

DECIZIA (UE) 2017/2112 A COMISIEI**din 6 martie 2017**

privind măsura/schema de ajutoare/ajutorul de stat SA.38454-2015/C (ex 2015/N) pe care Ungaria intenționează să o pună în aplicare pentru sprijinirea dezvoltării a două noi reactoare nucleare pe amplasamentul centralei nucleare Paks II

[notificată cu numărul C(2017) 1486]

(Numai textul în limba engleză este autentic)

(Text cu relevanță pentru SEE)

COMISIA EUROPEANĂ,

având în vedere Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene, în special articolul 108 alineatul (2) primul paragraf,

având în vedere Acordul privind Spațiul Economic European, în special articolul 62 alineatul (1) litera (a),

după ce părțile interesate au fost invitate să își prezinte observațiile⁽¹⁾ și având în vedere observațiile acestora,

întrucât:

1. PROCEDURA

- (1) Pe baza articolelor din presă și a unor contacte neoficiale cu autoritățile maghiare, la 13 martie 2014 Comisia a demarat o anchetă preliminară privind un posibil ajutor de stat implicat în construcția centralei nucleare Paks II („Paks II”) cu numărul de caz SA.38454 (2014/CP).
- (2) După mai multe schimburi de informații și reuniuni oficiale, la 22 mai 2015 autoritățile maghiare au notificat măsura din rațiuni de securitate juridică, precizând că proiectul nu a presupus ajutor de stat în sensul articolului 107 din Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene („TFUE”).
- (3) Prin scrisoarea din 22 mai 2015, Ungaria a notificat Comisiei o măsură de furnizare a unei contribuții financiare pentru dezvoltarea a două noi reactoare nucleare pe amplasamentul centralei Paks.
- (4) Prin scrisoarea din 23 noiembrie 2015, Comisia a informat Ungaria asupra deciziei sale de a iniția procedura prevăzută la articolul 108 alineatul (2) din TFUE în ceea ce privește măsura în cauză („decizia de inițiere a procedurii”). Decizia Comisiei a fost publicată în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*⁽²⁾. Comisia a invitat părțile interesate să își prezinte observațiile.
- (5) La 29 ianuarie 2016, Ungaria și-a prezentat observațiile cu privire la decizia de inițiere a procedurii.
- (6) Comisia a primit observații de la părțile interesate. Acestea au fost transmise Ungariei, căreia i s-a acordat posibilitatea de a răspunde. Comentariile acesteia au fost primite prin scrisoarea din 7 aprilie 2016.
- (7) Ungaria a transmis informații suplimentare la 21 aprilie, 27 mai, 9 iunie, 16 iunie, 28 iulie 2016, 16 ianuarie 2017 și 20 februarie 2017.
- (8) La 12 septembrie 2016, autoritățile maghiare au acceptat o derogare de la regimul lingvistic și au fost de acord ca decizia să fie adoptată în limba engleză ca limbă autentică.

2. DESCRIEREA DETALIATĂ A MĂSURII

2.1. DESCRIEREA PROIECTULUI

- (9) Măsura constă în dezvoltarea în Ungaria a două noi reactoare nucleare (unitățile 5 și 6), a căror construcție este finanțată integral de statul maghiar în beneficiul entității Paks II (societatea *MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Private Company Limited by Shares*) care va deține și va exploata noile reactoare.

⁽¹⁾ JO C 8, 12.1.2016, p. 2.

⁽²⁾ A se vedea nota de subsol 1.

- (10) Federația Rusă și Ungaria au încheiat un acord interguvernamental (AIG) privind un program nuclear la 14 ianuarie 2014 ⁽³⁾. În temeiul AIG, cele două țări cooperează în ceea ce privește întreținerea și dezvoltarea ulterioară a actualei centrale nucleare Paks („CN Paks”). Aceasta include proiectarea, construcția, punerea în funcțiune și dezafectarea a două noi unități 5 și 6 cu reactoare de tip VVER (moderate și răcite cu apă), prevăzute cu o capacitate instalată pentru fiecare unitate de cel puțin 1 000 MW ⁽⁴⁾ pe lângă unitățile 1-4 existente. Exploatarea unităților 5 și 6 este destinată să compenseze pierderea capacității atunci când unitățile 1-4 (cu o capacitate totală de 2 000 MW) vor fi scoase din uz. Ungaria a susținut că unitățile 14 vor fi operaționale până la sfârșitul anului 2032, 2034, 2036 și, respectiv, 2037, fără perspectiva unei extinderi a duratei de viață.
- (11) În temeiul AIG ⁽⁵⁾, atât Rusia, cât și Ungaria ar desemna o organizație cu experiență, deținută și controlată de stat, care ar fi responsabilă din punct de vedere financiar și tehnic de îndeplinirea obligațiilor care îi revin în calitate de contractant/proprietar în legătură cu proiectul.
- (12) Rusia a desemnat societatea pe acțiuni *Nizhny Novgorod Engineering Company Atomenergoproekt* („JSC NIAEP”) pentru construcția noilor reactoare (unitățile 5 și 6), iar Ungaria a desemnat societatea *MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Private Company Limited by Shares* ⁽⁶⁾ („Paks II”) pentru deținerea și exploatarea celor două reactoare.
- (13) În timp ce AIG stabilește drepturile și obligațiile generale în materie de cooperare nucleară între cele două țări, punerea în aplicare detaliată a AIG urmează să fie prevăzută în acorduri separate, denumite „acorduri privind punerea în aplicare” ⁽⁷⁾, după cum urmează:
- (a) contractul de inginerie, de achiziții publice și de construcție pentru construirea celor două noi unități 5 și 6 cu reactoare de tip VVER 1200 (V491) pe amplasamentul centralei Paks va fi denumit „contractul IAPC”;
- (b) contractul care prevede termenii și condițiile cooperării în ceea ce privește exploatarea și întreținerea noilor reactoare va fi denumit „contractul privind exploatarea și întreținerea”;
- (c) acordul privind condițiile de alimentare cu combustibil și de gestionare a combustibilului uzat.
- (14) La 9 decembrie 2014, JSC NIAEP și Paks II au încheiat contractul IAPC, care prevede că cele două noi unități 5 și 6 ar urma să devină funcționale în 2025 și, respectiv, 2026.
- (15) În mod separat, Rusia s-a angajat să ofere Ungariei un împrumut de stat pentru finanțarea dezvoltării Paks II. Împrumutul este reglementat de un acord interguvernamental de finanțare („AIG de finanțare”) ⁽⁸⁾ și prevede o facilitate de credit de tip „revolving” în valoare de 10 miliarde EUR, limitată la utilizarea exclusivă pentru proiectarea, construcția și punerea în funcțiune a unităților 5 și 6 ale Paks II. Ungaria va utiliza această facilitate de credit de tip „revolving” pentru a finanța în mod direct investițiile în Paks II necesare pentru proiectarea, construcția și punerea în funcțiune a noilor unități 5 și 6, astfel cum se stabilește în AIG de finanțare. Pe lângă AIG de finanțare, Ungaria va furniza o sumă suplimentară de până la 2,5 miliarde EUR din bugetul propriu pentru finanțarea investițiilor în Paks II.
- (16) În afară de sprijinul pentru investiții indicat în considerentul 15, Ungaria nu intenționează să acorde niciun alt sprijin financiar pentru Paks II după construirea unităților 5 și 6. Noile unități vor funcționa în condiții de piață, fără nicio sumă fixă a veniturilor sau un preț garantat fix. Ungaria consideră că, în această etapă, obținerea unui împrumut direct de către Paks II nu va fi necesară.

⁽³⁾ Acordul dintre Guvernul Federației Ruse și Guvernul Ungariei privind cooperarea în domeniul utilizării pașnice a energiei nucleare, încheiat la 14 ianuarie 2014 și ratificat în Ungaria prin Legea II din 2014 a Parlamentului ungar (2014. évi II. törvény a Magyarország Kormánya és az Oroszországi Föderáció Kormánya közötti nukleáris energia békés célú felhasználása terén folytatandó együttműködésről szóló Egyezmény kihirdetéséről).

⁽⁴⁾ Autoritățile maghiare susțin că reactoarele au o capacitate netă de 1 180 MW pe unitate.

⁽⁵⁾ Articolul 3 din AIG.

⁽⁶⁾ Hotărârea Guvernului nr. 1429/2014. (VII. 31.) [A Kormány 1429/2014. (VII. 31.) Korm. Határozata a Magyarország Kormánya és az Oroszországi Föderáció Kormánya közötti nukleáris energia békés célú felhasználása terén folytatandó együttműködésről szóló Egyezmény kihirdetéséről szóló 2014. évi II. törvény szerinti Magyar Kijelölt Szervezet kijelölése érdekében szükséges intézkedésről].

⁽⁷⁾ Articolul 8 din AIG.

⁽⁸⁾ Acord între Guvernul Federației Ruse și Guvernul Ungariei privind acordarea unui credit de stat pentru Guvernul Ungariei în scopul finanțării construcției unei centrale nucleare în Ungaria, încheiat la 28 martie 2014.

2.2. OBIECTIVUL MĂSURII

- (17) Astfel cum s-a explicat în decizia de inițiere a procedurii, CN Paks este singura centrală nucleară care funcționează în Ungaria. Aceasta aparține 100 % comerciantului și producătorului de energie electrică deținut de stat Magyar Villamos Művek Zártkörűen Működő Részvénytársaság („MVM Group”) ⁽⁹⁾. Cele patru unități ale sale au o capacitate totală instalată de 2 000 MW, fiecare dintre acestea fiind dotată în prezent cu tehnologie rusă (reactor de tip VVER-440/V213). Unitățile vor fi eliminate treptat până în 2037 (a se vedea considerentul 10).
- (18) Producerea de energie electrică din surse nucleare joacă un rol strategic în mixul energetic al Ungariei, întrucât aproximativ 50 % din întreaga energie electrică produsă pe piața maghiară provine de la cele patru reactoare existente ale CN Paks ⁽¹⁰⁾.
- (19) Pe baza următoarelor obiective:
- menținerea unei părți rezonabile din resursele naționale; și
 - reducerea dependenței de importuri a Ungariei, păstrându-se în același timp coerența cu politica națională în domeniul climei,

guvernul a solicitat MVM Group să analizeze alternative la extinderea producerii de energie electrică în centralele nucleare. MVM Group a pregătit un studiu de fezabilitate care a analizat construirea și finanțarea unei noi centrale nucleare care ar putea fi integrată în sistemul de energie electrică și care ar putea fi exploatată pe bază economică, în condiții sigure și ecologice. Pe baza acestui studiu de fezabilitate prezentat în 2008 de MVM Group, guvernul a propus proiectul Parlamentului Ungariei, care și-a exprimat acordul față de începerea lucrărilor pregătitoare pentru construirea unor noi unități nucleare pe amplasamentul centralei Paks ⁽¹¹⁾. Studiul a fost sprijinit de calculele care arătau că retragerea a 6 000 MW din capacitatea instalată brută de 8-9 000 MW era prevăzută până în 2025, ca urmare a închiderii centralelor depășite. Aceste centrale trebuiau să fie înlocuite parțial prin extinderea CN Paks.

- (20) În 2011, a fost pusă în aplicare strategia națională în domeniul energiei pentru perioada până în 2030 ⁽¹²⁾. Această strategie se axează pe un scenariu „energie nucleară-energie pe bază de cărbune-energie din surse regenerabile” pentru Ungaria. MAVIR, operatorul de transport și de sistem maghiar („OTS”) a preconizat că va fi necesară o nouă capacitate de producție de cel puțin 5,3 GW în Ungaria până în 2026, și cu puțin peste 7 GW până în 2031, ca urmare a cererii viitoare și a retragerii capacității de producție existente în Ungaria ⁽¹³⁾. De asemenea, MAVIR estimează că aproape întregul parc actual de centrale de producere a energiei pe bază de cărbune va fi retras între 2025 și 2030 și că capacitatea instalată a parcului de centrale electrice pe bază de gaze naturale a Ungariei va scădea cu aproximativ 1 GW, astfel cum se arată în tabelul 1, prezentat de Ungaria la 16 ianuarie 2017. Ungaria a explicat că studiul efectuat de MAVIR nu ia în considerare niciun fel de importuri sau noi capacități instalate în prognoza privind capacitatea nouă de 7 GW necesară.

Tabelul 1

Eliminarea treptată a capacităților instalate interne preconizată până în 2031

	(MW)	
	Existing	Phase-out
Nuclear	2 000	
Coal	1 292	1 222
Natural gas	3 084	960

⁽⁹⁾ A se vedea considerentul 18 din decizia de inițiere a procedurii pentru mai multe informații privind MVM Group.

⁽¹⁰⁾ Date ale sistemului de energie electrică al Ungariei (Mavir, 2014) –https://www.mavir.hu/documents/10262/160379/VER_2014.pdf/a0d9fe66-e8a0-4d17-abc2-3506612f83df, accesat ultima dată la 26 octombrie 2015.

⁽¹¹⁾ 25/2009. (IV.4.) OGY Határozat a paksi bővítés előkészítéséről

⁽¹²⁾ Strategia națională în domeniul energiei (Ministerul Dezvoltării Naționale, Ungaria, 2011):

<http://2010-2014.kormany.hu/download/7/d7/70000/Hungarian%20Energy%20Strategy%202030.pdf>

⁽¹³⁾ A magyar villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásfejlesztése (dezvoltarea pe termen mediu și pe termen lung în active de producție ale sistemului maghiar de energie electrică): https://www.mavir.hu/documents/10258/15461/Forr%C3%A1slemez%C3%A9s_2016.pdf/462e9f51-cd6b-45be-b673-6f6afea6-f84a (Mavir, 2016)

	(MW)	
	Existing	Phase-out
Oil	410	
Intermittent renewables/weather-dependent	455	100
Other renewables	259	123
Other non-renewables	844	836
Sum	8 344	3 241

Sursă: Autoritățile maghiare (Mavir).

- (21) Ungaria și Rusia au semnat AIG cu obiectivul de a dezvolta noi capacități pe amplasamentul centralei Paks. Ungaria a explicat că, prin menținerea producerii de energie nucleară în mixul energetic, aceasta ar putea să răspundă necesității de a înlocui capacitatea eliminată treptat, de a dezvolta noi capacități și de a îndeplini obiectivul Ungariei în ceea ce privește obiectivele Uniunii de protecție a climei (în special cele legate de reducerea prevăzută a emisiilor de CO₂).

2.3. DESCRIEREA NOILOR UNITĂȚI – TEHNOLOGIA CARE URMEAZĂ A FI UTILIZATĂ

- (22) Noile unități 5 și 6 din cadrul CN Paks II vor fi echipate cu tehnologia VVER 1200 (V491) și vor fi reactoare de generația III+ mai avansate. Ungaria explică faptul că specificațiile tehnice ale unităților care urmează a fi utilizate în cadrul Paks II vor genera avantaje semnificative în raport cu actualele unități ale CN Paks, cum ar fi eficiența sporită și o mai bună funcționare pe baze economice, pe lângă elementele de siguranță sporită.
- (23) În afară de capacitatea instalată semnificativ mai mare a VVER 1200 (V491), există, de asemenea, o diferență substanțială în ceea ce privește durata de viață preconizată (60 de ani pentru unitățile cu reactoare VVER 1200 față de 30 de ani pentru unitățile existente ale CN Paks) și un grad mai mare de manevrabilitate, care permite ajustarea capacității fiecărei unități în funcție de cererea din rețea între anumite limite.
- (24) Reducerea cantității de combustibil necesar noilor unități reflectă, de asemenea, îmbunătățirile tehnologice din ultimii ani. În loc de actualul ciclu al combustibilului de 12 luni, noile unități pot funcționa pe baza unui ciclu de 18 luni. Aceasta înseamnă că noile unități vor necesita mai puține opriri pe an pentru realimentarea cu combustibil, iar instalația va fi în măsură să funcționeze, în medie, o perioadă mai îndelungată în fiecare an, fără a pierde timp de producție.
- (25) De asemenea, în specificațiile tehnice se indică faptul că densitatea de putere care va fi furnizată de noile ansambluri de combustibil va fi în mod semnificativ mai mare decât pentru ansamblurile de combustibil existente. La rândul său, acest lucru înseamnă că se poate obține o creștere a producției pe unitate de masă de combustibil, care poate îmbunătăți condițiile economice ale centralei.

2.4. BENEFICIARUL

- (26) Astfel cum s-a explicat în secțiunea 2.3 din decizia de inițiere a procedurii, beneficiarul măsurii este societatea Paks II, deținută în prezent de statul maghiar. Drepturile de acționar sunt exercitate de cabinetul prim-ministrului. Paks II va deține și va exploata unitățile reactoarelor 5 și 6, care sunt plătite de statul maghiar.
- (27) Considerentul 19 din decizia de deschidere a procedurii explică modul în care acțiunile Paks II deținute inițial de MVM Group au fost transferate statului maghiar⁽¹⁴⁾. Conform informațiilor prezentate de Ungaria la 30 ianuarie 2016, prețul de efectuare a transferului a fost de 10,156 miliarde de HUF, reprezentând echivalentul a aproximativ 33 de milioane EUR.

⁽¹⁴⁾ Decretul Ministerului Dezvoltării Naționale nr. 45/2014. (XI.14.) [45/2014. (XI.14.) NFM rendelet az MVM Paks II. Atomerőmű Fejlesztő Zártkörűen Működő Részvénytársaság felett az államot megillető tulajdonosi jogok és kötelezettségek összességét gyakorló szervezet kijelöléséről].

2.5. STRUCTURA DE FINANȚARE A PROIECTULUI, PRECUM ȘI DREPTURILE ȘI OBLIGAȚIILE ÎN TEMEIUL CONTRACTULUI IAPC

2.5.1. ACORDUL INTERGUVERNAMENTAL DE FINANȚARE (DENUMIT ÎN CONTINUARE „AIG DE FINANȚARE”)

- (28) În cadrul AIG ⁽¹⁵⁾, Rusia a oferit Ungariei un împrumut de stat sub forma unei facilități de credit de tip „revolving” în valoare de 10 miliarde EUR pentru a finanța dezvoltarea unităților nucleare 5 și 6 ale Paks. Rata dobânzii împrumutului variază între 3,95 % și 4,95 % ⁽¹⁶⁾. Împrumutul este destinat proiectării, construcției și punerii în funcțiune a acestor noi unități de producere a energiei.
- (29) În conformitate cu AIG de finanțare, împrumutul trebuie să fie utilizat de Ungaria pentru finanțarea a 80 % din valoarea contractului IAPC pentru executarea lucrărilor, prestarea serviciilor și furnizarea de echipamente, în timp ce soldul de 20 % al contractului IAPC este suportat de Ungaria (a se vedea considerentul 15). Împrumutul trebuie să fie utilizat de Ungaria până în 2025.
- (30) Împrumutul trebuie să fie rambursat de Ungaria în termen de 21 de ani de la data de 15 martie sau 15 septembrie după punerea în funcțiune a celor două noi unități de energie nucleară 5 și 6, dar nu mai târziu de 15 martie 2026 ⁽¹⁷⁾.
- (31) Plățile în temeiul AIG de finanțare pot fi efectuate numai după ce a fost adresată o cerere din partea Ministerului Economiei Naționale din Ungaria și a fost emis un aviz de aprobare de către Ministerul Finanțelor din Rusia.

2.5.2. CONTRACTUL IAPC

- (32) Conform contractului IAPC, JSC NIAEP trebuie să livreze cele două reactoare, astfel cum se prevede în specificațiile tehnice detaliate în funcție de datele convenite și prețul forfetar ([...]) (*) miliarde EUR). Orice costuri care nu au fost stabilite anterior sunt considerate a fi incluse în acest preț [...] ⁽¹⁸⁾.
- (33) Contractul prevede ca despăgubirile forfetare ⁽¹⁹⁾ să fie plătite în circumstanțe specifice, [...].
- (34) [...]
- (35) [...]

2.5.3. RELAȚIA DINTRE STAT ȘI BENEFICIAR

- (36) Inițial, Ungaria a avut în vedere ca Paks II să rămână o filială deținută în proporție de 100 % de MVM Hungarian Electricity Ltd., care, la rândul său, este deținută de statul ungar și de municipalități. Începând cu noiembrie 2014, Paks II nu mai este o filială a MVM Hungarian Electricity Ltd. și nu mai face parte din MVM Group, ci este o societate deținută direct 100 % care, în prezent, nu se află în niciun raport juridic cu MVM Group.
- (37) În ceea ce privește activitățile centralei Paks II, în special vânzarea de energie electrică, Ungaria a declarat că nu există niciun contract de achiziție de energie cu un alt furnizor și că nu este avut în vedere un astfel de contract la acest moment. Autoritățile maghiare preconizează că electricitatea generată de Paks II ar urma să fie vândută pe piață și către consumatorii de energie electrică în conformitate cu acordurile de vânzare a energiei produse la sarcină de bază în funcție de practica obișnuită a pieței. Potrivit autorităților maghiare, Paks II, ca producător de energie electrică la sarcină de bază pentru o perioadă anticipată lungă de funcționare, ar fi o entitate care preia prețurile în mod similar producătorilor de energie nucleară existenți din Europa.
- (38) Paks II va fi proprietarul centralei nucleare Paks II și, pe durata etapei de construcție a celor două reactoare, va fi finanțată în întregime prin capital propriu de către statul maghiar. Autoritățile maghiare susțin că obținerea unui împrumut direct de către Paks II nu va fi necesară în această etapă.
- (39) Ungaria nu va transfera fondurile necesare pentru transferul prețului de achiziție al centralei nucleare Paks II în conturile Paks II. Cea mai mare parte din aceste fonduri vor fi deținute de Banca pentru Dezvoltare și Afaceri Economice Externe a Rusiei (Vnesheconombank). Pentru fiecare etapă care este considerată ca fiind parcursă, Paks II va depune o cerere la Vnesheconombank pentru plata a 80 % din suma datorată direct JSC NIAEP. De asemenea, aceasta va depune o cerere la Agenția de administrare a datoriilor guvernamentale din Ungaria pentru plata restului de 20 %.

⁽¹⁵⁾ Articolul 9 din AIG.

⁽¹⁶⁾ 3,95 % se aplică până în prima zi de rambursare, iar intervalul de 4,50 % la 4,95 % se aplică în următorii 21 de ani.

⁽¹⁷⁾ La fiecare termen de șapte ani: 25 %, 35 % și, respectiv, 40 % din suma creditului utilizată efectiv.

(*) Informații clasificate/secrete de afaceri.

⁽¹⁸⁾ [...]

⁽¹⁹⁾ Despăgubirile forfetare sunt o sumă stabilită a daunelor convenite de părțile la un contract să devină datorate ca compensații în cazul încălcării obligațiilor specifice care decurg din contract.

- (40) Restul cerințelor financiare ale Paks II pe durata etapei de construcție vor fi asigurate prin capital propriu furnizat de bugetul statului maghiar. Suma alocată inițial pe durata etapei de construcție va fi de până la [...] miliarde EUR (diferența dintre suma de 12,5 miliarde EUR prevăzută pentru proiectul nuclear din AIG și prețul efectiv de cumpărare al centralei Paks II în valoare de [...] miliarde EUR). Acest lucru este considerat de către Ungaria ca reprezentând un plafon al resurselor de stat care poate fi stabilit pentru construcția centralei nucleare Paks II, cel puțin fără o evaluare suplimentară. Cu toate acestea, în cazul în care cerințele de capital depășesc această sumă, Ungaria susține că va realiza mai multe investiții în cazul în care, în cadrul evaluării sale la momentul respectiv, se concluzionează că realizarea acestui lucru este rezonabilă din punct de vedere economic.
- (41) Ungaria susține că o analiză a sensibilității cu privire la posibilele costuri suplimentare suportate de Paks II pe parcursul etapei de construcție a concluzionat că aceste costuri ar trebui să fie înmulțite cu 10 pentru ca RIRE preconizată să scadă cu 1 %. Prin urmare, Ungaria preconizează că impactul creșterii costurilor va fi minor.

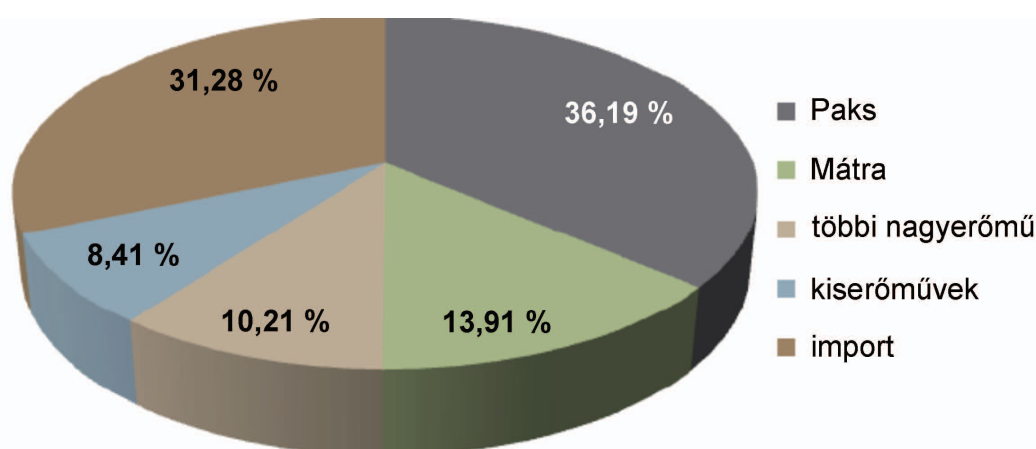
2.6. PIAȚA MAGHIARĂ DE ENERGIE ELECTRICĂ

2.6.1. DESCRIEREA PIEȚEI MAGHIARE DE ENERGIE ELECTRICĂ

- (42) Structura actuală a pieței maghiare de energie electrică s-a format în jurul anului 1995, când majoritatea centralelor nucleare de mari dimensiuni și a furnizorilor de utilități publice, precum și a societăților de distribuție au fost privatizate. Statul deține o poziție dominantă în sector prin intermediul societății energetice integrate vertical și deținute de stat MVM Group.
- (43) Studiul MAVIR menționat în considerentul 20 indică o creștere a consumului intern total de 2,7 % în 2014, ajungând la o valoare totală a consumului intern de 43,75 TWh în 2015. Din acest consum, producția internă a fost de 30,06 TWh, echivalentul a 68,72 % din consumul total de energie electrică (a se vedea figura 1). Importurile s-au ridicat la 13,69 TWh, reprezentând 31,28 % din consumul total. În calitate de producător, MVM Group deține de stat are o prezență semnificativă pe piață, ca urmare a principalului său activ de producție, centrala Paks, care a furnizat aproximativ 52,67 % din energia electrică produsă la nivel intern în 2015, astfel cum se arată în figura 1. Centrala Mátra este o centrală electrică pe bază de lignit, care este deținută în principal de RWE Power AG (50,92 %), în timp ce MVM Group deține, de asemenea, 26,15 % din acțiunile acesteia. Celelalte centrale mai mari (*többi nagyermű*) și mai mici (*kiserőművek*) joacă un rol modest în structura generală de producție a pieței maghiare. În plus, componenta integrată pe verticală responsabilă de comerțul cu ridicata care aparține MVM Group, MVM Partner, deține o poziție dominantă pe piața energiei electrice comercializată cu ridicata ⁽²⁰⁾.

