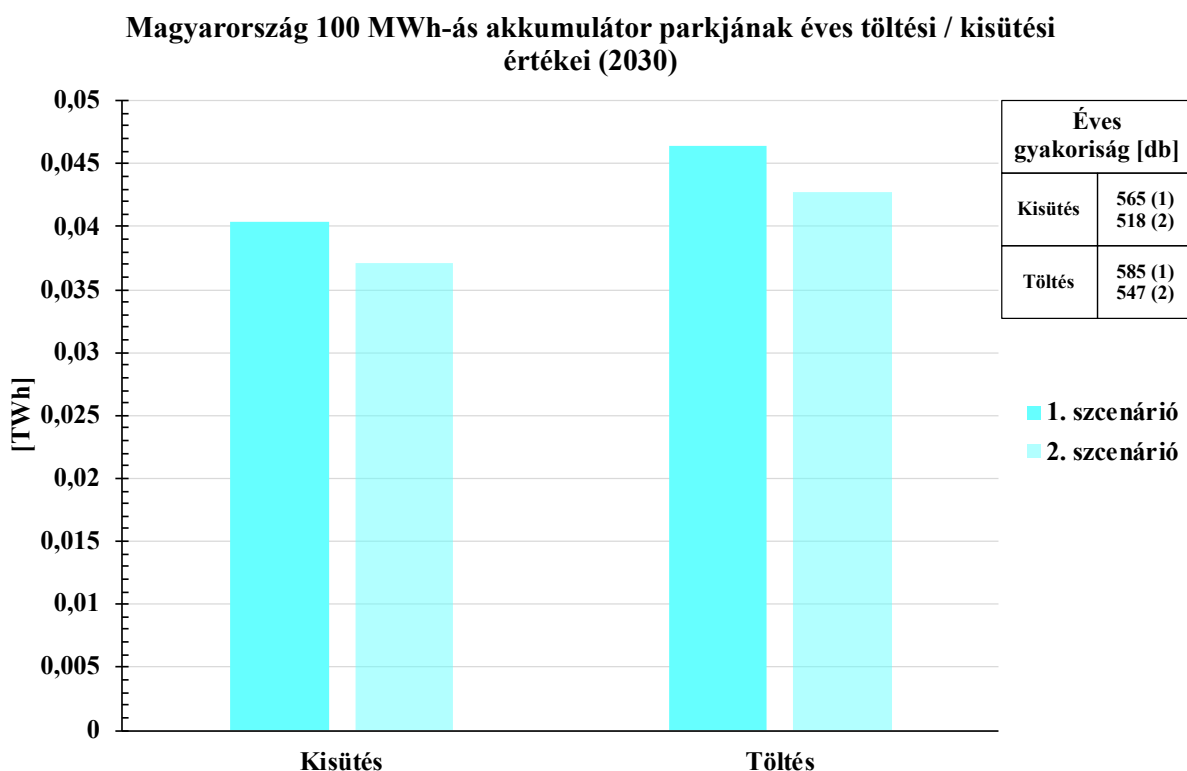
9. ábra Az energiahordozók részaránya a villamosenergia-termelésben 2030-ban a két különböző szcenárióban

Fontos még említést tenni a Magyarországra tervezett 100 MW-os teljesítményű és 100 MWh-s kapacitású akkumulátorpark felhasználásáról is. Az akkumulátorpark jellemzésére a 10. ábrán jelenítettem meg a töltés és a kisütés éves nagyságát (10. ábra oszlopai), valamint gyakoriságát (10. ábra táblázata) a két szcenárió esetében.

A PLEXOS-ban az akkumulátor működése a töltéshez használt és a kisütéskor kapott villamos energia árának különbségére van optimalizálva, figyelembe véve a 6.2. fejezet 32. ábráján megadott akkumulátor változó üzemeltetési és karbantartási költséget is. Az akkumulátor optimalizációját a 2.1 fejezetben leírtak szerint 1 napos lépésekben oldja meg a szoftver.

A 10. ábra azt mutatja, hogy az akkumulátor használatának gyakorisága 1 150 óra (1. szcenárió) és 1 065 óra (2. szcenárió), ami azt eredményezi, hogy átlagban egy nap 1,5 töltés – kisütés ciklus megy végbe az akkumulátorparkon. A tároló éves kisütése 0,04 TWh (1. szcenárió) és 0,037 TWh (2. szcenárió), a tároló éves töltés mennyiségénél hasonló csökkenő

trend figyelhető a 2. szcenárió értékei között a 10. ábrán. A különbség a kieső nukleáris kapacitásokból adódik, ugyanis a 2. szcenárióban jóval kevesebb olcsó villamos energia található meg a magyar piacon, amivel tölteni lehet az akkumulátor parkot.

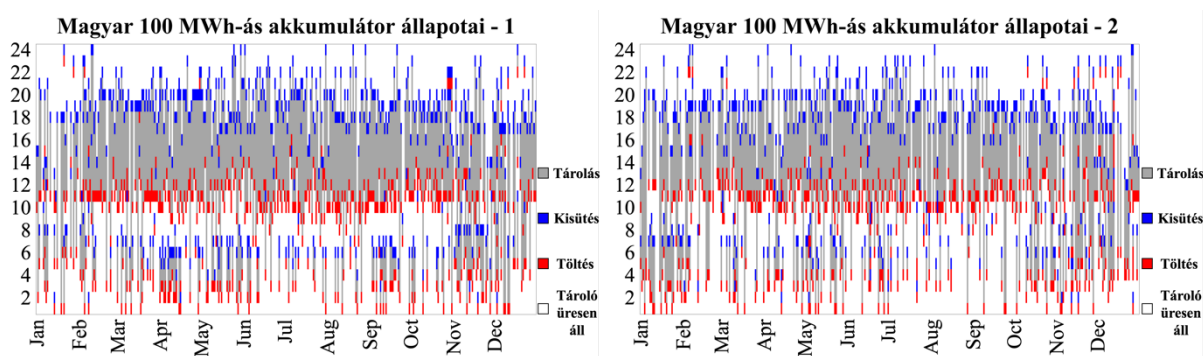


10. ábra Magyarország 100 MWh-ás akkumulátor parkjának éves töltési / kisütési értékei 2030-ban

A magyar akkumulátor park 2030-as órás állapotait is fontosnak tartottam vizsgálni. Ennek érdekében ábrázoltam a 11. ábrán, hogy az adott órában a magyar akkumulátor park üresen áll (fehér), tölt (piros), kisüt (kék), vagy energiát tárol (szürke) a már korábban bevezetett mátrixos ábrázolási mód segítségével. A 11. ábra azt mutatja, hogy a töltés / a kisütés az esetek legnagyobb részében egyetlen óra alatt történik meg, ami az akkumulátor park alacsony kapacitásából adódik. Fontos azonban azt is megfigyelni a 11. ábrán, hogy nem egy, hanem 2 töltés – tárolás – kisütés ciklus adódik 2030-ban. Az első ciklus a hajnali órákban található, míg a második ciklusban többnyire 12 óra környékére esik a töltés, a kisütés 18 – 20 óra közé, a tárolás pedig ezen időpontok között valósul meg. Az 1. (11. ábra bal oldala) és a 2. szcenárió (11. ábra jobb oldala) között a fő különbség a 12 – 20 óra közötti ciklus rövidülése, és a hajnali ciklus ritkulása. Fontos összehasonlítani azt is, hogy a 11. ábrán nem fehérrel megjelenített (azaz azok az órák, amikor a tároló nem üresen áll) állapotok az év hány százalékában fordulnak elő. Ez az 1. szcenárió esetében 47,5 %, míg a 2. szcenárió esetében csak 44,8 %, ami adatok

azt támasztják alá, hogy a Paks 2 projekt a magyar rendszerben 2030-ban megtalálható akkumulátor park megtérülését is segíti.

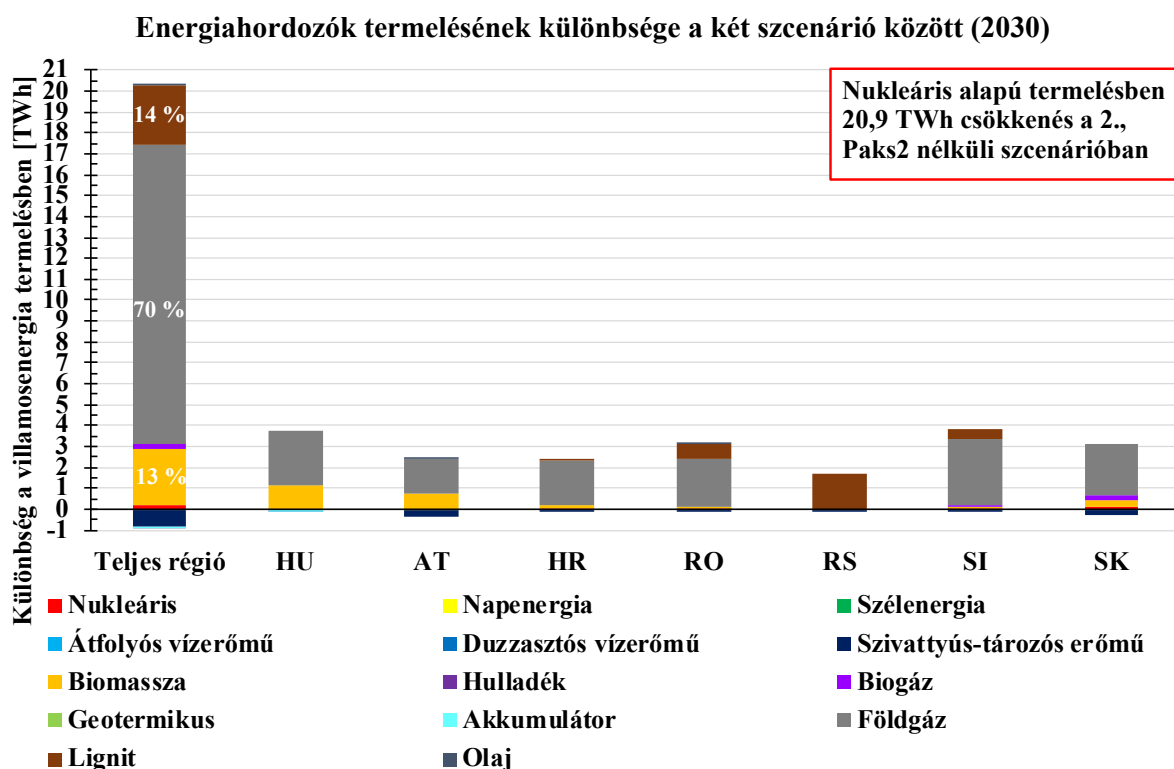
A 10. és a 11. ábrák elemzéséből azt a következtetést kell levonni, hogy ha az országunk villamosenergia-termelésének komolyabb hányadát szeretnénk akkumulátorokkal eltárolni, majd a hálózatra adni, akkor ennél jóval nagyobb kapacitások beépítésére lesz szükség.



11. ábra A magyar 100 MWh-ás akkumulátor állapotainak órás bontása az 1. scenárióban (bal) és a 2. scenárióban (jobb) 2030-ban

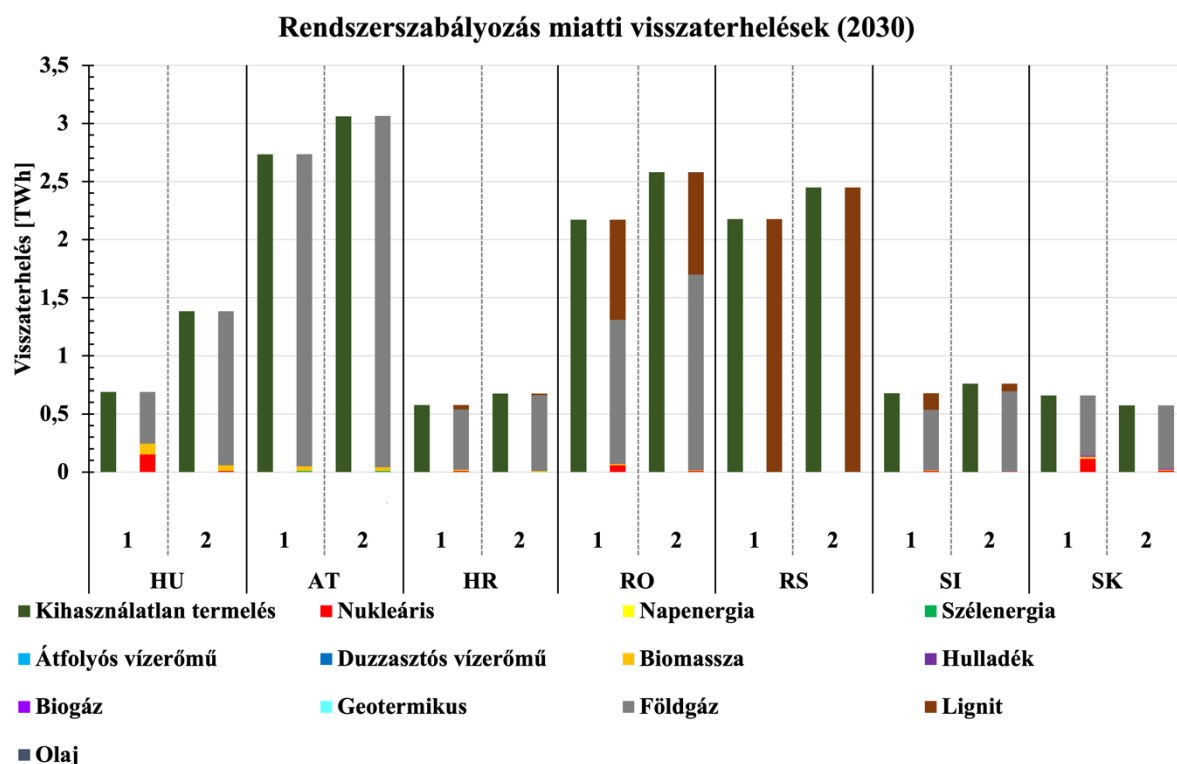
Ebben a fejezetben már említettem a két scenárió közötti termelési különbségeket, amit a 12. ábrán számszerűsíttek is. A 12. ábrán az energiahordozók termelésének különbsége látszik a két scenárió között. A vizsgálatom azt mutatja, hogy a 20,9 TWh nukleáris alapú villamos energiát, amit megtermel a Paks 2 atomerőmű az 1. scenárióban, a 2. scenárióban főként földgáz tüzelésű erőművek (70 %-ban) és kisebb részben biomassza- és lignit tüzelésű erőművek váltják ki, ezzel jóval növelve a régió szén-dioxid-kibocsátását.

