GAZDASÁG ÉS PÉNZÜGY • 12. ÉVF. 4. SZ. • 2025. DEC. • DOI: 10.33926/GP.2025.4.2

A FINANSZÍROZÁSI SZERKEZET ÉS A TANULÁSI RÁTA HATÁSA A KISMÉRETŰ MODULÁRIS REAKTOROK PÉNZÜGYI ÉLETKÉPESSÉGÉRE[1]

Kocsis Balázs[2]

ABSZTRAKT

A kisméretű moduláris reaktoroknak fontos szerepet szánnak a globális energiaátmenetben, mivel technológiai jellemzőik, mint a moduláris gyártás, a passzív biztonsági rendszerek és a fokozatos kapacitásbővítés lehetősége, új megközelítést kínálnak a nukleáris beruházások terén. Ugyanakkor ezen beruházások jelentős pénzügyi kihívásokkal is szembesülnek, különösen a technológiai újszerűségből, a szabályozási bizonytalanságokból és a finanszírozási struktúrák kialakulatlanságából fakadóan. A tanulmány célja annak vizsgálata, hogy a sorozatgyártásból és tapasztalati visszacsatolásból eredő költségcsökkenés miként befolyásolja a kisméretű moduláris reaktorprojektek pénzügyi megtérülését különböző piaci és tőkestruktúrák esetén, és olyan módszertani keretet kínál, amely banki és befektetői szempontból is értelmezhetővé teszi a kockázati és megtérülési profiljukat.

A modellezés során három blokkot vizsgáltunk, figyelembe véve az energiaárak volatilitását, a beruházási költségek tanulási alapon történő csökkenését, valamint a különféle saját tőke–hitel arányok pénzügyi hatásait. A kutatás determinisztikus diszkontált cash flow modellezésre és Monte Carlo-alapú sztochasztikus szimulációkra épül. A modellben a tanulási ráta 5–20% közötti értékeit vizsgáltam, amelyek a sorozatgyártásból és tapasztalati visszacsatolásból eredő költségcsökkenést reprezentálják. A Monte Carlo-szimulációk a pénzügyi kimenetek nagyfokú szórását és aszimmetriáját jelzik, a nettó jelenértékek döntően negatív tartományban koncentrálódnak, a belső megtérülési ráta ritkán haladja meg a 6%-ot, a megtérülési idő pedig akár 35–40 évig is elnyúlhat. Az érzékenységvizsgálat eredményei azt mutatják, hogy a magasabb tanulási ráták jelentősen javítják ezen mutatók értékeit, ami igazolja a tanulási görbe gazdasági jelentőségét pénzügyi életképességük szempontjából. Az elemzés kimutatta, hogy 70 EUR/MWh árszint esetén, magasabb önrészes finanszírozási struktúrával 19–21 éves

1 A 2023-2.1.2.-KDP-2023-00010 számú projekt a Kulturális és Innovációs Minisztérium Nemzeti Kutatási Fejlesztési és Innovációs Alapból nyújtott támogatásával, a KDP-2023 pályázati program finanszírozásában valósult meg.

2 *Kocsis Balázs* doktorandusz, Pécsi Tudományegyetem, Gazdálkodástani Doktori Iskola; berendezésfelelős, MVM Paksi Atomerőmű Zrt. E-mail: kocsisbalazs1981@gmail.com.

megtérülés is elérhető, míg pesszimista árszcenárió mellett a projekt veszteséges marad.
Az eredmények alapján a jövőben elengedhetetlen a szabványosítás, a moduláris gyártás fejlesztése és a nemzetközi referencia-projektek gyorsítása, a hosszú távú garantált átvételi árak, állami hitelgaranciák, valamint adaptív pénzügyi modellek alkalmazása.

JEL-kódok: G24, G32, O33, Q40, Q48

Kulcsszavak: SMR, tanulási görbe, Diszkontált Cash Flow, finanszírozási kockázat

1. BEVEZETÉS

A globális energetikai átmenet és az egyre szigorúbb klímavédelmi célkitűzések közepette a pénzügyi szektornak kulcsszerepe van abban, milyen technológiák képesek megvalósulni és méretgazdaságossá válni. A villamosenergia-termelés dekarbonizációja nem csupán környezeti szempontból elkerülhetetlen, hanem pénzügyi és társadalmi stabilitási szempontból is kulcsfontosságú; emiatt egyre több ország és fejlesztő tekint úgy a nukleáris energiatermelésre, mint megbízható, alacsony kibocsátású bázisenergiaforrásra (Adorján–Rétfalvi, 2022). Az új beruházások tervezése kapcsán jelentős elmozdulás figyelhető meg a kisméretű moduláris reaktorok (Small Modular Reactor, SMR) felé, amelyek egyaránt igényelnek új technológiát, valamint finanszírozási és üzleti modelleket. Az SMR-ek olyan nukleáris energiatermelő egységek, amelyek kisebb teljesítményűek (jellemzően 50–300 MWe) és modulárisan gyárthatók, majd helyszínre szállíthatók, ahol viszonylag gyorsan telepíthetők. Ez a megközelítés alapvetően eltér a hagyományos, helyben épített nagyerőművek logikájától, és új lehetőségeket nyit a decentralizált, fokozatos energiatermelés irányába.

A skálázhatóságuk pénzügyi szempontból kiemelt fontosságú, mivel lehetővé teszi az erőművek fokozatos bővítését, csökkentve az egyszeri nagy volumenű beruházások kockázatát. Mivel az üzembe helyezésük fokozatosan, több lépésben is történhet, jobb likviditási lehetőségeket biztosítanak az üzemeltetők és befektetők számára, ami különösen előnyös azokban a régiókban, ahol a tőkepiaci feltételek nem teszik lehetővé egyetlen, nagy kapacitású nukleáris blokk finanszírozását. Emellett számos koncepció passzív biztonsági rendszerekre támaszkodik, amelyek emberi beavatkozás nélkül is képesek fenntartani az alapvető üzembiztonságot, emiatt a hagyományos erőművekhez képest alacsonyabb kockázati profillal rendelkeznek (IAEA, 2020). A sorozatgyártás és a tapasztalati visszacsatolás révén a fajlagos költségek folyamatosan csökkennek, így a tanulási görbének is különösen nagy relevanciája van. A később épülő blokkoknál számítani lehet a

beruházási költségek (Capital Expenditure, CAPEX) jelentős csökkenésére, ami javítja a megtérülési kilátásokat. Az első telepítések során kényszerűen kialakul a hatósági gyakorlat, így a későbbiekben a szabályozói eljárások is egyszerűsödnek. A fentiek tükrében kulcsfontosságú kérdés, miként mérsékelhetőek a kezdeti kockázatok, illetve hogyan strukturálhatók a pénzügyi termékek annak érdekében, hogy hosszú távon versenyképes, de mégis biztonságos megtérülési pályák alakuljanak ki (Locatelli et al., 2017).

A nemzetközi érdeklődést jól mutatja, hogy világszerte több terv van már előrehaladott engedélyezési fázisban. Kanadában az Ontario Power Generation 2025 áprilisában megkapta a kanadai nukleáris biztonsági bizottság engedélyét az első BWRX-300 típusú SMR megépítésére a Darlington telephelyen, ami az első ilyen az országban (CNSC, 2025). 2028-ra elkészülhet az első blokk, amelyet további három egység követhet a 2030-as évek közepéig. Az Egyesült Államokban a TerraPower 2024 márciusában nyújtotta be építési engedélykérelmét a Natrium reaktor demonstrációs projektjére, amelyet a Nuclear Regulatory Commission már vizsgál (TerraPower, 2024). Itt egy 345 MWe teljesítményű, nátriumhűtésű gyorsreaktort terveznek építeni, amely várhatóan 2030-ban állítható üzembe (AP News, 2024). Az Oklo vállalat is aktívan egyeztet az NRC-vel az Aurora Powerhouse 15 MWe-es gyorsreaktor engedélyezéséről, amely az Idaho Nemzeti Laboratóriumban épülne fel (Oklo, 2025). Európában a francia *new*cleo vállalat 2024 végén nyújtotta be a biztonsági dokumentációját a francia nukleáris hatóságnak, előkészítve egy 30 MWe-es, ólomhűtésű gyorsreaktor telepítését, amelyet 2030-ra terveznek üzembe helyezni (World Nuclear News, 2024). Ezek a példák világosan mutatják, hogy az SMR-technológia már nem csupán koncepció, hanem aktív fejlesztési és engedélyezési szakaszban lévő, valós beruházási lehetőség.