Figura 1

Alcătuirea consumului total de energie electrică în Ungaria în 2015

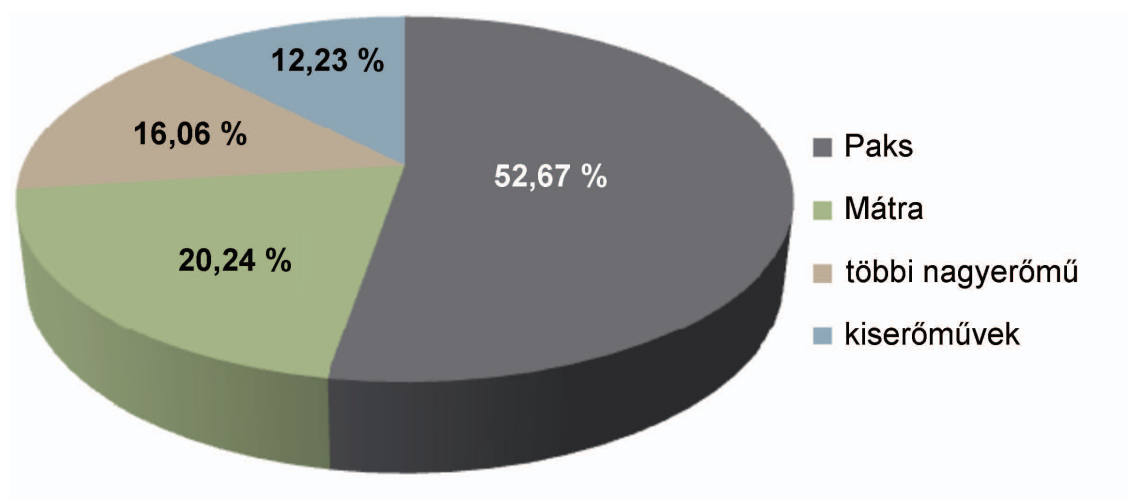


Sursă: Dezvoltarea pe termen mediu și lung a activelor de producție ale sistemului maghiar de energie electrică (Mavir, 2016) ⁽²¹⁾.

⁽²⁰⁾ A se vedea Decizia nr. 747/2011 a Oficiului Maghiar pentru Energie din 14 octombrie 2011.

⁽²¹⁾ „Többi nagyermű” înseamnă „alte centrale nucleare de mari dimensiuni” în timp ce „kiserőművek” înseamnă „centrale de mici dimensiuni”.

Figura 2

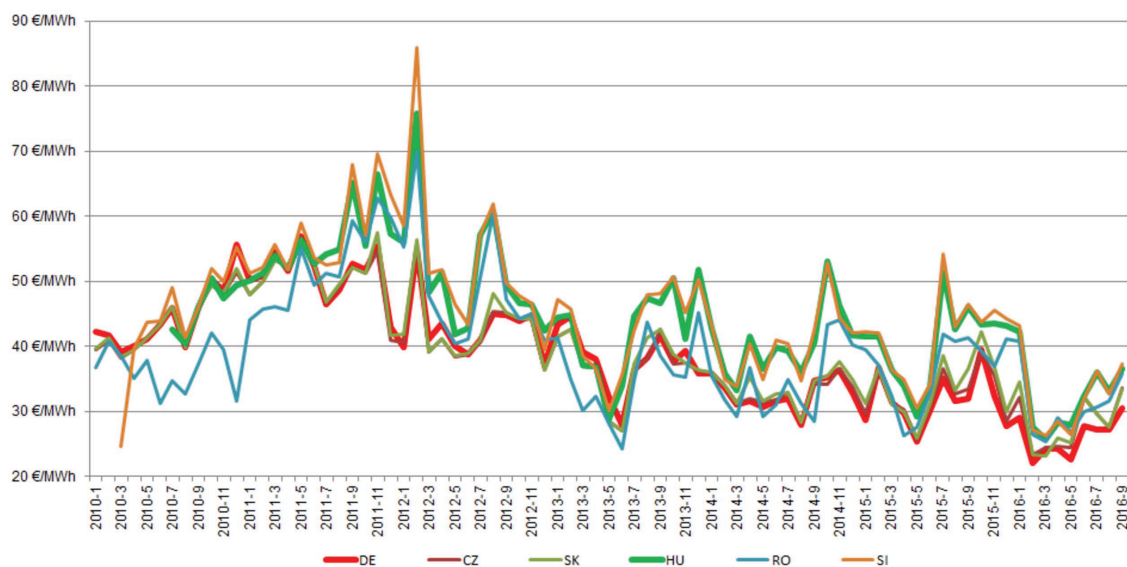
Producția brută de energie electrică la nivel intern în Ungaria în 2015

Sursa: Dezvoltarea pe termen mediu și lung a activelor de producție ale sistemului maghiar de energie electrică (Mavir, 2016).

- (44) În Ungaria, cele mai frecvente tranzacții cu energie electrică comercializată cu ridicata sunt încheiate prin intermediul unor contracte bilaterale de achiziție de energie electrică (CAEE-uri), prin care producătorii convin să vândă un volum minim prestabilit comercianților cu ridicata și prin care comercianții sunt obligați să cumpere un volum minim. CAEE-urile sunt încheiate, în cea mai mare parte, în conformitate cu standardele stabilite de Federația Europeană a Comercianților de Energie.
- (45) Hungarian Power Exchange Company Ltd. (HUPX) și-a început activitatea în iulie 2010 ca filială a OTS, MAVIR. Aceasta oferă tranzacții pe piața pentru ziua următoare, precum și tranzacții fizice de contracte futures. Tranzacțiile pe piața pentru ziua următoare încep la ora 11.00 în fiecare zi pe baza ofertelor introduse pentru fiecare oră pentru ziua următoare. Tranzacțiile se încheie cel mai târziu la ora 11.40. Tranzacțiile fizice pe contracte futures pot fi realizate cu un termen de livrare de patru săptămâni, trei luni, patru trimestre și trei ani. Există zile de tranzacționare desemnate pentru astfel de tranzacții în cazul în care ofertele sunt efectuate într-un anumit interval de timp. Începând din martie 2016, pe piața intrazilnică a HUPX sunt tranzacționabile produsele cu timp de tranzacționare de 15 minute (*15 minute products*) și produsele cu un interval de tranzacționare de o oră (*one hour blocks*). În plus față de piețele pentru ziua următoare și piețele intrazilnice organizate, HUPX a încheiat acorduri de cooperare cu două societăți de brokeraj care furnizează un serviciu de transmitere a tranzacțiilor extrabursiere (OTC) pentru compensarea tranzacției pentru clienții obișnuiți.
- (46) Pe lângă licitațiile pentru ziua următoare care nu sunt organizate de HUPX, energia electrică este tranzacționată, de asemenea, la bursele de pe teritoriul UE sau pe platformele OTC, precum și prin intermediul tranzacțiilor bilaterale directe (a se vedea considerentul 44).
- (47) Astfel cum rezultă din figura 1 de în considerentul 43, Ungaria este un importator net de energie electrică, cu importuri care reprezintă aproximativ 30 % din consumul maghiar de energie electrică. Astfel cum se indică în graficul 3, prețul energiei electrice comercializate cu ridicata a fost cel mai ridicat în Ungaria în regiunea interconectată din vecinătatea țării (și anume, cu excepția Poloniei sau Sloveniei).

Figura 3

Prețurile medii lunare pentru energia produsă la sarcină de bază de pe piața pentru ziua următoare în regiunea Europei Centrale și de Est (inclusiv Ungaria) și Germania (2010-2016)

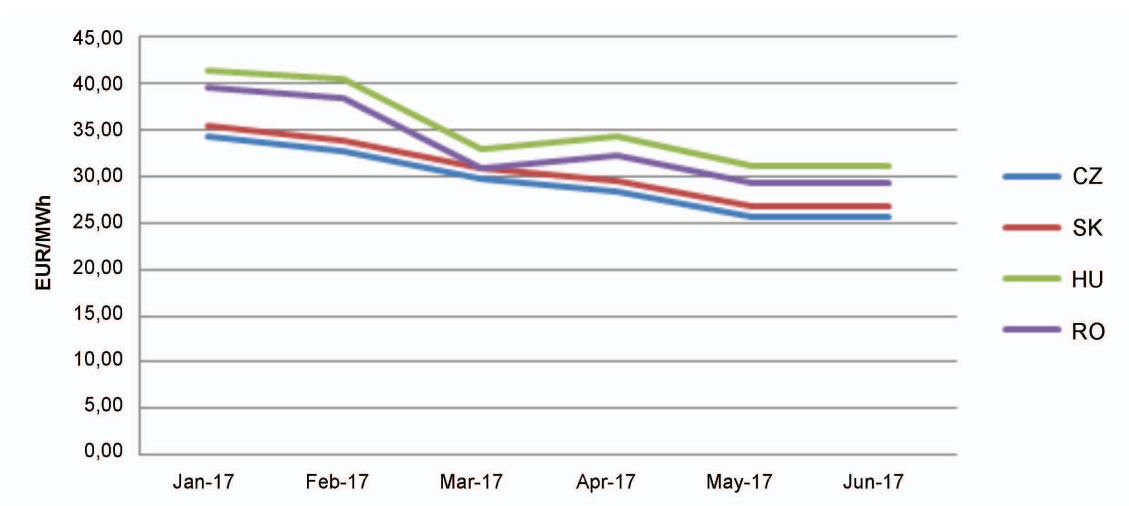


Sursa: Comisia Europeană.

- (48) Previziunea pe termen scurt a prețurilor pentru sarcina de bază în regiune indică aceeași tendință, și anume prețurile maghiare pentru energia produsă la sarcină de bază vor fi cele mai ridicate din regiune (a se vedea figura 4).

Figura 4

Prețurile energiei electrice produse la sarcină de bază pentru contractele futures la nivel regional ianuarie-iunie 2017

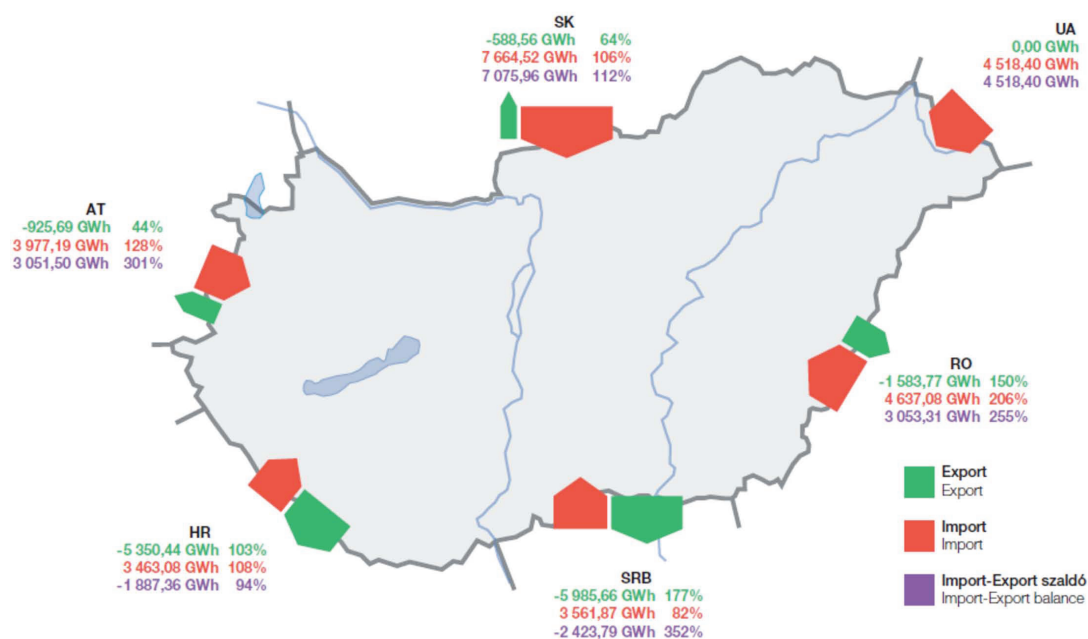


Sursa: Comisia Europeană (pe baza datelor publicate de Bursa Central Europeană de Energie) (<https://www.pxe.cz/Kurzovni-Listek/Oficialni-KL/>).

- (49) Țara este bine interconectată cu țările vecine – capacitatea de interconexiune pentru energia electrică a fost de 30 % în 2014, depășind obiectivul pentru 2020 ⁽²²⁾. În 2014, a devenit operațională cuplarea piețelor din Republica Cehă-Ungaria-România, conducând la o creștere a lichidității HUPX și o reducere a volatilității prețurilor. Figura 5 prezintă datele privind schimbul de energie electrică cu țările vecine în 2014.

Figura 5

Schimbul de energie electrică între Ungaria și țările învecinate



Sursa: Date furnizate de sistemul maghiar de energie electrică (Mavir, 2014).

2.6.2. DESCRIEREA EVOLUȚIEI PRECONIZATE A PIEȚEI MAGHIARE DE ENERGIE ELECTRICĂ

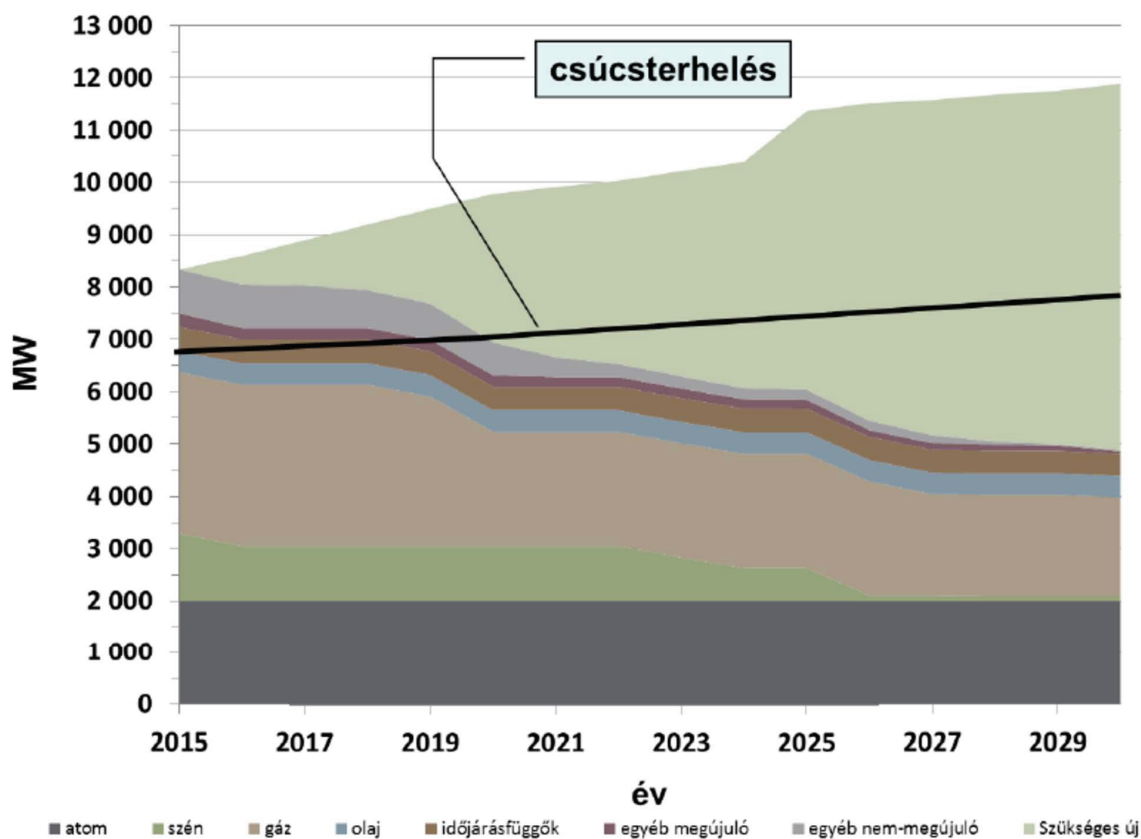
- (50) Pe baza studiului menționat în considerentul 20 elaborat de MAVIR ⁽²³⁾, aproape întregul parc de producție de energie pe bază de cărbune va fi retras între 2025 și 2030, iar capacitatea instalată a parcului de producție pe bază de gaze naturale a Ungariei va scădea cu 1 GW. În comparație cu estimările sale de creștere a sarcinii maxime, se preconizează scăderea capacității de producție disponibilă a producătorilor de energie internă sub sarcina maximă până în 2021. Prin urmare, OTS estimează că piața maghiară va necesita o nouă capacitate de producție a energiei electrice de cel puțin 5,3 GW până în 2026 și relativ mai mult de 7 GW până la sfârșitul perioadei preconizate, în 2031. Acest lucru este ilustrat în figura 6 de mai jos, care arată că va fi necesar un volum semnificativ al capacității instalate care să depășească sarcina maximă aflată în creștere. Ungaria a explicat în observațiile sale din 16 ianuarie 2017 că este necesar să se asigure un anumit nivel al capacității rămase care să reflecte practicile standard din domeniu ale OTS-urilor din cadrul ENTSO. Capacitatea rămasă este diferența dintre capacitatea disponibilă fiabilă la nivel intern, plus capacitatea națională de producție plus sarcina maximă și rezerva serviciilor la nivel de sistem. Capacitatea rămasă este parte a capacității naționale de producție rămase în sistem pentru a acoperi orice exporturi programate, variații neprevăzute ale sarcinii, rezerva serviciilor la nivel de sistem și întreruperi neplanificate la un punct de referință.

⁽²²⁾ Raportul de țară al Ungariei privind energia (Comisia Europeană – 2014): https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/2014_countryreports_hungary.pdf, accesat ultima dată la 26 octombrie 2015.

⁽²³⁾ A magyar villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásfejlesztése (dezvoltarea pe termen mediu și pe termen lung în active de producție ale sistemului maghiar de energie electrică): https://www.mavir.hu/documents/10258/15461/Forr%C3%A1slemez%C3%A9s_2016.pdf/462e9f51-cd6b-45be-b673-6f6afea6f84a (Mavir, 2016).

Figura 6

Cerința privind capacitatea suplimentară din sectorul energiei electrice în Ungaria



5. ábra A forrásleltetés szükségessége

Sursa: Dezvoltarea pe termen mediu și lung a activelor de producție ale sistemului de energie electrică în Ungaria (Mavir, 2016). „Csúcsterhelés” este acronimul pentru „sarcină maximă”.

- (51) Ungaria susține că, în pofida afirmațiilor privind cerința relativ mare privind noua capacitate de producție, datele furnizate de Platts Powervision sugerează că, de fapt, se construiește o capacitate nouă relativ mică, astfel cum se arată în tabelul 2. De asemenea, Ungaria susține că, în conformitate cu datele Platt, centrala de producere a energiei din deșeuri de 44 MW este singura centrală electrică care este în prezent în construcție în Ungaria. Ungaria explică în continuare că, deși există planuri de investiții pentru a construi centrale de mari dimensiuni (pe bază de gaze naturale), niciunul dintre aceste proiecte nu poate fi considerat ca fiind confirmat, întrucât investitorii încă nu au suportat cheltuieli nerecuperabile semnificative, cum ar fi costurile de construcție, fapt care ar demonstra angajamentul de a desfășura proiectul.

Tabelul 2

Capacități noi care urmează să fie construite în sectorul energiei electrice în Ungaria

Plant	Plant Type	Primary Fuel	Nameplate MW	Online Year	Status
Dunaujvaros Chp	Waste	Biomass	44	2016	Under Constr
Szeged Ccgt	CC/Cogen	Natural Gas	460	2017	Advan Develop
Szeged Ccgt	CC/Cogen	Natural Gas	460	2017	Advan Develop

Plant	Plant Type	Primary Fuel	Nameplate MW	Online Year	Status
Csepel III	CC/Cogen	Natural Gas	430	2018	Advan Develop
Tolna	Wind	Wind	260	2018	Early Develop
Gyor Region	Wind	Wind	300	2019	Early Develop
Szazhalombatta— Dunai Refinery	CC	Natural Gas	860	2020	Advan Develop
Almasfuzito	Coal	Coal Generic	435	2020	Proposed

Source: Platts Powervision, data accurate as of September 2015.

2.7. MOTIVE PENTRU ÎNȚIEREA PROCEDURII

- (52) În mai 2015, Ungaria a notificat Comisiei, din rațiuni de securitate juridică, planurile sale de a investi în construirea a două noi reactoare nucleare pe amplasamentul centralei Paks și a susținut că măsura nu a implicat un ajutor de stat, întrucât statul acționează ca un investitor în economia de piață care urmărește să realizeze un profit rezonabil. În decizia de inițiere a procedurii, Comisia și-a exprimat preocuparea că măsura ar reprezenta ajutor de stat în sensul articolului 107 din TFUE, pe baza informațiilor disponibile la momentul respectiv. În special, Comisia a exprimat îndoieli serioase cu privire la faptul dacă măsura avea ca rezultat un avantaj selectiv în favoarea Paks II, întrucât Ungaria nu a contestat existența celorlalte elemente de ajutor de stat pe durata etapei de notificare.
- (53) Motivele îndoielilor au apărut în urma rezultatelor testului principiului investitorului în economia de piață („principiul MEIP”), care evaluează dacă un investitor în economia de piață ar fi investit în proiect în aceiași termeni și în aceleași condiții ca investitorul public în momentul luării deciziei de a realiza o investiție publică ⁽²⁴⁾. Testul principiului MEIP este recunoscut, de asemenea, de jurisprudență ⁽²⁵⁾.
- (54) Din punct de vedere formal, testul principiului MEIP a urmărit să justifice dacă rata internă de rentabilitate economică („RIRE”) preconizată a investiției ar fi mai ridicată decât o valoare de referință bazată exclusiv pe piață a costului mediu ponderat al capitalului („WACC”) pentru proiectul care face obiectul investiției ⁽²⁶⁾. În timp ce Ungaria a estimat RIRE a proiectului ca fiind mai mare decât un WACC de referință bazat exclusiv pe piață, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la faptul dacă WACC trebuia să fie considerat mai ridicat.
- (55) Având în vedere îndoielele în ceea ce privește existența unui ajutor de stat, Comisia a examinat, de asemenea, dacă posibilele măsuri de ajutor de stat ar putea fi considerate compatibile cu piața internă. Cu toate acestea, având în vedere că autoritățile maghiare au considerat că măsura nu conține ajutor de stat, acestea nu au prezentat, în etapa preliminară, niciun motiv pentru care măsura ar fi compatibilă cu piața internă. De asemenea, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la faptul că măsura în cauză nu intra în domeniul de aplicare a Comunicării Comisiei – Orientări privind ajutoarele de stat pentru protecția mediului și energie pentru perioada 2014-2020 ⁽²⁷⁾, având în vedere că orientările nu vizează măsurile în domeniul energiei nucleare și al deșeurilor radioactive. Deși Comisia a concluzionat că nu s-au aplicat alte orientări pentru evaluarea măsurii notificate, Comisia a concluzionat, de asemenea, că aceasta poate declara o măsură ca fiind direct compatibilă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE, dacă măsura vizează atingerea unui obiectiv de interes comun, dacă este necesară și proporțională și în cazul în care efectele pozitive ale atingerii obiectivului comun depășesc efectele negative asupra concurenței și comerțului.

⁽²⁴⁾ Testul principiului MEIP este un test standard de evaluare a existenței unui ajutor și a fost utilizat, de asemenea, de Ungaria în analizele sale economice transmise atât anterior, cât și ulterior notificării cazului. Comisia a evaluat cu atenție și a completat ulterior analiza privind principiul MEIP prezentată de Ungaria pentru a obține propria sa evaluare a existenței unui ajutor.

⁽²⁵⁾ T-319/12 și T-321/12 – Spania și Ciudad de la Luz/Comisia, ECLI:EU:T:2014:604, punctul 40, T233/99 și T-228/99 – Landes Nordrhein-Westfalen/Comisia, ECLI:EU:T:2003:57, punctul 245.

⁽²⁶⁾ De regulă, există două surse mari de capital: capitalul propriu și capitalul împrumutat (financiar). Costul total al capitalului este costul mediu ponderat al capitalului (WACC), ținând cont de proporția capitalului propriu și de proporția capitalului împrumutat.

⁽²⁷⁾ JO C 200, 28.6.2014, p. 1.

- (56) Comisia a exprimat îndoieli cu privire la faptul că măsura ar putea fi considerată proporțională, cu alte cuvinte, dacă măsura a fost limitată la nivelul minim de sprijin pentru investiții necesar pentru a permite construirea cu succes a unităților suplimentare de producție a energiei electrice pentru atingerea obiectivului comun urmărit. Beneficiarul ar primi activele de producție fără să se confrunte cu niciun risc specific legat de costurile de refinanțare cu care s-ar confrunta alți operatori de pe piață. Nu s-a prezentat Comisiei nicio dovadă a modului în care Ungaria ar preveni o astfel de supracompensatie.
- (57) Comisia a subliniat că piața maghiară a producției de energie electrică este caracterizată de un nivel relativ ridicat de concentrare a pieței, actuala CN Paks asigurând aproximativ 50 % din producția internă. În absența unor noi capacități, producerea energiei electrice de către CN Paks și Paks II ar putea să alimenteze o porțiune și mai mare a pieței de aprovizionare, ceea ce ar putea avea un efect de denaturare asupra pieței maghiare de energie electrică. Ungaria nu a furnizat Comisiei dovezi detaliate în ceea ce privește modul în care aceasta ar asigura exploatarea independentă continuă a activelor de producție existente și noi.
- (58) În cele din urmă, Comisia a observat că, având în vedere particularitățile pieței maghiare de energie electrică, funcționarea Paks II poate cauza, de asemenea, riscul de lichiditate pe piața comerțului cu ridicata, prin limitarea numărului de oferte de aprovizionare disponibile pe piață. În funcție de modul în care energia electrică produsă de noile reactoare este vândută pe piață, lichiditatea ar putea fi afectată în mod semnificativ, ar putea apărea bariere la intrare, iar concurența ar putea fi redusă la diferite niveluri ale pieței. Ungaria nu a furnizat o explicație detaliată cu privire la modul în care energia electrică ar fi tranzacționată de Paks II și la modul în care ar fi asigurată lichiditatea pieței.
- (59) Prin urmare, Comisia și-a exprimat îndoieli cu privire la faptul că măsura ar putea să reprezinte un ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE.
- (60) În lipsa unor elemente de probă suficiente, Comisia nu a fost în măsură să ajungă la o concluzie nici cu privire la compatibilitatea unei astfel de măsuri cu piața internă în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c). În plus, pe baza îndoielilor exprimate în decizia de inițiere a procedurii și având în vedere lipsa argumentelor privind compatibilitatea din partea Ungariei la momentul respectiv, Comisia a analizat o serie de preocupări privind denaturarea concurenței și posibilitatea ca Paks II să fie supracompensată.
- (61) În ceea ce privește îndoielile privind proporționalitatea exprimate în considerentul 56 de mai sus, Comisia a examinat dacă Paks II ar putea, în urma ajutorului, să reinvestească toate profiturile care nu sunt plătite statului sub formă de dividende pentru dezvoltarea sau cumpărarea de active de producție suplimentare și, prin urmare, să își consolideze poziția pe piață.
- (62) În ceea ce privește îndoielile privind proporționalitatea exprimate în considerentul 56, Comisia a examinat, de asemenea, politica propusă privind dividendele a Ungariei, în special măsura în care aceasta ar solicita dividende (la alegerea sa, în funcție de profitul realizat de Paks II) sau mai degrabă ar lăsa profiturile societății Paks II. Comisia era preocupată de faptul că Paks II ar putea să își utilizeze profiturile pentru a reinvesti prin dezvoltarea sau cumpărarea de active de producție suplimentare și să denatureze și mai mult concurența.
- (63) Astfel cum se menționează în considerentul 57, ca urmare a nivelului relativ ridicat de concentrare a pieței maghiare pentru producerea de energie electrică și având în vedere faptul că actuala centrală nucleară CN Paks (MVM Group) asigură aproximativ 50 % din producția internă, Comisia a avut îndoieli cu privire la faptul că CN Paks și Paks II vor fi deținute de entități separate și ar putea fi considerate independente și neafiliate. Faptul că Paks II este în prezent independentă din punct de vedere juridic de MVM Group nu a fost suficient pentru Comisie, întrucât aceasta nu a primit nicio informație pe durata etapei de notificare cu privire la faptul dacă CN Paks și Paks II vor continua să funcționeze complet separate din punct de vedere juridic și structural. Astfel de clarificări păreau necesare în scopul de a reduce la minimum riscul unei creșteri suplimentare a concentrării pieței.
- (64) În plus, astfel cum s-a explicat în secțiunea 2.6, cele mai frecvente tranzacții din sectorul energiei electrice comercializate cu ridicata din Ungaria sunt încheiate prin CAEE-urile bilaterale, iar Hungarian Power Exchange („HUPX”) nu a declanșat încă un nivel adecvat de lichiditate. Întrucât notificarea Ungariei nu a făcut referire la metodele preconizate de vânzare a energiei electrice generate de Paks II, Comisia a investigat efectul Paks II asupra nivelurilor curente de lichidități ale Ungariei în sectorul energiei electrice comercializate cu ridicata.