Az elemzésem arra is rámutat, hogy a két scenárió közötti különbség nagy vesztesei a szivattyús-tározós erőművek, valamint a magyar akkumulátorok, hiszen Paks 2 kiesésével kevesebb olcsó villamos energia van jelen a piacon, így a tárolós egységek kihasználása jelentősen csökken a két scenárió között (ezt mutatja a 12. ábra), hiszen ezen kapacitások megfelelő működéséhez elengedhetetlen, hogy legyen kellő mennyiségű olcsó villamos energia a piacon a szivattyúzás/töltés kivitelezéséhez.



12. ábra A különböző erőművek termelésének különbsége és a tárolók kisütésében megfigyelhető változás a két scenárió között 2030-ban

Az energiahordozók termelése alatt még egy tételt tartottam fontosnak elemezni: azon rendszerállapotok összességét, amikor egy energiahordozó tudott volna termelni, de rendszerszabályozás következtében visszaterhelésre került. Ezen értékek a 13. ábrán lettek ábrázolva a két scenárióra. Az értékek analízise megmutatja, hogy ezek a rendszerállapotok főként a földgáz- és széntüzelésű erőművekre jellemzőek, a nukleáris és biomassza tüzelésű erőművekre csak csekély mértékben. Ez rendkívül kedvező eredmény, hiszen ez azt jelenti, hogy csak nagyon kis mértékű annak a karbonsemleges módon potenciálisan megtermelhető villamos energiának a mennyisége, amit nem tud felhasználni a régió.

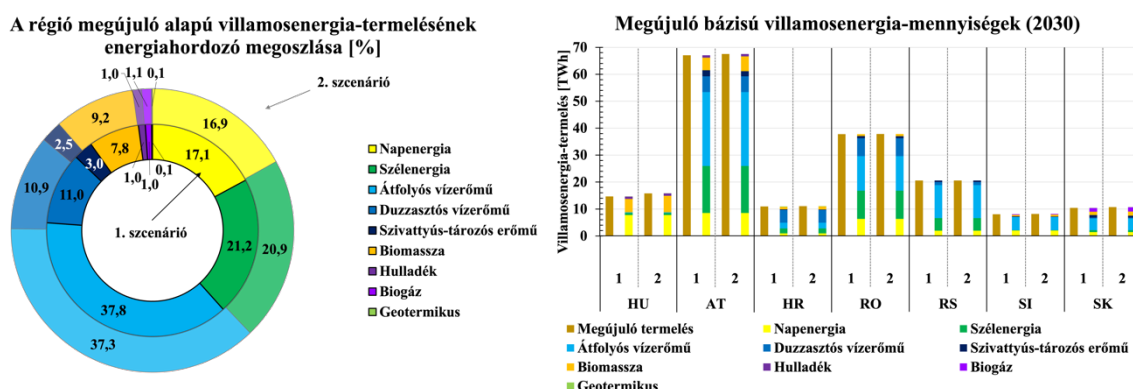


13. ábra A különböző erőművek rendszerszabályozás miatti visszatérhelése 2030-ban a két különböző szcenárióban

3.4. Megújuló részarány

Ebben a fejezetben az összes energiahordozó termeléséről csak a megújuló energiaforrások termelése felé fordítom az elemzésem fókuszát, hiszen ezen a területen is tűztek ki célokat a NEKT dokumentumokban az egyes országok.

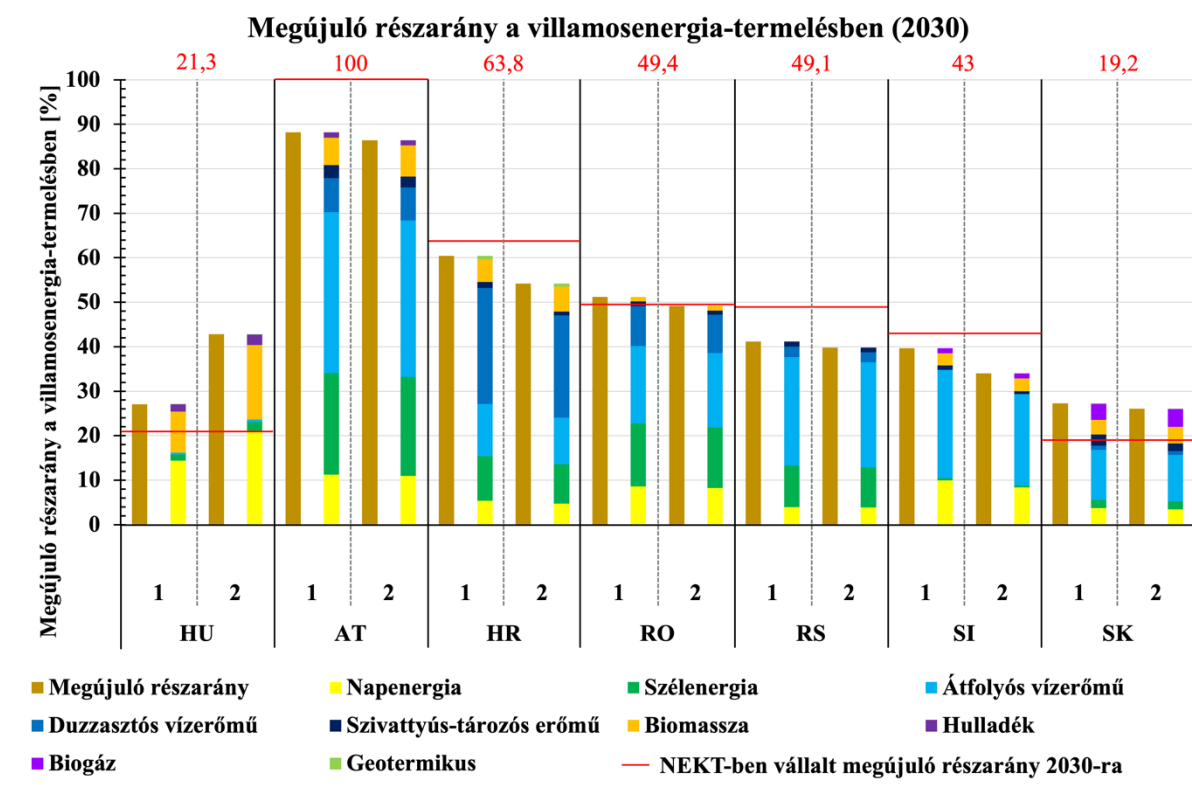
A megújuló bázisú villamosenergia-mennyiségeket a 14. ábrán jelenítettem meg a régióra összesítve (14. ábra bal oldala) és a vizsgált országokra lebontva (14. ábra jobb oldala). Az elemzés azt mutatja, hogy a vizsgált 7 országban a megújuló alapú villamosenergia-termelésben nem a nap vagy a szélenergia lesz 2030-ban sem a legnagyobb szereplő, hanem a vízenergia. Ha csak Magyarországot vizsgáljuk, akkor – számottevő vízerőművi kapacitások hiányában – a biomassza és a napenergia fogja dominálni a megújuló bázisú villamosenergia-termelést. A vizsgálatom alátámasztja továbbá, hogy a Paks 2 beruházás semmilyen hatással nincs a megújuló alapú villamosenergia-termelésre, hiszen a 14. ábra adataiban nem látszik érdemi különbség a két szcenárió között.



14. ábra Megújuló bázisú villamosenergia-termelés 2030-ban a két különböző szcenárióban a régióban összesítve (bal), és országos bontásban (jobb)

A megújuló bázisú villamosenergia-mennyiségek mellett különös fontosságú a megújuló részarány elemzése a villamosenergia-termelésben, hiszen az országok erre a részarányra tettek vállalásokat a karbonsemleges villamosenergia-részarányhoz hasonlóan. A kapott értékeket és az országok vállalásait (pirossal) a 15. ábrán ábrázoltam.

A vizsgálatom rámutat arra, hogy Ausztria, Horvátország, Szerbia és Szlovénia sem éri el az országok NEKT-jében vállalt részarányt, ezt csak Románia, Magyarország és Szlovákia tudja teljesíteni (az utóbbi kettőről viszont fontos megjegyezni, hogy a vállalt részarány jócskán elmarad a régió többi országának vállalásától). Az elemzés egy további kritikus üzenetet támaszt alá, hiszen a 15. ábra azt mutatja be, hogy a 100 %-os megújuló részarányt (amit sok európai zöld párt politikusai célként tűztek ki) Ausztria kivételével a régió egyik országa se közelíti meg, de még Ausztria is több, mint 10 %-kal marad el ettől az értéktől, miközben ott egyedülálló adottságok állnak rendelkezésre a vízenergia-hasznosítás területén. Ez az eredményem rávilágít arra is, hogy nem a megújuló részarány növelésére, hanem a karbonsemleges villamosenergia-termelés részarányának minél magasabb értékére kellene az országoknak törekednie a klímacélok elérése érdekében.



15. ábra A megújuló energiahordozók részaránya a villamosenergia-termelésben 2030-ban a két különböző scenárióban

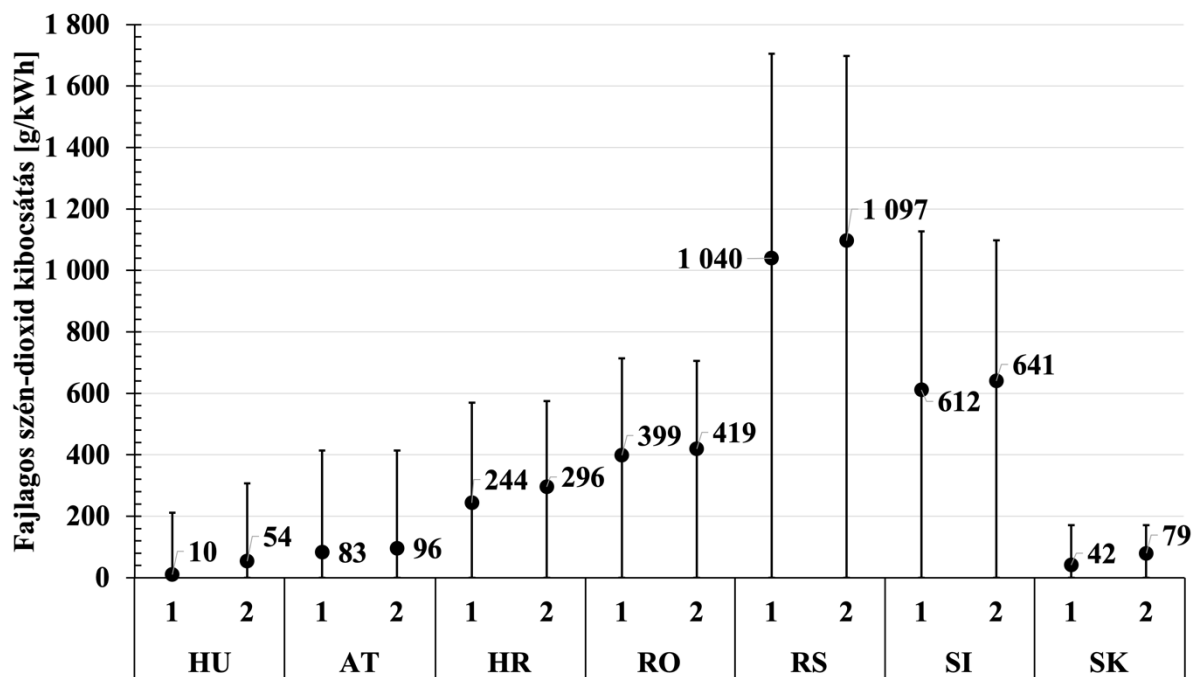
3.5. Szén-dioxid-kibocsátás

Szorosan összefügg az előző két fejezettel az országok szén-dioxid kibocsátása (amit ebben a fejezetben részletezek), hiszen akkor történik CO₂-kibocsátás az országok villamosenergia-rendszerében, ha nem áll rendelkezésre elegendő karbonsemleges forrásból származó villamos energia, így a fosszilis energiaforrásoknak is piacra kell lépnie az igények kielégítése érdekében. A vizsgált országok fajlagos éves átlagos és az órák adatok éven belüli minimum / maximum CO₂-kibocsátás értékét a 16. ábrán mutatom be.