Mindezen tervek ellenére, elterjedésük egyik legnagyobb akadálya a technológiai és szabályozási bizonytalanságból adódó finanszírozási bizonytalanság. Nincs még kiépült ellátási lánc, kevés a szabályozó hatóságok által jóváhagyott referencia-projekt, és sok esetben a politikai támogatottság sem egyértelmű, emiatt a magántőke és a kereskedelmi bankok számára ezek a beruházások ma még túl kockázatosnak tűnnek. Ez a kockázat azonban megfelelő állami garanciákkal, hosszú távú átvételi szerződésekkel, új típusú finanszírozási eszközökkel jelentősen csökkenthető (Ingersoll et al., 2020).

A jelen tanulmány célja annak bemutatása, hogy a kisméretű moduláris reaktorok technológiája milyen pénzügyi sajátosságokat hordoz, miként alakíthatók ki a banki és befektetői szempontból is értelmezhető kockázati és megtérülési struktúrák, valamint milyen pénzügyi innovációk segíthetik elő sikeres piaci bevezetésüket. A tanulmány továbbá rámutat arra, hogy a tanulási ráta nem pusztán műszaki vagy statisztikai paraméter, hanem stratégiai pénzügyi tényező, amely képes az értékelés irányát alapvetően befolyásolni.

2. MÓDSZERTAN

Az alkalmazott determinisztikus és sztochasztikus szimulációk MATLAB környezetben lettek megvalósítva. A pénzügyi modell a diszkontált cash flow (Discounted Cash Flow, DCF) elemzésen alapul, amely általánosan elfogadott és széles körben alkalmazott megközelítés a beruházások értékelésében (IAEA, 2021). A DCF alapelve, hogy a jövőbeli pénzáramokat a jelenértékre számítjuk vissza egy megfelelően megválasztott diszkontrátával, amely tükrözi a tőkeköltséget, kockázati profilt és a pénz időértékét. Energetikai nagyberuházások esetében az általánosan használt referencia diszkontráta konzervatív megközelítéssel 6-9%, a modellezés során 8%-kal számoltunk, hogy tükrözze a jellemzően hosszú időtávot (INL, 2014). A működési költségeket (Operational Expenditure, OPEX) a beruházási költségek 3%-ában rögzítettük, és különböző tőkeszerkezeti variációkat modelleztünk (20-80%, 50-50%, 80-20% saját tőke és hitel), hogy felmérjük azok megtérülésre gyakorolt hatását.

A megtérülési idő (Payback Period, PB) a beruházás pénzáramlásainak nominális visszafizetési idejét mutatja meg. A tanulmányban ezt a mutatót statikus formában alkalmaztuk, vagyis a pénz időértéke nélkül, a kumulált pénzáramok nullpontja alapján. Ez a megközelítés nem része szorosan a DCF módszertannak, de segítségével érzékeltethető, hogy a projekt pénzáramlása milyen gyorsan fordul pozitívba nominálisan.

Az egyes szereplők a beruházásban eltérő célokkal és hozamelvárásokkal vesznek részt. Projektszinten a megtérülés a beruházás egészének pénzügyi életképességét fejezi ki, amelyet a nettó jelenérték (Net Present Value, NPV) jellemez, vagyis azt mutatja meg, hogy a projekt képes-e a befektetett tőke teljes költségét visszatermelni a vizsgált időszak alatt. A magánbefektető szempontjából a megtérülés ennél szűkebben értelmezett. Neki az a meghatározó, hogy a saját befektetett tőke a vizsgált időtávon belül megtérüljön az adott diszkontráta mellett. Ebben az értelmezésben a megtérülés már a hiteltörlesztések és kamatfizetések levonása utáni egyenlegre épül, vagyis a befektető rendelkezésére álló pénzáramlást mutatja. Az állami finanszírozó szempontjai ezzel szemben nem kizárólag pénzügyi természetűek. Az állami forrásrész stratégiai célokat szolgál, mint például az energiabiztonság, a technológiai szuverenitás vagy a dekarbonizációs célok elérése. Ebből következően az állam implicit hozamelvárása alacsonyabb, hiszen számára a beruházás társadalmi és gazdasági haszna a döntő, nem feltétlenül a közvetlen pénzügyi nyereség; a magánbefektető ezzel szemben piaci hozamelvárással lép be.

A pénzügyi modellben alkalmazott, a magánbefektető tőkeköltségét reprezentáló 8%-os diszkontráta, a projekt súlyozott átlagos tőkeköltségének (Weighted Average Cost of Capital, WACC) becsült értékét közelíti. A mutató a hosszú élettartamú és magas tőkekitettségű energetikai projektek esetében általánosan hasz-

nált, a tőke- és hitelforrások költségét azok arányával súlyozva határozza meg, az alábbi általános formában:

$$WACC = \frac{E}{E+D} \times r_e + \frac{D}{E+D} \times r_d \times (1 - T) \quad (1)$$

ahol:

E a saját tőke értéke
D az idegen tőke értéke
r_e a saját tőke elvárt hozama
r_d a hitelkamat
T az adókulcs

Mivel projekt-szintű pénzáramokat vizsgálunk, és a kamatszintet nominálisan vesszük figyelembe, az adóhatás elhanyagolható vagy nulla, a képlet egyszerűsíthető:

$$WACC = \frac{E}{E+D} \times r_e + \frac{D}{E+D} \times r_d \quad (2)$$

A WACC egyesíti a finanszírozás szerkezeti, piaci, szabályozási és technológiai kockázati komponenseit, és olyan átfogó diszkontrátaként értelmezhető, amely a projekt teljes tőkeköltségét reprezentálja. Természetesen a finanszírozási szerkezet arányainak változása módosítja az értékét. A saját tőke arányának növekedése a drágább forrás nagyobb súlyán keresztül emeli, míg a hitelarány növekedése a relatíve olcsóbb forrás bevonásával csökkenti. A magasabb eladósodottság fokozza a pénzügyi kockázatot, a magasabb saját tőke pedig stabilabb, de költségesebb finanszírozást eredményez. Ennek megfelelően a diszkontráta a projekt teljes tőkeköltségét és átlagos kockázati profilját tükrözi. A nemzetközi gyakorlatban a nukleáris beruházások esetében a fejlett piacokon a WACC általában 5–7% tartományban alakul, míg az új technológiák, ország- vagy politikai kockázatok jelenléte esetén 10–15% közötti érték is reálisnak tekinthető. A tőkeköltség tehát nem statikus paraméter, hanem a projekt kockázati szerkezetéhez és finanszírozási arányaihoz dinamikusan igazodó mutató. A tanulmány célja az egyes tőkeszerkezetek hatásának szemléltetése azonos tőkeköltségi feltételek mellett, így egyszerűsítő feltételezésként a diszkontráta minden szcenárióban változatlan értékű, vagyis átlagos kockázati paraméterként értelmezhető, amely a finanszírozási formától függetlenül a beruházás általános kockázati profilját tükrözi.

A vizsgált finanszírozási struktúra (70% állami és 30% magántőke, 5%-os hitelkamat és 10–12%-os magántőke-hozamelvárás) feltételezésével a súlyozott tőkeköltség megközelítőleg 8%, összhangban a nemzetközi szakirodalomban az energetikai szektorban tapasztalt tartományokkal (Dobrowolski, 2022). Ezzel a megoldással a különböző finanszírozási arányok hatását relatív pénzáram-dina-

mikában tudjuk bemutatni úgy, hogy közben továbbra is érvényben maradhatott a WACC-alapú értelmezés.

A kutatás alapvető kérdései:

- *Az első építésű (First of a kind, FOAK) és további (Nth Of A Kind, NOAK) projektek beruházási és működési költségeinek alakulása:* Hogyan változnak a költségek a tanulási görbe hatására, és ez hogyan befolyásolja a pénzügyi életképességet?
- *Finanszírozási struktúrák és kockázatok kapcsolata:* Hogyan hat a saját tőke (magántőke, állami támogatás) és a hitel arányának változtatása a megtérülési időre és pénzügyi kockázatokra?
- *Piaci áramár változása:* Hogyan befolyásolja a piaci ár változása a pénzügyi mutatókat, és milyen módon lehet ezt a bizonytalanságot kezelni?