- (65) Având în vedere îndealtele privind lichiditatea pieței prezentate în considerentul 58, Comisia a dorit să se asigure că o gamă largă de oferte de furnizare sunt disponibile pe piață, în special având în vedere poziția dominantă a MVM Partner pe piața energiei electrice comercializate cu ridicata ⁽²⁸⁾. Comisia a fost preocupată de faptul că nivelurile de lichiditate ar putea fi afectate în mod semnificativ și costurile suportate de concurenții din aval ar putea fi majorate prin restrângerea accesului competitiv la o intrare importantă pe piață (blocarea intrării pe piață). Acest lucru s-ar putea întâmpla în cazul în care energia electrică produsă de Paks II ar fi vândută, în principal, prin intermediul unor contracte pe termen lung numai către anumiți furnizori, deplasând astfel puterea de piață a Paks II de pe piața producției de energie pe piața de comercializare cu amănuntul.
- (66) Prin urmare, Comisia a solicitat informații suplimentare în ceea ce privește strategia Paks II de tranzacționare a energiei produse, în special cu privire la faptul dacă aceasta este realizată în condiții de concurență deplină prin oferirea energiei sale electrice la bursă sau pe orice altă platformă de tranzacționare transparentă.

3. POZIȚIA GUVERNULUI UNGAR

3.1. POZIȚIA UNGARIEI CU PRIVIRE LA EXISTENȚA UNUI AJUTOR

3.1.1. AVANTAJ ECONOMIC

- (67) Ungaria susține în notificare că investiția nu constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 din TFUE deoarece nu conferă niciun avantaj economic societății Paks II. Ungaria susține această afirmație indicând că investiția realizată de Paks II respectă testul principiului MEIP (a se vedea considerentele 53 și 54).
- (68) În special, Ungaria susține că testul principiului MEIP este îndeplinit în două moduri ⁽²⁹⁾. În primul rând, WACC a proiectului se dovedește a fi mai scăzut decât RIRE. În al doilea rând, se susține că costurile egalizate ale producerii de energie („LCOE”) sunt suficient de scăzute pentru a asigura competitivitatea energiei nucleare în raport cu alte tehnologii de producere a energiei și pentru a oferi o rentabilitate rezonabilă generată de prețurile energiei electrice predominante ⁽³⁰⁾.
- (69) Următoarele studii și documentele justificative au fost transmise de Ungaria pentru a-și susține punctul de vedere:
- (a) analiza de justificare a principiului investitorului în economia de piață („studiul privind principiul MEIP”, 18 februarie 2015);
 - (b) analiza economică efectuată pentru proiectul Paks II privind energia nucleară („studiul economic”, 8 octombrie 2015) ⁽³¹⁾;
 - (c) scrisori către directorul general adjunct responsabil cu ajutoarele de stat care reflectă asupra analizei preliminare a Comisiei (scrisorile de clarificare)
 - prima scrisoare („prima scrisoare de clarificare”, 16 octombrie 2015);
 - a doua scrisoare („a doua scrisoare de clarificare”, 29 octombrie 2015);
 - (d) observații privind decizia de inițiere a procedurii (răspunsul la decizia de inițiere a procedurii)
 - Scrisoare către directorul general adjunct responsabil cu ajutoarele de stat în urma publicării deciziei de inițiere a procedurii de către Comisie la 3 decembrie 2015 („scrisoarea prin care se recunoaște decizia de inițiere a procedurii”);
 - observația prezentată Comisiei de către Ungaria la 29 ianuarie 2016 („observație privind decizia de inițiere a procedurii”);

⁽²⁸⁾ A se vedea nota de subsol 9.

⁽²⁹⁾ Prima metodă este o metodă standard de verificare a principiului MEIP în toate sectoarele, în timp ce cea de a doua metodă este concepută special pentru sectorul energiei electrice.

⁽³⁰⁾ LCOE este costul total de instalare și de funcționare al unui proiect de producție a energiei electrice exprimat în prețul uniform al energiei electrice pe întreaga durată de viață a proiectului, inițial $LCOE = [\text{Sumat}(\text{Costurit} \times (1 + r) - t)] / [\text{Sumat}(\text{MWh} \times (1 + r) - t)]$, unde r este rata de actualizare și t reprezintă anul t . În consecință, acesta este sensibil la rata de actualizare aplicată. Este o practică obișnuită ca WACC a proiectului să se aplice ca rată de actualizare.

⁽³¹⁾ Prezentul document este disponibil publicului la adresa: http://www.kormany.hu/download/6/74/90000/2015_Economic%20analysis%20of%20Paks%20II%20-%20for%20publication.pdf

- (e) răspunsul Guvernului Ungariei la observațiile părților terțe cu privire la decizia de inițiere a procedurii privind ajutorul de stat din 7 aprilie 2016 („răspuns la observațiile părților interesate”);
- (f) răspuns la cererea de informații din 18 martie 2016, la 21 aprilie 2016 („clarificări suplimentare”).
- (70) În plus, guvernul ungar a prezentat, de asemenea, un model financiar care a fost utilizat pentru calcularea valorilor RIRE ale proiectului. Două versiuni ale modelului au fost transmise Comisiei:
- (a) versiunea inițială din 16 martie 2015 („modelul financiar preliminar”);
- (b) versiunea finală din 16 octombrie 2015 („modelul financiar”).
- (71) Cu excepția „clarificărilor suplimentare”, documentele enumerate în considerentul 69 abordează tema calculării WACC și RIRE, deși la niveluri diferite de detaliere. RIRE a proiectului este calculată prin utilizarea modelului financiar⁽³²⁾. Abordarea privind LCOE este dezbătută în studiul economic și în „clarificările suplimentare” (a se vedea considerentul 69).
- (72) În ceea ce privește analiza efectuată de Ungaria, documentele menționate în considerentul 69 literele (c)-(f) cuprind diverse actualizări ale cifrelor prezentate în studiul privind principiul MEIP și ulterior în studiul economic. În special, unele actualizări sunt date după semnarea contractului IAPC la 9 decembrie 2014, și anume decizia inițială de investiție.
- (73) Decizia de inițiere a procedurii conține o evaluare detaliată a poziției Ungariei față de fiecare aspect-cheie, astfel cum este reflectată în observațiile sale până la data deciziei de inițiere a procedurii⁽³³⁾. În continuarea acestei secțiuni este prezentată o privire de ansamblu asupra poziției Ungariei privind principalele probleme ridicate în urma publicării deciziei de inițiere a procedurii. În special, aplicarea WACC și RIRE, precum și LCOE, vor fi prezentate separat.

3.1.1.1. *Poziția Ungariei cu privire la WACC*

- (74) În răspunsul său la decizia de inițiere a procedurii, Ungaria a reafirmat intervalul estimat de aceasta cuprins între 6,2 % și 7,7 % pentru WACC, la fel ca observațiile sale anterioare. De asemenea, aceasta și-a reiterat argumentele anterioare prezentate în scrisorile de clarificare și a luat act de faptul că Comisia nu a evaluat aceste argumente în decizia de inițiere a procedurii.

3.1.1.2. *Poziția Ungariei cu privire la RIRE*

- (75) Prezenta secțiune examinează poziția Ungariei în ceea ce privește calculul RIRE care utilizează modelul financiar pentru a calcula viitoarele fluxuri de numerar disponibile pentru proiect și pentru a stabili RIRE. Principalele elemente ale modelului financiar sunt:

1. diversele previziuni privind prețul energiei electrice pe termen lung; și
2. diversele ipoteze de operare pentru centrala nucleară.

A. Previziuni privind prețul energiei electrice

- (76) Previziunile privind prețul utilizate de guvernul maghiar au fost examinate în decizia de inițiere a procedurii. În răspunsul său la decizia de inițiere a procedurii, Ungaria a criticat Comisia pentru utilizarea unei singure curbe de previziune privind prețul pe baza studiului „Perspectivele energetice mondiale pentru 2014” al Agenției Internaționale a Energiei (studiul PEM pe 2014 al AIE) pentru calcularea RIRE a proiectului⁽³⁴⁾. În special, aceasta a indicat faptul că toate previziunile privind prețul prezentate în studiul economic ar trebui să fie utilizate pentru evaluarea RIRE.

⁽³²⁾ Modelul financiar este o versiune actualizată a Modelului financiar preliminar. Actualizările includ acorduri contractuale între Paks II și JSC NIAEP, furnizorul centralei nucleare.

⁽³³⁾ A se vedea considerentele 52-81 din decizia de inițiere a procedurii.

⁽³⁴⁾ A se vedea <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2014/>

B. Ipoteze de operare

- (77) Ipotezele de operare pentru modelul financiar și calculele RIRE au fost furnizate de echipa tehnică a Paks II. Cu toate că, inițial, nu au fost furnizate detalii care să justifice respectivele ipoteze de operare, Ungaria a transmis ulterior informații generale cu privire la ipotezele respective în răspunsurile sale la solicitările de informații din partea Comisiei. Un element-cheie în această privință sunt clarificările suplimentare prezentate ca răspuns la o solicitare de informații în urma deciziei de inițiere a procedurii și a observațiilor părților terțe.

C. RIRE a proiectului

- (78) În răspunsul la decizia de inițiere a procedurii, Ungaria a reiterat rezultatele calculelor sale anterioare cuprinse între 8,6 % și 12,0 % în ceea ce privește RIRE a proiectului.
- (79) Răspunsul Ungariei la decizia de inițiere a procedurii a criticat evaluarea Comisiei privind impactul unei întârzieri asupra RIRE a proiectului (o scădere de 0,9 % pentru o întârziere de cinci ani). Cifra a fost calculată pornind de la întârzierile presupuse pe parcursul perioadei de operare. Cu toate acestea, Ungaria a susținut că o întârziere în perioada de construcție ar putea crește RIRE a proiectului în cazul în care ar exista, de asemenea, o întârziere în costuri survenite.

3.1.1.3. *Poziția Ungariei cu privire la LCOE*

- (80) Prezenta secțiune analizează poziția Ungariei cu privire la LCOE pentru Paks II ⁽³⁵⁾.

A. Studiul economic

- (81) Ungaria a susținut în studiul economic că LCOE aparținând Paks II sunt suficient de scăzute pentru ca aceasta să fie competitivă cu alte tehnologii de producere a energiei. În special, studiul a prezentat trei estimări ale LCOE în ceea ce privește un proiect nuclear în Ungaria. Prima estimare de 70 EUR/MWh s-a bazat pe o rată de actualizare de 7 % (limita superioară a WACC estimat prezentat în același studiu economic) și a fost preluată dintr-o publicație comună din 2015 a OCDE/AIE/AEN denumită „Costurile preconizate ale producerii de energie electrică” („studiul din 2015 al OCDE/AIE/AEN”) ⁽³⁶⁾. Cea de a doua estimare a LCOE de 50-63 EUR/MWh s-a bazat pe un studiu efectuat de Aszodi et al. (2014), care utilizează o rată de actualizare bazată pe rata dobânzii împrumutului acordat de Rusia, cuprinsă între 4 % și 5 % ⁽³⁷⁾. Cea de a treia estimare a LCOE de 58-120 EUR/MWh (prețurile reale din 2013) a fost calculată prin intermediul unei analize de referință bazate pe cifrele publicate de diverse agenții internaționale care oferă un posibil interval pentru LCOE ⁽³⁸⁾. Studiul a concluzionat că LCOE pentru o centrală nucleară din Ungaria se încadrează într-un interval cuprins între 50,5 și 57,4 EUR/MWh (prețurile reale pentru 2013), unde cele două valori finale au fost calculate prin alegerea unei rate a dobânzii egale cu cele două puncte finale ale intervalului WACC (6,2 % și 7,0 %) raportate în același studiu economic ⁽³⁹⁾. În comparație cu viitoarele prețuri ale energiei electrice din același studiu economic, se poate argumenta că proiectul centralei nucleare din Ungaria este profitabil și, prin urmare, Ungaria argumentează că un investitor privat ar considera rezonabilă desfășurarea proiectului.

B. Clarificări suplimentare

- (82) Ca răspuns la întrebarea formulată de Comisie cu privire la modul în care intervalul LCOE situat între 50,5 și 57,4 EUR/MWh în concluzia finală a studiului economic poate fi reconciliat cu intervalul cuprins între 89 și 94 USD/MWh stabilit în studiul OCDE/AIE/AEN, Ungaria a explicat în „clarificările suplimentare” că diferența a avut loc ca urmare a estimărilor foarte diferite utilizate în studiul economic și în studiul OCDE/AIE/AEN, de exemplu diferența dintre factorii de capacitate estimați (85 % față de 92 %) pentru centralele nucleare și dintre datele de intrare în funcțiune (2020 față de 2025).

⁽³⁵⁾ Din cauza informațiilor insuficiente și a lipsei de claritate, decizia de inițiere a procedurii nu a evaluat estimări pe baza acestei metodologii. Prin urmare, următoarea prezentare include, de asemenea, documente anterioare deciziei de inițiere a procedurii.

⁽³⁶⁾ LCOE din cadrul studiului OCDE/AIE/AEN este de 89,94 USD/MWh (a se vedea tabelul 4.7) și nu este clar modul în care au fost obținute valoarea de 70 EUR/MWh din figura 3 din studiul economic și cea de 50,5-57,4 EUR/MWh din această valoare inițială. Studiul din 2015 realizat de OCDE/AIE/AEN este disponibil la adresa <https://www.oecd-nea.org/ndd/egc/2015/>

⁽³⁷⁾ A se vedea Aszodi, A., Boros I. and Kovacs, A., (2014), „A paksi atomerőmű bővítésének energiapolitikai, műszaki és gazdasági kérdései”, Magyar Energetika, mai 2014. O traducere în limba română intitulată „Extinderea evaluărilor economice, tehnice și politice în materie de energie a CN Paks II” a fost prezentată Comisiei în februarie 2016. Acest studiu prezintă calcule realizate în HUF, concluzionând un LCOE mediu situat între 16,01 și 16,38 HUF/kWh pe întreaga durată de viață a proiectului. Nu sunt oferite detalii privind modul în care cifrele exprimate în HUF au fost convertite în intervalul LCOE în EUR/MWh prezentat în considerentul 81.

⁽³⁸⁾ A se vedea figura 15 din studiul economic.

⁽³⁹⁾ A se vedea p. 77 din studiul economic.

3.2. POZIȚIA UNGARIEI CU PRIVIRE LA POSIBILA COMPATIBILITATE A MĂSURII CU PIAȚA INTERNĂ

- (83) Deși în răspunsul său la decizia de inițiere a procedurii Ungaria a subliniat că măsura nu a implicat un ajutor de stat, aceasta a prezentat observații pentru a aborda preocupările exprimate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii în ceea ce privește posibila compatibilitate a măsurii cu piața internă, în cazul în care Comisia ar ajunge la concluzia că există un ajutor de stat.

3.2.1. POZIȚIA CU PRIVIRE LA OBIECTIVUL DE INTERES COMUN

- (84) În răspunsul său la decizia de inițiere a procedurii, Ungaria a prezentat mai multe considerente politice pe care le-a considerat relevante în scopul definirii obiectivului de interes comun pe baza următoarelor elemente:
- (a) politica energetică a Ungariei;
 - (b) obiectivele Tratatului Euratom ⁽⁴⁰⁾;
 - (c) deficitul viitoarei capacități instalate;
 - (d) diversificarea surselor de energie;
 - (e) decarbonizarea;
 - (f) crearea de locuri de muncă;
 - (g) accesibilitatea.
- (85) Ungaria a subliniat faptul că, în baza articolului 194 alineatul (2) din TFUE, fiecare stat membru are dreptul suveran de a-și alege mixul energetic și face referire la Strategia Energetică Națională 2030 (a se vedea considerentul 20), care identifică o abordare bazată pe energia nucleară-energia pe bază de cărbune-energia din surse regenerabile ca o strategie energetică pe termen mediu a țării.
- (86) De asemenea, Ungaria face referire la articolul 2 litera (c) din Tratatul Euratom, conform căruia Comunitatea Euratom trebuie să faciliteze investițiile și să asigure stabilirea instalațiilor de bază necesare pentru dezvoltarea energiei nucleare în cadrul Comunității Euratom. Ungaria subliniază că dispozițiile Tratatului Euratom, care sunt obligatorii pentru fiecare stat membru semnatar, trebuie să fie înțelese ca fiind un obiectiv comun al Uniunii.
- (87) În plus, Ungaria explică faptul că există o creștere estimată de aproximativ 4 % a cererii de energie electrică preconizată de OST până în anul 2030, în principal datorită electrificării propuse a transportului, a industriei și a sistemelor de încălzire ale Ungariei. Același studiu al OST concluzionează că multe dintre centralele mai vechi pe bază de cărbune și gaze naturale existente ale Ungariei devin depășite și se estimează că vor fi închise până în 2030. De asemenea, studiul a constatat că se preconizează că intrarea în funcțiune a foarte puține capacități nou-instalate în aceeași perioadă de timp. Această situație va conduce la o scădere estimată de 32 % a capacității existente, iar Ungaria susține că construirea centralei Paks II va fi un răspuns bine direcționat la acest deficit estimat în viitoarea capacitate de producție.
- (88) În plus, Ungaria subliniază faptul că dependența sa de importurile de gaz este mai mare decât media UE28. Mai mult de 95 % din gazele naturale utilizate în Ungaria sunt importate, în special din Rusia. Aceasta susține că, în absența energiei nucleare în mixul energetic, dependența Ungariei de petrol sau de gaze naturale ar crește în mod semnificativ. Acesta ar fi cazul, în special, după eliminarea treptată a unităților operaționale existente din cadrul CN Paks, unde unitățile suplimentare de producere a energiei electrice ar trebui să utilizeze astfel de combustibili pentru a reduce viitorul deficit al capacității instalate naționale generale descris în considerentul 50. Prin urmare, Ungaria consideră că măsura ar contribui la diversitatea surselor de combustibil în cadrul mixului energetic și la securitatea aprovizionării cu energie a țării.
- (89) Ungaria susține că proiectul va contribui la obiectivele Uniunii pentru 2020 de reducere a emisiilor de gaze cu efect de seră, întrucât fisiunea nucleară este considerată o sursă de energie cu emisii scăzute de dioxid de carbon. Autoritățile maghiare susțin că amplasarea topografică și geografică a țării nu permite instalarea turbinelor eoliene în larg sau a hidrocentralelor. Restul opțiunilor de producere a energiei electrice din surse regenerabile sunt din turbinele eoliene pe uscat, energia solară și biomasă; cu toate acestea, utilizarea unor astfel de tehnologii nu ar fi suficientă pentru a acoperi deficitul preconizat al viitoarei capacități menționate în considerentul 50 de mai sus, în cazul în care nu se prevede producerea suplimentară de energie din surse nucleare. Prin urmare, Ungaria susține că proiectul urmărește obiectivul de decarbonizare.

⁽⁴⁰⁾ Tratatul de instituire a Comunității Europene a Energiei Atomice (Euratom).

- (90) Autoritățile maghiare susțin că proiectul (atât pe perioada construcției, cât și ulterior) va conduce la crearea unui număr semnificativ de locuri de muncă. Acest lucru ar fi deosebit de important, având în vedere amplasarea geografică a centralei nucleare Paks II, care se află în regiunea NUTS II, al cărei PIB este mai mic de 45 % din media UE pe cap de locuitor. Prin urmare, Ungaria consideră că punerea în aplicare a proiectului ar urmări un obiectiv de creștere economică și de creare de locuri de muncă în mai multe sectoare.
- (91) În cele din urmă, Ungaria susține că investițiile în noile capacități de producere a energiei nucleare se vor transpune direct în scăderea prețurilor energiei electrice industriale și de consum, ceea ce este în conformitate cu un obiectiv la nivelul UE de accesibilitate a serviciilor. De asemenea, Ungaria afirmă că neacordarea de sprijin pentru Paks II pe perioada funcționării sale susține argumentul accesibilității.

3.2.2. POZIȚIA CU PRIVIRE LA NECESITATEA MĂSURII

- (92) Având în vedere creșterea deficitului de producție cu care se confruntă Ungaria, aceasta a explicat că este necesar un volum semnificativ de investiții în capacitatea de producție, cuantumul unor astfel de investiții necesare fiind mai mare decât proiectele care sunt în prezent în etapa de construcție sau de dezvoltare.
- (93) Din aceste motive, Ungaria a angajat Nera Economic Consulting să analizeze dezvoltarea piețelor energiei electrice ale Ungariei și țărilor învecinate, precum și să analizeze definiția pieței adecvate pentru proiectul Paks II atunci când centrala va deveni operațională („studiul NERA”). Studiul sugerează că noile unități 5 și 6 din cadrul Paks II ar putea fi de preferat din punct de vedere comercial față de alte tipuri de investiții în producere de energie, pe baza condițiilor de pe piața Ungariei, cum ar fi o capacitate similară furnizată de turbinele cu gaz cu ciclu deschis („OCGT”) și turbinele cu gaz în ciclu combinat (CCGT). Ungaria concluzionează că, prin urmare, nu există niciun alt posibil scenariu ipotetic care să îndeplinească obiectivele de politică.

3.2.3. POZIȚIA PRIVIND PROPORȚIONALITATEA MĂSURII

- (94) Ungaria reamintește că aceasta așteaptă să fie rambursată integral pentru investiția realizată în centrala nucleară Paks II atât din creșterea valorii capitalului, cât și din dividende.
- (95) În plus, în observațiile sale din 28 iulie 2016, în timp ce susținea că proiectul nu ar implica un ajutor de stat și că acesta era conform cu principiul MEIP, Ungaria a furnizat informații suplimentare ca răspuns la problemele ridicate în secțiunea 3.3.6 din decizia de inițiere a procedurii privind proporționalitatea, în cazul în care Comisia ar constata că ajutorul de stat ar putea fi implicat în proiectul notificat.
- (96) În observațiile prezentate, Ungaria afirmă că Paks II va utiliza toate profiturile rezultate din activitatea unităților 5 și 6 ale centralei Paks II numai în următoarele scopuri:
- (a) proiectul Paks II, care este definit ca dezvoltarea, finanțarea, construcția, punerea în funcțiune, exploatarea și întreținerea, renovarea, gestionarea deșeurilor și dezafectarea a două noi unități 5 și 6 de producere a energiei nucleare cu reactoare de tip VVER în Paks, Ungaria). Profiturile nu vor fi utilizate pentru finanțarea investițiilor în activități care nu se încadrează în domeniul de aplicare a proiectului definit mai sus;
 - (b) plata profiturilor către statul maghiar (de exemplu, prin dividende).
- (97) De asemenea, Ungaria a confirmat că Paks II se abține să (re)investească în extinderea capacității proprii sau a duratei de viață a Paks II și în instalarea de capacități de producere suplimentare, altele decât cele ale reactoarelor 5 și 6 ale Paks II. În cazul realizării unor astfel de noi investiții, Ungaria trebuie să notifice acest lucru Comisiei pentru o aprobare separată a ajutorului de stat.

3.2.4. POZIȚIA PRIVIND EFECTUL MĂSURII ASUPRA PIEȚEI INTERNE

- (98) Autoritățile maghiare au susținut că, în cazul în care ar avea loc efecte de denaturare, acestea ar fi limitate ca durată la perioada de suprapunere dintre eliminarea treptată a reactoarelor existente în cadrul CN Paks și intrarea în funcțiune a celor două reactoare noi ale Paks II. Ungaria consideră că este nu rezonabil să se presupună că durata de viață a CN Paks ar putea depăși 50 de ani și, prin urmare, perioada de suprapunere ar fi foarte scurtă.

- (99) În plus, în opinia Ungariei, o perioadă de suprapunere este necesară și rezonabilă având în vedere necesitatea ca Paks II să fie operațională la momentul în care CN Paks se va apropia de sfârșitul duratei sale de viață extinse și că dezvoltarea și punerea în funcțiune a Paks II pot face obiectul unor întârzieri din cauza complexității tehnice implicate de punerea în funcțiune a unei noi centrale nucleare, precum și a factorilor externi aflați în afara controlului părților (de exemplu, schimbări legislative, cerințe de securitate, mediul de reglementare). De asemenea, Ungaria a susținut că unele unități echipate cu tehnologia VVER de generație III și III+ se confruntă sau se preconizează că se vor confrunta cu întârzieri în comparație cu timpul planificat de construcție a Paks II, astfel cum se prezintă în tabelul 3 de mai jos.

Tabelul 3

Întârzieri acumulate în construcția unităților cu tehnologie VVER de generație III și III+

Amplasamentul (țara)	Întârzieri (ani)	Statut
Kudankulam – 1 (India)	+ 5,8	finalizat
Kudankulam – 2 (India)	+ 7,0	în curs
Novovoronezh II.-1 (Rusia)	+ 1,5	finalizat
Novovoronezh II.-2 (Rusia)	+ 2,5	în curs
Leningrad II.-1 (Rusia)	+ 2,0	în curs
Leningrad II.-2 (Rusia)	+ 2,5	în curs

Sursa: autoritățile maghiare.