A karbonsemleges részarányok ismeretében nem annyira meglepő, hogy a 16. ábra adatai szerint Magyarország, Szlovákia és Ausztria áll ezen a téren a legjobban, bár ezekben az országokban is alakul ki magas kibocsátású óra. A legnagyobb kibocsátású országok (az előzetes várakozásoknak megfelelően) Románia, Szlovénia és a különösen nagy értékekkel rendelkező Szerbia. Ezen országok esetében természetesen a már említett széntüzelésű erőművek rendszerben tartása miatt ilyen magasak a kibocsátási értékek. A 16. ábra 1. és 2.

szcenárió közötti különbsége is jól mutatja a már korábban taglalt eseményt, miszerint amikor nincs Paks 2 a magyar rendszerben, akkor a régióban a fosszilis energiahordozók súlya megnő.

Fajlagos éves átlagos CO₂ kibocsátás és az órák adatok éven belüli minimum / maximum értéke



16. ábra Az országok éves átlagos, valamint éven belüli minimum / maximum fajlagos szén-dioxid kibocsátása 2030-ban a két különböző scenárióban

A 16. ábra adatain túl érdemes az országok órák felbontású fajlagos szén-dioxid-kibocsátás adatait is vizsgálni. Ennek a vizsgálatnak az eredményeit a 6.3 fejezet 34. ábráján mutatom be.

Ausztria, Magyarország és Szlovákia fajlagos CO₂ kibocsátásának lefutása azt mutatja, hogy a fosszilis energiahordozók felhasználására a január-április és az augusztus-december időszakban 0-8 óra és 16-24 óra között van szükség. Ez azt is jelenti, hogy számottevő olyan időszak van ezekben az országokban, amikor csak karbonsemleges forrásból állít elő az ország villamos energiát. A 2. scenárióban azonban jól látszik ezen 3 ország adatain, hogy a kieső karbonsemleges villamos energiát pótló fosszilis energiahordozók jóval többször lépnek piacra, ezzel a hónapokat és a napokat is kitolva, amikor ezeknek az országok van szén-dioxid kibocsátása.

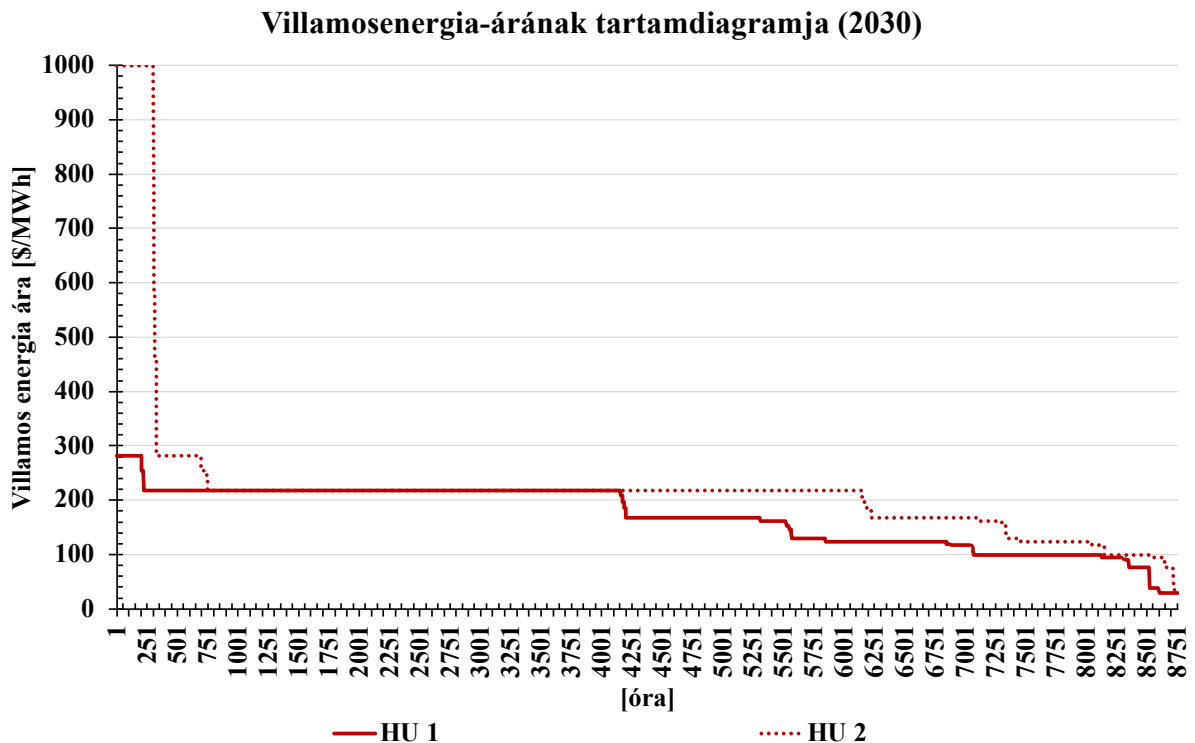
Sajnos nem mutat ilyen kedvező értékeket Horvátország, Románia, Szerbia és Szlovénia órák lefutása. Ezen országok elemzése azt hozta eredményül, hogy a nyári napközbeni időszaktól eltekintve alig van olyan állapot az országok 2030-as villamosenergia-termelésében, amikor ne

lenne szén-dioxid kibocsátás. Ezen országok esetében jelentős potenciál lehet még a rendszerben további, karbonsemleges villamosenergiát-előállító erőművek fejlesztésére.

3.6. Villamos energia ára

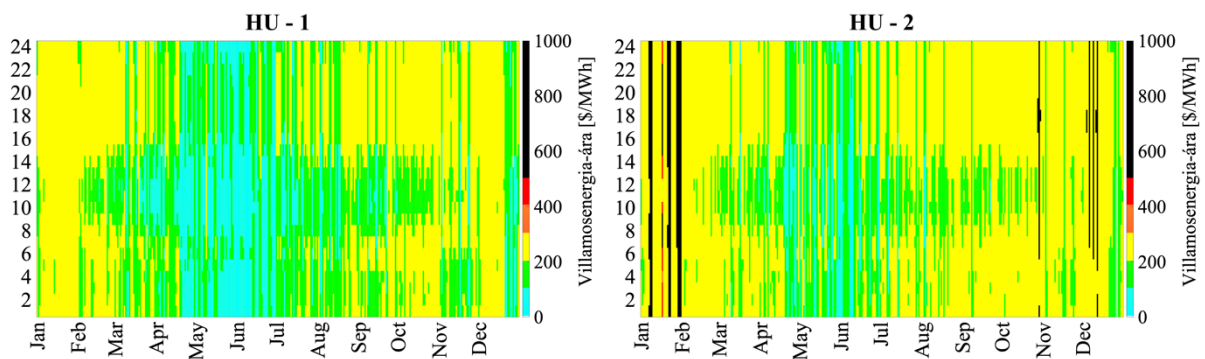
Ezen dolgozat írásakor Európában és Magyarországon is energiaválság dúl, amit az orosz-ukrán háború miatt jelentősen megdráguló földgáz, és – ezen energiahordozó árát a piaci mechanizmus miatt szorosan követő – villamos energia drágulása váltott ki. Ebben a helyzetben rendkívül fontosnak tartottam a 2030-as magyar villamosenergia-piacon kialakuló árak elemzését. Ez a vizsgálat az árak tekintetében itt csak Magyarországra terjed ki, mivel a szomszédos országok további szomszédai nincsenek modellezve, így azok az ajánlattételi zónák, amelyek az export-importon keresztül bizonyosan hatást gyakorolnának a Magyarország szomszédaiban kialakuló árakra, nincsenek a modellben figyelembe véve. Ennek a közelítésnek a magyar piacra gyakorolt hatását kis mértékűnek gondoljuk, de itt nem számszerűsítjük.

A PLEXOS modell által meghatározott magyar villamosenergia-piaci árak tartamdiagramját a 17. ábrán mutatom be az 1. (folytonos vonal) és a 2. scenárió (szaggatott vonal) esetében. A két scenárió értékeinek elemzése megmutatja, hogy a 2. scenárióban a nem szolgáltatott energia következtében a 2030. évben 295 órában alakul ki a magyar rendszerben 1000 \$/MWh-ás ár (ez az érték a modellben a nem szolgáltatott energiára beállított ár, ahogy azt a 2.3.5. fejezet tartalmazza). Az ábra további tanulsága, hogy a 2. scenárióban a Paks 2 által termelt kedvező áru villamos energia kiesése következtében az év több, mint felében lesz magasabb a kialakuló piaci ár.



17. ábra A magyar villamosenergia-piacon kialakuló villamos energia árának tartamdiagramja az 1. scenárióban (folytonos vonal) és a 2. scenárióban (szaggatott vonal) 2030-ban

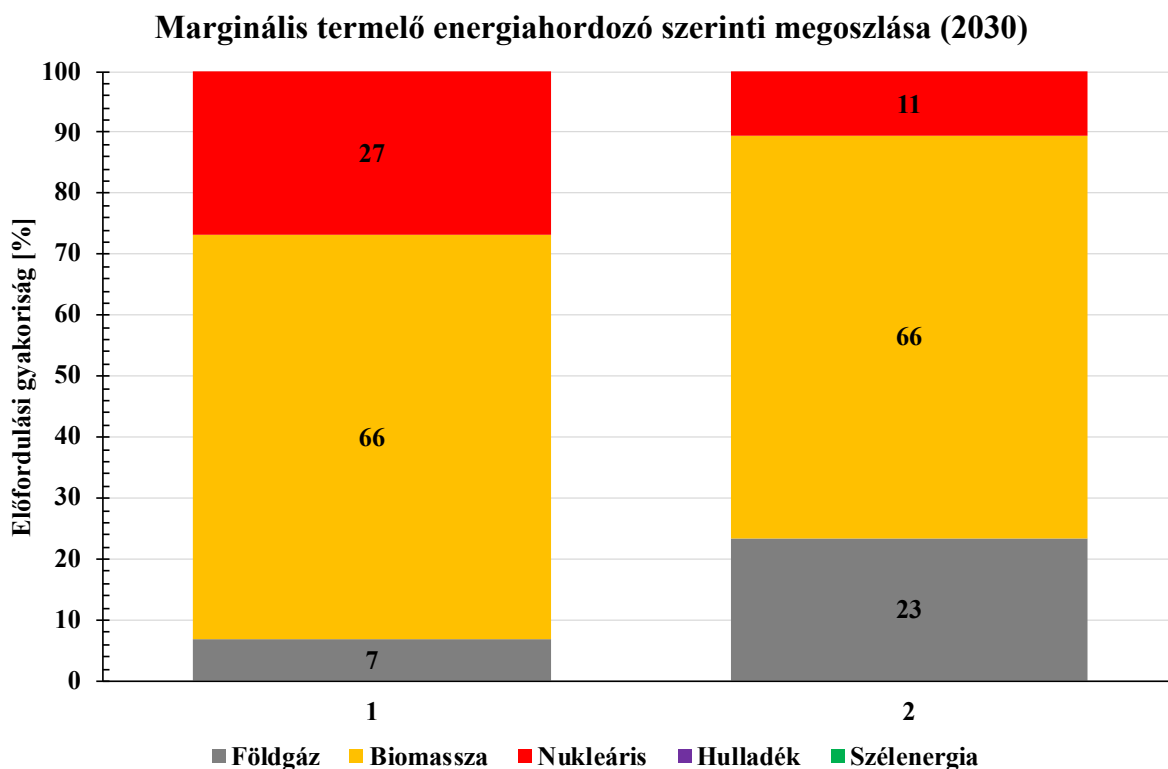
A tartamdiagram adatain túl fontos elemezni a villamos energia árának órás eloszlását is a már megszokott mátrixos ábrázolás segítségével (ezen vizsgálat eredménye a 18. ábrán látható). Az ábra azt mutatja, hogy míg az 1. scenárióban április és augusztus között az órák döntő többsége a türkiz (1 – 100 \$/MWh), és a zöld (101- 200 \$/MWh) színnel jelzett árkategóriába esik, addig a 2. scenárióban ez már csak inkább a május – június időszakra mondható el, továbbá a türkiz kategóriába eső árak száma is jócskán lecsökken a két scenárió között.



18. ábra A magyar villamosenergia-piacon kialakuló villamosenergia-árának órás felbontású értékei az 1. scenárióban (balra) és a 2. scenárióban (jobbra) 2030-ban

Az árakkal kapcsolatban még egy fontos tényezőt érdemes vizsgálat alá vetni, mégpedig azt, hogy az év óráinak mekkora hányadában melyik energiahordozó a marginális termelő, azaz melyik az adott órában még piacra lépő legdrágább termelő. Ez a mai helyzetben kritikusan fontos, hiszen a piaci ár a marginális termelő költségének függvényeként alakul ki, és ha ez a termelő a jövőben is többnyire a földgáz lesz, akkor a magyar villamosenergia-piac továbbra is kitett lesz a földgázár ingadozásának. Az eredményeket a 19. ábrán mutatom be.