2.1. Első beruházások

Az SMR technológia még új, az első beruházások esetében magas műszaki és szabályozási bizonytalanságokkal lehet számolni, ami miatt az állami szerepvállalás a kezdeti időkben kulcsfontosságú, sőt elkerülhetetlen. A nyújtott támogatások jelentkezhetnek közvetlen tőkehozzájárulásban, hitelgaranciában, adókedvezményekben vagy éppen kutatás-fejlesztési támogatásokban (Nyirkos, 2018).

Az első néhány projekt várhatóan hasonló nehézségekkel fog szembenézni, mint a Vogtle és az Olkiluoto-3 építkezések. Az építési és időbeli csúszások megmutatták, milyen jellegű finanszírozási nehézségekre lehet számítani, különösen az új piacokon való megjelenésükkor. A magántőke szereplői általában ezekben még csak korlátozottan hajlandóak részt venni, mivel a hosszú megtérülési idő és a technológiai bizonytalanság magas kockázatot jelent. A kockázatmegosztás különböző formái, mint az állami-magántőke társulások (Public-Private Partnership, PPP) konstrukciók ugyan enyhíthetik ezt a problémát, de a tapasztalatlanság és a szigorú szabályozási követelmények miatt ebben a fázisban ritka a teljes mértékű piaci alapú finanszírozás.

Az *1. táblázatban* három gyártó tervezett, első építésű blokk fajlagos beruházási költsége látható. A rendkívül széles tartományt a különböző tervezési sajátosságok, technológiák, a licenszelési folyamat érettsége, valamint a gyártási és beszállítói lánc fejlettsége magyarázza.

1. táblázat
Különböző gyártók modelljeinek tervezett beruházási összege

Gyártó	Teljesítmény	CAPEX (FOAK)
Nuscale	570MWe	4 600–6 200 USD/kW
Smart	100MWe	10 000 USD/kW
Rolls-Royce	470MWe	4 000–5 300USD/kW

Forrás: NEA. 2021.

2.2. További beruházások

Amint a technológia és a szabályozási környezet kiforrottá válik, és a kezdeti nehézségek megoldódnak, megnyílik az út a magántőke nagyobb mértékű bevonása előtt. Az ismétlődő gyártási, építési és üzemeltetési tapasztalatok révén jelentős költségcsökkenés érhető el mind az idő-, mind a munkaerőráfordítás terén. Ez a folyamat hasonló, mint amit az elmúlt évtizedben a megújuló energiaforrások esetében figyelhettünk meg. Az iparág fejlődésével párhuzamosan drasztikusan csökkentek a beruházási és üzemeltetési költségek. Ezek a további blokkok jóval kisebb engedélyezési kockázattal szembesülnek, hiszen a technológia már „bizonyított", és a korábbi reaktorok engedélyezéséből a szabályozó hatóságok is szereztek már tapasztalatot. Ezzel párhuzamosan a beszállítói lánc is megerősödik, a tömegtermelés fokozatosan olcsóbbá és gyorsabbá válik. A folyamatnak köszönhetően már olyan innovatív finanszírozási modellek is megjelenhetnek, mint az áramvásárlási megállapodás (Power Purchase Agreement, PPA) vagy a zöldkötvények, amelyek a korábban még túl kockázatosak voltak.

2.3. Tanulási görbe

Az elemzés újszerűsége, hogy a tanulási görbe (Learning Curve, LC) koncepció (3) beépül a hagyományos DCF módszertani keretébe, annak integrált részévé válik. Ahogy egy adott technológiából egyre több egységet valósítanak meg, a termelési és kivitelezési folyamatok optimalizációjának, szabványosításának és tapasztalati tudásának köszönhetően a CAPEX csökken. Joggal feltételezhető, hogy minden egyes újabb megépített blokk esetében valamivel alacsonyabb költséggel lehet számolni, mivel a korábban szerzett tapasztalatok, a beszállítói hálózat fejlődése és a munkafolyamatok optimalizálása csökkentik az egy egységre jutó ráfordítást. A cél nemcsak az egyes finanszírozási struktúrák relatív előnyeinek számszerűsítése volt, hanem olyan elemzési keret biztosítása, amely alapján a banki és intézményi befektetők megalapozott döntéseket hozhatnak.

A tanulási görbe a következő formában írható le:

$$Cost(n) = Cost(1) * n^{\beta} \tag{3}$$

ahol

$Cost(n)$ az n-edik blokk egységköltsége
$Cost1$ az első blokk egységköltsége (FOAK),
β a tanulási görbe meredekségét kifejező paraméter, negatív érték (a β<o jelzi, hogy a darabonkénti költség csökken az n növekedésével).

A képletbe az alábbi módon építhető be:

$$\beta = \frac{\ln\,(1-LR)}{\ln\,(2)} \tag{4}$$

ahol

LR a tanulási ráta értéke

A fentiek alapján:

$$Cost(n) = Cost(1) * n^{\frac{\ln\,(1-LR)}{\ln\,(2)}} \tag{5}$$

Az LR alkalmazása a hagyományos atomerőművek esetében nem egyértelmű. A nagyreaktorok tanulási rátái jelentős szórást mutatnak, nulla körüli vagy akár negatív értékek is előfordultak. Vagyis ahelyett, hogy a tapasztalatok révén csökkennének az egységköltségek, azok bizonyos esetekben növekedtek. A jelenség okai a szigorodó szabályozás, az engedélyezési komplexitás és a projektmenedzsment problémák. Gyakori tehát, hogy nem sikerül hatékonyan kihasználni a standardizáció és sorozatgyártás előnyeit (Rubin et al., 2015).

Az érzékenységvizsgálat során a tanulási rátát több tartományban vizsgáltuk. 10–15%-os közötti értékek a nukleáris iparágban jellemzően tapasztalt középértéknek tekinthetők, míg egy 20%-os felső érték optimista, de technológiailag indokolható forgatókönyv. Az alsó határ 5%, mely a nukleáris szektor sajátos, szabályozási korlátokkal terhelt fejlődési ütemét, a lassú tanulási pályát reprezentálja. Ezáltal lehetővé válik annak kvantitatív értékelése, hogy a költségcsökkenés üteme milyen mértékben befolyásolja a beruházások pénzügyi életképességét.

3. SZIMULÁCIÓS MODELL

A szimuláció két, egymástól jól elkülöníthető szakaszból áll. Mindkettő a beruházási és működési költségek csökkentésének hatásvizsgálatán alapul, figyelembe véve az iparági tanulási görbét, a méretgazdaságossági előnyöket, és a villamosenergia-árak változásának hatását. Mivel a hosszú távú pénzügyi stabilitást nem csak az árampiac volatilitása befolyásolja jelentősen, igyekeztünk kvantitatív alapon feltárni azokat a kritikus tényezőket, amelyek a legnagyobb hatással vannak a gazdasági sikerességre.

A determinisztikus elemzés során fix paramétereket (CAPEX, OPEX, áramár) változtatva, különböző becsléseket készítettünk a várható éves nettó cash-flowra, kumulatív cash-flow-ra, és a megtérülési időre. A különböző pénzügyi szcenáriókon keresztül a tanulási görbe és a finanszírozási struktúrák hatása elemezhetővé vált.

A vizsgálatban három alapvető pénzügyi mutató szerepel:

- NPV, amely a diszkontált pénzáramok és a beruházási költség különbségeként a projekt értékteremtő képességét fejezi ki;
- IRR, amely azt a diszkontrátát jelöli, amely mellett az NPV éppen nulla;
- statikus formában alkalmazott PB, amely a kumulált pénzáramok alapján azt az időpontot mutatja, amikor a beruházás nominálisan visszatermeli a kezdeti tőkét.

A vizsgálat során két fő forgatókönyvet alkalmaztunk:

- **Rögzített finanszírozási arány:** Rögzített alapadatok (70% állami beruházás – 30% külső befektetők) mellett vizsgáltuk a megtérülési időt, különböző áramárak mellett.
- **Különböző állami szerepvállalási arányok:** Változó saját tőke (állami szerepvállalás) és hitel arányok mellett (20-80%, 50-50%, 80-20%) vizsgáltuk FOAK és NOAK esetben a pénzügyi teljesítményt és megtérülési időt.