- (100) În plus, Ungaria subliniază faptul că CN Paks și cele două noi reactoare ale Paks II sunt deținute și exploatate de entități separate și că MVM Group nu este legată în niciun fel de proiectul Paks II sau Paks II. De asemenea, aceasta susține că, în cazul în care s-ar lua în considerare o concentrare economică a Paks II și MVM Group, o astfel de concentrare ar face obiectul normelor privind controlul concentrărilor economice.
- (101) Ungaria susține că autonomia comercială a celor două societăți nu este pusă în discuție, *prima facie*, de faptul că cele două societăți sunt amândouă deținute de stat. Dimpotrivă, societățile se pot dovedi a fi independente una față de cealaltă în cazul în care fiecare societate deține puteri de luare a deciziilor în mod autonom.
- (102) Ungaria susține că MVM Group și Paks II sunt independente și nu sunt afiliate, din următoarele motive:
- (a) Acestea sunt gestionate de departamente guvernamentale diferite (MVM Group este gestionată de Ministerul Dezvoltării Naționale prin intermediul Hungarian National Asset Management Inc., iar Paks II este gestionată de Biroul Prim- Ministrului);
 - (b) nu există funcții de conducere partajate sau comune în cadrul consiliului de administrație al fiecărei societăți;
 - (c) există măsuri de protecție pentru a se asigura că informațiile confidențiale și sensibile din punct de vedere comercial nu sunt schimbate între întreprinderi;
 - (d) competențele decizionale ale fiecărei societăți sunt separate și distincte unele față de celelalte.
- (103) Ungaria critică constatările Comisiei din decizia de inițiere a procedurii în ceea ce privește calcularea cotei de piață a MVM Group pe piața maghiară de energie electrică. Ungaria susține că respectiva cotă de piață nu a fost examinată în comparație cu alți producători prezenți pe piața maghiară, iar cota de piață a MVM Group a fost calculată luând în considerare numai energia electrică produsă pe piața internă, excluzând importurile.
- (104) Pornind de la studiul efectuat de NERA, Ungaria susține că orice posibilă denaturare a concurenței trebuie interpretată într-un context de piață care este mai mare decât cel al Ungariei. Studiul NERA ia în considerare următoarele contribuții în evaluarea sa de piață:
- (a) capacitățile de producție existente și capacitățile tehnice (de exemplu, eficiența, costurile de înființare);

- (b) extinderile asumate prin angajament ale capacității de producție (de exemplu, centrală aflată în construcție și noi surse de energie regenerabile);
 - (c) retragerile asumate prin angajament ale unităților existente (de exemplu, din cauza instalațiilor de ardere de dimensiuni mari);
 - (d) capacități de interconexiune;
 - (e) combustibilul generatorului, CO₂ și costuri variabile de funcționare și de întreținere;
 - (f) costurile fixe de funcționare și de întreținere care ar putea fi evitate în cazul în care o unitate își încetează activitatea;
 - (g) costurile aferente unei noi intrări pe piață.
- (105) Baza argumentului privind motivul pentru care piața care trebuie evaluată este mai mare decât Ungaria este aceea că importurile de energie electrică din țările învecinate au reprezentat 31,4 % din consumul maghiar de energie electrică în 2014. De asemenea, Ungaria susține că nivelul ridicat de interconexiune cu țările vecine va crește și mai mult ca urmare a noilor linii de interconexiune care vor deveni operaționale între 2016 și 2021 între Slovacia (2 × 400 kV și 1 × 400 kV) și Slovenia (1 × 400 kV). În observațiile prezentate de Ungaria la 16 ianuarie 2017, aceasta a oferit mai multe detalii cu privire la viitoarele proiecte legate de liniile de transport transfrontaliere, conform cărora o altă linie de interconexiune de 2 × 400 kV va fi construită împreună cu Slovacia până în 2029, iar o linie de 1 × 400 kV va fi construită împreună cu România până în 2030. Capacitățile totale de interconexiune preconizată pentru importuri și exporturi sunt prezentate în tabelele 4 și 5.

Tabelul 4

Previziunile ENTSO-E privind capacitățile instalate de interconexiune pentru importurile în Ungaria

	Austria	Slovakia	Romania	Croatia	Serbia	Ukraine (*)	Slovenia (**)	Total
2015	600	800	1 000	1 200	1 000	450	0	5 050
2016	720	1 040	1 080	1 360	920	450	400	5 970
2017	840	1 280	1 160	1 520	840	450	800	6 890
2018	960	1 520	1 240	1 680	760	450	1 200	7 810
2019	1 080	1 760	1 320	1 840	680	450	1 600	8 730
2020	1 200	2 000	1 400	2 000	600	450	2 000	9 650
2021	1 200	2 000	1 400	2 000	600	450	2 000	9 650
...								
2030	1 200	2 000	1 400	2 000	600	450	2 000	9 650

(*) No data provided in forecast

(**) Assumption: Slovenia starting from zero.

Sursa: Studiul NERA.

Tabelul 5

Previziunile ENTSO-E privind capacitățile instalate de interconexiune pentru exportul din Ungaria

	Austria	Slovakia	Romania	Croatia	Serbia	Ukraine (*)	Slovenia (**)	Total
2015	600	800	1 000	1 200	1 000	450	0	5 050
2016	640	1 040	1 060	1 360	920	450	340	5 810
2017	680	1 280	1 120	1 520	840	450	680	6 570
2018	720	1 520	1 180	1 680	760	450	1 020	7 330
2019	760	1 760	1 240	1 840	680	450	1 360	8 090
2020	800	2 000	1 300	2 000	600	450	1 700	8 850
2021	800	2 000	1 300	2 000	600	450	1 700	8 850
...								
2030	800	2 000	1 300	2 000	600	450	1 700	8 850

(*) No data provided in forecast

(**) Assumption: Slovenia starting from zero.

Sursa: Studiul NERA.

- (106) De asemenea, studiul identifică o cuplare realizată cu succes a piețelor de aprovizionare cu energie din Slovacia, Republica Cehă și România și face referire la propunerile ENTSO-E publicate în octombrie 2015, care au definit Ungaria ca parte a unei unice regiuni centrale și est europene cu o capacitate coordonată, cu mai multe țări cu care aceasta nu a încheiat încă acorduri de cuplare, inclusiv Austria, Germania și Polonia⁽⁴¹⁾. Ungaria susține că, în comparație cu alte state membre, aceasta este deja o piață a energiei electrice bine integrată în cadrul Uniunii Europene, cu capacitate de interconexiune care se află la aproximativ 75 % din capacitatea instalată totală de producție internă, și anume de aproximativ opt ori mai mare decât obiectivul UE pentru statele membre până în 2020 și de cinci ori mai mare decât obiectivul UE pentru statele membre până în 2030. În opinia Ungariei, acest lucru este un motiv suficient pentru a lua în considerare posibilele denaturări ale concurenței la o scară mai largă.
- (107) În ceea ce privește utilizarea noilor tehnologii atât în situația de fapt, cât și în absența Paks II, studiul NERA ia în considerare CCGT-urile sau OCGT-urile ca tehnologii nou intrate pe piață, presupunând că intrarea și ieșirea de pe piață a altor tehnologii, cum ar fi sursele de energie regenerabile, cărbunele și energia nucleară, este puțin probabilă exclusiv pe bază economică din următoarele motive:
- (a) deciziile actuale și istorice privind intrarea centralelor pe bază de energie din surse regenerabile depind în mod esențial de programele de subvenționare ale guvernului și nu de prețurile de pe piață. În consecință, modelele care simulează principiile fundamentale ale pieței nu sunt în măsură să stabilească dacă centrala pe bază de energie din surse regenerabile ar intra și ieși de pe piață în practică;
 - (b) din cauza unor preocupări legate de schimbările climatice, construirea în același ritm de noi centrale pe bază de cărbune și lignit în UE este în prezent deosebit de controversată, multe proiecte făcând obiectul unor contestații prin reprezentare sau proceduri judiciare. Prin urmare, nu este clar în ce măsură noile proiecte de construcție mai sunt realizabile în UE;

⁽⁴¹⁾ ENTSO-E (2015), Propunerile tuturor OTS pentru regiunile de calcul al capacităților (RCC), în conformitate cu articolul 15 alineatul (1) din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor, 29 octombrie 2015, p. 9, articolul 9.

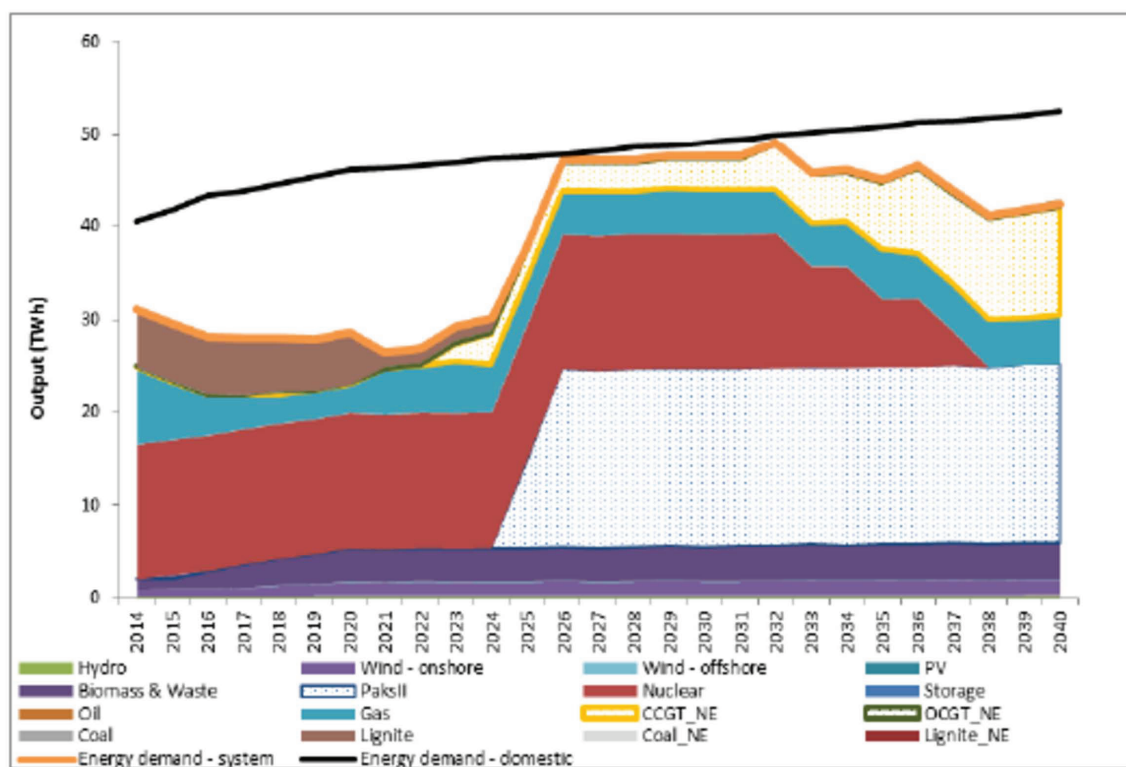
(c) de asemenea, dezvoltarea de noi centrale nucleare în UE depinde de o strategie în domeniul energiei care să includă energia nucleară și necesită o interfață guvernamentală și de reglementare semnificativă în procesul de planificare și de autorizare. În cazul unei centrale nucleare, planificarea și dezvoltarea reprezintă un demers semnificativ mai mare decât în cazul CCGT-urilor și OCGT-urilor pe bază de gaze naturale, iar rezultatele sunt mult mai dependente de politicile naționale și de marja în materie de reglementare. Prin urmare, se presupune că nu se construiesc alte centrale nucleare noi în afară de cele din țările care au deja instituite politici energetice pronucleare și numai pentru proiectele active care se află deja în etapa de construcție și/sau au încheiat contracte IAPC.

(108) Studiul NERA arată că, în scenariul de fapt (construcția Paks II), se pot formula următoarele concluzii:

- (a) se preconizează că cererea de energie electrică în Ungaria va crește în mod semnificativ până în 2040;
- (b) Ungaria suferă în prezent de un deficit de aprovizionare și trebuie să importe cantități semnificative de energie electrică. Acest deficit se accentuează și mai mult între 2015 și 2025;
- (c) în pofida faptului că Paks II va deveni operațională în 2025, Ungaria rămâne într-o poziție netă de import pe parcursul perioadei de suprapunere cu unitățile aflate în funcțiune în prezent ale CN Paks, iar ulterior ajunge din nou să devină din ce în ce mai dependentă de importuri;
- (d) resursele regenerabile din Ungaria vor crește în primii ani ai scenariului de fapt bazat pe previziunile ENTSO-E, atingând obiectivul pentru 2020 privind sursele regenerabile de energie de 10,9 % din energia electrică consumată pe care Ungaria l-a adoptat în planul său național privind energia din surse regenerabile.

Figura 7

Rezultatele preconizate pentru fiecare tehnologie și cerere națională până în 2040 (scenariul de fapt)

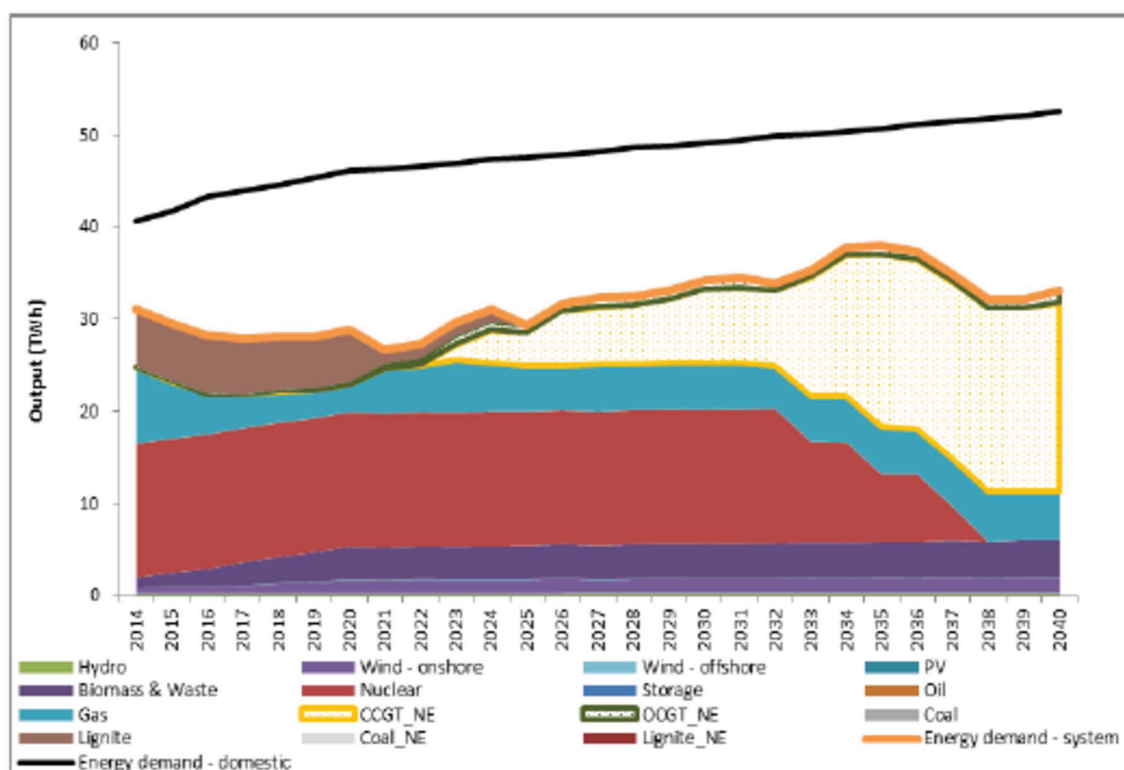


Sursa: Studiul NERA.

- (109) Astfel cum se explică în considerentul 93 de mai sus, studiul NERA reiterează faptul că, în absența construirii Paks II, capacitatea similară preferabilă din punct de vedere comercial altor investiții în producția de energie bazată pe condițiile de pe piață din Ungaria ar fi furnizată de OCGT-uri și CCGT-uri. Studiul NERA sugerează că, în pofida înlocuirii unei mari părți a capacității centralei Paks II cu noua capacitate de gaze naturale în Ungaria, Ungaria rămâne extrem de dependentă de importurile de energie electrică pe întreaga perioadă de modelare în scenariul ipotetic bazat pe gaze naturale (a se vedea figura 8).

Figura 8

Producția preconizată în funcție de tehnologie și de cererea națională până în 2040 (scenariul ipotetic)

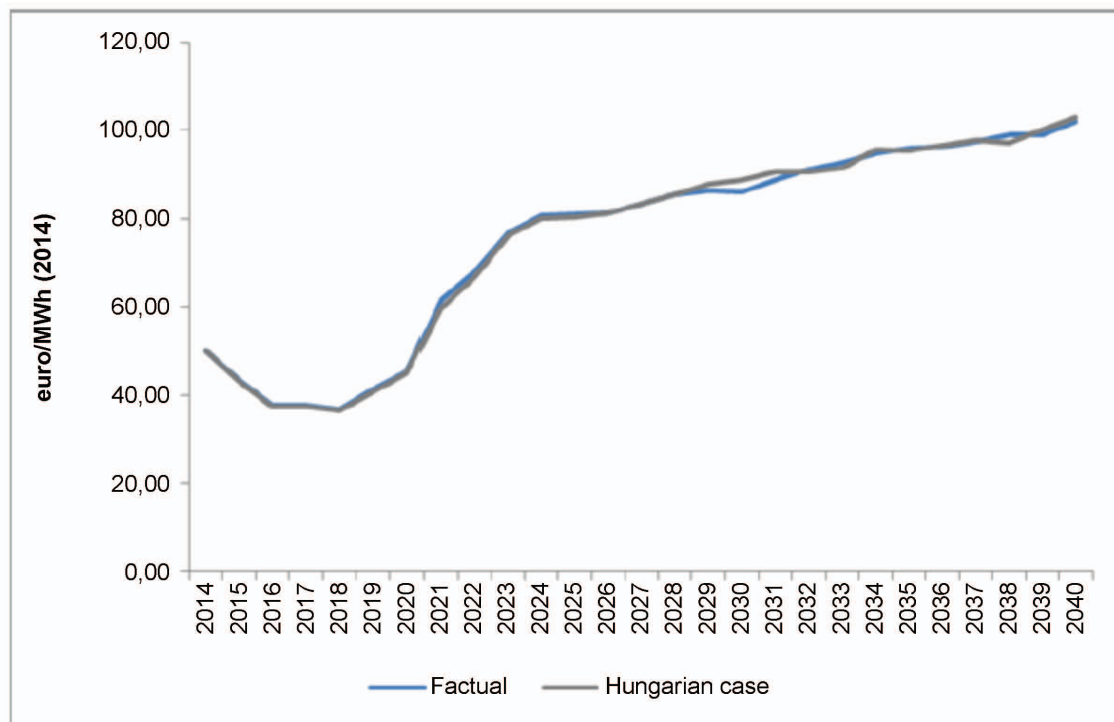


Sursa: Studiul NERA.

- (110) În plus, Ungaria susține că, din cauza convergenței puternice între prețurile pieței din țările învecinate și din Ungaria, concurenții sunt probabil în măsură să își acopere riscurile prin tranzacționarea energiei electrice pe piețele învecinate, fără a fi nevoiți să comercializeze energie electrică produsă în Ungaria în mod direct. Ungaria susține, pe baza modelului din studiul NERA, că prețul energiei electrice la sarcina de bază pe piața regională ar rămâne același în scenariul ipotetic (a se vedea figura 9).

Figura 9

Diferența de prețuri ale energiei electrice produse la sarcină de bază în Ungaria între scenariul de bază și scenariul ipotetic

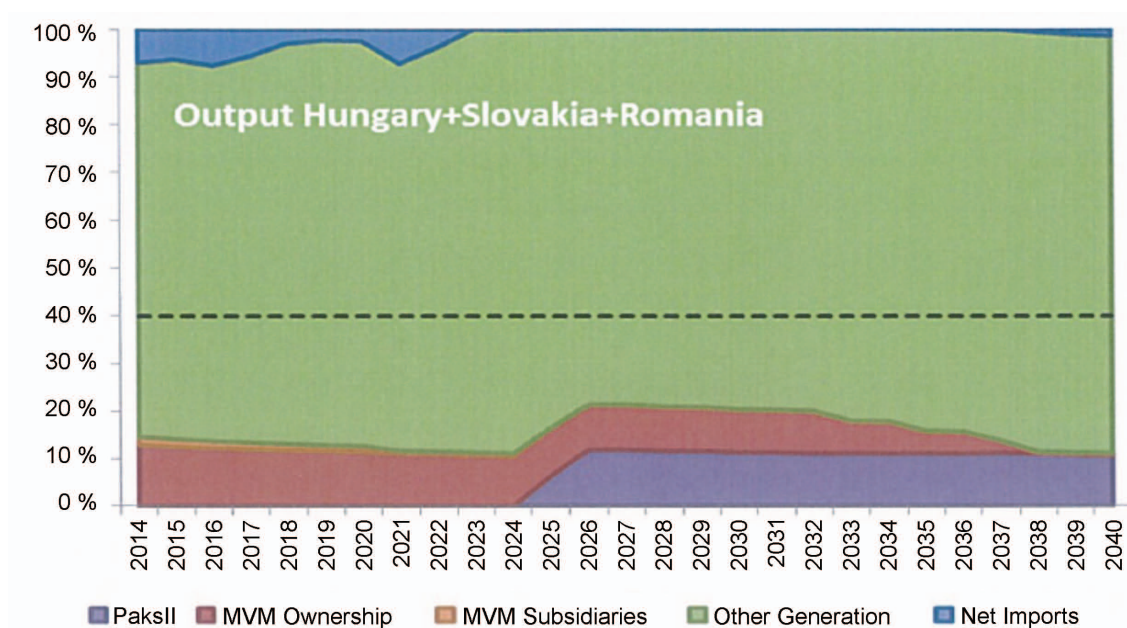


Sursa: studiul NERA.

- (111) Ungaria subliniază că a evaluat posibilele efecte ale Paks II în contextul unei piețe mai largi. Pe baza studiul NERA, aceasta susține că, întrucât Slovacia este cea mai mică dintre piețele învecinate cu care Ungaria este cuplată în prezent pe piață, efectele posibile ale Paks II ar fi cele mai tangibile în această țară. Aceasta susține că prezența pe piață a Paks II pe piața cuplată din Slovacia ar rămâne la nivelul de aproximativ 20 % până în 2040.
- (112) De asemenea, studiul NERA ia în considerare o posibilă piață cuplată mai amplă (Ungaria + Slovacia + România), susținând că acestea sunt piețe imediat învecinate cu care piața Ungariei este cuplată în prezent. În acest context, Ungaria susține că inclusiv cotele de piață combinate ale MVM Group și Paks II (între 10 și 20 %) pe piața cuplată formată din Ungaria + Slovacia + România s-ar situa cu mult sub pragul prevăzut care ar însemna posibilitatea unei poziții dominante (a se vedea figura 10).

Figura 10

Cotele de piață combinate ale MVM Group și Paks II în funcție de producție (MWh) pe piețele din Ungaria + România + Slovacia

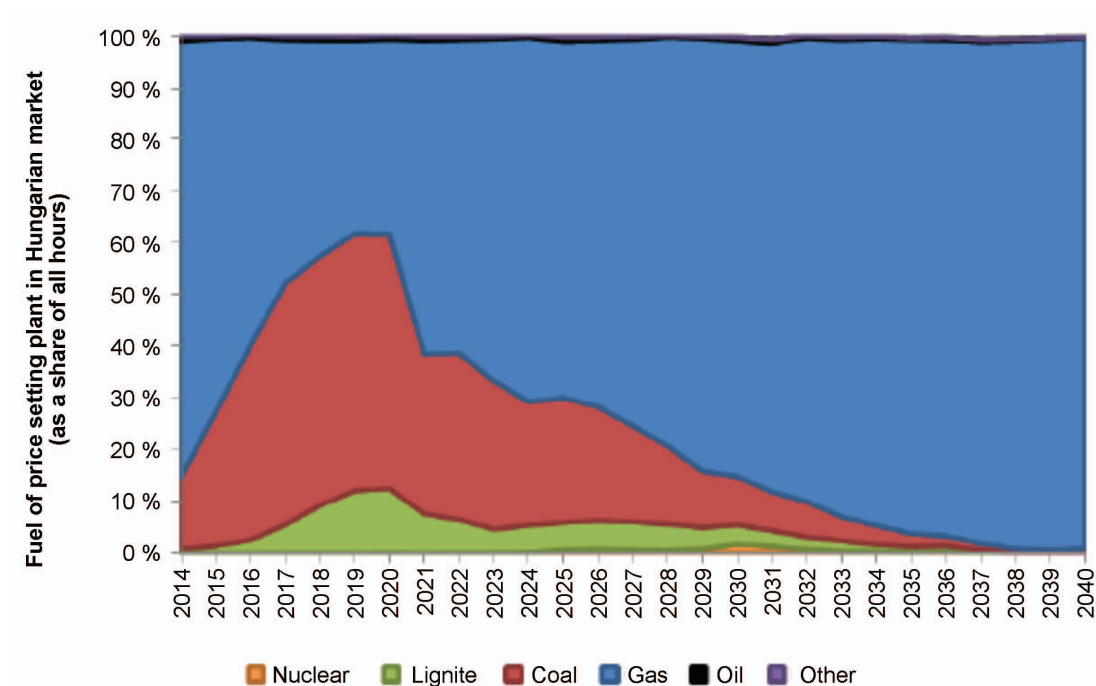


Sursa: studiul NERA.

- (113) În plus, Ungaria subliniază că, atât vara, cât și iarna, tehnologia de stabilire a prețurilor ar fi cea a centralelor electrice pe bază de cărbune și lignit cu costuri marginale mai mari decât Paks II și, prin urmare, se preconizează că Paks II va rămâne o entitate care nu influențează prețurile și nu o entitate care stabilește prețurile inclusiv pe parcursul perioadei de suprapunere a funcționării CN Paks și Paks II, când probabilitatea ca energia nucleară să fie tehnologia de stabilire a prețurilor va rămâne cu mult sub 5 % din totalitatea orelor (a se vedea figura 11).

Figura 11

Combustibilul de stabilire a prețurilor pe piața energiei electrice în Ungaria



Sursa: studiul NERA.

- (114) De asemenea, Ungaria afirmă, în opoziție față de constatările Comisiei prezentate în considerentul 144 din decizia de inițiere a procedurii, că centrala nucleară Paks II nu va cauza niciun risc de lichiditate al pieței de comercializare cu ridicata prin limitarea numărului de oferte de aprovizionare. Aceasta susține că, în calitate de unitate de producție separată, noua centrală electrică ar trebui să îmbunătățească lichiditatea și diversitatea aprovizionării cu energie. De asemenea, Ungaria constată că Paks II nu are în prezent o bază de clienți pentru a comercializa direct energie electrică fără comercializarea pe piață.
- (115) Ungaria invocă o serie de argumente prezentate de Regatul Unit în cazul Hinkley Point C ⁽⁴²⁾ cu privire la posibilele denaturări ale concurenței și susține că acestea s-ar aplica, de asemenea, în egală măsură societății Paks II. Respectivele argumente sunt prezentate după cum urmează:
- (a) măsura ar menține expunerea beneficiarului la forțele pieței și ar oferi stimulente pentru ca acesta să concureze pe piața comercializării cu ridicata a energiei electrice. Ungaria susține acest argument și adaugă că nu ar oferi sprijin operațional sub formă de contracte pentru diferență („CpD”) pentru Paks II;
 - (b) măsura nu va avea niciun impact semnificativ asupra fluxurilor de interconexiune și asupra stimulentei pentru realizarea investițiilor în respectivele linii de interconexiune cu țările învecinate. Ungaria reamintește că piața maghiară de energie electrică este deja o piață bine interconectată și că există patru proiecte de interconexiune în curs de dezvoltare;
 - (c) măsura nu va avea niciun efect asupra diferențelor de preț dintre Ungaria și piețele învecinate care sunt conectate în prezent prin intermediul liniilor de interconexiune.
- (116) În plus, în observațiile sale din 28 iulie 2016, Ungaria a furnizat informații suplimentare pentru a răspunde preocupărilor exprimate de Comisie în secțiunea 3.3.7 din decizia de inițiere a procedurii în ceea ce privește echilibrarea globală a efectului de denaturare al măsurii asupra pieței interne, în cazul în care Comisia constată că măsura ar implica ajutor de stat.