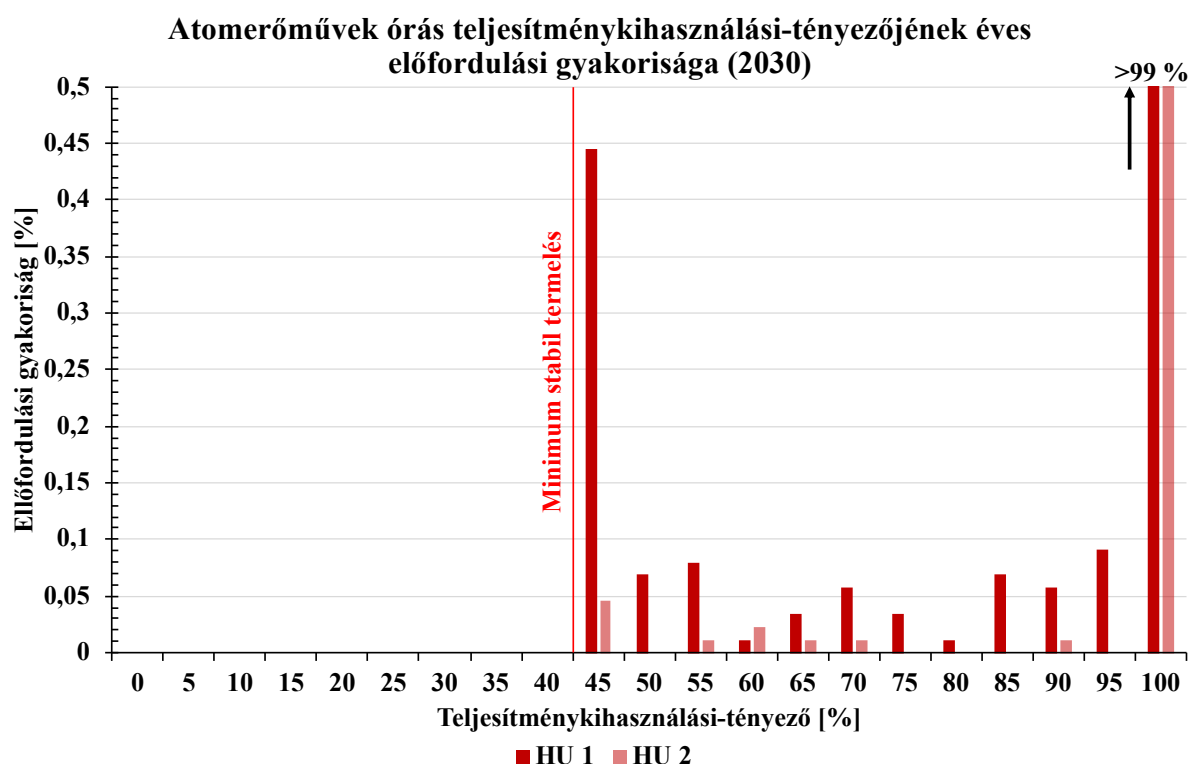
A 19. ábra adatai azt támasztják alá, hogy mindkét scenárióban a biomassza a domináns marginális termelő. (Emlékeztetek rá, hogy a 2.2.2. fejezetben leírtak szerint 2030-ban 796 MW biomassza kapacitás van a magyar rendszerben.) Ezek alapján kijelenthető, hogy a tervezett biomassza tüzelésű erőmű beruházások kulcsfontosságúak a magyar villamosenergia-rendszer árstabilitásának szempontjából. Fontos azonban ezen adatok esetén is összehasonlítani a két scenáriót, melyből azt kapjuk, hogy a földgáz egy az egyben kiváltja a kieső nukleáris kapacitást mint marginális termelő, ezzel jobban kitéve a magyar villamosenergia-piacot a földgáz világpiaci ár ingadozásának.



19. ábra A marginális termelő energiahordozó szerinti megoszlása Magyarországon a két különböző scenárióban 2030-ban

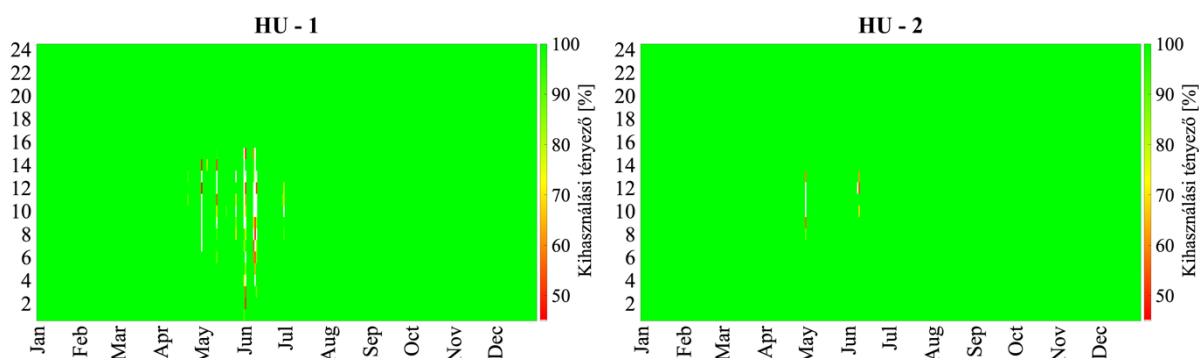
3.7. Atomerőművek kihasználási tényezője

A szimulációs eredmények alapján azt is megvizsgáltam, hogy a magyar atomerőművi kapacitások milyen üzemmenettel jellemezhetőek. Erre azért van nagy szükség, mert az időjárásfüggő megújuló energiaforrások kapacitásának növekedésével a nukleáris egységek termelése is meg fog változni, hiszen a rendszernek nagyobb flexibilitásra lesz szüksége. Ehhez a magyar nukleáris kapacitások teljesítménykihasználási-tényezőjének előfordulási gyakoriságát vizsgáltam és jelenítettem meg a 20. ábrán. Az eredményeim azt bizonyítják, hogy a szoftverben lévő modell sosem hoz olyan döntést, hogy a magyar nukleáris kapacitásokat, amik jelen kutatás keretein belül 1 blokként vannak modellezve az 1. scenárióban 4 400 MW, a 2. scenárióban pedig 2 000 MW teljesítménnyel, 45% teljesítmény alá terhelje le. Ez a 45% az atomerőművi egységek minimális stabil termelési szintje a modellben, lásd a 6.2 fejezet 23. ábráján. Ez azt jelenti, hogy ha figyelembe vesszük az egységek 18 órás minimum állási idejét (lásd 6.2 fejezet 30. ábra), akkor a modell mindig arra a következtetésre jut, hogy az ország villamosenergia-ellátása nem lenne megoldható az ezt követő 18 órában ezen erőművi egységek nélkül, ezért nem választ olyan forgatókönyvet egyetlen alkalommal sem, amikor nullára vinné az atomerőművek teljesítményét. Az eredményeim továbbá azt is alátámasztják, hogy 2030-ban ezek az egységek az év több mint 99 %-ban zsinóráram termelőként fognak továbbra is üzemelni, azaz a teljesítménykihasználási-tényezőjük 95 és 100 % között lesz.



20. ábra A magyar atomerőmű flotta órás teljesítménykihasználási-tényezőjének éves előfordulási gyakorisága a két scenárióban 2030-ban

Érdeemesnek tartottam az atomerőművek teljesítménykihasználási-tényezőjének órás lefutását is ábrázolni, hiszen ezek rendkívül releváns adatok az atomerőművek üzemeltetői számára. Ezen vizsgálatom eredménye a 21. ábrán látszik hőtérkép formában. A 21. ábra azt mutatja, hogy ezek a leterhelések mindkét scenárióban a május-júliusi időszak azon óráira tehetők, amikor jellemzően magas a napenergia-betáplálás vagy alacsony az ország zsinóráram igénye (pl. ünnep miatt) a rendszerben.



21. ábra A magyar atomerőmű flotta teljesítménykihasználási-tényezőjének órás lefutása az 1. scenárióban (balra), és a 2. scenárióban (jobbra)

3.8. Határkeresztező kapacitások

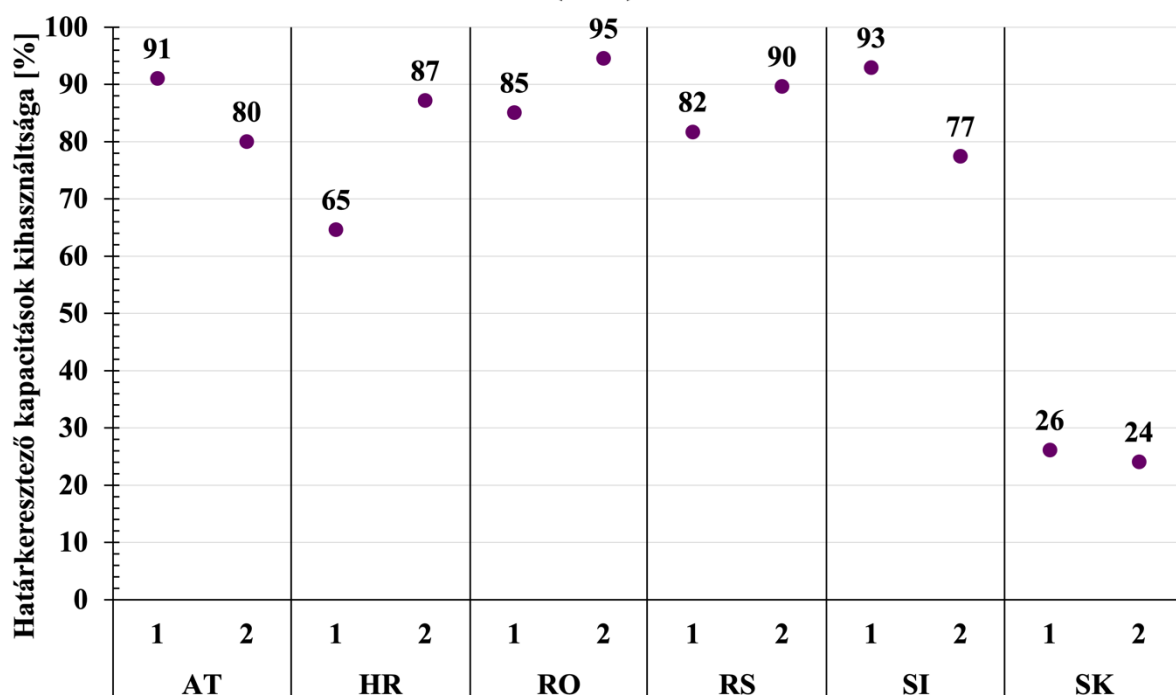
Végül, de nem utolsó sorban elengedhetetlennek tartottam a magyar határkeresztező kapacitások kihasználtságának analízisét, amely adatok a magyar rendszerirányítónak szolgálnak kulcsfontosságú információt arról, hogy melyik ország felé lenne érdemes növelni a határkeresztező kapacitásunk nagyságát.

A számítás részeként először a határkeresztező kapacitások éves kihasználtságát elemeztem, és ábrázoltam a 22. ábrán. Az eredményeim nagyon magas értékeket mutatnak a szlovák-magyar határkeresztező kapacitást leszámítva, ami arra enged következtetni, hogy ez utóbbi határkeresztező kapacitást leszámítva megfontolandó lehetne az ország határkeresztező kapacitásainak további bővítése. A szlovák-magyar határmetszék alacsony kihasználtságát két dolog is indokolja:

- Ezen határkeresztező kapacitáson nemrégiben történt bővítés.
- Az európai kapcsolt villamosenergia-rendszerben gyakori az észak-déli áramlás, melynek végső célpontja a balkáni villamosenergia-rendszer és ez az áramlás többnyire érinti a szlovák-magyar határkeresztező vezetékét. Mivel sem a Szlovákiától északra, sem a Szerbiától délre levő országok nem lettek itt modellezve, így ez az áramlás sem valósul meg a modellben, ezzel csökkentve ezen hálózati kapcsolat leterheltségét.

A 22. ábra adataiban megfigyelhető egy eltérő trend a két scenárió között, ugyanis míg az osztrák-magyar, a szlovén-magyar és a szlovák-magyar vezetékek kihasználtsága csökken Paks 2 nélkül, addig a horvát-magyar, a román-magyar és a szerb-magyar vezetékeké nő. Ez azzal magyarázható, hogy Ausztria, Szlovénia és Szlovákia az 1. scenárióban többnyire importtál villamos energiát Magyarországról, míg a többi 3 ország inkább exportált. A 2. scenárióban Ausztria, Szlovénia és Szlovákia részére már nem áll rendelkezésre elegendő import, így ezen vezetékek kihasználtsága csökken, míg Horvátország, Románia és Szerbia több villamos energiát kell Magyarországra exportáljon, így nőtt az ezen a vezetékeken átfolyó áram mennyisége.

**Magyarország határkeresztező kapacitásainak éves kihasználtsága
(2030)**



22. ábra A magyar határkeresztező kapacitások éves kihasználtsága a két scenárióban 2030-ban

A 6.3 fejezet 35. ábrája a már korábban többször alkalmazott módon jeleníteni meg a magyar határkeresztező kapacitások órás kihasználtsági értékét. Ezen vizsgálat arra mutat rá, hogy ezen vezetékek kihasználtsága (ennek következtében a terhelésük) óráról órára dinamikusan változik. Ezen vezetékek megfelelő működése kulcsfontosságú a magyar villamosenergia-ellátás szempontjából, így az eredményeim azt támasztják alá, hogy ezen vezetékek fizikai korlátjai nagy felbontású elemzése nélkülözhetetlen a magyar ellátásbiztonság magas színvonalon tartása érdekében. Ezen vizsgálat nem tartozott a jelenlegi kutatásom körébe, azonban egy jövőbeli kutatás potenciális témája lehet.