A kapott eredmények alapján objektív képet kaptunk arról, hogy az egyes finanszírozási szerkezetek hogyan alakítják a projektek pénzügyi dinamikáját.

Második lépésben 10 000 futást tartalmazó Monte Carlo szimulációval a pénzügyi mutatók bizonytalanságainak számszerűsítését végeztük el, mely során a bemeneti paramétereket (áramár, CAPEX, finanszírozási feltételek) véletlenszerűen generált értékekkel helyettesítettük, így elemezhetővé váltak az eredmények statisztikai tulajdonságai.

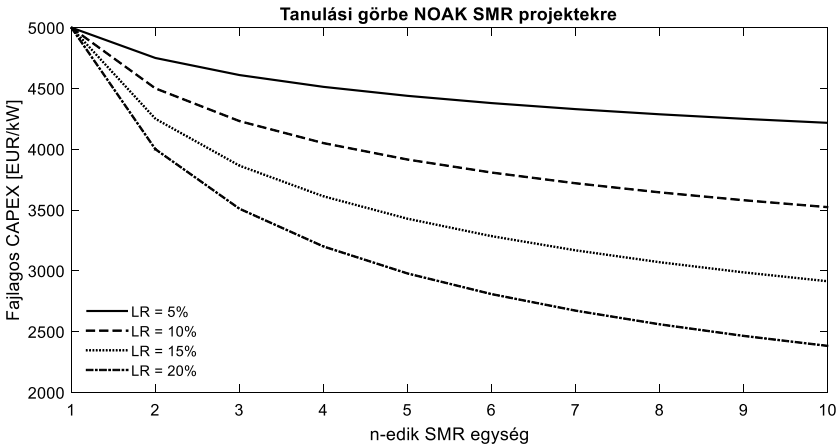
A projekt élettartamát 40 évben, az építési időszakot 3 évben határoztuk meg. A modell kiinduló pénzügyi feltételei a következők:

- Tanulási ráta: 5 – 20% tartományban
- Blokkok száma: FOAK + 2 NOAK
- 200 MWe blokkonkénti teljesítmény, 90%-os kapacitáskihasználással
- FOAK CAPEX: 5 000 EUR/kW
- NOAK CAPEX a tanulási görbe alapján ($\beta = -0{,}15$)
- OPEX: CAPEX 3%-a
- Finanszírozási opciók: fix (70%-30%), illetve három állami szerepvállalás (20-80, 50-50, 80-20)
- Hitel paraméterek: 15 év futamidő, 5% kamatláb
- Diszkontráta (WACC): 8%, hitelkamat: 5%, sajáttőke-hozam elvárás: 10–12%

3.1. SMR tanulási görbe

Az 1. ábra jól szemlélteti, hogyan csökken érdemben a technológia egységköltsége minden egyes újabb blokk megépítésével a LR különböző eseteiben. A háttérben többek között sorozatgyártást lehetővé tevő szabványosított tervezés és gyártás, továbbá a korábban már működő reaktorok biztosította referenciák állnak, amelyek egyszerűbbé és gyorsabbá teszik az engedélyezési és a gyártási folyamatot, javítva a megtérülési kilátásokat. A modell természetesen jelentősen leegyszerűsíti a valós folyamatot, mivel nem veszi figyelembe a potenciális nyersanyagár-ingadozásokat, a szabályozói elvárások változását és más makrogazdasági tényezőket, melyek erősen befolyásolhatják az eredményeket.

1. ábra
NOAK tanulási görbe



Forrás: Saját szerkesztés

Fontos megjegyezni, hogy költségcsökkenés csak akkor fog érvényesülni, ha a későbbi projektek meg is valósulnak, amihez elengedhetetlen a megfelelő politikai, gazdasági és szabályozói környezet, illetve olyan piac, amely képes és hajlandó is a megtermelt energia fogadására (Mignacca–Locatelli, 2020).

3.2. Determinisztikus szimuláció

A modell az eltérő finanszírozási struktúrák pénzügyi hatainak bemutatására készült, a számítások alapjául két, egymástól nagyban eltérő áramár-szcenárió szolgál. A pesszimista forgatókönyv (30 EUR/MWh) Magyarország jelenlegi nukleáris villamosenergia-termelési átvételi árának tükrében különösen releváns. Jelenleg a Paksi Atomerőmű által termelt villamos értékesítési ára nagyságrendileg 12 Ft/kWh, amely hozzávetőlegesen 30 EUR/MWh-nak felel meg (Toldi, 2024). Ez az árszint egy reális alsó referenciahatár, mivel jól tükrözi a jelenlegi, már régóta üzemelő nukleáris kapacitások gazdaságos üzemeltetéséből eredő kedvező termelési költségeket, és jól használható arra, hogy megvizsgáljuk, milyen pénzügyi kihívásokkal kellene szembenézniük a jövőbeni projekteknek, ha a jelenlegi árakhoz közeli piaci feltételek között valósulnának meg.

Az optimista forgatókönyv (70 EUR/MWh) választása a hosszú távú piaci kilátásokhoz kapcsolódik, és tükrözi azt a reális, a nemzetközi nukleáris iparban alkalmazott hosszú távú garantált átvételi árszintet, amely alkalmas lehet az új nuk-

leáris kapacitások beruházási költségeinek fedezésére. Nemzetközi példa alapján (a francia nukleáris új erőművek tervezett árszintjei) a 60-80 EUR/MWh ársáv reális referenciának tekinthető (Zimmermann–Keles, 2023). Bár a nukleáris létesítmények technikai élettartama tipikusan 40–60 év, kereskedelmi vagy vegyes finanszírozás esetében a pénzügyi kockázatok kezelhetősége miatt a beruházási hitelek általában rövidebb, 10–20 éves időtartamra szólnak. A 15 éves futamidő lehetővé teszi a tőke visszafizetését a működés korai szakaszában, amikor a pénzáramlás a legintenzívebb, ugyanakkor nem terhel túl hosszú időre hitelezői kötelezettségekkel (IAEA, 2017).

3.2.1. Projektek összehasonlítása két áramár forgatókönyv mellett (30 EUR/MWh és 70 EUR/MWh)

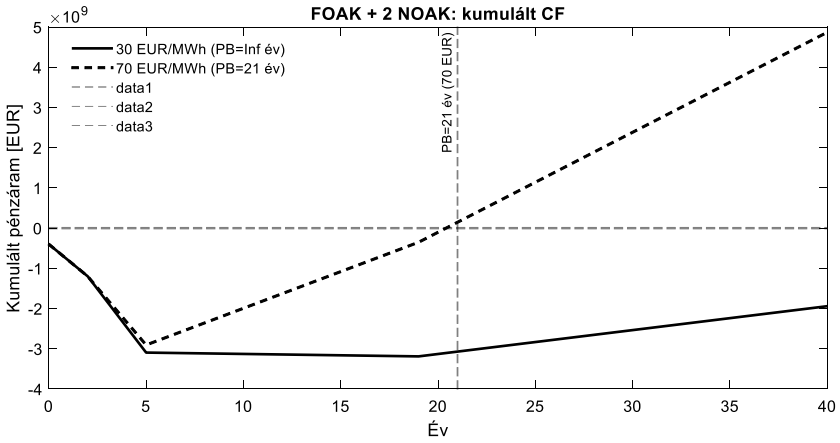
A tanulmány egyik alapvető kérdése az volt, hogyan változik a pénzügyi megtérülés mértéke, amennyiben nem csupán egyetlen első blokk épül meg, hanem azt közvetlenül további egységek követik. Emiatt már a kiindulási szimuláció során három blokk építésével számoltunk (egy FOAK és két NOAK), mert így a tanulási görbe hatását is hatékonyan lehet vizsgálni. Egyetlen blokk megépítése esetén csak a FOAK blokk beruházási költségeit, illetve az azokból eredő magasabb pénzügyi kockázatokat lehetett volna értékelni, ami viszont nem adna pontos képet a hosszú távú gazdasági életképességről, hiszen a technológia egyik legfontosabb gazdasági előnye éppen az, hogy további blokkok építésével egységre vetítve a költség jelentősen csökken (IAEA, 2020). A CAPEX az első blokk esetében 5 000 EUR/kW, a második és harmadik pedig a tanulási görbe szerint így alakul:

$$CAPEX_2 = 1\,000\ M\ EUR\ \times 2^{-0{,}15} \approx 900\ M\ EUR \tag{6}$$

$$CAPEX_3 = 1\,000\ M\ EUR\ \times 3^{-0{,}15} \approx 846\ M\ EUR \tag{7}$$

A *2. ábrán* grafikusan, a *2. táblázatban* számszerűsítve látható, hogy az 1–5. évben a magas kezdő beruházási és beüzemelési költségek miatt mindkét esetben meredeken süllyed a kumulatív Cash Flow. 30 EUR/MWh mellett, 40 év időtávot vizsgálva nem lesz megtérülés. 70 EUR/MWh-nél viszont a 21. év környékén az egyenes metszi a nullát (PB=21 év), a kumulált CF a negyedik évtized végére közel $5x10^9$ EUR-ra várható. Az eredmények igazolják, hogy a pénzügyi teljesítmény érzékenyen reagál a piaci áramárra.