⁽⁴²⁾ Decizia (UE) 2015/658 a Comisiei din 8 octombrie 2014 privind ajutorul de stat SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) pe care Regatul Unit intenționează să îl pună în aplicare pentru sprijin în favoarea centralei nucleare Hinkley Point C (JO L 109, 28.4.2015, p. 44).

- (117) În aceste observații, Ungaria afirmă că Paks II, succesoarele acesteia și entitățile afiliate vor fi pe deplin separate din punct de vedere juridic și structural, vor face obiectul unei puteri independente de decizie în sensul punctelor 52 și 53 din Comunicarea jurisdicțională privind concentrările economice⁽⁴³⁾ și vor fi menținute, gestionate și operate independent și fără legătură cu MVM Group și toate întreprinderile sale, succesoarele și entitățile afiliate ale acesteia și alte întreprinderi controlate de stat care își desfășoară activitatea în producția, vânzarea cu ridicata sau cu amănuntul de energie.
- (118) În plus, în ceea ce privește vânzarea de energie electrică produsă de Paks II, în aceleași observații Ungaria arată că strategia de tranzacționare a puterii produse de Paks II va fi o strategie comercială de optimizare a profitului în condiții de concurență deplină, care este realizată prin acorduri de tranzacționare încheiate prin oferte compensate pe o platformă de tranzacționare transparentă sau la bursă. De asemenea, Ungaria susține că strategia de tranzacționare a puterii produse de Paks II (excluzând consumul propriu al Paks II) va fi stabilită după cum urmează:
- (a) Nivelul 1: Paks II va vinde cel puțin 30 % din producția totală de energie electrică pe piața pentru ziua următoare, pe piața intrazilnică și piața la termen a bursei Hungarian Power Exchange (HUPX). Pot fi utilizate alte burse de energie electrică similare, cu permisiunea serviciilor Comisiei, care va fi acordată sau refuzată în termen de două săptămâni de la depunerea cererii de către autoritățile maghiare.
- (b) Nivelul 2. Restul producției totale de energie electrică va fi vândut de Paks II în condiții obiective, transparente și nediscriminatorii, prin intermediul licitațiilor. Condițiile de desfășurare a unei astfel de licitații vor fi stabilite de autoritatea de reglementare în domeniul energiei electrice din Ungaria, similar cerințelor de licitare impuse de MVM Partner (decizia nr. 741/2011 a autorității maghiare de reglementare). Ungaria confirmă faptul că autoritatea de reglementare în domeniul energiei electrice din Ungaria va supraveghea, de asemenea, desfășurarea acestor licitații. De asemenea, Ungaria a confirmat că platforma de licitație pentru nivelul 2 va fi gestionată de Paks II și se va asigura că ofertele sunt accesibile în mod egal tuturor comercianților autorizați sau înregistrați în aceleași condiții de piață. Ungaria se angajează ca sistemul de compensare a ofertei să fie verificabil și transparent și că nu vor fi impuse restricții privind utilizarea finală a energiei electrice achiziționate.

3.3. OBSERVAȚII SUPLIMENTARE PREZENTATE DE UNGARIA CA RĂSPUNS LA DECIZIA DE ÎNȚIERE A PROCEDURII

- (119) Ungaria subliniază că, în măsura în care proiectul intră în domeniul de aplicare a Tratatului Euratom (de exemplu, articolul 41 și anexa II, articolele 52-66 și articolul 103, Guvernul Ungariei nu consideră că TFUE, în special normele privind ajutoarele de stat prevăzute la articolul 107 și 108 din TFUE, sunt aplicabile în acest caz. Aceasta susține că Tratatul Euratom constituie *lex specialis* față de TFUE. Prin urmare, atunci când exercitarea competențelor conferite în temeiul Tratatului Euratom ar fi împiedicată de exercitarea competențelor care decurg din TFUE, dispozițiile Tratatului Euratom prevalează. Pentru a susține o astfel de afirmație, Ungaria se bazează pe decizia Comisiei privind Kernkraftwerke Lippe-Ems GmbH⁽⁴⁴⁾.
- (120) Ungaria constată că, deși Tratatul Euratom nu stabilește un set de norme specifice în materie de ajutoare de stat, articolul 6 litera (d) și articolul 70 din Tratatul Euratom arată că nu există nicio interdicție generală privind ajutorul de stat și că, în anumite cazuri, sunt încurajate subvenții din partea statelor membre.
- (121) Ungaria subliniază că finanțarea proiectului în sectorul nuclear ar trebui să facă obiectul unei obligații de notificare în sensul articolului 43 din Tratatul Euratom. Aceasta arată în continuare că, în temeiul Regulamentului (CE) nr. 1209/2000 al Comisiei⁽⁴⁵⁾, datele privind metodele de finanțare ar trebui să fie furnizate în cazul oricărui nou proiect de către statul membru în cauză. Ungaria susține că a furnizat toate informațiile necesare în temeiul articolelor 41 și 43 din Tratatul Euratom și, întrucât acordul privind alimentarea cu combustibil⁽⁴⁶⁾ a fost aprobat de Agenția Europeană de Aprovizionare în aprilie 2015, Ungaria consideră că nu se poate susține în prezent de către Comisie că finanțarea proiectului ar putea fi ilegală.

⁽⁴³⁾ A se vedea Comunicarea jurisdicțională consolidată a Comisiei în temeiul Regulamentului (CE) nr. 139/2004 al Consiliului privind controlul concentrărilor economice între întreprinderi (JO C 95, 16.4.2008, p. 1).

⁽⁴⁴⁾ Comisia Europeană, decizia din 21 februarie 1994, 94/285/Euratom – Procedură în aplicarea articolului 53 al doilea paragraf din Tratatul Euratom [1994], JO L 122, 17.5.1994, p. 30, punctul 22.

⁽⁴⁵⁾ Regulamentul (CE) nr. 1209/2000 al Comisiei din 8 iunie 2000 de definire a procedurilor de efectuare a comunicărilor prevăzute la articolul 41 din Tratatul de instituire a Comunității Europene a Energiei Atomice (JO L 138, 9.6.2000, p. 12).

⁽⁴⁶⁾ A se vedea considerentul 13 litera (c).

- (122) Ungaria compară Tratatul Euratom cu Tratatul CECO pe motiv că ambele sunt de natură sectorială și susține că Tratatul CECO cuprinde o interdicție extinsă împotriva ajutorului de stat care a fost aliniat, în practică, la articolul 107 din TFUE în temeiul articolului 67 și al articolului 95 din Tratatul CECO. Ungaria subliniază că, în ceea ce privește aplicarea normelor privind ajutoarele de stat prevăzute în TFUE, Comisia ar fi interpretat în mod greșit obiectivul normativ urmărit de autorii Tratatului Euratom, care nu prevede dispoziții specifice în materie de ajutoare de stat.
- (123) De asemenea, Ungaria constată că nicio altă investiție de capital în construcția unei centrale nucleare în Uniune nu a făcut obiectul unei investigații a Comisiei privind ajutoarele de stat, inclusiv cele de la Flamanville sau Hanhikivi. În opinia Ungariei, investiția de la Hinkley Point C a făcut obiectul controlului ajutoarelor de stat numai din cauză că aceasta a avut caracteristici financiare specifice (cum ar fi garanția de creditare acordată de stat și CpD), spre deosebire de alte investiții din Europa.

4. OBSERVAȚIILE PĂRȚILOR INTERESATE

4.1. OBSERVAȚII PRIVIND EXISTENȚA AJUTORULUI DE STAT

- (124) Observațiile primite de Comisie de la următoarele părți terțe conțin informații cantitative și o analiză în legătură cu existența unor măsuri:
- observații din partea unui membru maghiar al Parlamentului European (deputat în Parlamentul European), dl Benedek Jávör („observațiile d-lui Jávör”);
 - observații din partea Green Peace („observațiile Green Peace”), care includ un studiu elaborat de consilierii săi economici, Candole Partners („studiul Candole”) ⁽⁴⁷⁾;
 - observații din partea EnergiaKlub („observațiile EK”), care includ un studiu întocmit de dl Balazs Felsmann („studiul Felsmann”) ⁽⁴⁸⁾.

Observațiile domnului Jávör

- (125) Observațiile domnului Jávör se concentrează pe costurile proprietarului care sunt reprezentate de costurile care nu sunt incluse în contractul IAPC (a se vedea secțiunea 2.5.2 din prezenta decizie) și susțin că aceste costuri pot fi subestimate într-o foarte mare măsură. În special, în observații se fac următoarele afirmații:
- (a) întrucât contractul IAPC pentru Paks II a fost elaborat pe baza „conceptului Leningradskaya” ⁽⁴⁹⁾, este rezonabil să se considere că va fi necesară o investiție suplimentară în sistemul de securitate, care ar costa cel puțin 1 miliard EUR;
 - (b) sistemul de răcire directă a apei dulci este insuficient pentru răcirea apei în cazul funcționării în paralel a CN Paks și Paks II pe durata zilelor călduroase de vară. Această insuficiență ar constitui o povară suplimentară asupra mediului și ar presupune realizarea unor investiții într-un sistem de răcire bazat pe turn de răcire mai eficient, care este cu aproximativ 40 % mai costisitor decât un sistem de răcire directă;
 - (c) suma preconizată care ar urma să fie depusă în Fondul nuclear central este puțin probabil să fie suficientă pentru depozitarea deșeurilor radioactive și scoaterea din funcțiune. În special, depozitarea intermediară, depozitarea definitivă a deșeurilor nucleare și dezafectarea centralelor nucleare ar costa cel puțin 150 de milioane EUR, 1,54 miliarde EUR și, respectiv, 1,734 miliarde EUR;
 - (d) modernizarea rețelei necesară pentru integrarea noilor blocuri ale centralei nucleare, inclusiv investițiile realizate atât în sistemul de cablu de 400 kV, cât și în cablul de înaltă tensiune suplimentar de 120 kV, poate costa până la 1,6 miliarde EUR;
 - (e) investițiile necesare pentru respectarea reglementării actuale a rețelei, atât prin intermediul unei centrale cu acumulare prin pompare, cât și prin intermediul unor unități de producție suplimentare care asigură rezerve de securitate, prevăzute prin lege să fie egale cu cea mai mare unitate națională de producție a energiei electrice, ar ajunge la 1,2 miliarde EUR;

⁽⁴⁷⁾ A se vedea Candole Partners – Centrala nucleară Paks II, Evaluare a fezabilității din punct de vedere economic, februarie 2016, disponibil la <http://www.greenpeace.org/hungary/Global/hungary/kampanyok/atomenergia/paks2/NPP%20Paks%20II%20Candole.pdf>

⁽⁴⁸⁾ A se vedea Felsmann Balázs, „Működhet-e Paks II állami támogatások nélkül? Az erőműtársaság vállalatgazdasági közelítésben”, disponibil la https://energiaklub.hu/sites/default/files/paks2_allami_tamogatas_2015jun.pdf

⁽⁴⁹⁾ O descriere a centralei nucleare Leningradskaya poate fi accesată la adresa: http://atomproekt.com/en/activity/generation/vver/leningr_npp/, accesată ultima dată la 24 februarie 2017.

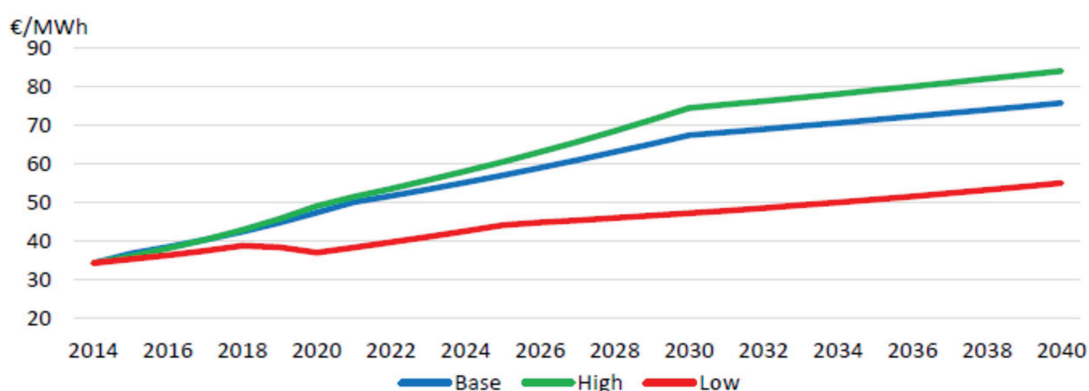
- (f) pierderile rezultate din reducerea exploatării uneia dintre cele două centrale nucleare învecinate din motive de echilibru al sistemului ar putea implica o pierdere financiară totală de aproximativ 1,2 miliarde EUR;
- (g) diversele taxe și impozite care nu sunt incluse în contractul IAPC se pot ridica până la o sumă suplimentară de 1,8 miliarde EUR.
- (126) În observații se susține că elementele de cost enumerate în considerentul 125 ar trebui să fie adăugate la costurile proiectului, care, la rândul lor, ar reduce în mod semnificativ RIRE a proiectului. De asemenea, în acestea se subliniază faptul că întârzierile și durata de viață mai scurtă a centralei ar reduce și mai mult RIRE a proiectului.

Studiul Candole

- (127) Studiul Candole utilizează ipotezele și informațiile incluse în studiul economic și analizează viabilitatea proiectului Paks II. În special, aceasta susține că previziunile privind prețul utilizate în studiul economic pot fi prea optimiste și că previziuni mai realiste privind prețul ar conduce la înregistrarea unor pierderi ale proiectului chiar dacă ipotezele de exploatare ale studiului economic sunt acceptate.
- (128) Pentru a ilustra acest punct, studiul Candole dezvoltă propriile previziuni pe termen lung privind prețurile energiei electrice. În special, acesta realizează previziuni pe termen lung privind prețurile viitoare ale energiei electrice prin utilizarea previziunilor privind prețul cărbunelui, al petrolului și al gazelor naturale din cadrul studiului Perspective energetice mondiale pe 2015 elaborat de Agenția Internațională a Energiei (studiul PEM pe 2015 al AIE) și calculează costul marginal al producției pentru diferite tipuri de producători de energie⁽⁵⁰⁾. În plus, acesta realizează, de asemenea, previziuni separate pentru diferitele scenarii viitoare avute în vedere în studiul PEM pe 2015 al AIE, și anume: (i) „scenariul noilor politici”, care corespunde politicilor și măsurilor de punere în aplicare care afectează piețele de energie și care au fost adoptate cu câteva luni înainte de lansarea studiului PEM pe 2015 al AIE, împreună cu intențiile relevante declarate în materie de politică; (ii) „scenariul politicilor actuale”, care corespunde politicilor adoptate în termen de câteva luni înainte de publicarea studiului Candole; și (iii) „scenariul prețului scăzut al petrolului”, care analizează implicațiile prețurilor mai mici susținute (rezultate din scăderea prețurilor petrolului) asupra sistemului energetic⁽⁵¹⁾. Graficul de mai jos ilustrează previziunile rezultate pe termen lung privind prețul energiei electrice pentru fiecare dintre cele trei scenarii.

Figura 12

Curbele de previziune pe termen lung privind prețul energiei electrice (EUR/MWh)



Sursa: Candole Partners.

- (129) Figura ilustrează faptul că scenariul politicilor actuale implică prețuri viitoare ale energiei electrice ușor mai ridicate, în timp ce scenariul prețului scăzut al petrolului implică prețuri viitoare ale energiei electrice în mod substanțial mai scăzute față de scenariul central al noilor politici, cel utilizat în observațiile prezentate de Ungaria.

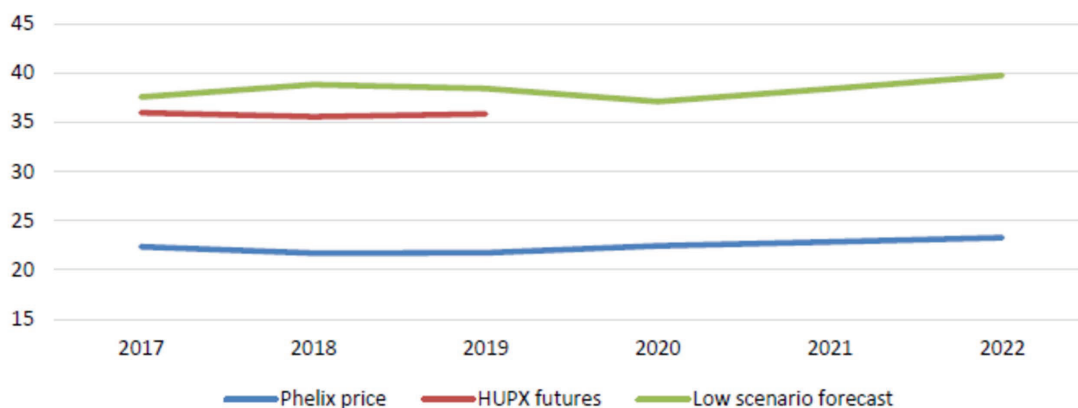
⁽⁵⁰⁾ Pentru studiul PEM pe 2015 al AIE, a se vedea <http://www.worldenergyoutlook.org/weo2015/>

⁽⁵¹⁾ De asemenea, studiul PEM pe 2015 al AIE ia în considerare un al patrulea scenariu, denumit „scenariul 450”, care prezintă o cale către obiectivul climatic de limitare a creșterii temperaturii globale la sub 2 °C, care poate fi atins prin tehnologii care sunt aproape să devină disponibile la scară comercială.

- (130) În plus față de previziunile din figura 12, studiul Candole compară, de asemenea, previziunea pe termen lung a prețului energiei electrice bazată pe scenariul prețului scăzut al petrolului prezentat în studiul PEM pe 2015 al AIE cu contractele futures tranzacționate (începând din februarie 2016) la bursele de energie electrică din Germania și Ungaria. Aceste curbe sunt prezentate în Figura 13 de mai jos.

Figura 13

Curbele de previziune pe termen lung privind prețul energiei electrice (EUR/MWh)



Sursa: Candole Partners.

- (131) Cifrele arată că, până în 2022, anul până când vor putea fi tranzacționate contractele germano-austriece, prețurile contractelor futures ale Germaniei se vor situa sub previziunea prețurilor bazată pe scenariul prețului scăzut al petrolului prezentat în studiul PEM pe 2015 al AIE. Aceeași situație este valabilă în cazul contractelor futures tranzacționate la bursă din Ungaria, care pot fi tranzacționate până în 2019⁽⁵²⁾.
- (132) Pe baza acestor considerații, studiul Candole susține că, în conformitate cu previziunile pe termen lung privind prețul energiei electrice, astfel cum sunt prezentate în studiul economic, proiectul Paks II va înregistra pierderi chiar dacă ipotezele de exploatare din studiul economic sunt acceptate⁽⁵³⁾.

Observațiile prezentate de EK

- (133) Observațiile prezentate de EK identifică posibile deficiențe în decizia Comisiei de inițiere a procedurii, precum și aspecte problematice în studiul economic al Ungariei. De asemenea, acestea subliniază anumite riscuri cu care s-ar confrunta proiectul. În cele din urmă, EK a prezentat studiul Felsmann ca o analiză cantitativă a viabilității Paks II. Studiul calculează valoarea actualizată netă a proiectului Paks II, prin utilizarea costurilor actuale de exploatare ale CN Paks și constată că, în majoritatea scenariilor avute în vedere, proiectul ar înregistra pierderi.
- (134) În ceea ce privește decizia de inițiere a procedurii, observațiile prezentate de EK subliniază că anumite elemente de cost au fost excluse din evaluarea prezentată în decizia de inițiere a procedurii sau nu au fost luate în considerare în totalitatea lor. De exemplu, se susține că nu este clar în ce măsură valoarea contractului IAPC a inclus costurile suplimentare potențiale ale securității nucleare, costurile legate de dezvoltarea rețelei impusă de integrarea în sistem a celor două noi reactoarele ale Paks II sau construirea unui sistem de răcire corespunzător. De asemenea, observațiile exprimă îndoieli cu privire la caracterul exact al costurilor legate de studiile preliminare, permise și comunicare.

⁽⁵²⁾ Se susține că diferența dintre prețurile contractelor futures din Germania și din Ungaria ar putea apărea ca urmare a cuplării imperfecte a piețelor.

⁽⁵³⁾ Există o secțiune suplimentară în studiul Candole unde se realizează o comparație între costurile Paks II și cheltuielile de funcționare ale reactoarelor de tip EPR estimate de Curtea de Conturi din Franța (2002), publicate în Bocard, N., „The Costs of Nuclear Electricity: France after Fukushima” (Costurile aferente infrastructurilor de energie electrică nucleară: Franța după accidentul de la Fukushima”, disponibil la adresa http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2353305

- (135) În plus, se susține că valoarea costurilor de 2,1-2,7 EUR/MWh pentru deșeuri și dezafectarea centralei poate fi subestimată, întrucât această cifră este de 4,5 EUR/MWh pentru CN Paks actuală. În plus, aceasta evidențiază, de asemenea, impactul negativ al proiectului pentru viitoarele bugete naționale, susținând că acesta că ar intra în conflict cu sistemul de contabilitate statistică și cu normele Uniunii în materie de creștere a datoriei⁽⁵⁴⁾. În cele din urmă, observația subliniază riscul de corupție, asociat în cea mai mare parte cu dimensiunea proiectului și cu avantajul de informare al furnizorului și proprietarului⁽⁵⁵⁾.
- (136) În ceea ce privește studiul economic pregătit de Ungaria, este pus sub semnul întrebării factorul de încărcare ridicat (92 %) utilizat în calcule, în special în timpul funcționării în paralel a CN Paks și Paks II pe perioadele de cerere scăzută, precum și perioada de valabilitate a previziunilor privind prețurile utilizate în cadrul studiului.
- (137) În ceea ce privește diversele tipuri de riscuri pentru proiect, observațiile prezentate de EK subliniază posibilul impact al întârzierilor proiectului și al depășirii costurilor, precum și necesitatea unor măsuri de sprijin de stat suplimentare pe perioada de desfășurare a proiectului.
- (138) În susținerea acestor preocupări privind viabilitatea proiectului Paks II, observațiile prezentate de EK fac referire la studiul Felsmann. Acest studiu calculează valoarea actualizată netă a proiectului Paks II prin utilizarea costurilor de funcționare ale CN Paks actuale (incluzând o revizuire intermediară majoră pentru centrală) și o serie de cifre alternative (și anume, 75 %, 85 % și 92 %) pentru rata de utilizare cu unele previziuni privind prețul energiei electrice pe baza surselor internaționale puse la dispoziția publicului (de exemplu, Agenția pentru informații privind energia din SUA și Rețeaua națională a energiei electrice din Regatul Unit). Studiul constată că, în majoritatea scenariilor avute în vedere, proiectul ar genera pierderi, ceea ce implică existența ajutorului de stat.

Guvernul Austriei

- (139) Austria susține că construirea și exploatarea centralelor nucleare nu este rentabilă, având în vedere toate costurile aferente, care trebuie să fie internalizate în temeiul principiului „poluatorul plătește”. Austria consideră că principiul MEIP nu este respectat în ceea ce privește investițiile realizate de Ungaria în Paks II. Austria susține că nu există nicio dovadă că studiile economice prezentate Comisiei de către Ungaria au fost efectuate cu diligența necesară sau că respectivele costuri luate în considerare pentru efectuarea calculelor conțin toate costurile posibile în temeiul principiului „poluatorul plătește”.
- (140) De asemenea, Austria susține că sunt întrunite celelalte condiții privind existența ajutorului de stat.

Alte observații privind existența ajutorului de stat

- (141) Paks II a susținut că decizia de inițiere a procedurii a utilizat în mod incorect o curbă de previziune privind prețul unic, în special luând în considerare perioada lungă de timp de desfășurare a proiectului. De asemenea, în unele dintre observațiile sale aceasta observă că Comisia nu a utilizat în mod corect costurile de funcționare și de întreținere („costuri de funcționare și de întreținere”) ale CN Paks actuale pentru a justifica costurile de funcționare și de întreținere pentru unitățile 5 și 6 echipate cu tehnologia generația III+. În plus, Paks II subliniază că, în timp ce decizia sa inițială de investiție a fost luată la momentul semnării contractului IAPC, un astfel de angajament a fost luat abia pentru etapa de elaborare a cheltuielilor, întrucât angajamentul final al Paks II în ceea ce privește cheltuielile pe perioada de construcție survine la un moment definit în viitor. Paks II afirmă că, până la acel moment în viitor, societatea poate decide, în cazul în care aspectele economice ale proiectului variază ca urmare a schimbărilor de pe piața externă, să nu realizeze progrese în ceea ce privește proiectul, însă această posibilitate este puțin probabilă. De asemenea, Paks II face trimitere la raportul pregătit de Rothschild & Co pentru guvernul maghiar („studiul Rothschild”) ⁽⁵⁶⁾, care concluzionează că intervalul RIRE ar putea ajunge la 12 %, acesta fiind în mod semnificativ mai ridicat decât intervalul situat între 6,7-9 % menționat de Comisie în decizia de inițiere a procedurii. În cele din urmă, Paks II observă că WACC și intervalele RIRE calculate de Comisie se suprapun și, în consecință, se poate aștepta ca proiectul să ofere o remunerație adecvată.

⁽⁵⁴⁾ Aceasta este menționată de Romhányi Balázs, „A Paks II beruházási költségvetés-politikai következményei”, disponibil la adresa: https://energiaklub.hu/sites/default/files/a_paks_ii_beruhazas_koltsegvetes-politikai_kovetkezmeyei.pdf

⁽⁵⁵⁾ Aceasta este menționat în studiul Fazekas, M. et al, „The Corruption Risks of Nuclear Power Plants: What Can We Expect in Case of Paks2?” (Riscurile de corupție ale centralelor nucleare: La ce ne putem aștepta în cazul Paks 2?) disponibil la adresa: http://www.pakskontroll.hu/sites/default/files/documents/corruption_risks_paks2.pdf

⁽⁵⁶⁾ <http://www.kormany.hu/download/a/84/90000/2015%20Economic%20analysis%20of%20Paks%20II.pdf>

- (142) Grupul Enersense afirmă că formula pentru WACC utilizată de Comisie nu este corectă, în măsura în care Comisia a utilizat factori excesiv de prudenți în determinarea sa. În opinia sa, costul corespunzător al datoriei care ar trebui să fie aplicat elementului WACC al testului principiului MEIP este de 4,5 % înainte de impozitare sau de 3,6 % după impozitare, cu ajustări minore planificate de-a lungul timpului. Acesta susține că, întrucât furnizorul rus asigură aproximativ 80 % din finanțarea prețului contractual, randamentul investițiilor ar trebui să se bazeze pe un efect de levier de 80 % pentru a reflecta sursa fondurilor de investiții, în concordanță cu alte centrale nucleare. Grupul Enersense afirmă că, atunci când se ia în calcul un cost al capitalului propriu de 11 % și un cost al datoriei după impozitare de 3,6 % și se aplică o reducere de 80 % pe baza efectului de levier, WACC ar trebui să fie de 5,1 %. În plus, acesta susține că acesta va ajunge la 6,2 % în cazul în care a fost aplicată o reducere pe baza efectului de levier de 65 %. În concluzie, se constată că rentabilitatea investiției ar fi îmbunătățită în mod considerabil prin alegerea costurilor datoriei bazate pe piață și a efectului de pârghie.
- (143) Au fost prezentate argumente suplimentare ale părților interesate conform cărora WACC este redus în mod semnificativ de îndată ce centrala este conectată la rețea, în timp ce valoarea întreprinderii crește. Prin urmare, părți ale centralei sau centrala în întregime ar putea fi vândute/vândută la un preț comparabil cu alte instalații nucleare aflate în funcțiune. Se susține că o astfel de flexibilitate în materie de investiții nu este reflectată în calculele Comisiei din decizia de inițiere a procedurii.
- (144) De asemenea, Comisia a primit observații cu privire la importanța evaluării pe deplin și a includerii costurilor de oportunitate ale excluderii tehnologiei nucleare din mixul energetic național în contextul unor modificări semnificative ale portofoliului existent al capacității de producere a energiei. Conform acestor observații, pe lângă modelele privind „randamentul investiției” sau „fluxul de numerar actualizat”, este important să se ia în considerare faptul că proiectul Paks II este o investiție semnificativă într-un sector existent care adaugă o valoare reală și nu numai o oportunitate de „investiție în portofoliu” sau o speculație pe termen scurt. Se susține astfel că aceste caracteristici ar trebui, de asemenea, să fie reflectate în calculele Comisiei în ceea ce privește viabilitatea proiectului.
- (145) Mai multe observații fac referire la concluzia care se desprinde din studiul Rothschild conform căreia proiectul poate fi viabil exclusiv în condiții de piață, inclusiv în cazul în care acesta este susținut de ipoteze foarte pesimiste. De asemenea, unele observații susțin că principalele ipoteze în ceea ce privește prețurile la termen ale energiei electrice sunt destul de moderate și că se preconizează ca prețurile respective să crească după 2025. Pe această bază, Paks II nu ar beneficia de un avantaj.
- (146) Conform anumitor observații, faptul că proiectul este desfășurat prin intermediul unui contract IAPC încheiat „la cheie” l-ar face atractiv pentru orice investitor în economia de piață, prin urmare, Ungaria ar investi, de asemenea, în condiții bazate pe piață.