4. ÖSSZEFOGLALÁS, AZ EREDMÉNYEK ÉRTÉKELÉSE

Az európai villamosenergia-ellátás számos kihívás előtt áll. Rövid távon meg kell küzdenie az orosz-ukrán háború következményeinek hatására megnövekedett árakkal, hosszú távon pedig meg kell fékeznie az éghajlatváltozást. Ezen kihívások leküzdése érdekében jelentős változásokon fog keresztül menni az energiaszektor, és ez hatványozottan érvényes a villamosenergia-rendszerre. Ezen rendszer előtt 3 jelentős feladat áll a közeljövőben: a fosszilis tüzelőanyagok kiváltása, az orosz fosszilis energiahordozó-import csökkentése és az árak megfizethető szinten tartása. A problémákra egyértelmű megoldásunk még nincsen, ezért is rendkívül fontos ezen rendszerek nagy felbontású szimulációja és elemzése.

Dolgozatomban feldolgoztam Magyarország és a szomszédos országok Nemzeti Energia- és Klímatervét annak érdekében, hogy az országok 2030-as éves villamosenergia-fogyasztására és erőművi beépített kapacitására vonatkozó terveiket számszerűsítsem. Az adatgyűjtésem során feldolgoztam az országok közötti határkeresztező kapacitások jövőjéről szóló terveket is. Az adatfeldolgozás eredményei azt mutatják, hogy minden vizsgált ország a villamosenergia-igényeinek a növekedésével és az időjárásfüggő megújuló kapacitások fejlesztésével számol.

Ahhoz, hogy minél pontosabban tudjam megépíteni az országok 2030-as villamosenergia-rendszerének modelljeit a PLEXOS szoftverkörnyezetben, részletes irodalomkutatót végeztem a konvencionális erőművek, a megújuló energiaforráson alapuló erőművek, a szivattyús-tározós erőművek és az akkumulátoros villamosenergia-tárolók műszaki és gazdasági paramétereire.

Az adatok feldolgozását követően az Energy Exemplar által fejlesztett, a villamosenergia-ellátás modellezésére szolgáló PLEXOS programban megépítettem a magyar és a szomszédos országok villamosenergia-rendszerének 2030-as modelljét. Két erőművi portfóliót vizsgáltam a magyar nukleáris erőműpark kapacitásának függvényében, hogy meg tudjam állapítani a Paks 2 beruházás Magyarország energiaellátására és klímavédelmi céljaira gyakorolt hatását.

A szimulációim eredményeit 8 aspektusból is megvizsgáltam. A számítási eredmények alapján egyértelmű, hogy Magyarország 2030-ban is nettó villamosenergia-importőri pozícióban lesz, de az import mértéke jelentősen eltér attól függően, hogy a Paks 2 atomerőmű rendelkezésre áll-e vagy sem. Az elemzésem alapján kijelenthető, hogy a Paks 2 beruházás megvalósulása esetén nem szolgáltatott energia nem jelentkezik 2030-ban Magyarországon, azonban ha nem történik meg a beruházás, akkor akár ilyen rendszerállapotok is kialakulhatnak: a szimuláció szerint a teljes éves nem szolgáltatott energia mennyisége 0,05 TWh-ra adódott,

ami összességében 41 órán keresztül jelentkezett, a maximális nem szolgáltatott teljesítmény 3276 MW volt.

Az eredményeim alapján a 90 %-os karbonsemleges villamosenergia-termelésre vonatkozó vállalásokat csak a nukleáris energiát nagy mértékben felhasználó országok, azaz Magyarország és Szlovákia tudják teljesíteni. A vizsgálatom rámutat továbbá arra is, hogy a Paks 2 nélküli 2. scenárióban a kieső nukleáris alapú termelést 84 %-ban fosszilis energiahordozók pótolják, ezáltal rontva a régió pozícióját a klímavédelmi célok teljesítésében.

A kutatásom arra is rávilágít, hogy csak 3 ország teljesíti a megújuló alapon előállított villamos energiára tett vállalásait. A nagymértékű nap- és szélenergia fejlesztések ellenére a régióban a megújuló alapú villamosenergia-termelést továbbra is a vízenergia fogja dominálni. A szén-dioxid kibocsátást bemutató eredményeim bizonyítják, hogy a két új 1 200 MW-os nukleáris blokk egyértelmű pozitív hatással van hazánk szén-dioxid kibocsátására, és a magyar rendszerben kialakuló villamosenergia-árakra is.

A dolgozatomban kritikus fontosságú eredményeket mutatok be a magyarországi atomerőművi blokkok és a határkeresztező kapacitások kihasználtságával kapcsolatban is. A számítási eredmények szerint nem kell arra készülni, hogy a rendszerben olyan állapot alakulna ki, amikor az atomerőműveket le kellene állítani. A szlovák-magyar határkeresztező kapacitásunkat leszámítva minden további határmetszéki kapacitásunkat érdemes lehet bővíteni.

A kutatásom egyértelműen bizonyítja, hogy Magyarország és a környező országok villamosenergia-rendszere jelentős mértékben át fog alakulni 2030-ra, hiszen több időjárásfüggő és kevesebb konvencionális kapacitás lesz a régióban, ezzel csökkentve a rendszer rugalmasságát. A jelentős mennyiségű időjárásfüggő megújuló energiaforrásba fektetett beruházás ellenére a régió országai közül csak Magyarország és Szlovákia lesz képes a 2030-as karbonsemleges villamosenergia-termelésre tett vállalásait elérni, és ezt jelentős mértékben az országok nukleáris kapacitásainak köszönhetik. Az eredményeim alátámasztják, hogy a Paks 2 beruházás elengedhetetlen ahhoz, hogy a magyar villamosenergia-rendszer ellátásbiztonsága magas szinten maradjon és a vállalt klímavédelmi célokat is egyaránt teljesítse az ország 2030-ban.

A kutatásomnak számos folytatása lehetséges:

- A jelen dolgozatban bemutatott 2030-as szimulációk mintájára vizsgálható a régió 2040-es és 2050-es villamosenergia-rendszere is, ami az igények további bővülése és a most üzemelő 4 db paksi blokk üzemidő-hosszabbításának kérdése miatt lehet érdekes.
- A jelen dolgozatban bemutatott 2030-as szimulációk kiterjeszthetők a teljes európai kapcsolt villamosenergia-hálózatra, így lehetőség nyílna az összes európai ország Nemzeti Energia és Klímatervének vizsgálatára nagy felbontású szimulációk segítségével.
- A PLEXOS szimulációk input adatainak (erőművek műszaki és gazdasági paraméterei, megújuló energiaforrások órás felbontású termelési adatai) széles körű érzékenységi vizsgálata és az eredmények valószínűségi elemzése is további kutatási témával szolgál.
- Az orosz fosszilis energiahordozó-import kiváltásának elemzése és az európai villamosenergia-rendszerre gyakorolt hatásának vizsgálata PLEXOS szimulációkkal szintén célszerű és időszerű.

5. FELHASZNÁLT FORRÁSOK

- [1] European Commission. Delivering the European Green Deal. 2022.
https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/delivering-european-green-deal_en
- [2] Buongiorno J, Corradini M, Parsons J, Petti D. Nuclear energy in a carbon-constrained world: Big challenges and big opportunities. IEEE Power and Energy Magazine. 2019;17(2):69-77. doi:10.1109/MPE.2018.2885250
- [3] ENTSG, ENTSO-E. Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) 2022 Scenario Report. 2022. https://2022.entsoe-tyndp-scenarios.eu/wp-content/uploads/2022/04/TYNDP2022_Joint_Scenario_Full-Report-April-2022.pdf
- [4] Dalala Z, Al-Omari M, Al-Addous M, Bdour M, Al-Khasawneh Y, Alkasrawi M. Increased renewable energy penetration in national electrical grids constraints and solutions. Energy. 2022;246:123361. doi:10.1016/J.ENERGY.2022.123361
- [5] Welsch M, Deane P, Howells M, Gallachóir Ó B, Rogan F, Bazilian M, Hans-Holger R. Incorporating flexibility requirements into long-term energy system models – A case study on high levels of renewable electricity penetration in Ireland. Appl Energy. 2014;135:600-615. doi:10.1016/J.APENERGY.2014.08.072
- [6] Edmunds R, Davies L, Deane P, Pourkashanian M. Thermal power plant operating regimes in future British power systems with increasing variable renewable penetration. Energy Convers Manag. 2015;105:977-985. doi:10.1016/J.ENCONMAN.2015.08.067
- [7] Cole W, Greer D, Ho J, Margolis R. Considerations for maintaining resource adequacy of electricity systems with high penetrations of PV and storage. Appl Energy. 2020;279:115795. doi:10.1016/J.APENERGY.2020.115795
- [8] Simoglou CK, Biskas PN. Assessment of the impact of the National Energy and Climate Plan on the Greek power system resource adequacy and operation. Electric Power Systems Research. 2021;194:107113. doi:10.1016/J.EPSR.2021.107113
- [9] Huang J, Purvins A. Validation of a Europe-wide electricity system model for techno-economic analysis. International Journal of Electrical Power & Energy Systems. 2020;123:106292. doi:10.1016/J.IJEPES.2020.106292
- [10] Aszódi A, Biró B, Adorján L, Dobos Á Cs, Illés G, Tóth N K, Zagyi D, Zsiborás Z T. Comparative analysis of national energy strategies of 19 European countries in light of the green deal's objectives. Energy Conversion and Management: X. 2021;12:100136. doi:10.1016/J.ECMX.2021.100136
- [11] Energy Exemplar. PLEXOS - The Unified Energy Market Simulation Platform. 2022.
<https://www.energyexemplar.com/plexos>
- [12] Federal Ministry of Sustainability and Tourism. Integrated National Energy and Climate Plan for Austria. 2019.
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-03/at_final_necp_main_en_0.pdf

- [13] Ministry of Innovation and Technology. National Energy and Climate Plan. 2020.
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2022-08/hu_final_necp_main_en.pdf
- [14] Ministry of Economy. Integrated National Energy and Climate Plan for 2021 to 2030. 2019. https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-03/sk_final_necp_main_en_0.pdf
- [15] Ministry of Economy, Energy and Business Environment. The 2021-2030 Integrated National Energy and Climate Plan. 2020.
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-06/ro_final_necp_main_en_0.pdf
- [16] Republic of Slovenia. Integrated National Energy and Climate Plan of the Republic of Slovenia. 2020.
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-06/si_final_necp_main_en_0.pdf
- [17] Ministry of Environment and Energy. Integrated National Energy and Climate Plan for the Republic of Croatia for the period 2021-2030. 2019.
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-01/hr_final_necp_main_en_0.pdf
- [18] Ministry of Mining and Energy, Ministry of Finance, Department for Controlling and Financing of EU Funded Programmes. Integrated National Energy and Climate Plan of the Republic of Serbia until 2030 with a vision until 2050. 2022.
https://www.mre.gov.rs/sites/default/files/2022/07/inecp_27_07_2022_eng.pdf
- [19] Szabó L, Mezösi A, Pató Zs, Kelemen Á, Beöthy Á, Kácsor E, Kaderják P, Resch G, Liebmann L, Hiesl A, Kovács M, Köber Cs, Markovic S, Todorovid D. SEERMAP: South East Europe Electricity Roadmap Country report: Serbia 2017. 2017.
https://rekk.hu/downloads/projects/SEERMAP_CR_SERBIA_A4_ONLINE.pdf
- [20] ENTSO-E. Transparency Platform. <https://transparency.entsoe.eu/>
- [21] MAVIR. Főoldal. <https://www.mavir.hu/web/mavir/home>
- [22] Felice M de. ENTSO-E PECD (European Climate Database) from MAF 2019 in CSV and Feather formats. 2020. doi:10.5281/ZENODO.3702418
- [23] ENTSO-E. European Power System 2040 – Completing the map – Technical Appendix. 2019. https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/tyndp-documents/TYNDP2018/european_power_system_2040.pdf
- [24] Energy Exemplar. PLEXOS Guide
- [25] Schlömer S., T. Bruckner, L. Fulton, E. Hertwich, A. McKinnon, D. Perczyk, J. Roy, R. Schaeffer, R. Sims, P. Smith, and R. Wiser. Annex III: Technology-specific cost and performance parameters. Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change.
https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-iii.pdf
- [26] Trading Economics. EU Carbon Permits
<https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>
- [27] Renewables.ninja. Website. <https://www.renewables.ninja/>
- [28] Pfenninger S, Staffell I. Long-term patterns of European PV output using 30 years of validated hourly reanalysis and satellite data. Energy. 2016;114:1251-1265.
doi:10.1016/J.ENERGY.2016.08.060