2. ábra
Kumulatív CF alakulása eltérő áramárak mellett



Forrás: Saját szerkesztés

2. táblázat
Megtérülési idő különböző áramárak mellett

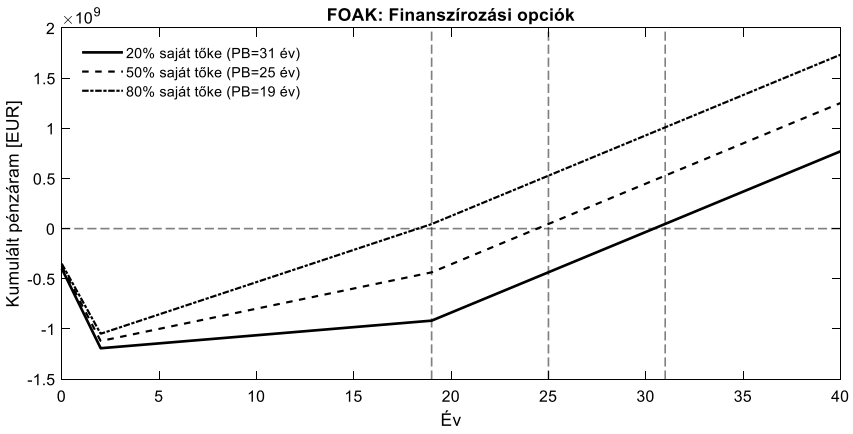
Forgatókönyv	Áramár [EUR/MWh]	Kumulatív CF 40 év után [M EUR]	Megtérülési idő [év]
FOAK + 2 NOAK	30	–2 000 (kb.)	nincs megtérülés
FOAK + 2 NOAK	70	+5 000 (kb.)	21

Forrás: Saját szerkesztés

3.2.2. FOAK projekt finanszírozási struktúrák szerinti elemzése (70 EUR/MWh áron)

A kezdeti években a magas beruházási kiadások miatt mindhárom görbe meredeken süllyed (FOAK beruházási fázis), majd a következő évtizedekben a bevételek fokozatosan kompenzálják a költségeket. Az arányosan nagyobb hitelrészesedés (alacsonyabb sajáttőkearány) hosszabb törlesztési időt eredményez a *3. ábra* és a *3. táblázat* szerint.

3. ábra
Kumulatív CF alakulása eltérő finanszírozási struktúrák esetén



Forrás: Saját szerkesztés

3. táblázat
Megtérülési idő különböző finanszírozási struktúrák esetén

FOAK blokk finanszírozása	Kumulatív CF 40 év után [M EUR]	Megtérülési idő [év]
20% saját tőke, 80% hitel	700 (kb.)	31
50% saját tőke, 50% hitel	1 300 (kb.)	25
80% saját tőke, 20% hitel	1 700 (kb.)	19

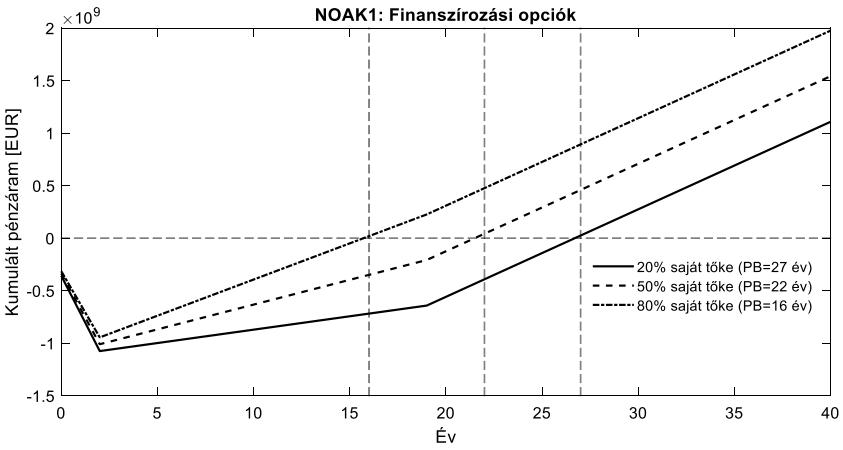
Forrás: Saját szerkesztés

A finanszírozási struktúra kritikus tényező, 20%-os saját tőke mellett a kezdeti beruházás erősen hitelre támaszkodik, így magasabb kamatterhekkel jár. Magasabb saját tőke részarány jelentősen csökkenti a pénzügyi kockázatokat, rövidebb megtérülési időt és kedvezőbb pénzügyi eredményeket ad.

3.2.3. NOAK1 projekt finanszírozási struktúrák szerinti elemzése (70 EUR/MWh áron)

NOAK1 blokk beruházási költsége (2. blokk) 900 millió EUR körül alakul. (tanulási görbe szerint számolva) A finanszírozási arányok hatásának vizsgálata a *4. ábra* és a *4. táblázat* szerinti, három különböző struktúrára történt meg.

4. ábra
Kumulatív CF alakulása eltérő finanszírozási struktúrák mellett (NOAK1)



Forrás: Saját szerkesztés

4. táblázat
Megtérülési idő különböző finanszírozási struktúrák mellett (NOAK1)

NOAK1 blokk finanszírozása	Kumulatív CF 40 év után [M EUR]	Megtérülési idő [év]
20% saját tőke, 80% hitel	1 000 (kb.)	27
50% saját tőke, 50% hitel	1 500 (kb.)	22
80% saját tőke, 20% hitel	2 000 (kb.)	16

Forrás: Saját szerkesztés

NOAK1 blokk esetében már a 20%-os saját tőke finanszírozási arány mellett jelentősen javul a megtérülési idő, de a saját tőke arányának növekedése még kedvezőbb eredményeket ad. A tanulási görbe alkalmazása révén a NOAK blokkok beruházási költségeinek jelentős csökkenése érhető el, számottevően javítva a gazdasági életképességet, hosszú távon kedvezőbbé téve a pénzügyi eredményeket.

3.2.4. Pénzügyi mutatók értelmezése és statisztikai eloszlása

A determinisztikus elemzés egyszerű és jól érthető képet ad a pénzügyi teljesítményről, azonban nem veszi figyelembe a valós piaci és technológiai bizonytalanságokat. A valóságban számos paraméter értéke ingadozik. A bizonytalanságok számszerűsítésére Monte Carlo szimulációval került sor. A fő pénzügyi paramé-

tereket véletlenszerűen változtattuk, majd a pénzügyi modellt nagyszámú iteráció során futtattuk. Az eredményeket a *5. táblázat* foglalja össze.

A modellben két fő paraméter változását vizsgáltam:

- *Villamosenergia-ár:* Normál eloszlás, 70 EUR/MWh átlagértékkel (μ) és 10 EUR/MWh szórással (σ).
- *Beruházási költségek* (FOAK fajlagos CAPEX): 5 000 EUR/kW ±10%-os bizonytalansággal, normál eloszlás szerint.

A megtérülési idő értékei a modellben nem diszkontált (statikus) formában kerültek kiszámításra, alapvetően a beruházás likviditási sebességét szemléltetik. A diszkontálás hatását az NPV és IRR mutatók már beépítetten kezelik, a tanulmányban a pénzügyi életképesség értékelését ezekre a mutatókra építjük. A PB feladata, hogy tájékoztató jelleggel szemléltesse a beruházás pénzáramlásának dinamikáját.