4.2. OBSERVAȚII PRIVIND POSIBILA COMPATIBILITATE A MĂSURII CU PIAȚA INTERNĂ

4.2.1. OBSERVAȚII PRIVIND OBIECTIVUL DE INTERES COMUN

- (147) Austria, IG Windkraft, Oekostorm AG și alte părți terțe interesate susțin că subvenționarea etapei de construire și de exploatare a centralelor nucleare noi nu este prevăzută, în temeiul principiilor stabilite la articolul 107 alineatul (3) din TFUE, ca fiind compatibilă cu piața internă. Energia nucleară nu ar reprezenta o tehnologie durabilă, nouă sau inovatoare pentru producerea de energie electrică, care ar putea contribui la atingerea unui obiectiv al Uniunii de a crește proporția producerii de energie electrică prin tehnologii regenerabile. Prin urmare, proiectul nu ar trebui să poată beneficia de sprijin temporar până când acesta atinge maturitatea pieței.
- (148) Austria susține că articolul 2 litera (c) și articolul 40 din Tratatul Euratom nu permit ca promovarea de noi investiții în sectorul nuclear să fie considerată un obiectiv de interes comun ca urmare a faptului că niciun interes comun, în sensul articolului 107 alineatul (3) din TFUE, nu poate fi interpretat pe baza Tratatului Euratom. În plus, un astfel de obiectiv ar fi în conflict cu alte obiective ale Uniunii în temeiul TFUE, și anume principiul precauției în temeiul articolului 191 și principiul durabilității prevăzut în programul Orizont 2020 ⁽⁵⁷⁾.
- (149) Conform mai multor observații, proiectul ar contribui la obiectivele la nivel european de utilizare a instalațiilor nucleare, precum și la cercetarea în domeniul nuclear care sunt recunoscute, de asemenea, prin Tratatul Euratom.
- (150) Numeroase observații susțin că faptul că energia nucleară ar reprezenta o sursă de energie nepoluantă, cu emisii scăzute de dioxid de carbon, ar trebui să fie recunoscut de Comisie ca fiind un obiectiv comun al Uniunii care justifică investițiile.

⁽⁵⁷⁾ <https://ec.europa.eu/programmes/horizon2020/en/what-horizon-2020>

- (151) Unele dintre observații fac referire la articolul 194 alineatul (2) din TFUE, care permite statelor membre să își stabilească mixul energetic. Observațiile subliniază faptul că mixul energetic prevăzut al Ungariei reprezintă o parte a strategiei sale naționale în domeniul energiei și urmează abordarea „energie nucleară-energie pe bază de cărbune-energie din surse regenerabile”. Astfel, investiția ar putea fi justificată.
- (152) De asemenea, Comisia a primit observații care subliniază că energia nucleară furnizează o sursă de energie sigură, fiabilă și pe termen lung în mixul energetic al Uniunii. Observațiile respective au precizat că energia electrică produsă din surse nucleare, în general la niveluri ridicate ale capacității (între 85 % și 90 %), pot contribui în mod semnificativ la securitatea aprovizionării pe termen lung. Alte părți interesate au susținut că, având în vedere deficitul semnificativ în viitoarea capacitate instalată, care se preconizează că va apărea până în 2030 odată cu eliminarea treptată a unităților existente în cadrul CN Paks și având în vedere dependența de importurile de energie electrică, proiectul ar putea constitui o opțiune ideală pentru a asigura securitatea aprovizionării cu energie pentru Ungaria și a reduce dependența de combustibil.
- (153) Au fost prezentate Comisiei argumente conform cărora finalizarea proiectului ar contribui la creșterea economică în regiune, în special prin crearea de locuri de muncă. În plus, anumite observații arată că există o oportunitate semnificativă pentru întreprinderile din Uniune, indiferent de dimensiune, de a participa la finalizarea proiectului, stimulând astfel lanțul de aprovizionare. Observațiile respective indică faptul că o astfel de creștere prevăzută reprezintă un interes comun care ar putea justifica finalizarea proiectului.

4.2.2. OBSERVAȚII ÎN CEEA CE PRIVEȘTE CARACTERUL ADECVAT AL MĂSURII

- (154) IG Windkraft și Energiaklub susțin că măsura nu este adecvată, având în vedere costurile proiectului atunci când sunt comparate cu posibilele alternative care ar viza deficitul viitoarei capacități instalate a energiei electrice. O valoare similară a subvenției ar putea genera o cantitate anuală mult mai ridicată de energie electrică atunci când ar fi investită în alte surse de energie electrică, cum ar fi tehnologiile regenerabile.

4.2.3. OBSERVAȚII ÎN CEEA CE PRIVEȘTE CARACTERUL NECESAR AL MĂSURII ȘI EFECTUL DE STIMULARE

- (155) Austria susține că Comisia a definit în mod incorect piața relevantă pentru a evalua dacă există posibilitatea existenței unei disfuncționalități a pieței, și anume piața energiei nucleare din Ungaria. Austria susține că piața relevantă corectă ar fi piața internă liberalizată a energiei electrice a Uniunii. De asemenea, Austria susține că nu există nicio disfuncționalitate a pieței în ceea ce privește producerea și furnizarea de energie electrică pe piața internă a energiei electrice. Dimpotrivă, prețurile energiei electrice ar fi în scădere, datorată, în parte, capacităților suficiente de producere a energiei. În plus, Ungaria este bine interconectată la rețelele din statele membre învecinate.
- (156) Austria și IG Windkraft susțin că, în cazul în care Ungaria s-ar confrunta cu o problemă legată de securitatea aprovizionării, centralele nucleare pot să nu fie o modalitate adecvată pentru a aborda acest aspect. Acestea susțin că sursele de energie mai ecologice, mai flexibile și mai puțin costisitoare din unitățile mici și descentralizate pot fi mai adecvate. De asemenea, Austria susține că centralele nucleare sunt sensibile la valurile de căldură din cauza cerințelor de răcire și că statele membre sunt aproape 100 % dependente de importurile de uraniu.
- (157) Părțile terțe au afirmat, de asemenea, că piața în sine ar asigura construirea unor noi capacități de producție în sectorul de producere a energiei electrice. Faptul că Ungaria este dependentă de importurile de energie electrică nu ar constitui o disfuncționalitate a pieței, în special nu o disfuncționalitate care ar fi soluționată de o nouă centrală nucleară. Observațiile formulate indică faptul că importurile de energie electrică mai ieftină din alte state membre sunt un efect normal și acceptabil al unei piețe funcționale și nu o disfuncționalitate a pieței. Acest lucru indică pur și simplu capacitatea de a cumpăra mărfuri la cel mai mic preț de pe piață. Conform observațiilor primite, prețurile energiei sunt stabilite de numeroși factori, printre care prețul mărfurilor, cererea și oferta. În Europa, în special, scăderea prețurilor energiei electrice ar fi o reacție la producerea de energie pe o perioadă lungă de timp peste capacitățile disponibile. Întrucât acest lucru ar putea fi considerat drept o reacție la funcționarea eficientă a pieței, nu se poate susține că scăderea prețurilor energiei de pe piață ca urmare a importurilor ar reprezenta o disfuncționalitate a pieței ca o justificare pentru construirea de noi centrale nucleare.
- (158) Conform observațiilor primite, chiar și în cazul în care ar exista o disfuncționalitate a pieței în sectorul de producere a energiei electrice, Ungaria ar trebui să aibă în vedere mai multe opțiuni într-un mod transparent și nediscriminatoriu.

- (159) Alte observații sugerează că, în pofida faptului că provocările pentru investițiile în energia nucleară, inclusiv investițiile inițiale importante de capital și nevoia de sprijin public și politic, sunt bine cunoscute, recunoașterea acestor dificultăți nu este echivalentă cu stabilirea faptului că dezvoltarea energiei nucleare este asociată cu o disfuncționalitate a pieței. Aceleași observații evidențiază faptul că, deși Comisia a concluzionat că există o disfuncționalitate a pieței în cazul Hinkley Point C, nu ar trebui să se presupună că toate investițiile nucleare ar putea fi realizate numai cu ajutorul sistemelor de subvenții sau că există motive să se presupună disfuncționalitatea pieței energiei nucleare.

4.2.4. OBSERVAȚII ÎN CEEA CE PRIVEȘTE PROPORȚIONALITATEA MĂSURII

- (160) Austria a susținut că ajutorul de stat trebuie să fie limitat întotdeauna la suma minimă necesară. În această situație, în cazul în care construcția proiectului propus se efectuează fără o procedură de ofertare, nu s-ar putea stabili dacă costurile totale ale proiectului ar fi limitate la suma minimă necesară.
- (161) Energiaklub susține că autoritățile maghiare nu au examinat nivelul minim al sprijinului financiar care ar asigura realizarea proiectului. În schimb, autoritățile maghiare au încercat să finanțeze proiectul în întregime, cu posibilitatea, de asemenea, de a include costurile de funcționare. De asemenea, Energiaklub subliniază că, în conformitate cu calculele furnizate de Ungaria, ajutorul de stat nu ar fi limitat numai la punerea în aplicare a investițiilor, ci ar fi acordat, de asemenea, funcționării proiectului, ceea ce ar putea supracompensa Paks II.

4.2.5. OBSERVAȚII ÎN CEEA CE PRIVEȘTE EFECTUL MĂSURII ASUPRA PIEȚEI INTERNE

- (162) Austria susține că ajutorul de stat acordat pentru o tehnologie care, în sine, nu este profitabilă în cadrul pieței interne liberalizate a energiei electrice conduce la denaturări excesive ale concurenței. În plus, acesta poate împiedica participării la piață noi, sustenabili și mai eficienți din punct de vedere al costurilor să intre pe piață sau poate forța respectivii participanți la piață să iasă de pe piață. Austria susține că centralele nucleare sunt utilizate pentru a acoperi capacitatea ridicată a sarcinii de bază și că această capacitate are prioritate atunci când este conectată la o rețea, întrucât centralele nucleare își pot varia numai ușor capacitățile. Deși au costuri ridicate de construcție și de dezafectare, acestea au costuri scăzute de funcționare, ceea ce le permite să aibă acces la ordinea de merit.
- (163) Autoritățile austriece și IG Windkraft susțin că construirea unor noi centrale nucleare va crea o putere semnificativă pe piață pentru operatorii de centrale electrice de pe amplasamentul centralei Paks prin creșterea concentrării pieței și, eventual, prin conducerea la utilizarea în mod abuziv a unei poziții dominante în sensul articolului 102 din TFUE.
- (164) MVM Group și Paks II susțin că, în urma vânzării către stat a 100 % din acțiunile Paks II de către MVM Group, cele două societăți au devenit complet independente una față de alta. Acestea subliniază că MVM Group nu are control, în mod direct sau în alt mod, asupra gestionării și funcționării Paks II. De asemenea, acestea evidențiază faptul că MVM Group și Paks II sunt două societăți separate de producere a energiei electrice, la fel ca în cazul oricăror alți concurenți, și nu există niciun motiv să se presupună niciun fel de coordonare sau activități desfășurate în comun sau că cele două societăți vor fuziona. De asemenea, MVM Group susține că propria strategie include posibile investiții care pot concura cu Paks II în viitor.
- (165) Paks II susține că proiectul este destinat să constituie capacitatea de înlocuire pentru cele patru unități ale CN Paks. Se preconizează că unitățile actuale vor fi eliminate treptat până la mijlocul anilor 2030, în timp ce noile unități 5 și 6 (proiectul Paks II) nu vor fi funcționale până la mijlocul anilor 2020. Paks II susține că, prin urmare, evaluarea cotelor de piață și afirmațiile privind poziția dominantă sunt nefondate și nu pot fi luate în considerare în acest moment.
- (166) Mai multe părți interesate au subliniat că piața energiei care trebuie examinată ar fi mai mare decât teritoriul individual al statului în cazul în care există mai mulți concurenți internaționali, având în vedere numărul mare de importuri de energie electrică ale Ungariei și nivelul de interconexiune foarte bun al țării cu țările învecinate.
- (167) Unele părți au susținut în mod explicit că proiectul ar putea avea un posibil efect de scădere asupra piețelor regionale ale energiei electrice, cum ar fi Germania, unde se preconizează că prețul anual al energiei electrice produse la sarcină de bază ar scădea cu până la 0,6 % până în 2025, cu până la 1,1 % până în 2030 și cu până la 1,2 % până în 2040. În același timp, unele părți susțin, de asemenea, că instalațiile pe bază de energie din surse regenerabile din Germania ar câștiga venituri mai mici din cauza noilor reactoare ale Paks II și că sarcina pentru contribuabili de a finanța schemele de ajutoare germane pentru energia din surse regenerabile ar crește, în timp ce furnizorii de energie electrică produsă pe baza combustibililor fosili s-ar putea aștepta la economii de până la 1,02 % până în anul 2030.

4.3. OBSERVAȚII SUPLIMENTARE PREZENTATE DE PĂRȚILE INTERESATE

- (168) Mai multe observații subliniază că detaliile proiectului nu au fost comunicate în totalitate publicului din Ungaria. De asemenea, acestea susțin că decizia privind Paks II este nejustificată din punct de vedere tehnic, întrucât nu au fost efectuate anchete pregătitoare cu privire la modul în care o investiție în măsuri de eficiență energetică și în energie din surse regenerabile la aceeași scară ar contribui la securitatea aprovizionării. Prin urmare, observatorii respectivi subliniază că, având în vedere lipsa de implicare profesională și a publicului larg, proiectul nu ar trebui să continue.
- (169) Anumite observații fac referire la pericolul potențial al unei centrale nucleare. În unele observații se exprimă preocupări cu privire la capacitatea Ungariei și a Paks II de a face față incidentelor de securitate nucleară, inclusiv eliminarea în condiții de siguranță a deșeurilor nucleare.
- (170) Unele observații au subliniat absența unui proceduri de licitație în desemnarea constructorului care se va ocupa de noile unități de producere a energiei, ceea ce, în opinia lor, ar fi în contradicție cu dispozițiile legislației Uniunii. În plus, deputatul în Parlamentul European, domnul Jávör, susține că presupusele încălcări ale normelor Uniunii în materie de achiziții publice sunt inerente și legate intrinsec de măsură, întrucât, consideră acesta, Rusia nu ar fi acordat un împrumut Ungariei pentru proiectul Paks II fără a asigura investiția pentru Rosatom, ceea ce ar permite evitarea normelor Uniunii în materie de achiziții publice. Acesta concluzionează că evaluarea măsurii în care utilizarea împrumutului acordat de Rusia constituie un ajutor de stat ilegal nu ar putea fi separată de evitarea normelor în materie de achiziții publice, întrucât acestea sunt legate intrinsec, iar efectul acestora trebuie să fie evaluat împreună.
- (171) Au fost formulate mai multe observații care contestă desfășurarea proiectului prin intermediul unui împrumut acordat de Rusia. Acestea susțin că proiectul ar promova dependența financiară și de combustibil, încălcând în același timp strategia de securitate energetică a UE prin împiedicarea actorilor de pe piața Uniunii să dezvolte o rețea și infrastructură energetică la nivelul Uniunii.
- (172) Unele părți interesate susțin că, în cazul în care Ungaria a decis că are nevoie de noi capacități de producere a energiei electrice pentru viitor, aceasta ar fi trebuit să respecte articolul 8 din Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului ⁽⁵⁸⁾. În cazul de față, nu a existat o procedură de atribuire a contractelor sau o procedură echivalentă din punct de vedere al transparenței și al nediscriminării prin care să se prevadă noi capacități. Astfel, în opinia acestora, investiția pentru Paks II ar putea încălca legislația Uniunii.
- (173) Unele părți susțin că ajutorul de stat nu este adecvat a fi utilizat în cazurile în care acesta ar scuti poluatorul de sarcina de a plăti costul poluării sale în spiritul Orientărilor comunitare privind ajutorul de stat pentru protecția mediului ⁽⁵⁹⁾.

4.4. RĂSPUNSUL UNGARIEI LA OBSERVAȚIILE PREZENTATE DE PĂRȚILE INTERESATE

- (174) La 8 aprilie 2016, Ungaria și-a prezentat răspunsul la observațiile părților terțe cu privire la decizia de inițiere a procedurii privind ajutorul de stat („răspunsul la observațiile părților terțe”).
- (175) În special, Ungaria își exprimă dezacordul ferm față de observațiile primite din partea Guvernului Austriei, a Greenpeace Energy, a Energiaklub și a deputatului în Parlamentul European, domnul Benedek Jávör, în care diferite părți terțe au susținut că costurile legate de reglementările privind siguranța și mediul, finanțarea prin îndatorare, asigurările, siguranța, depozitarea deșeurilor, dezafectarea, conexiunile de transmisie și investițiile privind renovarea energetică nu au fost incluse în analiza efectuată de Ungaria, afirmând că respectivele părți au fost informate în mod eronat și că afirmațiile acestora sunt neîntemeiate.
- (176) Răspunsul include o contestare detaliată a observațiilor prezentate de domnul Benedek Jávör. În special, Ungaria subliniază următoarele:

— costurile tuturor investițiilor necesare legate de securitate sunt incluse în contractul privind IAPC;

— alegerea sistemului de răcire directă este susținută de evaluarea impactului asupra mediului al proiectului;

⁽⁵⁸⁾ Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE (JO L 211, 14.8.2009, p. 55).

⁽⁵⁹⁾ Orientări comunitare privind ajutorul de stat pentru protecția mediului (JO C 82, 1.4.2008, p. 1).

- cifrele privind costurile legate de gestionarea deșeurilor și defaectare au fost calculate de Agenția de gestionare a deșeurilor radioactive pe baza Legii CXVI din 1996 privind energia atomică;
 - costurile legate de conectarea la rețea pentru Paks II sunt incluse în analiza financiară a proiectului;
 - nu va exista nicio reducere a funcționării CN Paks sau Paks II pe durata orelor de consum redus, întrucât Paks II ar trebui să înlocuiască capacitățile de producție mai vechi și existente care ar urma să fie eliminate treptat;
 - fiind vorba despre o tehnologie modernă de generație III+, se poate presupune o rată relativ ridicată (90+ %) de utilizare pe parcursul duratei de viață a centralei Paks II;
 - perioada de exploatare de 60 de ani este acceptată pe scară largă la nivel internațional, aceasta reprezentând o ipoteză standard inclusiv pentru centralele de generația III inferioară;
 - proiectul este neutru sub aspectul TVA și, întrucât o mare parte din servicii vor fi furnizate de furnizori localizați în UE, prezumția/calcularea taxelor vamale este inexactă.
- (177) Ungaria afirmă că a organizat ample analize ale sensibilității pentru a lua în considerare impactul ipotezelor și al variabilelor, cum ar fi durata de viață a centralei, costurile de funcționare și de întreținere, costurile de gestionare a deșeurilor și de defaectare, factorii de încărcare, factorii macroeconomici precum cursul de schimb și inflația, diferitele scenarii privind prețul de piață, întârzierile etc. asupra argumentelor comerciale, iar această analiză a sensibilității ar sprijini pe deplin concluzia sa conform căreia măsura nu constituie ajutor de stat.
- (178) În ceea ce privește observațiile primite cu privire la posibila compatibilitate a măsurii, Ungaria reiterează o serie de argumente prezentate în legătură cu libertatea de alegere și diversificarea mixului energetic, necesitatea capacității de înlocuire, decarbonizare, crearea de locuri de muncă, accesibilitatea și presupusele efecte de multiplicare.
- (179) Ungaria susține că argumentul invocat de Guvernul Austriei, potrivit căruia obiectivul Tratatului Euratom privind „dezvoltarea energiei nucleare în Comunitate” este „deja atins și nu poate fi utilizat pentru a sprijini un interes comun în sensul articolului 107 alineatul (3) din TFUE ca urmare a numeroaselor centrale nucleare dezvoltate din punct de vedere tehnic care au fost construite în Europa”, este eronat. În opinia Ungariei, argumentul confundă obiectivul de dezvoltare a producției de energie nucleară cu conceptul de tehnologie, despre care nu se poate susține că este statică. Ungaria susține că Tratatul Euratom continuă să facă parte din acordul constituțional al Uniunii și nu a fost abrogat. În cele din urmă, Ungaria subliniază că Austria și Greenpeace nu au prezentat o jurisprudență care să sugereze că obiectivele de interes comun sunt în mod necesar restrânse sau limitate în timp.
- (180) În ceea ce privește diversificarea mixului energetic, Ungaria respinge afirmațiile Austriei și Wind Energy Association cu privire la dependența de uraniu la nivelul întregii Uniuni și subliniază faptul că există o mare diversitate și disponibilitate a uraniului din surse semnificative neexploatate. De asemenea, aceasta susține că simplul fapt că o resursă este finită nu ar însemna că utilizarea acesteia este nesustenabilă și răspunde la observațiile formulate de economistul specializat în aspecte legate de energie, doamna Loreta Stankeviciute, în numele Agenției Internaționale a Energiei Atomice (AIEA) ⁽⁶⁰⁾, care afirmă că „energia nucleară poate fi comparată în mod favorabil la nivelul mai multor indicatori de sustenabilitate”.
- (181) Ungaria subliniază faptul că unele dintre argumentele invocate în legătură cu necesitatea decarbonizării prin utilizarea unor surse de energie nucleară sunt valabile, întrucât tehnologiile regenerabile au costuri ridicate și sunt intermitente în funcție de tipul de producere a energiei. De asemenea, aceasta susține că tarifele fixe subvenționate pentru energia din surse regenerabile sunt incompatibile cu susținerea condițiilor pieței libere și citează Greenpeace, care a susținut că acordurile privind prețurile fixe de achiziție a energiei electrice ar fi mai puțin avantajoase în scenariile privind prețurile de piață mai scăzute, deși nu acesta este modul în care Paks II ar comercializa energia electrică.
- (182) Ungaria evocă mai multe surse care susțin că măsura nu va denatura în mod nejustificat concurența și subliniază că Comisia nu a avut îndoieli în ceea ce privește compatibilitatea măsurii cu piața internă (astfel cum a sugerat Greenpeace), ci mai degrabă în ceea ce privește problema existenței unui ajutor.

⁽⁶⁰⁾ <https://www.oecd-neo.org/ndd/climate-change/cop21/presentations/stankeviciute.pdf>

- (183) În același domeniu de aplicare (posibile denaturări ale concurenței), Ungaria contestă argumentele prezentate de Greenpeace potrivit cărora va fi pus în aplicare un tarif fix (similar celui din cazul Hinkley Point C), în scopul de a sprijini funcționarea Paks II pe termen lung.
- (184) Ungaria contestă observațiile în care se susține că proiectul ar avea un efect de evicțiune asupra investițiilor în surse de energie regenerabile în Ungaria și în țările învecinate. Aceasta susține că strategia energetică națională include sursele de energie regenerabile, împreună cu energia nucleară, și că viitorul deficit al capacității instalate nu poate fi acoperit numai prin energia nucleară. Prin urmare, capacitățile suplimentare de energie nucleară nu ar împiedica dezvoltarea energiei din surse regenerabile. Ungaria constată că analiza pieței, inclusă ca parte a observațiilor Greenpeace prezentate de Energy Brainpool, presupune utilizarea energiei din surse regenerabile în conformitate cu obiectivul național al Ungariei privind energia din surse regenerabile.
- (185) Ungaria reiterează punctele de vedere prezentate de MVM Group, conform cărora nu se prevede nicio fuziune între MVM Group și Paks II și, prin urmare, nu va exista nicio concentrare a pieței. De asemenea, aceasta reiterează declarația MVM Group, conform căreia strategia de afaceri a MVM Group include posibile investiții care pot concura cu Paks II în viitor.
- (186) De asemenea, Ungaria reiterează observațiile conform cărora piața care trebuie examinată ar trebui să fie interpretată în sens mai larg decât teritoriul Ungariei, ca urmare a nivelului ridicat de interconexiune. În acest context, efectul măsurii ar fi neglijabil. De asemenea, Ungaria contestă metodologia analizei efectuate de Energy Brainpool în numele Greenpeace în ceea ce privește potențialul impact al proiectului asupra piețelor regionale ale energiei electrice, cum ar fi, de exemplu, în Germania. Aceasta susține că abordarea utilizată implică o evaluare a impactului proiectului la nivel exclusiv intern, fără a avea în vedere rolul jucat de importurile de energie în Ungaria și fără a extrapola această abordare asupra Germaniei, pe baza presupunerii implicite că impactul asupra pieței energiei electrice a Germaniei ar fi același ca în cazul Ungariei. De asemenea, Ungaria afirmă că analiza prezintă deficiențe, în măsura în care aceasta presupune nivelul actual al capacității de interconexiune, ignorând în același timp interconexiunile suplimentare care fac parte din obiectivele Uniunii.
- (187) În ceea ce privește observațiile care evidențiază probleme de securitate, Ungaria susține că există un nivel semnificativ de cunoștințe și expertiză în țară pe baza celor patru unități nucleare existente. De asemenea, aceasta remarcă faptul că Autoritatea pentru energie atomică a Ungariei (care emite licențe pentru instalațiile nucleare) este deja foarte familiarizată cu tehnologia VVER și a elaborat un program intern de formare cu o durată de doi ani cu privire la această tehnologie. Programul implică membri ai organismului de reglementare care dețin experiență practică și academică relevantă, asigurând formarea și perfecționarea noilor membri ai personalului cu privire la sarcinile și responsabilitățile pe care le vor îndeplini ca parte a autorității de reglementare.
- (188) În plus, Ungaria subliniază că atât autoritatea de mediu, cât și autoritatea de reglementare sunt independente una față de cealaltă, ceea ce asigură un cadru solid și obiectiv privind securitatea. De asemenea, Ungaria ia act de faptul că cerințele tehnice relevante ale proiectului în ceea ce privește securitatea nucleară au fost elaborate prin combinarea dreptului maghiar, a cerințelor europene privind serviciile publice, a recomandărilor privind securitatea emise de AIEA și Asociația Autorităților de Reglementare în Domeniul Nuclear din Europa de Vest, precum și a lecțiilor învățate în urma accidentului de la Fukushima.
- (189) Ca răspuns la observațiile cu privire la aparenta lipsă de transparență pe durata pregătirii proiectului, Ungaria a explicat că aceasta a asigurat transparența ca urmare a procesului decizional al parlamentului. Procesul decizional al parlamentului a asigurat accesul la toate informațiile relevante pentru toate autoritățile și părțile interesate, inclusiv Comisia. Ca parte a procesului, toate rapoartele întocmite de experți independenți au fost publicate, inclusiv analizele economice ale proiectului, și toate documentele privind evaluarea impactului asupra mediului au fost puse la dispoziție în mai multe limbi.
- (190) De asemenea, Ungaria face referire la consultările publice organizate de comisarul guvernului responsabil de proiect în perioada 17 martie-4 mai 2015, în care se abordează posibilele efecte asupra mediului ale construirii și funcționării centralei Paks II. De asemenea, Ungaria a notificat toate țările terțe învecinate (din UE sau din afara UE) cu privire la proiect și a organizat nouă consultări publice într-o serie de țări cu privire la proiect.