- [29] Staffell I, Pfenninger S. Using bias-corrected reanalysis to simulate current and future wind power output. *Energy*. 2016;114:1224-1239. doi:10.1016/J.ENERGY.2016.08.068
- [30] Bartek-Lesi M, Dézsi B, Diallo A, Kácsor E, Kerekes L, Kotek P, Mezösi A, Mészégetőné Keszthelyi A, Rácz V, Selei A, Szajkó G, Szabó L, Vékony A. A hazai nagykereskedelmi villamosenergia-piac modellezése és ellátásbiztonsági elemzése 2030-ig különböző erőművi forgatókönyvek mellett. 2019.
https://rekk.hu/downloads/projects/2019_Arampiac_REKK.pdf
- [31] Trading Economics. EU Natural Gas.
<https://tradingeconomics.com/commodity/eu-natural-gas>
- [32] ENTSO-E. Mid-term Adequacy Forecast 2019 – dataset. 2019.
<https://www.entsoe.eu/outlooks/midterm>
- [33] Ho J, Becker J, Brown M, Brown P, Chernyakhovskiy I, Cohen S, Cole W, Corcoran S, Eureka K, Frazier W, Gagnon P, Gates N, Greer D, Jadun P, Khanal S, Machen S, Macmillan M, Mai T, Mowers M, Murphy C, Rose A, Schleifer A, Sergi B, Steinberg D, Sun Y, Zhou E. Regional Energy Deployment System (ReEDS) Model Documentation (Version 2020). 2021. doi:10.2172/1788425
- [34] Nuclear Energy Agency. The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Shares of Nuclear and Renewables. OECD Publishing, Paris. 2019. https://www.oecd-neo.org/jcms/pl_15000/the-costs-of-decarbonisation-system-costs-with-high-shares-of-nuclear-and-renewables?details=true
- [35] US Energy Information Administration. Cost and Performance Characteristics of New Generating Technologies, Annual Energy Outlook 2022. 2022.
https://www.eia.gov/outlooks/aeo/assumptions/pdf/table_8.2.pdf
- [36] De Vita A, Kielichowska I, Mandatowa P, Capros P, Dimopoulou E, Evangelopoulou S, Fotiou T, Kannavou M, Siskos P, Zazias G, Vos L, Dadkhah A, Dekelver G. Technology pathways in decarbonisation scenarios. 2018.
https://www.researchgate.net/publication/328095638_Technology_pathways_in_decarbonisation_scenarios
- [37] Bauer C, Heck T, Dones, R, Mayer-Spohn O, Blesl M. Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of advanced fossil power generation systems. 2008.
https://www.researchgate.net/publication/272130888_Final_report_on_technical_data_costs_and_life_cycle_inventories_of_advanced_fossil_power_generation_systems
- [38] OECD NEA, IEA. Projected Costs of Generating Electricity. 2020. https://www.oecd-neo.org/upload/docs/application/pdf/2020-12/egc-2020_2020-12-09_18-26-46_781.pdf
- [39] Kost C, Shammugam S, Fluri V, Peper D, Memar A D, Schlegl T. Levelized cost of electricity renewable energy technologies. 2021.
https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/EN2021_Fraunhofer-ISE_LCOE_Renewable_Energy_Technologies.pdf

- [40] Egerer J, Gerbaulet C, Ihlenburg R, Kunz F, Reinhard B, Hirschhausen C, Weber A, Weibezahn J. Electricity Sector Data for Policy-Relevant Modeling. 2014. <https://d-nb.info/1152139355/34>
- [41] Rothschild & Cie. Economic analysis for the Paks II nuclear power project. 2015. https://2015-2019.kormany.hu/download/6/74/90000/2015_Economic%20analysis%20of%20Paks%20II%20-%20for%20publication.pdf
- [42] Department for Business, Energy & Industrial Strategy. Electricity generation costs 2020. 2020. https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/911817/electricity-generation-cost-report-2020.pdf
- [43] International Energy Agency I. Energy Technology Perspectives 2017. 2017. <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2017>
- [44] Schmidt O, Melchior S, Hawkes A, Staffell I. Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies. Joule. 2019;3(1):81-100. doi:10.1016/j.joule.2018.12.008
- [45] Mongird K, Viswanathan V, Alam J, Vartanian C, Sprenkle V, Baxter R. 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment. 2020. <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf>
- [46] Lazard. Lazard's levelized cost of storage analysis. 2021. <https://www.lazard.com/media/451882/lazards-levelized-cost-of-storage-version-70-vf.pdf>
- [47] US Energy Information Administration. Annual Energy Outlook 2021. 2021. https://www.eia.gov/pressroom/presentations/AEO2021_Release_Presentation.pdf
- [48] Hledik R, Chang J, Lueken R, Pfeifenberger J, Pedtke JI, Vollen J. The Economic Potential for Energy Storage in Nevada. 2018. https://www.brattle.com/wp-content/uploads/2021/05/14725_nevada_energy_storage_study_presentation.pdf
- [49] Electric Power Research Institute. US-REGEN Model Documentation. 2020. <https://www.epri.com/research/products/000000003002016601>
- [50] Brinsmead T, Graham P, Hayward J, Ratnam E, Reedman L. Future energy storage trends: An assessment of the economic viability, potential uptake and impacts of electrical energy storage on the NEM 2015–2035. 2022. https://www.researchgate.net/publication/282737404_Future_energy_storage_trends_An_assessment_of_the_economic_viability_potential_uptake_and_impacts_of_electrical_energy_storage_on_the_NEM_2015-2035
- [51] Mongird K, Viswanathan V, Balducci P, Alam J, Fotedar V, Koritarov V, Hadjerioua B. An Evaluation of Energy Storage Cost and Performance Characteristics. Energies 2020, Vol 13, Page 3307. 2020;13(13):3307. doi:10.3390/EN13133307

- [52] Bahloul M, Daoud M, Khadem SK. A bottom-up approach for techno-economic analysis of battery energy storage system for Irish grid DS3 service provision. *Energy*. 2022;245:123229. doi:10.1016/J.ENERGY.2022.123229
- [53] U.S. Energy Information Administration. Independent Statistics and Analysis. 2022. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=46756>
- [54] Environmental and Energy Study Institute. Fact Sheet – Energy Storage. 2019. <https://www.eesi.org/papers/view/energy-storage-2019>
- [55] Blakers A, Stocks M, Lu B, Cheng C. A review of pumped hydro energy storage. *Progress in Energy*. 2021;3(2):022003. doi:10.1088/2516-1083/ABEB5B
- [56] Kougias I, Szabó S. Pumped hydroelectric storage utilization assessment: Forerunner of renewable energy integration or Trojan horse? *Energy*. 2017;140:318-329. doi:10.1016/J.ENERGY.2017.08.106
- [57] National Renewable Energy Laboratory. Annual Technology baseline – Pumped-Storage Hydropower. 2021. https://atb.nrel.gov/electricity/2021/pumped-storage_hydropower

6. MELLÉKLET

A vizsgált országok 2030-as beépített kapacitásainak értékeit, a 2.3 fejezetben leírt erőművek műszaki és gazdasági adataira irányuló részletes irodalomkutatásom eredményeit, a PLEXOS-ban definiált input adatokat, valamint a 3.2., 3.5., és 3.8. fejezetben taglalt hőtésképeket ebben a mellékletben mutatom be.

6.1. Beépített kapacitás

A modellben inputként megadott 2030-as beépített kapacitásokat a 3. táblázatban összesítettem, külön kitérve a 2 definiált magyar szcenárió értékeire.

	HU		AT	HR	RO	RS	SI	SK
	1. szcenárió	2. szcenárió						
Nukleáris	4 400	2 000	0	348	1 975	0	348	2 880
Napenergia	6 400	6 400	7 044	768	5 054	1 540	1 650	1 200
Szélenergia	329	329	7 211	1 364	5 255	3 510	150	500
Átfolyós vízerőmű	58	58	5 543	549	3 440	2 729	1 199	1 304
Duzzasztós vízerőmű	0	0	2 965	1 856	4 153	629	0	451
Szivattyús-tározós erőmű	0	0	2 971	281	746	642	180	916
Biomassza	796	796	696	148	137	0	90	200
Hulladék	100	100	103	0	0	0	0	0
Biogáz	0	0	0	0	0	0	34	200
Geotermikus	3	3	0	17	0	0	0	4
Akkumulátor	100	100	0	0	0	0	0	0
Földgáz	2 400	2 400	3 301	1 048	2 958	0	1 555	1 153
Lignit	0	0	0	192	1 980	4 000	689	0
Olaj	0	0	164	0	100	0	0	0

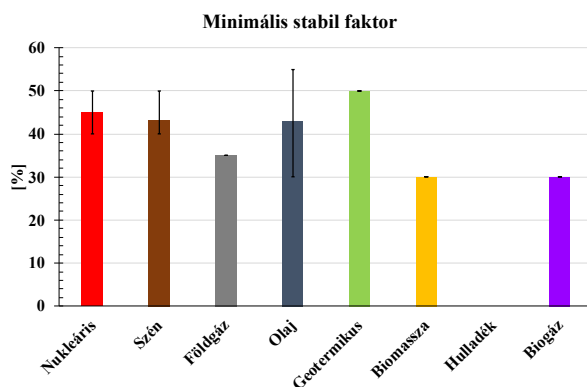
3. táblázat A PLEXOS modellben inputként megadott 2030-as beépített kapacitások

(adatok forrása [12, 19], saját ábrázolás)

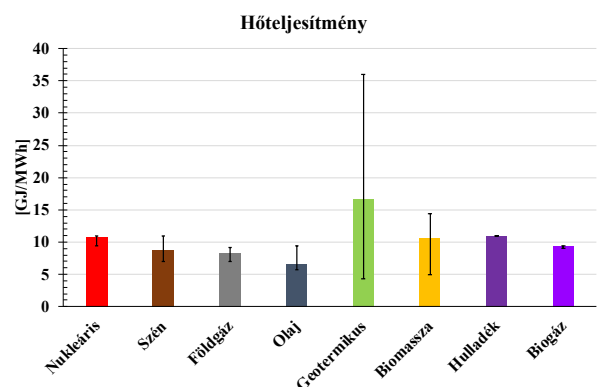
6.2. Erőművek műszaki és gazdasági adatai

A PLEXOS szimulációk elkészítéséhez elengedhetetlen műszaki és gazdasági paraméterekre egy széles körű irodalomkutatóást végeztem. Minden esetben az irodalomban talált energiahordozókat besoroltam az általam vizsgált 14 energiahordozó közé, az irodalom értékeit átváltottam a megfelelő mértékegységre, valamint a költségadatok esetében minden értéket 2022-es dollár értékre váltottam át. Amennyiben az irodalom egy adott paraméterre definiált minimum, átlag vagy medián és maximum értéket, akkor minden esetben az átlag vagy medián értékkel dolgoztam. A kapott értékeket kiátlagoltam, és ezt az értéket adtam meg, mint input adat. Ettől a logikától egyedül a földgáz üzemanyag költségénél tértem el, hiszen az irodalom alapján 55 \$/MWh-ás átlagár adódott erre az energiahordozóra, ami a mostani árakat figyelembe véve (2021 szeptember végén volt utoljára ilyen alacsony a földgáz ára a holland tőzsdén [31]) nem reális. Ennek függvényében a földgázárát a kapott irodalmi ár kétszeresének vettem.

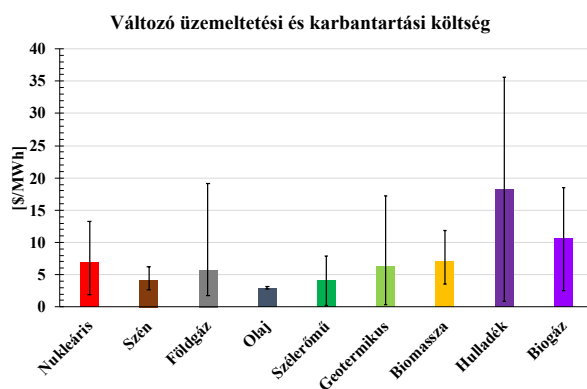
A 23. - 32. ábrákon a paraméterek átlagát, valamint az irodalomban talált maximum / minimum értéket ábrázoltam. A 23.-28. ábrák esetében a hulladék és a biogáz energiahordozók esetén néhány ábrán nem található érték. Ez annak tudható be, hogy az irodalomban adott paraméterekre ezen energiahordozók esetén nem találtam értékeket. Ezen hiányzó értékeket minden esetben a biomassza energiahordozó értékével helyettesítettem.