5. táblázat
Monte Carlo szimuláció főbb eredményei

Pénzügyi mutató	Átlagos érték	Értelmezés
NPV	~–764 M EUR	Jelentős negatív érték, a projekt gazdasági kockázatait mutatja
IRR	~5.34%	Átlagos megtérülési ráta, a projekt várhatóan jövedelmező lesz, de nem kiemelkedően
PB	~21,3 év	40 éves időtávot feltételezve elfogadható, és reális megtérülési idő

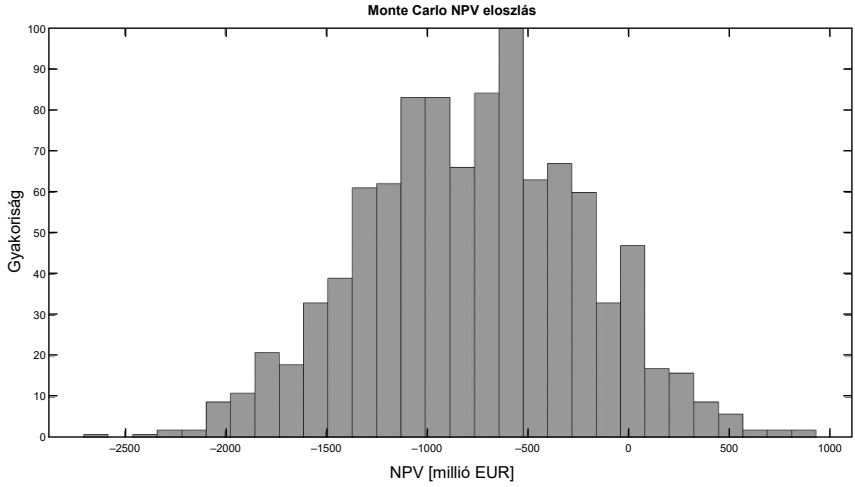
Forrás: Saját szerkesztés

Az *5. ábra* szerinti hisztogram a beruházás nettó jelenértékének Monte Carlo-eloszlását mutatja különböző bizonytalansági tényezők szimulációja alapján. A legtöbb forgatókönyvben az NPV negatív tartományban helyezkedik el, és az eloszlás módusza is ebben a régióban van. A bal oldali hosszú farok egészen –2 500 millióig terjed, ami a váratlanul rossz kimenetelek (jelentős veszteségek) kockázatát jelzi. A jobb oldalon ugyan előfordulnak pozitív szimulációk egészen +1 000 millióig, de ezek gyakorisága viszonylag alacsony, így a pozitív megtérülés valószínűsége inkább 10–20 %-os nagyságrendű.

A kapott eredmény nem meglepő, az ilyen aszimmetrikus eloszlás tipikus a nagy tőkeköltségű és hosszú megtérülésű projektek esetében. A pozitív NPV elérésének valószínűsége 40 – 50% között alakult, azaz a beruházás pénzügyi sikeressége körülbelül fele-fele arányban függ a piaci és technológiai feltételek kedvező alakulásától. A medián NPV a legtöbb futásban enyhén negatív, a 25–75. percentilisek

közötti tartomány pedig viszonylag széles, ami a tanulási ráta és az áralakulás bizonytalanságának hatását tükrözi. Összességében ez az eloszlás erősen negatív eltolódást és aszimmetriát mutat, ami arra utal, hogy a projekt kockázati profilja kedvezőtlen, és a statisztikai várható érték is negatív, tehát a beruházás megtérülése igen bizonytalan.

5. ábra
NPV eloszlás FOAK + 2 NOAK esetén

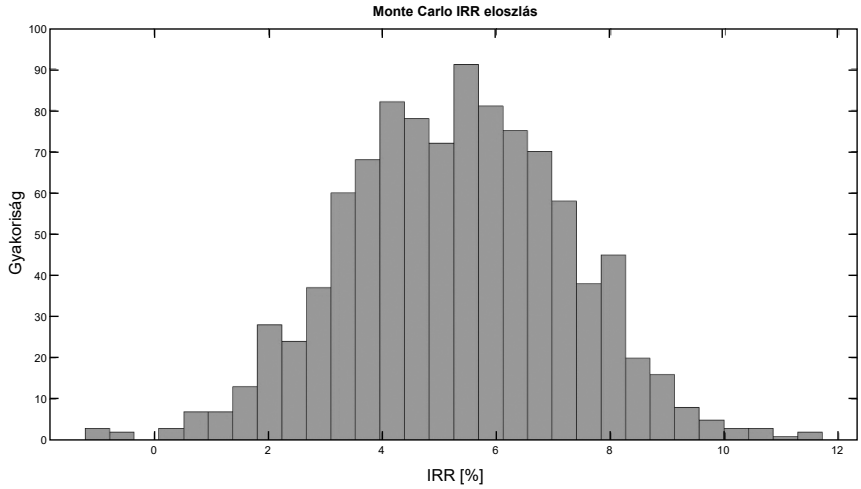


Forrás: Saját szerkesztés

A *6. ábrán* az egyes IRR-értékek százalékpontban és az előfordulások gyakorisága látható. Az eloszlás nagyjából 2% és 8% közötti sűrűségi csúcsot mutat, középértéke körülbelül 5–6%. vagyis a hozamprofil nagyrészt a 8%-os diszkontráta környezetében koncentrálódik. A bal oldali farok egészen –1%-ig nyúlik, ami jelzi, hogy bizonyos kedvezőtlen forgatókönyvek negatív belső megtérülést eredményeznek, de ezek viszonylag ritkák. A jobb oldali farok 10–12% körüli maximumokig terjed, ám 8% feletti IRR csak az esetek töredékében (kb. 10–15%) fordul elő.

Ez azt jelenti, hogy a projekt pénzügyi életképessége a tőkeköltség határán mozog, és csak mérsékelt eséllyel hoz kiugró nyereséget. Ez egyúttal azzal is jár, hogy már mérsékelt költségnövekedés vagy árbevétel-csökkenés is negatív NPV-t eredményezhet. Az IRR szórása ugyanakkor viszonylag kicsi, ami arra utal, hogy a hozamok eloszlása stabil, de alacsony átlagos szint körül sűrűsödik.

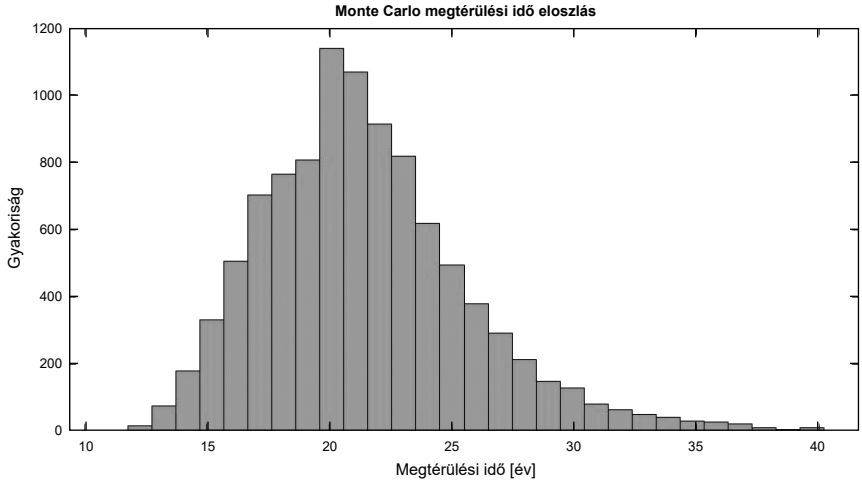
6. ábra
IRR eloszlás FOAK + 2 NOAK esetén



Forrás: Saját szerkesztés

A *7. ábra* alapján a statikus megtérülési idő 15 és 40 év között változott, ami jól szemlélteti a beruházás likviditási kitettségét. A megtérülési idő átlaga és mediánja egyaránt 20 év, a csúcs körülbelül 18–21 évnél van, vagyis a legtöbb szcenárió ebbe az intervallumba esik. A 10%-os alsó kvantilisbeli érték kb. 15–16 év, míg a 90%-os felső, körülbelül 26–28 év. Ugyanakkor a jobb oldali „farok" egészen 35–40 évig nyúlik, ami azt jelzi, hogy a szimulációk mintegy 10–15%-ában a megtérülés jóval lassabb, nem ritkán a projekt élettartamához közeli időtávot (vagy azt meghaladó évtizedeket) igényel. Ez a viszonylag széles, jobbra ferdült eloszlás arra figyelmeztet, hogy bár átlagosan 20 év alatt visszajön a befektetett tőke, a hosszú megtérülésű forgatókönyvek jelentős pénzügyi kockázatot hordoznak.