- (191) În ceea ce privește observațiile care susțin că finalizarea proiectul încalcă Directiva 2014/24/UE a Parlamentului European și a Consiliului ⁽⁶¹⁾ și Directiva 2014/25/UE a Parlamentului European și a Consiliului ⁽⁶²⁾, autoritățile maghiare au explicat că acordul interguvernamental și acordurile de punere în aplicare nu intră în domeniul de aplicare a TFUE și a Directivelor 2014/24/UE și 2014/25/UE. În plus, acestea afirmă că, inclusiv în cazul în care TFUE s-ar aplica, acordul interguvernamental și acordurile de punere în aplicare ar intra în domeniul de aplicare a derogării specifice în ceea ce privește acordurile internaționale, astfel cum se prevede la articolul 22 din Directiva 2014/25/UE, sau a derogării de ordin tehnic prevăzute la articolul 50 litera (c) din directiva menționată și, prin urmare, ar trebui să fie exceptate de la aplicarea normelor Uniunii în materie de achiziții publice. Ungaria explică faptul că acordul interguvernamental stabilește proceduri clare de atribuire a contractelor de punere în aplicare, inclusiv cerințele specifice pentru desemnarea întreprinderilor și atribuirea de subcontracte.
- (192) De asemenea, Ungaria respinge observațiile care susțin că aceasta încalcă articolul 8 din Directiva 2009/72/CE. Ungaria susține că respectiva directivă nu se aplică proiectului deoarece acesta se încadrează în domeniul de competență exclusiv al Tratatului Euratom, care prevealează asupra normelor prevăzute în TFUE și în orice legislație secundară rezultată din acesta. De asemenea, autoritățile maghiare au subliniat că, în opinia lor, întrucât proiectul nu ar implica un ajutor de stat, dispozițiile privind procedurile de ofertare pentru obținerea de noi capacități prevăzute în Directiva 2009/72/CE nu s-ar aplica.
- (193) În final, Ungaria face referire la jurisprudența Curții de Justiție a Uniunii Europene ⁽⁶³⁾, care afirmă că existența sau inexistența unei încălcări a dreptului Uniunii nu poate fi luată în considerare în contextul unei proceduri de investigare privind ajutorul de stat. Având în vedere acest lucru, Ungaria consideră că orice posibilă încălcare a Directivei privind energia electrică ar trebui să fie examinată în afara domeniului de aplicare a procedurii oficiale de investigare privind ajutorul de stat. De asemenea, Ungaria face referire la decizia Comisiei privind ajutorul de stat în cazul Hinkley Point C, afirmând că, în locul procedurilor de ofertare specificate, pot fi utilizate proceduri echivalente în ceea ce privește transparența și nediscriminarea în sensul articolului 8 din Directiva 2009/72/CE. Ungaria susține că atribuirea de subcontracte ar urma să se desfășoare în conformitate cu principiile transparenței și nediscriminării.

4.5. OBSERVAȚII SUPLIMENTARE FORMULATE DE UNGARIA ÎN RĂSPUNSUL ACESTEIA LA OBSERVAȚIILE PREZENTATE COMISIEI

- (194) Ungaria susține, în răspunsul acesteia la observațiile prezentate Comisiei, că însăși Comunicarea Comisiei privind Programul nuclear cu caracter informativ (PINC) ⁽⁶⁴⁾ indică faptul că miliarde de euro (estimate între 650 de miliarde EUR și 760 de miliarde EUR) ar trebui să fie investite în energia nucleară între 2015 și 2050 pentru a asigura un viitor sigur al aprovizionării cu energie la nivelul întregii Uniuni.

5. EVALUAREA MĂSURII

5.1. EXISTENȚA AJUTORULUI

- (195) O măsură constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE în cazul în care aceasta îndeplinește patru condiții cumulative. În primul rând, măsura trebuie să fie finanțată de stat sau prin intermediul resurselor de stat. În al doilea rând, măsura trebuie să confere un avantaj unui beneficiar. În al treilea rând, măsura trebuie să favorizeze anumite întreprinderi sau activități economice (și anume, trebuie să existe un grad de selectivitate). Și, în al patrulea rând, măsura trebuie să fie susceptibilă să afecteze schimburile comerciale între statele membre și să denatureze concurența pe piața internă.
- (196) În secțiunea 3.1 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia a formulat concluzii preliminare conform cărora este posibil ca măsura să acorde un avantaj economic societății Paks II, ca măsura să constituie ajutor de stat deoarece a fost acordată din resurse de stat imputabile statului maghiar, ca măsura să fie selectivă și ca aceasta să aibă potențialul de a afecta schimburile comerciale între statele membre și de a denatura concurența pe piața internă. Comisia nu a identificat niciun motiv pentru a modifica evaluarea sa în aceste privințe pe parcursul procedurii oficiale de investigare.

⁽⁶¹⁾ Directiva 2014/24/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 26 februarie 2014 privind achizițiile publice și de abrogare a Directivei 2004/18/CE (JO L 94, 28.3.2014, p. 65).

⁽⁶²⁾ Directiva 2014/25/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 26 februarie 2014 privind achizițiile efectuate de entitățile care își desfășoară activitatea în sectoarele apei, energiei, transporturilor și serviciilor poștale și de abrogare a Directivei 2004/17/CE (JO L 94, 28.3.2014, p. 243).

⁽⁶³⁾ T-289/03 BUPA, punctul 313.

⁽⁶⁴⁾ <http://ec.europa.eu/transparency/regdoc/rep/1/2016/RO/1-2016-177-RO-F1-1.PDF>

5.1.1. AVANTAJUL ECONOMIC

- (197) Comisia a evaluat dacă măsura ar implica un avantaj economic pentru societatea Paks II ca urmare a faptului că aceasta ar deține și ar exploata cele două unități nucleare noi, finanțate integral de statul maghiar. Comisia a evaluat în continuare dacă existența unui avantaj economic pentru societatea Paks II ar putea fi exclusă în cazul în care investiția statului maghiar ar fi o investiție bazată pe piață determinată de motivația de a genera profit.
- (198) În evaluarea sa, Comisia este de acord cu Ungaria în ceea ce privește utilizarea testului principiului MEIP pentru a stabili dacă o anumită investiție ar fi bazată pe piață. Acest test analizează dacă un investitor privat ar fi investit în proiect în aceiași termeni și în aceleași condiții ca investitorul public la momentul la care a fost luată decizia de a realiza investiția (a se vedea, de asemenea, considerentele 53 și 54).
- (199) Acest test recunoaște existența unui avantaj economic și, prin urmare, existența unui ajutor de stat atunci când RIRE a investiției este mai mică decât un WACC de referință bazat pe piață pentru același proiect, întrucât un investitor rațional privat nu ar investi în astfel de condiții.
- (200) Analiza privind principiul MEIP prevede ca elementele de probă utilizate pentru estimarea RIRE și a WACC să fie din aceeași perioadă în care a fost luată decizia de investiție, pentru a reproduce informațiile deținute de investitori la momentul respectiv. Comisia a stabilit un calendar al procesului decizional în ceea ce privește proiectul Paks II în scopul de a stabili informațiile care au fost și ar fi puse la dispoziția investitorilor la momentul luării deciziei de a continua proiectul ⁽⁶⁵⁾.
- (201) Până la data prezentei decizii, Paks II nu a comandat încă în mod irevocabil lucrările de construcție la cele două reactoare noi ⁽⁶⁶⁾ [...]. Prin urmare, Comisia consideră că datele disponibile în februarie 2017 (denumite în continuare „datele din 2017”), ar fi cele mai relevante pentru evaluarea principiului MEIP și ar fi tratate ca scenariul de bază.
- (202) Cu toate acestea, negocierile privind Paks II au început cu mai mult de doi ani în urmă. Pentru a furniza o verificare a fiabilității rezultatelor pentru testul principiului MEIP, Comisia a efectuat, de asemenea, o evaluare separată la data deciziei inițiale de investiție, și anume perioada în care contractul IAPC a fost semnat la 9 decembrie 2014 (denumite în continuare „datele din 2014”). Comisia arată că rezultatul aceleiași analize, însă pentru o dată anterioară, și anume data investiției inițiale, este coerent cu rezultatele obținute prin utilizarea datelor din 2017.
- (203) Pentru a evalua dacă testul principiului MEIP este îndeplinit, Comisia a estimat WACC teoretic pentru o investiție cu un profil de risc similar celui al Paks II. Ulterior, Comisia a comparat acest WACC estimat bazat pe piață cu WACC al proiectului, mai întâi în scenariul de bază utilizând datele din 2017, iar apoi, pentru verificarea fiabilității, utilizând datele din 2014, care sunt relevante pentru decizia inițială de investiție.

5.1.1.1. Evaluarea Comisiei privind WACC

- (204) Comisia urmează cele două metodologii utilizate de Ungaria pentru estimarea WACC, și anume o abordare ascendentă standard care construiește un WACC teoretic prin estimarea tuturor componentelor sale, și analiza comparativă bazată pe referințe care pot fi relevante și comparabile cu Paks II. Fără a aduce atingere faptului că au fost utilizate metodologii identice, rezultatul Comisiei diferă față de concluziile Ungariei ca urmare a faptului că Comisia a pus sub semnul întrebării anumite valori ale parametrului și referințe utilizate de Ungaria și a contestat validitatea acestora. Alți parametri și alte referințe sunt acceptate și utilizate ca atare, conform propunerii Ungariei. În evaluarea sa, Comisia va furniza dovezi justificative pentru orice valoare care diferă de propunerea Ungariei.
- (205) Ambele metode cuprinse în evaluarea Comisiei utilizează datele pentru 2017 ca un caz de referință și datele pentru 2014 pentru o verificare a fiabilității.
- (206) Având în vedere nivelul relativ ridicat de incertitudine inerent estimărilor financiare, Comisia oferă un interval pentru WACC teoretic de referință bazat pe piață care ar trebui să fie utilizat în testul MEIP.

⁽⁶⁵⁾ Ungaria nu a stabilit un calendar în observațiile sale și a utilizat cifrele disponibile la diferite momente în timp, uneori în mod inconsecvent. În timp ce observația Ungariei se concentrează pe o decizie de investiție luată în decembrie 2014, cea de a doua scrisoare de clarificare a Ungariei a utilizat, de asemenea, cifrele pentru prima de risc de capital din iulie 2015.

⁽⁶⁶⁾ Contractul IAPC prevede o construire a noilor reactoare împărțită în două etape, prima dintre acestea constând exclusiv în [...] iar cea de a doua în [...].

- (207) În punerea în aplicare a ambelor metodologii, Comisia a utilizat ca valoare nominală gradul vizat de îndatorare financiară mediu pe durata de viață a centralei cuprins între 40 % și 50 % propus de Ungaria în studiul privind principiul MEIP și în studiul economic ca fiind în concordanță cu criterii de referință fiabile. În sensul prezentei decizii, referința la gradul de îndatorare este raportul dintre datorie și capitalul total al proiectului. În plus, Comisia a acceptat, de asemenea, impozitul pe profit al Ungariei de 19 %.
- (208) Înainte de a furniza propria sa evaluare, Comisia a remarcat următoarele deficiențe în ceea ce privește WACC final de referință prezentat de Ungaria:
- (a) Limitele care rezultă din cele două metodologii propuse de Ungaria nu sunt coerente în întregime. Intervalul [5,9 % - 8,4 %] obținut în urma exercițiului de analiză comparativă din studiul economic este mai mare decât cel de [6,2 % - 7,0 %] obținut în abordarea ascendentă din același studiu, incluzând valori mult mai ridicate. Ungaria nu prezintă motivul pentru care cele mai precis subset pentru WACC ar trebui limitat la [6,2 % - 7,0 %], care se suprapune numai cu limita inferioară a intervalului rezultat în urma analizei comparative.
- (b) În plus, valorile diferitelor variabile din analiza comparativă a Ungariei inclusă în studiul privind MEIP și în studiul economic nu sunt coerente cu valorile variabilei corespunzătoare abordării ascendente incluse în aceleași studii ⁽⁶⁷⁾.
- (c) În ceea ce privește abordarea ascendentă, în principal Comisia respinge trei dintre parametri utilizați de Ungaria, și anume prima de risc de capital, rata fără risc și prima de îndatorare. În primul rând, nu există nicio justificare a faptului că, în ultimii 10 ani, performanța pieței istorice a titlurilor de capital (utilizată atât în studiul privind principiul MEIP, cât și în studiul economic) este criteriul de referință adecvat pentru prima de risc de capital a Ungariei. Argumentele pentru neutilizarea primei de risc istorice se referă la comportamentul pe piață după criza economică din 2008 care s-a dovedit a fi în contradicție cu perioadele de dinainte de criză ⁽⁶⁸⁾. În al doilea rând, rata fără risc prezentată de Ungaria în cea de a doua scrisoare de clarificare (înainte de decizia de inițiere a procedurii) este stabilită prin referință la randamentul obligațiunii de stat a Ungariei pe 15 ani exprimate în HUF de 3,8 %, care a fost valabilă în perioada noiembrie-decembrie 2014. Cu toate acestea, Comisia consideră că, din cauza variației mari a randamentului obligațiunilor de stat ale Ungariei, este mai rezonabil să se calculeze un randament mediu pe baza datelor privind randamentul lunar disponibile pe perioada unui întreg an calendaristic care precede decizia de investiție. În al treilea rând, Ungaria utilizează rata de referință a dobânzii comerciale (RRDC) exprimată în EUR a OCDE pentru un proiect cu scadență la 18 ani ca indicator pentru prima de îndatorare a Paks II. Cu toate acestea, Ungaria subliniază în studiul privind principiul MEIP că RRDC a OCDE se calculează pe baza normelor conform cărora creditele la export și ajutoarele comerciale pot fi utilizate pentru a finanța proiectele nucleare. Aspectul legat de posibilul ajutor de stat al creditelor la export poate denatura prima de îndatorare de referință pe piață.
- (d) În cele din urmă, soliditatea estimărilor nu este discutată de Ungaria în detaliu. Riscul suplimentar pentru centralele nucleare nu este avut în vedere în mod explicit în estimări și nu este utilizat în analiza sensibilității din acestea. Acest lucru este important, întrucât producerea de energie nucleară poate presupune diferite tipuri de riscuri potențial mai mari în comparație cu alte tipuri de tehnologii de producere a energiei ⁽⁶⁹⁾, ⁽⁷⁰⁾.

⁽⁶⁷⁾ De exemplu, o primă de risc de capital este estimată la 9,0 % în analizele de referință incluse de Ungaria în studiile menționate, spre deosebire de valoarea de 4,0 % pentru prima de risc de capital estimată în metodologia ascendentă inclusă în aceleași studii.

⁽⁶⁸⁾ A se vedea A. Damodaran, „Equity risk premium (ERP): Determinants, estimation and implications – The 2016 Edition” („Prima de risc istoric, p. 29-34, disponibil la adresa http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2742186 În plus, cazul indicelui istoric al Bursei din Ungaria, cu o valoare de aproximativ 24 561,80 la 2 mai 2006 și o valoare de aproximativ 26 869,01 la 2 mai 2016 (date descărcate de pe site-ul https://www.bet.hu/oldalak/piac_most), pare să sprijine aceste îndoieli.

⁽⁶⁹⁾ Conform studiului efectuat de Moody's (2009), anunțarea unui proiect de construire a unei centrale nucleare de către întreprinderile americane de producere de energie implică o scădere medie cu patru trepte. La rândul său, în bazele sale de date, Damodaran estimează că o diferență de rating de credit de patru trepte, de exemplu A3 și Ba1, înseamnă o primă de risc de capital totală de 2,0 % (baza de date Damodaran, valorile pentru versiunea din iulie 2016).

⁽⁷⁰⁾ Dimensiunea unui astfel de risc este redusă pentru Paks II, întrucât aceasta are numai o expunere limitată la riscul de construcție.

Prima metodologie – abordarea ascendentă

- (209) Metodologia ascendentă utilizează formulele standard (utilizate, de asemenea, de Ungaria) a WACC și estimează parametrii acestuia:

$$WACC = \frac{D}{D+E} (1 - t) R_d + \frac{E}{D+E} R_e$$

unde D și E reprezintă valorile datoriei și capitalului propriu, R_d și R_e reprezintă costurile datoriei și, respectiv, ale capitalului propriu, iar t reprezintă rata impozitului pe profit, având o valoare de 19 % pentru Ungaria. Această formulă se bazează pe valorile preconizate ale parametrilor acestuia. R_d și R_e sunt costurile datoriei și ale capitalului propriu la momentul deciziilor de investiție și nu costuri istorice.

- (210) La rândul său, costul datoriei va fi stabilit prin intermediul următoarei formule (utilizată, de asemenea, de Ungaria):

$$R_d = R_f + (R_d - R_f)$$

unde R_f este rata fără risc de pe piață și $(R_d - R_f)$ reprezintă prima de obligațiuni de pe piață.

- (211) La rândul său, costul capitalului propriu va fi stabilit prin formula standard privind CAPM (utilizată, de asemenea, de Ungaria) ⁽⁷¹⁾:

$$R_e = R_f + \beta \times (E(R_m) - R_f)$$

unde R_f este rata fără risc de pe piață, reprezintă prima de risc a pieței de capital propriu și β (beta) este o măsură a riscului idiosincratic și nediversificabil a proiectului.

- (212) Comisia aprobă următoarele valori pentru parametri utilizați în vederea calculării WACC:

- pentru a stabili indicatorul pentru rata fără risc, Comisia utilizează rata dobânzii pentru obligațiunea de stat a Ungariei pe 15 ani exprimată în HUF, întrucât aceasta a fost obligațiunea cu cea mai lungă durată emisă de guvernul maghiar. Volatilitatea ratei dobânzii lunare a fost foarte ridicată în perioada în care a fost luată decizia inițială de investiții pentru Paks II. Prin urmare, alegerea unei valori corespunzând numai unei luni poate furniza un rezultat care nu este solid. Aceasta nu ar reflecta realitatea și complexitatea unei decizii de o asemenea amploare, în cazul în care un set global de informații este solicitat de investitori. Din acest motiv, Comisia utilizează o valoare medie pe o perioadă de 12 luni calendaristice care precedă punctul central în timp, spre deosebire de Ungaria, care a ales rata dobânzii pentru luna care precede imediat decizia de investiție ⁽⁷²⁾.
- Din motivele explicate în considerentul 208 litera (c) privind caracterul inadecvat al primelor de risc (de capital) ale pieței istorice, astfel cum sunt utilizate de Ungaria, Comisia a calculat prima de risc de capital ca media aritmetică a primei de risc de capital din două surse care sunt recunoscute pe scară largă în domeniul financiar și comercial.
- Principala sursă de date este baza de date globală a primei de risc de capital elaborată de profesorul Aswath Damodaran de la Universitatea din New York („baza de date Damodaran a primei de risc”) ⁽⁷³⁾;

⁽⁷¹⁾ CAPM reprezintă modelul de evaluare a activelor financiare (*Capital Asset Pricing Model*), modelul financiar standard pentru estimarea rentabilității preconizate a unui activ, a se vedea <http://www.investopedia.com/terms/c/capm.asp>

⁽⁷²⁾ Comisia a analizat ratele obligațiunilor de stat exprimate în EUR și în USD, cu toate acestea, respectivele obligațiuni de stat au avut o durată mai scurtă, iar ultima dată a emisiunii a fost mai 2011 pentru obligațiunile exprimate în euro și martie 2014 pentru obligațiunile exprimate în USD. Având în vedere perioadele în care a existat o variație mare în ceea ce privește rata obligațiunilor de stat, Comisia a decis să nu includă aceste obligațiuni în analiză. În plus, includerea acestora ar fi crescut valoarea estimată a WACC și, prin urmare, excluderea acestora din analiză a reprezentat o alegere prudentă.

⁽⁷³⁾ Pentru cifrele relevante pentru decembrie 2014, a se vedea secțiunile *Risk Premiums for Other Markets* (Primele de risc pentru alte piețe) > 1/14 pe site-ul web al http://people.stern.nyu.edu/adamodar/New_Home_Page/dataarchived.html Pentru cifrele relevante pentru februarie 2017, a se vedea secțiunile *Risk Premiums for Other Markets* (Primele de risc pentru alte piețe) > Download pe site-ul web al http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datacurrent.html Bazele de date elaborate de Damodaran sunt utilizate și citate pe scară largă în practica de finanțare.

- O a doua bază de date este o bază de date a primei de risc a pieței elaborată de profesorul Fernandez de la Școala de afaceri IESE din cadrul Universității din Navarra ⁽⁷⁴⁾.

Rezultatele acestor constatări sunt prezentate succint în tabelul 6 de mai jos.

Tabelul 6

Prima de risc de capital – Ungaria

	decembrie 2014	februarie 2017
Prima de risc de capital din baza de date Damodaran	8,84	8,05
Prima de risc de capital din baza de date Fernandez	8,30	8,10
Prima de risc de capital medie	8,57	8,08

- Pentru a estima beta, Comisia a luat în considerare valoarea nominală ca fiind propunerea Ungariei din observațiile privind principiul MEIP, și anume 0,92 ⁽⁷⁵⁾.
- Costul datoriei înainte de impozitare ar fi o rată fără risc a Ungariei (valoarea medie pe o perioadă de 12 luni calendaristice anterioară punctului central în timp) plus o primă comercială de risc de îndatorare pe lângă obligațiunile de stat de 2,26 %, care este o măsură pentru prima de risc de îndatorare a țării ⁽⁷⁶⁾.
- S-a presupus că gradul de îndatorare financiară a proiectului va avea două valori, de 50 % și de 40 %, conform propunerii Ungariei, atât în studiul privind principiul MEIP, cât și în studiul economic.
- (213) Valorile de intrare ale WACC identificate în considerentul 212 și intervalele WACC rezultate sunt prezentate în tabelul 7. Se utilizează o coloană separată pentru fiecare perioadă de timp relevantă pentru evaluare.

Tabelul 7

Calculul ascendent al WACC

Elemente de intrare	decembrie 2014	februarie 2017
Rata fără risc a Ungariei	5,30 %	3,45 %
Prima de risc de capital a Ungariei	8,57 %	8,08 %

⁽⁷⁴⁾ Pentru 2014, a se vedea Fernandez, P., Linares P. și Acin, I. F., „Market Risk Premium used in 88 countries in 2014: a survey with 8,228 answers” (Prima de risc a pieței utilizată în 88 de țări în 2014: un studiu care cuprinde 8 228 de răspunsuri), 20 iunie 2014, disponibil la adresa <http://www.valuewalk.com/wp-content/uploads/2015/07/SSRN-id2450452.pdf> Pentru 2016, a se vedea Fernandez, P., Ortiz, A. și Acin, I. F., „Market Risk Premium used in 71 countries in 2016: Market Risk Premium used in 71 countries in 2016” (Prima de risc a pieței utilizată în 71 de țări în 2016: un studiu care cuprinde 6 932 de răspunsuri), 9 mai 2016, disponibil la adresa https://papers.ssrn.com/sol3/papers2.cfm?abstract_id=2776636&download=yes

⁽⁷⁵⁾ Celelalte valori beta prezentate de Ungaria în studiul privind principiul MEIP și, ulterior, în cea de a doua scrisoare de clarificare și valorile beta corespunzând sectoarelor de utilități publice, de surse de energie regenerabile și, respectiv, de energie incluse în baza de date Damodaran sunt mai mari decât 1. Prin urmare, utilizarea unei valori beta de 0,92 este o alegere prudentă, întrucât aceasta conduce la o valoare mai redusă a WACC decât celelalte valori ridicate ale beta.

⁽⁷⁶⁾ A se vedea <http://www.mnb.hu/statisztika/statisztikai-adatok-informaciok/adatok-idosorok>, secțiunea „XI. Deviza, penz es tokepiac” > „Allampapir piaci referenciahozamok” pentru cea dintâi și https://www.quandl.com/data/WORLDBANK/HUN_FR_INR_RISK-Hungary-Risk-premium-on-lending-lending-rate-minus-treasury-bill-rate pentru cea din urmă. În ceea ce privește această din urmă valoare, se recomandă o anumită prudență din cauza dimensiunii mici a pieței obligațiunilor corporative din Ungaria. Datele se referă la 31 decembrie 2014. Nu există date disponibile pentru perioade mai recente.

Elemente de intrare	decembrie 2014	februarie 2017
Beta	0,92	0,92
Rentabilitatea capitalului propriu	13,19 %	10,88 %
Prima comercială de risc de îndatorare, care se adaugă la rentabilitatea obligațiunii de stat a Ungariei	2,26 %	2,26 %
Rentabilitatea datoriei înainte de impozitare	7,56 %	5,71 %
Rata impozitului pe profit	19 %	19 %
Rentabilitatea datoriei după impozitare	6,12 %	4,63 %
Gradul de îndatorare financiară $(D/(D+E))$ – scenariul I	50 %	50 %
Gradul de îndatorare financiară $(D/(D+E))$ – scenariul II	40 %	40 %
WACC cu grad de îndatorare financiară I	9,66 %	7,75 %
WACC cu grad de îndatorare financiară II	10,36 %	8,38 %
Interval WACC	9,66 %-10,36 %	7,75 %-8,38 %

- (214) Se presupune că elementele WACC prezentate în tabelul 7 implică un interval WACC de [9,66-10,36 %] pentru decembrie 2014 și de [7,75 %-8,38 %] pentru februarie 2017⁽⁷⁷⁾. Cu toate acestea, trebuie remarcat faptul că singura valoare de intrare specifică sectorului din aceste calcule este valoarea beta la nivel de industrie (0,92). Prin urmare, este puțin probabil ca aceasta să includă prima totală asociată riscului mai mare implicat în proiectele nucleare (a se vedea nota de subsol 68) și, în consecință, aceasta ar trebui să fie considerată ca fiind o limită inferioară pentru riscul real.

A doua metodă – analiza comparativă

- (215) Comisia este de acord cu Ungaria în ceea ce privește faptul că o abordare alternativă pentru WACC pe piață ar fi realizarea unei analize comparative în raport cu valori de referință care sunt comparabile cu proiectul Paks II. Cu toate acestea, din motivele enumerate în considerentul (a), Comisia nu a considerat că valorile de referință și intervalele prezentate de autoritățile maghiare sunt suficient de solide. Prin urmare, Comisia și-a elaborat propria analiză comparativă, din care rezultă un WACC de referință specific sectorului și țării pe baza bazei de date Damodaran⁽⁷⁸⁾,⁽⁷⁹⁾ utilizând atât datele din 2017, cât și cele din 2014.