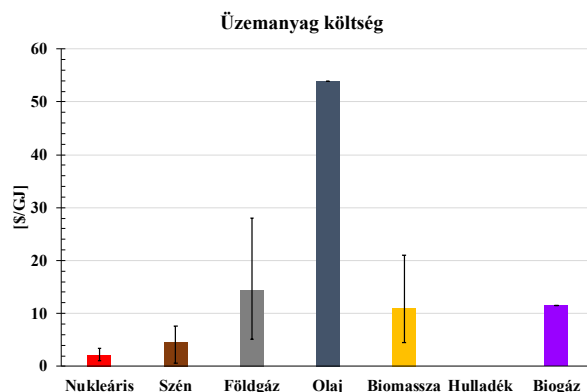
23. ábra Az erőművek minimális stabil faktor PLEXOS inputja az irodalomkutatás alapján (adatok forrása [32–34], saját ábrázolás)



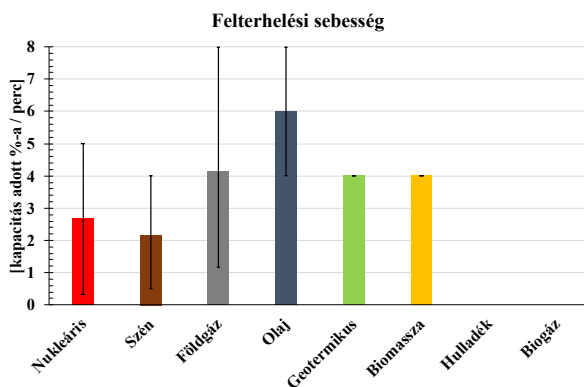
24. ábra A hőteljesítmény PLEXOS inputja az irodalomkutatás alapján (adatok forrása [25, 32, 34–40], saját ábrázolás)



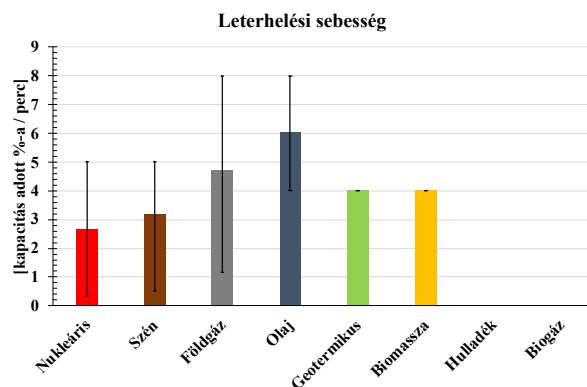
25. ábra Az erőművek változó üzemeltetési és karbantartási költség PLEXOS inputja az irodalomkutatás alapján (adatok forrása [25, 32, 36–38, 41, 42] saját ábrázolás)



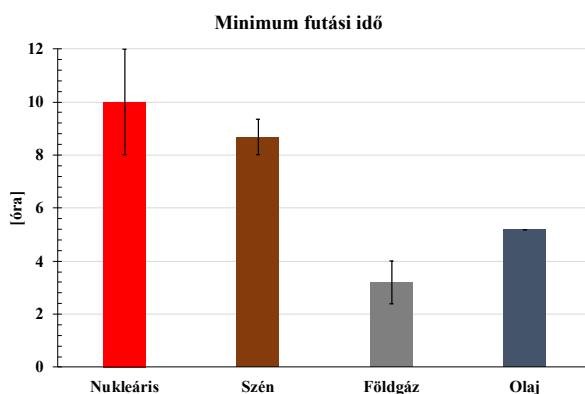
26. ábra Az erőművek üzemanyag költség PLEXOS inputja az irodalomkutatás alapján (adatok forrása [25, 34, 38, 39, 41–43], saját ábrázolás)



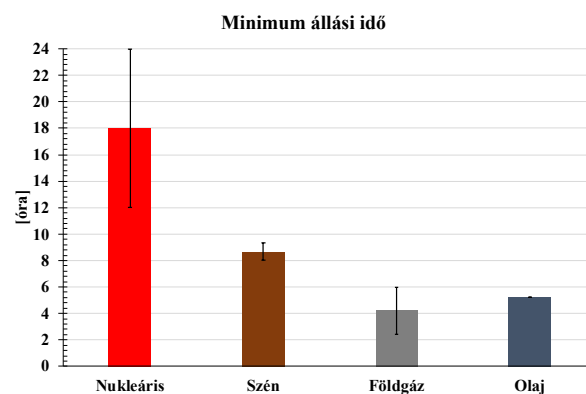
27. ábra Az erőművek felterhelési sebesség PLEXOS inputja az irodalomkutatás alapján (adatok forrása [32, 33, 38], saját ábrázolás)



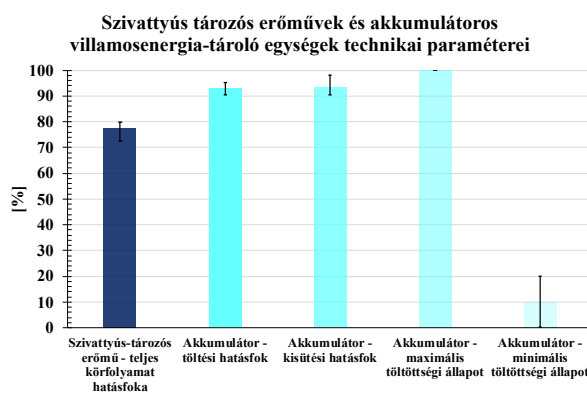
28. ábra Az erőművek leterhelési sebesség PLEXOS inputja az irodalomkutatás alapján (adatok forrása [32, 33, 38], saját ábrázolás)



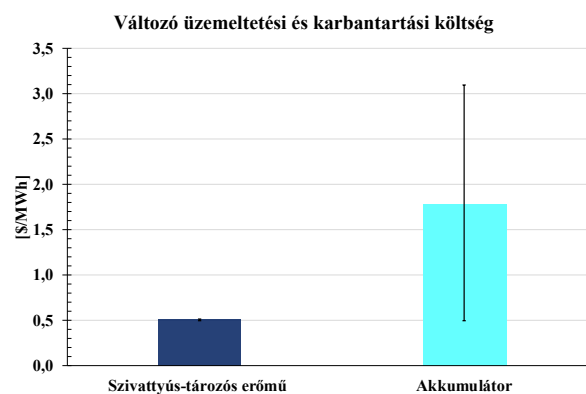
29. ábra Az erőművek minimum futási idő PLEXOS inputja az irodalomkutatás alapján (adatok forrása [32, 38], saját ábrázolás)



30. ábra Az erőművek minimum állási idő PLEXOS inputja az irodalomkutatás alapján (adatok forrása [32, 38], saját ábrázolás)



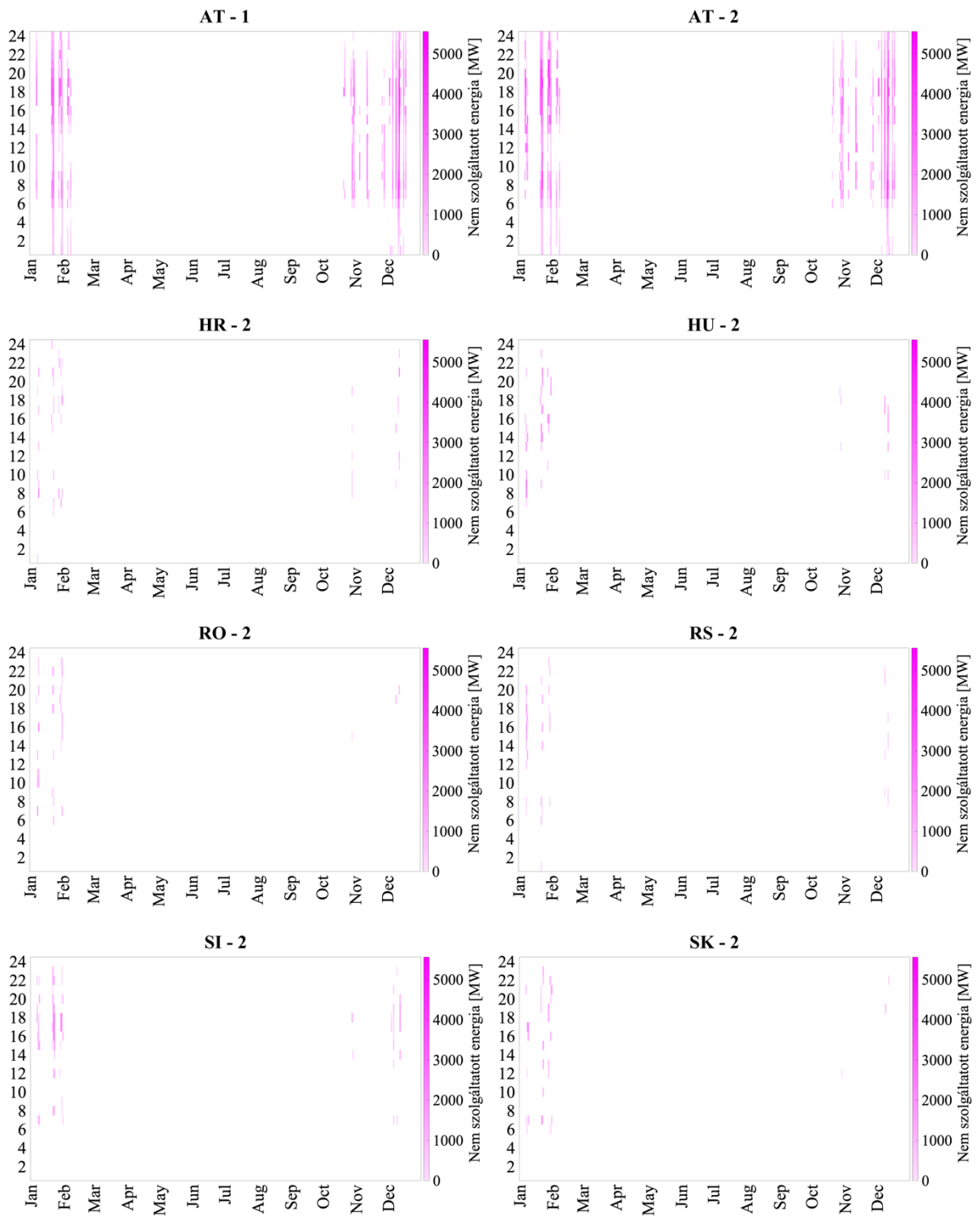
31. ábra A szivattyús-tározós erőművek és az akkumulátoros villamosenergia-tároló egységek paramétereinek PLEXOS inputja az irodalomkutatásom alapján (adatok forrása [44–56], saját ábrázolás)



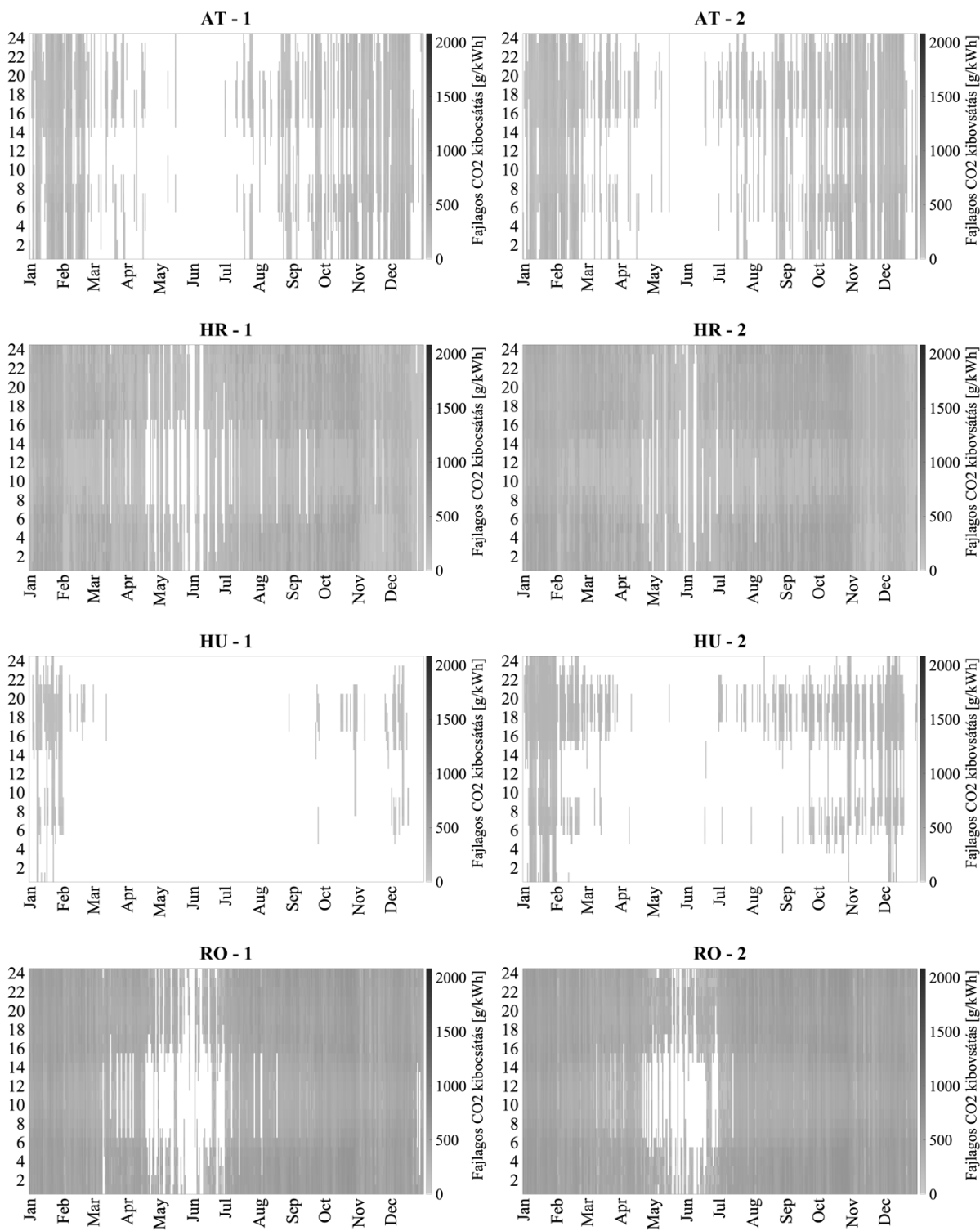
32. ábra A szivattyús-tározós erőművek és az akkumulátoros villamosenergia-tároló egységek változó üzemeltetési és karbantartási költség PLEXOS inputja az irodalomkutatásom alapján (adatok forrása [44, 45, 50, 51, 56, 57], saját ábrázolás)