7. ábra
PB eloszlás FOAK + 2 NOAK esetén



Forrás: Saját szerkesztés

A beruházások jövedelmezősége erősen függ az értékesítési ártól és a tőkeszerkezettől, valamint jelentős kockázatot hordoz. A kumulatív CF-görbék szerint 30 EUR/MWh ár mellett a projekt soha nem térül meg, 70 EUR/MWh-nél a megtérülés a 21. év körül van, majd dinamikusan nő a nyereség. A statikus megtérülési idő széles eloszlása szintén a beruházás likviditási kockázataira irányítja a figyelmet, az NPV és az IRR alapján a projekt csak kedvező piaci és technológiai feltételek mellett válhat gazdaságilag fenntarthatóvá.

Összességében, bár bizonyos feltételek (magas ár, magas önrész) mellett hosszú távon vonzó hozamok érhetők el, a projekteknek jelentős esélye van negatív NPV-re, mérsékelt IRR-re és akár igen lassú megtérülésre.

3.2.5. A tanulási ráta hatása a pénzügyi mutatókra

A *6. táblázat* adatai alapján a tanulási folyamat hatása elsősorban a beruházási költségek csökkenésén keresztül érvényesül, csökkenése a korábbi FOAK-projektek tapasztalataiból eredő gyártási és engedélyezési hatékonyság javulásával párosul. A Monte Carlo-szimulációk szerint ez 30–40%-os NPV növekedést és 1–1,5 százalékpontos IRR emelkedést eredményezett, míg a megtérülési idő ezzel

párhuzamosan átlagosan 2–3 évvel rövidült, ami különösen fontos a beruházási tőke forgási sebessége és a befektetői kockázat szempontjából.

6. táblázat
Pénzügyi mutatók különböző tanulási ráták mellett

LR [%]	Átlagos NPV [M EUR]	Medián NPV [M EUR]	Átlagos IRR [%]	Átlagos megtérülés [év]
5	–179,58	–179,13	7,3099	17,258
10	–62,94	–65,358	7,7652	16,56
15	44,879	48,896	8,2009	16,002
20	180,68	172,81	8,7828	15,218

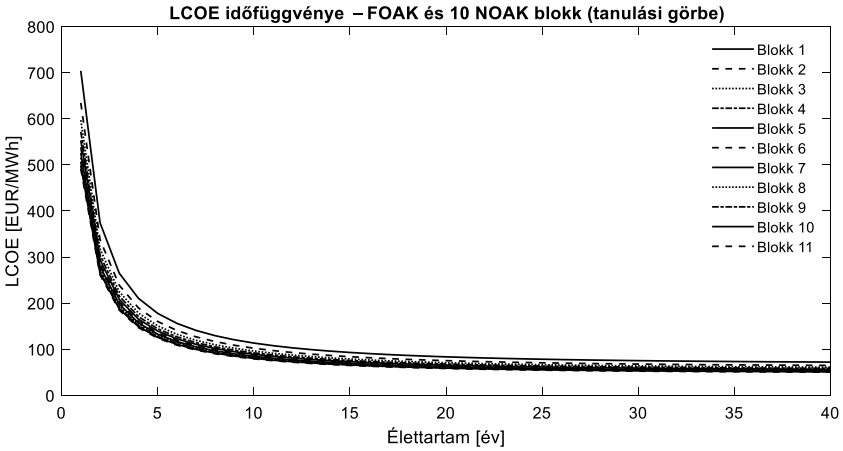
Forrás: Saját szerkesztés

3.2.6. Egységnyi Energiaköltség

A *8. ábra* görbéi megmutatják, hogyan oszlik el a FOAK és az első NOAK blokk egységnyi energiára vetített költsége az átlagos üzemidő függvényében. Mindkét esetben nagyon magas értékekkel indulunk, mert ilyenkor a beruházás tőkeköltsége még rövid időre vetítve jelentkezik, majd ahogy nő az élettartam, gyorsan, nemlineárisan csökken. A második–ötödik év között már 250–350 EUR/MWhos tartományba kerülünk, 10 év körül 120–150 EUR/MWh, míg 20–30 év között 80–90 EUR/MWh alá zuhan a költség. A FOAKgörbe mindig kicsit a NOAK fölött fut (első sorozat költséghátránya), de ahogy amortizálódik a beruházás, a különbség fokozatosan eliminálódik, és 30–40 év felett mindkét esetben nagyjából 65–75 EUR/MWh körül stabilizálódik.

Ezek az ívek jól szemléltetik, hogy a technológiai tanulásból és a sorozatgyártásból fakadó előny leginkább a rövidebb élettartamú beruházásoknál jelentős, míg a hosszú üzemidő a beruházási tőkeköltség élettartamra vetített hatását szinte teljesen elnyomja, így mindkét blokk csak 20 év felett érhet el versenyképes egységköltséget.

8. ábra
Egységnyi Energiaköltség (LCOE) FOAK és NOAK esetén



Forrás: Saját szerkesztés

4. ÖSSZEGZÉS ÉS JAVASLATOK

A dinamikus elemzések azt mutatják, hogy az SMR-projektek valós megtérülési pályáját nem csupán az egységköltség és a piaci árak, hanem a finanszírozási konstrukciók, a tanulási görbe foka és a projektciklus kezdeti kockázatai együttesen határozzák meg. A determinisztikus szimulációk alapján 70 EUR/MWh villamosenergia-ár mellett, kedvező sajáttőke-arány esetén a statikus megtérülési idő 20–25 év között alakul, ami reális célkitűzésnek tekinthető a beruházás nominális pénzáramlásai alapján. A Monte Carlo-elemzések eredményei azonban azt mutatják, hogy az NPV-eloszlásnak hosszú bal farka van, a megtérülési idők 15–40 év közötti szórása jelentősen befolyásolhatja a projekt pénzügyi stabilitását, a pozitív NPV valószínűsége 40–50% körüli. Tehát a profitrealizálás, amennyiben egyáltalán megtörténik, a pénz időértékének figyelembevételével akár évtizedes eltéréseket is mutathat. Az IRR-eloszlás középértéke ugyan éppen meghaladja a 6%-ot, de a +2% körüli szóródás és a negatív kimenetek jelzik, hogy a beruházóknak a klasszikus ár-költség modelleken túlmenően átfogó kockázatkezelési stratégiára, pénzügyi pufferre és a futamidő rugalmas újratervezésére is szükségük lesz. Az elemzés igazolta, hogy a tanulási görbe paraméterei döntő hatást gyakorolnak a projektek gazdasági mutatóira. 15–20%-os tanulási ráta esetén az NPV és IRR értékei már megközelítik a kereskedelmi életképesség határát, míg alacsonyabb (5–10%) tanulási ráták esetén a projektek jellemzően csak támogatott környezetben tarthatók fenn.

E felismerések nyomán a döntéshozóknak és befektetőknek egyaránt elengedhetetlen, hogy a piac- és technológiai bizonytalanságokat célzott intézkedésekkel kompenzálják. Először is hosszú távú, legalább 20–25 éves PPA-szerződéseket kell kialakítani, amelyek árfolyama a beruházás indokolta cash-flow-igényeket maradéktalanul lefedi. Emellett állami hitelgaranciák, beruházási adókedvezmények és kockázati tőkeinjekciók – akár visszatérítendő, részben ösztönző juttatások formájában – alapvető feltételei annak, hogy a FOAK-fázisban a magántőke is proaktívan bevonható legyen. A további blokkoknál a tanulási görbét tudatosan maximalizálni lehet a szabványosított moduláris gyártás és a beszállítói lánc konszolidációja révén, sztenderdizált építési és üzembehelyezési ütemtervekkel pedig minimalizálni lehet a késedelmek okozta pénzügyi terheket.

További javaslatként indokolt egy pénzügyi stresszteszt protokoll bevezetése, amely rendszeresen vizsgálja a kulcsparaméterek – fejlesztési és üzemeltetési költségek, kamatlábak, piaci árak – szélsőséges ingadozásait, és lehetővé teszi a bevált gyakorlatok adaptálását. A biztosítási piac bevonásával érdemes speciális hitel- és szerződés-megszakítási (delay-risk) biztosításokat kialakítani, amelyek a legnagyobb kivitelezési és engedélyezési kockázatok esetén is fedezetet nyújtanak. Fontosak a társadalmi elfogadottságot építő kommunikációs kampányok és helyi partnerségi modellek, amik csökkenthetik az ellenséges lokális nyomást és erősíthetik a közép- és hosszútávú működési stabilitást.

Az energiaátmenetben az SMR-technológia csak akkor játszhat tartós szerepet, ha folyamatosan javulnak a működési-, karbantartási- és üzemanyag-ciklus költségek, javasolt egy közös iparági–kutatói konzorcium felállítása. Ez biztosítaná a valós NOAK-projektek empirikus adatainak gyűjtését, a tanulási görbe paramétereinek folyamatos frissítését és az új üzleti modellek, mint a szolgáltatásként kínált termelőkapacitás (Energy-as-a-Service) kidolgozását. Így a finanszírozási modellek nem statikus, hanem adaptív eszközként működnének, még komplexebb piaci és technológiai környezetben is garantálva a hosszú távú versenyképességet.

Korlátok és jövőbeni kutatási irányok

A bemutatott modellek és a kapcsolódó pénzügyi kockázatelemzés segíti a technológia beruházási feltételeinek jobb átláthatóságát, azonban további kutatások során kiemelten fontos lenne az innovatív finanszírozási mechanizmusok, mint például a zöldkötvények, vagy ESG-alapú pénzügyi eszközök integrálása és kiterjesztése a geopolitikai és szabályozási környezet változásaira. Az általunk alkalmazott diszkontráta értéke minden szcenárióban fix 8%. A WACC valójában a finanszírozási szerkezet függvényében változna, azonban a fix értéke lehetővé tette az egyes tőkeszerkezetek hatásának egységes összehasonlítását. A techno-

lógiai tanulási görbe empirikus validációja tényleges beruházási adatok alapján ugyancsak szükséges, az áramár-modellezés fejlesztése pedig dinamikus, időfüggő piaci elemzésekkel a különböző jövőbeli energiapiaci forgatókönyvek hatását tudná megmutatni.

A PB a modellben nem diszkontált pénzáramokra épül, így nominális értékként jelenik meg. Ez a megközelítés a beruházás likviditási viselkedését szemlélteti, ugyanakkor nem helyettesíti a diszkontált mutatókat (NPV, IRR). A diszkontált PB számítása a jövőbeni kutatás egyik fejlesztési iránya lehet. A modell kifejezetten pénzügyi mutatókra épül, és nem tartalmazza a társadalmi, környezeti vagy ellátásbiztonsági szempontokat.

Figyelembe véve a beruházások komplexitását, a jövőbeli kutatások során érdemes lenne a modell dinamikus verzióját kialakítani, amely a tanulási ráta időbeli alakulását, a finanszírozási paraméterek adaptív változását és az energiaárak ciklikus mozgását egyaránt figyelembe veszi. Ezek integrálása a komplex döntéstámogatás irányába bővítheti a kutatást.

HIVATKOZÁSOK

Adorján, F. – Rétfalvi, E. (2022): A kisméretű moduláris atomerőművek (SMR), mint a klímavédelem ígéretes eszközei. *Nukleon*, XV(1). 243. https://nuklearis.hu/sites/default/files/nukleon/15_1_243_Adorjan.pdf. (letöltve: 2025.06.06.).

AP News (2024): TerraPower seeks to build advanced nuclear reactor in Wyoming. https://apnews.com/article/terrapower-natrium-reactor-nuclear-2030. (letöltve: 2025.06.06.).

CNSC (2025): Commission authorizes Ontario Power Generation Inc. to construct 1 BWRX-300 reactor at the Darlington site. *Canadian Nuclear Safety Commission*. https://www.canada.ca/en/nuclear-safety-commission/news/2025/04/commission-authorizes-ontario-power-generation-inc-to-construct-1-bwrx-300-reactor-at-the-darlington-new-nuclear-project-site.html. (letöltve: 2025.06.06.).

Dobrowolski, Z. (2022): The Weighted Average Cost of Capital and Its Universality: Energies Sector Perspective. *Energies*, 15(18), 6655. https://doi.org/10.3390/en15186655

IAEA (2017): Managing the Financial Risk Associated with the Financing of New Nuclear Power Plant Projects. *IAEA Nuclear Energy Series* No. NG-T-4.6, IAEA, Vienna.

IAEA (2020): Small Modular Reactors: A new nuclear energy paradigm. https://nucleus.iaea.org/sites/smr/Shared%20Documents/Small%20Modular%20Reactors%20a%20new%20nuclear%20energy%20paradigm.pdf (letöltve: 2025.06.06.).

IAEA (2021): Financing Nuclear Power Plants. *IAEA-TECDOC-1964*, Vienna, ISBN: 978-92-0-103821-6.

Ingersoll, E. – Gogan, K. – Herter, J. – Foss, A. (2020): Cost and Performance Requirements for Flexible Advanced Nuclear Plants in Future U.S. Power Markets. Lucid Catalyst. https://www.lucidcatalyst.com/_files/ugd/2fed7a_a1e392c51f4f497395a53dbb306e87fe.pdf. (letöltve: 2025.06.06.).

INL (2014): Small Modular Reactor: First-of-a-Kind (FOAK) and Nth-of-a-Kind (NOAK) Economic Analysis. *Idaho National Laboratory* Summer 2014 Report, August 2014. https://inldigitallibrary.inl.gov/sites/sti/sti/6293982.pdf (letöltve: 2025.06.06.).

Locatelli, G. – Invernizzi, D.C. – Brookes, N.J. – Sainati, T. (2017): Why are Megaprojects, Including Nuclear Power Plants, Delivered Overbudget and Late? Reasons and Remedies. https://arxiv.org/abs/1802.07312 (letöltve: 2025.06.06.).

Mignacca, B. – Locatelli, G. (2020): ‚Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda'. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 118, 109519. https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109519.

NEA (2021): Small Modular Reactors: Challenges and Opportunities, Paris, *Nuclear Energy Agency* (OECD).

NRC (2024): TerraPower Natrium Project. U.S. Nuclear Regulatory Commission. https://www.nrc.gov/reactors/new-reactors/advanced/who-were-working-with/applicant-projects/terrapower.html (letöltve: 2025.06.06.).

Nyirkos, Gy. (2018): Állami Támogatások, *Dialóg Campus Kiadó*, Budapest, ISBN 978-615-5920-29-5.

Oklo (2025): Oklo Signs Interface Agreement with the Idaho National Laboratory and Advances Environmental Review for its First Commercial Powerhouse. https://oklo.com/newsroom/news-details/2025/Oklo-Signs-Interface-Agreement-with-the-Idaho-National-Laboratory. (letöltve: 2025.06.06.).

Rubin, E. S. – Azevedo, I. M. L. – Jaramillo, P., – Yeh, S. (2015): A review of learning rates for electricity supply technologies. *Energy Policy*, 86, 198–218. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.06.011.

TerraPower (2024): TerraPower submits Construction Permit Application to the NRC. https://www.terrapower.com/terrapower-submits-cpa-nrc/ (letöltve: 2025.06.06.).

Toldi O. (2024): Ha a termelő fizeti az áram árát (lásd negatív ár), az nem a fejlődés, hanem a rendszerhiba jele. *Klímapolitikai Intézet*, 2024. 10.09. https://klimapolitikaiintezet.hu/elemzes/termelo-fizeti-aram-rendszerhiba-jele (letöltve: 2025.06.06.).

World Nuclear News (2024) French regulatory review of newcleo SMR progresses. https://www.world-nuclear-news.org/articles/french-regulatory-review-of-newcleo-smr-progresses (letöltve: 2025.06.06.).

Zimmermann, F. – Dogan Keles (2023): State or market: Investments in new nuclear power plants in France and their domestic and cross-border effects. *Energy Policy Volume* 173, February 2023, 113403. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.113403.