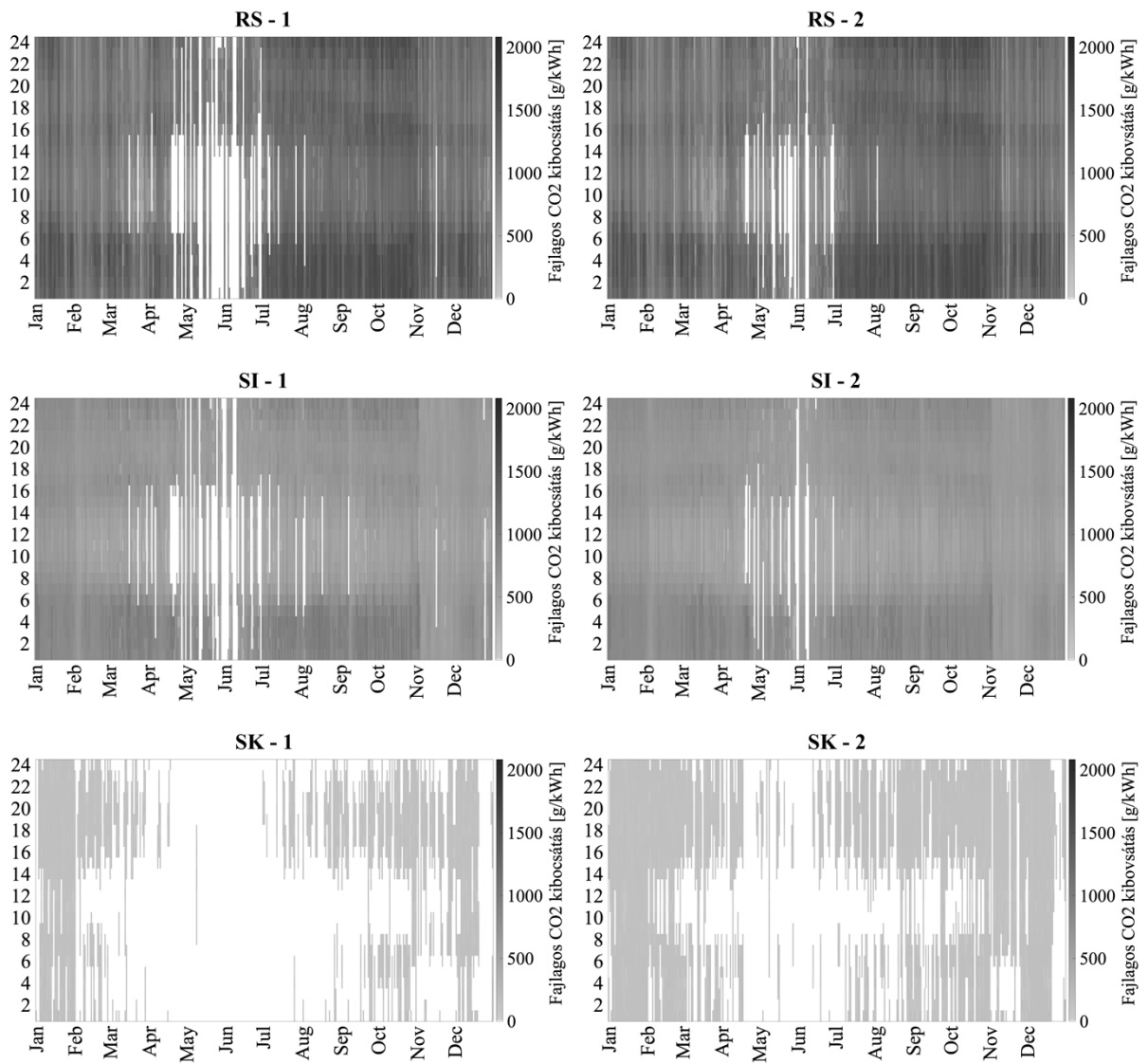
6.3. Hőterképek

A dolgozatom mellékletének ebben a fejezetében a 3.2., 3.5., és 3.8. fejezetben szövegesen elemzett hőterkép ábrákat mutatom be a 33.-35. ábrákon. Ezekben az ábrákban az y tengelyen a nap óráit (0-24), az x tengelyen az év napjait (1-365) ábrázoltam, így az ábrán megjelenik az év mind a 8760 órája. Minden óra adata az ábrához definiált színskála szerint változik, így rajzolódik ki az ábrán az adott óra értéke.

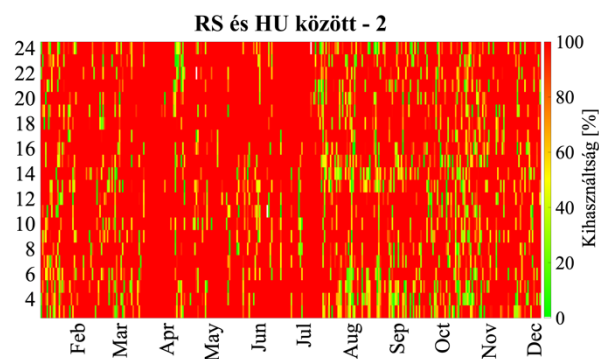
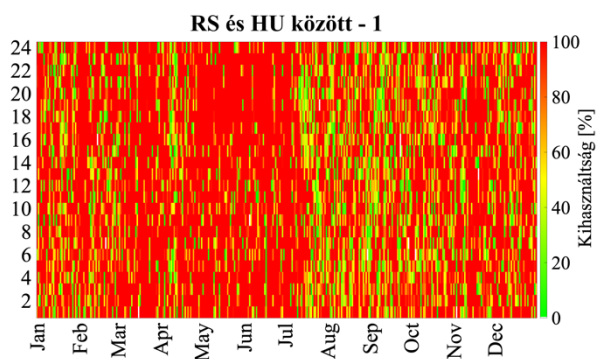
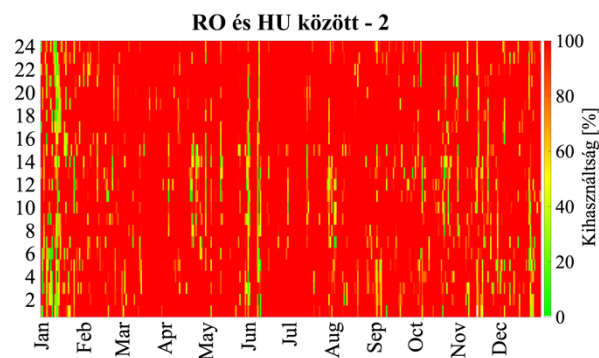
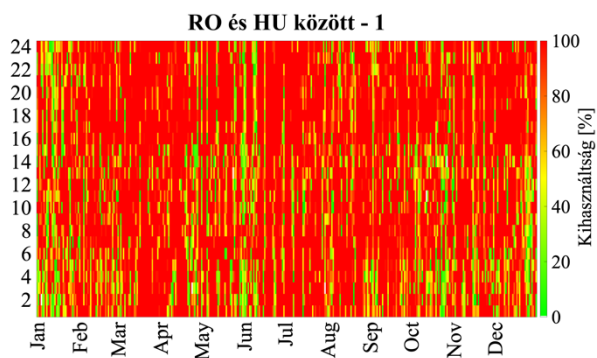
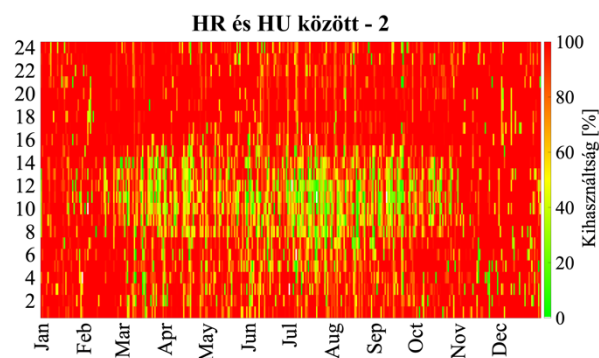
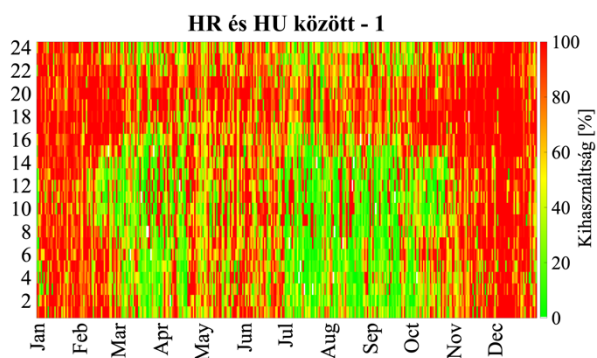
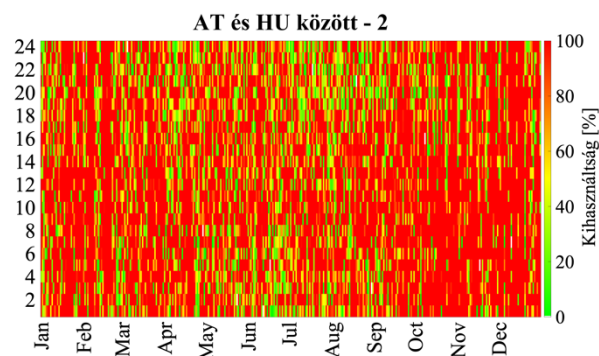
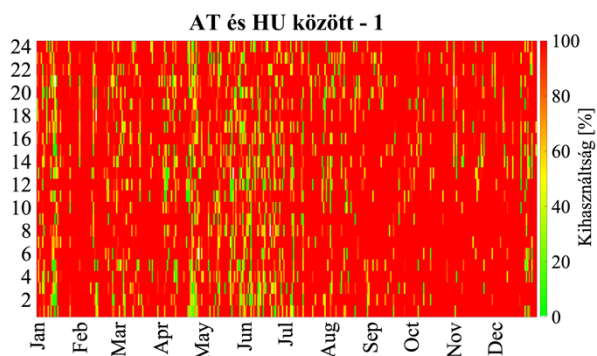


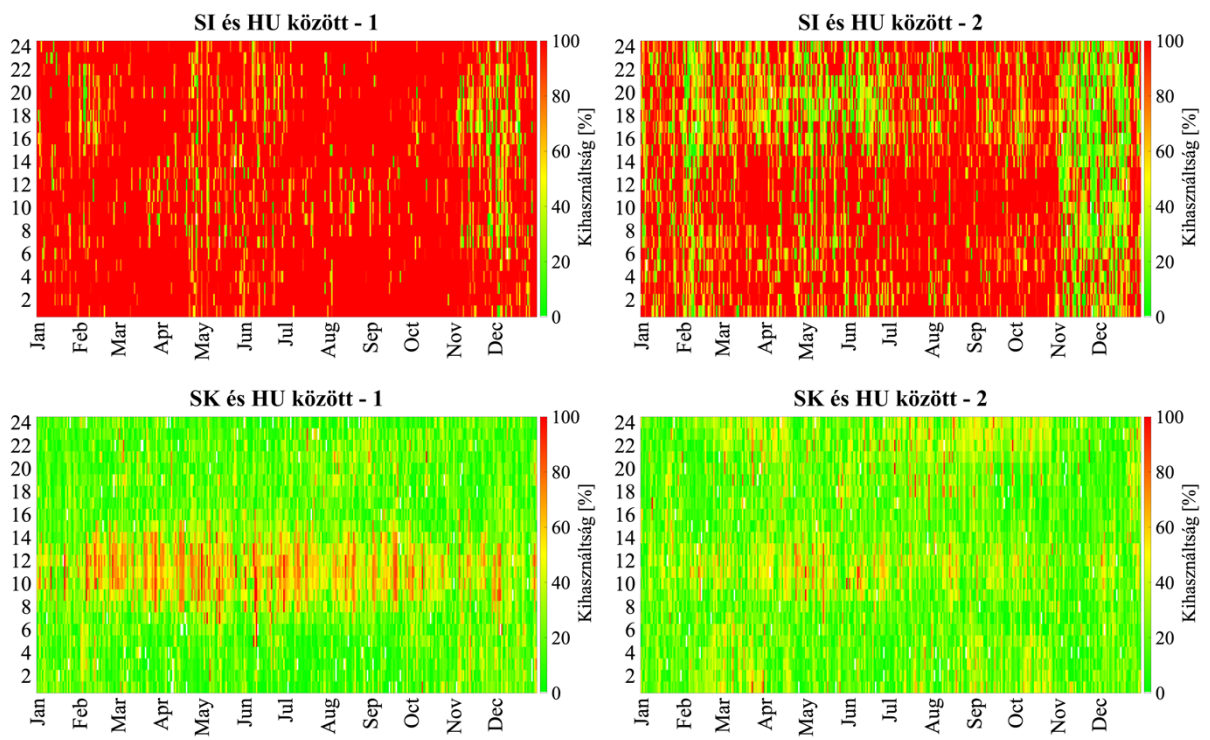
33. ábra A országokban kialakult nem szolgáltatott energia mennyiségének órás lefutása a két
szcenárióban 2030-ban





34. ábra A országok fajlagos CO₂ kibocsátásának órás lefutása a két scenárióban 2030-ban





35. ábra Magyarország határkeresztező kapacitásainak órás felbontású kihasználtsága a két szcenárióban 2030-ban