⁽⁷⁷⁾ Aceste cifre sunt mai mari decât cele obținute de Ungaria, în principal din cauza nivelului mai ridicat al ratei fără risc și al primei de risc al capitalului propriu utilizate de Comisie (alegerile Ungariei sunt criticate în considerentul 208).

⁽⁷⁸⁾ Pentru valorile WACC specifice țării relevante pentru decembrie 2014, a se vedea „Data” (Date) > „Archived data” (Date arhivate) > „Cost of capital by industry” (Costul de capital în funcție de industrie) > „Europe” (Europa) > „1/14” pe site-ul web <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> Pentru valorile WACC specifice țării relevante pentru februarie 2017, a se vedea secțiunile „Data” (Date) > „Current data” (Date actuale) > „Cost of capital by industry” (Costul de capital în funcție de industrie) > „Europe” (Europa) pe site-ul web <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> Pentru valorile primei de risc, a se vedea nota de subsol 72. De asemenea, trebuie remarcat faptul că această bază de date este parte a unei baze de date globale și include țări europene (menționate ca Europa de Vest). Cu toate acestea, țările care sunt grupate ulterior și Ungaria fac parte dintr-un subgrup denumit „Europa dezvoltată” – a se vedea fișa de lucru „Europe” (Europa) sau „Industries sorted (global)” [sortate în funcție de industrii (global)] în fișierul Excel <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls>

⁽⁷⁹⁾ De asemenea, Ungaria a pregătit o scurtă analiză comparativă bazată pe date colectate de Damodaran în cea de a doua scrisoare de clarificare (în apendicele 2). Această analiză nu este însă relevantă deoarece se bazează pe informații ulterioare pentru a justifica o decizie de investiție luată în 2014.

(216) În special, această abordare respectă următoarele trei etape (valorile pentru toate cele trei etape sunt calculate separat atât pentru decembrie 2014, cât și pentru februarie 2017):

- (a) Prima etapă utilizează baza de date Damodaran privind WACC la nivel de industrie pentru Europa de Vest în scopul de a identifica costurile datoriei și capitalului propriu pentru sectoarele care ar putea fi considerate buni indicatori pentru industria de producere a energiei nucleare⁽⁸⁰⁾.

Indicatorii utilizați pentru industria de producere a energiei nucleare includ sectoarele „Energie verde și surse de energie regenerabile”, „Energie” și „Utilități publice (generale)” pentru baza de date din 2017 și sectoarele „Energie” și „Utilități publice (generale)” pentru baza de date din 2014⁽⁸¹⁾. Toate valorile costurilor datoriei și capitalului propriu calculate pe baza acestor sectoare pot fi considerate ca fiind estimări prudente pentru centrala nucleară Paks din două motive. În primul rând, nu există nicio distincție în baza de date Damodaran între segmentele reglementate și nereglementate din sectoarele respective. Paks II se află în segmentul nereglementat, ceea ce implică un risc mai ridicat și, prin urmare, costuri mai mari ale valorilor datoriei și capitalului propriu decât societățile reglementate din cadrul aceluiași sector. În al doilea rând, din cauza mărimii și dimensiunii mari a acestora, centralele nucleare prezintă un risc mai mare decât centralele medii de producere a energiei electrice sau societățile de servicii publice⁽⁸²⁾.

Tabelul 8 prezintă costurile datoriei și capitalului propriu înainte de impozitare preluate direct din baza de date Damodaran privind WACC pentru Europa de Vest, precum și valorile beta la nivel sectorial⁽⁸³⁾. De asemenea, tabelul include valoarea medie la nivel intersectorial pentru aceste industrii⁽⁸⁴⁾.

Tabelul 8

Costurile datoriei (înainte de impozitare) și ale capitalului propriu la nivel de industrie pentru Europa de Vest

Anul	Costuri	Energie verde și surse de energie regenerabile	Energie electrică	Utilități publice (general)	Producere de energie și utilități publice (medie)
2014	Datorie	—	5,90 %	5,40 %	5,65 %
	Capital propriu	—	9,92 %	9,84 %	9,88 %
	β	—	1,09	1,08	
2017	Datorie	4,41 %	3,96 %	3,96 %	4,11 %
	Capital propriu	9,31 %	9,82 %	9,82 %	9,65 %
	β	1,01	1,08	1,08	

⁽⁸⁰⁾ Valorile din aceste tabele sunt ajustate prin aplicarea unei rate a impozitului pe profit a Ungariei de 19 % la datorie.

⁽⁸¹⁾ Datele referitoare la sectorul „Energie verde și surse de energie regenerabile” nu au fost disponibile pentru baza de date din 2014. În 2016, acest sector a avut un WACC mai mare decât media celorlalte două sectoare incluse, indicând faptul că includerea sa ar fi crescut valoarea estimării WACC pentru 2014 în cazul în care aceasta ar fi fost disponibilă.

⁽⁸²⁾ A se vedea nota de subsol 68.

⁽⁸³⁾ Cifrele din tabel utilizează valorile beta preluate din baza de date Damodaran privind WACC la nivel industrial.

⁽⁸⁴⁾ În acest caz, se utilizează o medie simplă în locul unei medii ponderate folosind numărul de societăți incluse în fiecare segment, întrucât se pune accent pe segmentele reprezentative și nu pe societățile reprezentative. Utilizarea unei medii ponderate nu ar genera diferențe pentru anul 2016, deoarece aceasta ar conduce la valori ușor mai ridicate pentru 2014, ceea ce implică, la rândul său, valori WACC mai mari. Prin urmare, alegerea unei medii simple în locul unei medii ponderate reprezintă o alegere prudentă în situația de față.

- (b) Cea de a doua etapă utilizează baza de date Damodaran privind prima de risc pentru calcularea primelor medii de risc de îndatorare și de capital propriu pe care Ungaria le impune față de celelalte țări din vestul Europei care aparțin subgrupului „Europa dezvoltată” [a se vedea nota de subsol 77], astfel cum se prevede în tabelul 9, care cuprinde societăți care își desfășoară activitatea în sectoarele avute în vedere în tabelul 8 și care sunt incluse în baza de date privind WACC la nivel de industrie⁽⁸⁵⁾. Aceasta va fi adăugată la valorile costurilor datoriei și capitalului propriu prezentate în prima etapă (a).

Tabelul 9

Primele de risc pentru Ungaria

(%)

Anul	Prima de risc	Europa dezvoltată	Ungaria	Diferență
2014	Prima de risc de țară (obligațiuni)	0,99	2,56	1,57
	Prima de risc de țară (capital propriu)	1,48	3,84	2,36
2017	Prima de risc de țară (obligațiuni)	1,06	1,92	0,86
	Prima de risc de țară (capital propriu)	1,30	2,36	1,06

- (c) În cea de a treia etapă, diferența respectivă dintre primele de risc de țară pentru Ungaria identificate în cea de a doua etapă (b) se adaugă la costul datoriei și capitalului propriu obținut în prima etapă (a), rezultând astfel costurile valorilor datoriei și capitalului propriu capital pentru Ungaria⁽⁸⁶⁾. Ulterior, WACC este obținut pentru cele două grade de îndatorare financiară propuse de autoritățile maghiare. Tabelul 10 prezintă o sinteză a rezultatelor.

Tabelul 10

Costul datoriei, al capitalului propriu și WACC (*) pentru Ungaria

(%)

Anul	Costuri	D/ (D + E)	Energie verde și surse de energie regenerabile	Energie electrică	Utilități publice (general)	Producere de energie și utilități publice (medie)
2014	Datorie înainte de impozitare			7,47	6,97	7,22
	Datorie după impo- zitare			6,05	5,65	5,85
	Capital propriu			12,50	12,40	12,45
	WACC	50		9,28	9,02	9,15
	WACC	40		9,92	9,70	9,81

⁽⁸⁵⁾ Un element esențial al estimării este că Damodaran definește prima de risc de capital pentru o țară ca suma primei de piață matură, la care se adaugă o primă de risc de țară, pe baza marjei de risc de credit a țării și majorată (de la 1,5 în 2014 și 1,39 în 2016) pentru a reflecta riscul mai mare al capitalului propriu pe piață. Pentru mai multe detalii, a se vedea foaia de lucru „Explanation and FAQ” (Explicații și întrebări frecvente) a bazei de date Damodaran privind prima de risc de capital propriu specifică țării, disponibilă la adresa <http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls>

⁽⁸⁶⁾ A se remarca faptul că prima de risc de capital propriu suplimentară specifică Ungariei calculată la punctul (ii) va trebui să fie înmulțită cu valorile beta prezentate în tabelul 8: pentru a fi inclusă în costul capitalului propriu obținut la punctul (iii).

(%)

Anul	Costuri	D/ (D + E)	Energie verde și surse de energie regenerabile	Energie electrică	Utilități publice (general)	Producere de energie și utilități publice (medie)
2017	Datorie înainte de impozitare		5,27	4,82	4,82	4,97
	Datorie după impo- zitare		4,27	3,91	3,91	4,03
	Capital propriu		10,38	10,97	10,97	10,77
	WACC	50	7,32	7,44	7,44	7,40
	WACC	40	7,93	8,15	8,14	8,07

(*) Formula pentru WACC utilizează costul datoriei după impozitare.

- (217) Această metodologie sugerează un WACC al proiectului pentru Paks II în intervalul cuprins între 9,15 % și 9,81 % pentru data deciziei inițiale de investiție din decembrie 2014 și un interval cuprins între 7,40 % și 8,07 % pentru februarie 2017. Acest interval se bazează pe valoarea gradului de îndatorare financiară cuprinsă între 40 % și 50 %, astfel cum se prevede în studiul privind principiul MEIP. De asemenea, trebuie observat faptul că limita inferioară de 9,15 % a WACC pentru 2014 ar trebui probabil să fie ajustată în sens crescător acolo unde au fost disponibile date privind „energia verde și surse de energie regenerabile” pentru 2014. De asemenea, introducerea explicită a unei prime de risc suplimentare pentru centralele nucleare (a se vedea nota de subsol 68) ar conduce la mărirea ambelor intervale.

Concluzie privind WACC

- (218) Cele două metodologii utilizate pentru a estima valoarea de referință la nivel de piață pentru WACC conduc la intervale care se suprapun. Valorile globale pentru 2017 sunt, în medie, mai mici decât cele din 2014, reflectând în principal evaluarea pe piață a ratei fără risc a Ungariei. Intervalele relevante sunt rezumate în tabelul 11.

Tabelul 11

Sinteză privind WACC

(%)

	decembrie 2014	februarie 2017
Abordarea ascendentă	9,66-10,36	7,75-8,38
Abordarea comparativă	9,15-9,81	7,40-8,07
Interval general	9,15-10,36	7,40-8,38
Punct de mijloc	9,76	7,89

- (219) Tabelul 11 indică valorile WACC situate în intervalul 9,15-10,36 % pentru decizia inițială de investiție din decembrie 2014 și o valoare care variază în intervalul 7,40-8,38 % pentru februarie 2017. Toate aceste valori ale WACC ar trebui considerate ca fiind prudente deoarece nu includ posibila primă de risc solicitată de proiectele de centrale nucleare⁽⁸⁷⁾.

⁽⁸⁷⁾ În plus, limita inferioară de 9,15 % pentru 2014 ar trebui probabil să fie ajustată în sens crescător în cazul în care au fost disponibile datele privind „energia verde și surse de energie regenerabile” pentru 2014.

5.1.1.2. Evaluarea Comisiei privind RIRE a proiectului

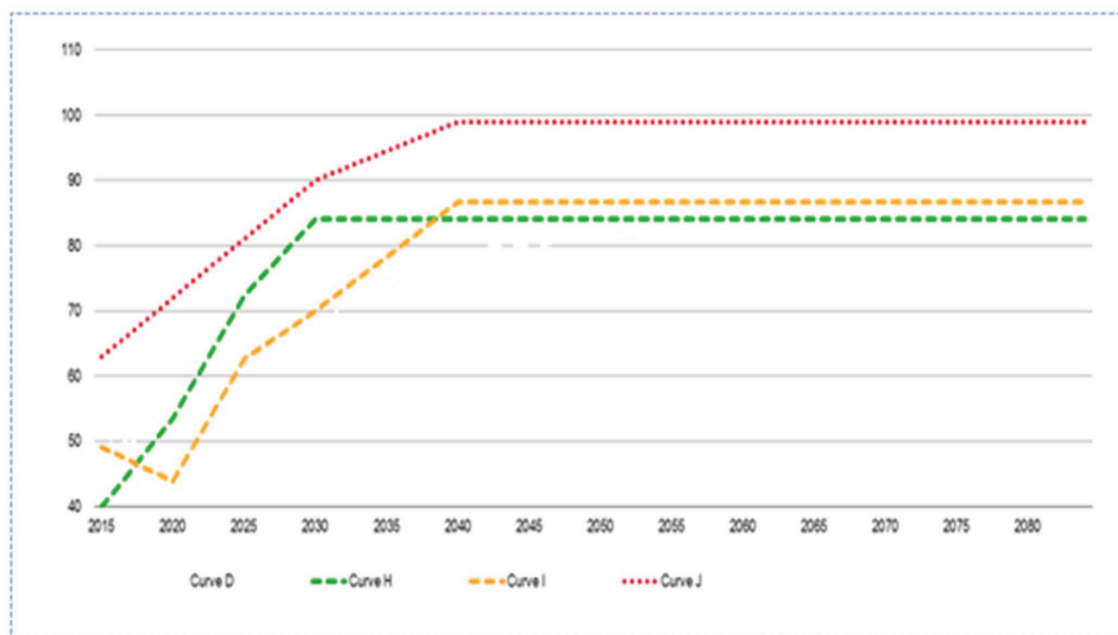
- (220) În evaluarea sa, Comisia a folosit RIRE utilizat în modelul financiar prezentat de Ungaria. În special, Comisia a acceptat metodologia utilizată în modelul financiar, precum și datele de intrare ale modelului, cu excepția previziunii privind prețul energiei electrice luate în considerare în scenariul central. Cu toate acestea, Comisia constată următoarele:
- (a) Valoarea RIRE este foarte sensibilă la previziunea privind prețul aleasă pentru efectuarea calculului. De exemplu, aplicarea cursului de schimb EUR/USD ⁽⁸⁸⁾ din luna noiembrie 2014 în locul cursului de schimb din luna octombrie 2015 (alegerea guvernului maghiar) pentru a obține previziunea privind prețul bazată pe AIE exprimată în EUR pentru 2014 (care s-a bazat pe datele privind previziunea din studiul PEM pe 2014 al AIE) conduce la scăderea RIRE a proiectului cu mai mult de 0,8 %. Aceasta impune o reevaluare a previziunii privind prețul care a stat la baza calculului RIRE a proiectului.
- (b) De asemenea, valoarea RIRE este sensibilă la: (i) factorul de încărcare (sau rata de utilizare) al unităților centralei nucleare; (ii) diversele elemente de cost legate de proiect, inclusiv costurile suportate de ambii proprietari pe perioada de construcție, precum și costul ulterior de funcționare și de întreținere pe perioada de funcționare; și (iii) eventualele întârzieri în construcție. Impactul modificărilor acestor factori trebuie evaluat cu atenție, și anume dincolo de o serie de mici abateri examinate de Ungaria în modelul financiar, în cadrul unei analize a sensibilității care asigură o verificare a fiabilității pentru principalele rezultate.
- (221) Prin urmare, în scopul de a asigura rezultate mai precise ale estimării pentru RIRE a proiectului, precum și pentru analiza sensibilității și verificările fiabilității care însoțesc rezultatele, Comisia a efectuat anumite modificări ale elementelor utilizate pentru estimarea RIRE. În special, Comisia a revizuit și a completat previziunile privind prețul prezentate de Ungaria. În plus, pe lângă utilizarea valorilor costurilor și a factorului de încărcare propuse de Ungaria pentru scenariul central al modelului financiar, Comisia a inclus, de asemenea, informațiile transmise de părțile interesate pentru a îmbunătăți precizia rezultatelor. În cele din urmă, Comisia a efectuat o verificare aprofundată a rezultatelor, prin simularea modificărilor tuturor parametrilor relevanți ai modelului.
- (222) În mod similar WACC, intervalele relevante ale RIRE au fost calculate atât pe baza informațiilor disponibile în februarie 2017 (datele pentru 2017), cât și la momentul deciziei inițiale de investiție din 9 decembrie 2014 (datele pentru 2014).

Previziunile privind prețurile

- (223) Punctele de plecare ale evaluării Comisiei referitoare la previziunile privind prețul sunt curbele de previziune privind prețul prezentate în figura 16 din studiul economic transmis de Ungaria, împreună cu previziunea privind prețul bazată pe studiul PEM pe 2014 al AIE utilizată de Comisie în decizia de inițiere a procedurii. Pentru a acoperi întreaga perioadă de exploatare preconizată a unităților Paks II, Comisia a extins graficele pentru a le include numai pe cele care vizează exclusiv perioadele de până în 2030 și, respectiv, 2040, prin menținerea constantă a nivelurilor prețului previzionat la valorile acestora la încetarea perioadei (și anume, 2030 și 2040). Respectivele previziuni privind prețul sunt ilustrate în figura 14.

⁽⁸⁸⁾ Date disponibile la momentul publicării previziunilor privind prețul pentru 2014 ale AIE.

Figura 14

Curbele de previziune pe termen lung privind prețul energiei electrice (EUR/MWh) ⁽¹⁾

⁽¹⁾ Curba D este considerată ca reprezentând informații confidențiale/secrete de afaceri.

Sursa: Studiu economic și modelul financiar (a se vedea considerentul 69).

- (224) Curba D din figura 14 a fost utilizată în decizia de inițiere a procedurii de către Comisie pentru a calcula RIRE a proiectului. În plus, curba H reprezintă o previziune a studiului de piață pentru 2014 efectuat de BMWi (Ministerul German al Economiei), curba I reprezintă previziunea scenariului de referință pentru 2014 realizat de BMWi, curba J reprezintă previziunea privind prețul energiei electrice din studiul PEM pe 2014 al AIE, pentru care s-a realizat conversia cifrelor din USD în EUR la un curs de schimb EUR/USD mediu aproximativ pentru septembrie 2015 de 0,9 ⁽⁸⁹⁾. Calculurile privind RIRE prezentate de Ungaria s-au bazat, în principal, pe aceste curbe H, I și J.
- (225) Comisia efectuează următoarele ajustări ale curbelor prezentate în figura 14. Curba J a fost corectată pe baza cursului de schimb EUR/USD mediu disponibil la momentul previziunilor exprimate în USD din studiul PEM pe 2014 al AIE publicat în noiembrie 2014. La momentul respectiv, cursul de schimb EUR/USD mediu în decursul ultimelor trei luni a fost de 0,79. De asemenea, curba L din figura 15 face obiectul ajustării în cauză ⁽⁹⁰⁾.

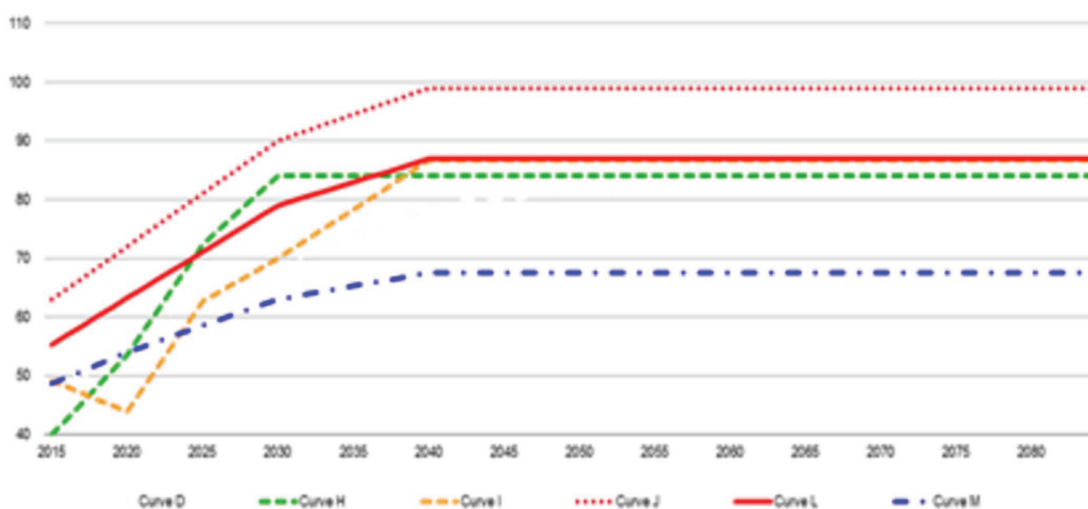
⁽⁸⁹⁾ Nu a fost furnizat niciun detaliu privind cursurile de schimb utilizate de către guvernul maghiar. Valoarea aplicată de 0,9 poate fi dedusă din modelul financiar. Cursul de schimb mediu lunar a fost de 0,89 în septembrie 2015. Această valoare a cursului de schimb EUR/USD (împreună cu alte valori utilizate în prezentul document) au fost preluate de pe site-ul web al BCE, la adresa http://sdw.ecb.europa.eu/quickview.do?sessionId=B13D3D3075AF28A4265A4DF53BE1ABC0?SERIES_KEY=120.EXR.D.USD.EUR.SP00.A&start=01-07-2014&end=15-11-2016&trans=MF&submitOptions.x=46&submitOptions.y=5

⁽⁹⁰⁾ Având în vedere variația mare a cursului de schimb EUR/USD, Comisia a ales cursul de schimb mediu pe perioada celor trei luni care precede data deciziei inițiale de investiții din 9 decembrie 2014, care include, de asemenea, studiul PEM pe 2014 al AIE. În mod alternativ, s-ar putea utiliza cursurile de schimb medii anuale. Cursul de schimb mediu anual care precedă luna decembrie 2014 este de 0,75, ceea ce ar conduce la o valoare RIRE mai scăzută, astfel încât alegerea cursului de schimb mediu pe trei luni reprezintă o alegere prudentă pentru analiza actuală.

- (226) În plus, pentru a estima o RIRE exactă pentru februarie 2017, Comisia utilizează previziunile privind prețul incluse în studiul Perspective energetice mondiale pe 2016 ale AIE (studiul PEM pe 2016 al AIE) publicat la 16 noiembrie 2016 ⁽⁹¹⁾. Întrucât cifrele originale erau exprimate în USD, Comisia a utilizat cursul de schimb EUR/USD mediu pe perioada a trei luni (jumătatea lunii august 2016-jumătatea lunii noiembrie 2016) de 0,9 relevantă pentru data publicării pentru a calcula cifrele exprimate în EUR ⁽⁹²⁾, ⁽⁹³⁾. Curba M din figura 15 de mai jos ilustrează această previziune privind prețul.

Figura 15

Curbele de previziune pe termen lung privind prețul energiei electrice (EUR/MWh) ⁽¹⁾



⁽¹⁾ Curba D este considerată ca reprezentând informații confidențiale/secrete de afaceri

Sursa: Studiul economic și modelul financiar (a se vedea considerentul 69) și calculele efectuate de Comisie.

- (227) Această cifră furnizează două perspective principale. În primul rând, în ceea ce privește aplicarea cursului de schimb corect pentru conversia valorilor exprimate în USD în valori exprimate în EUR, previziunea privind prețul pentru Europa din studiul PEM pe 2014 al AIE scade cu aproximativ 12 % (curba L se situează sub curba J). În al doilea rând, previziunea privind prețul din studiul PEM al AIE publicat în noiembrie 2016 este, în medie, cu puțin peste 20 % mai mică decât previziunea privind prețul publicată în același studiu cu doi ani mai devreme (curba L și curba M). Acest lucru se poate explica prin scăderea prețurilor energiei electrice în 2014 și 2016 și ajustările efectuate asupra previziunii necesare ⁽⁹⁴⁾. În consecință, orice evaluare efectuată în ceea ce privește previziunea din 2016 și calcularea RIRE aferentă ar trebui să aibă în vedere această scădere a previziunilor privind prețul și ar trebui să se concentreze pe curba M din figura 15 ⁽⁹⁵⁾.

⁽⁹¹⁾ A se vedea <http://www.worldenergyoutlook.org/publications/weo-2016/>

⁽⁹²⁾ A se vedea cifrele pentru prețul energiei electrice comercializate cu ridicata din tabelul 6.13 de la pagina 267 din studiul PEM pe 2016 al AIE.

⁽⁹³⁾ De asemenea, cursul de schimb mediu anual este de 0,89 în acest caz, astfel încât alegerea cursului de schimb mediu pe trei luni reprezintă o alegere prudentă pentru actuala analiză.

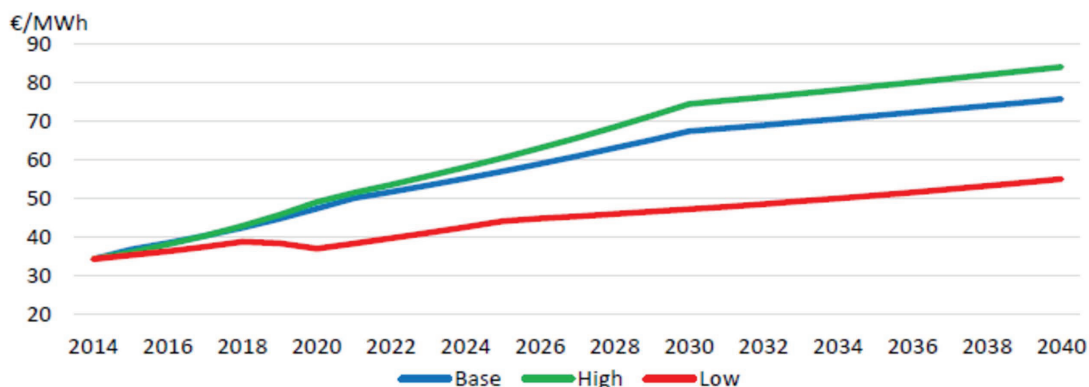
⁽⁹⁴⁾ O ajustare similară în sensul reducerii asupra previziunilor privind prețul energiei electrice între 2014 și 2015 a fost efectuată, de asemenea, de Rețeaua națională a energiei electrice din Regatul Unit – A se vedea, de exemplu, pagina 46 din Scenarii energetice pentru viitor în Regatul Unit elaborat de Rețeaua națională a energiei electrice din Regatul Unit, disponibil la adresa <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/FES/Documents-archive/> și pagina 36 din Scenarii energetice pentru viitor în Regatul Unit elaborat de Rețeaua națională a energiei electrice din Regatul Unit, disponibil la adresa <http://www2.nationalgrid.com/UK/Industry-information/Future-of-Energy/FES/Documents-archive/>. Nu a fost găsită o astfel de comparație în datele BMWi.

⁽⁹⁵⁾ În analiza cantitativă a Comisiei, aceasta acceptă ipotezele formulate de Ungaria conform cărora prețurile energiei electrice vor crește până în 2040 și ulterior vor rămâne constante. Aceasta reprezintă o alegere prudentă. În mod alternativ, se pot elabora scenarii bazate pe previziunea privind prețul luând în considerare în mod mai explicit utilizarea pe scară largă a surselor de energie regenerabile pentru prețurile energiei electrice comercializate cu ridicata, în care prețurile scăzute, astfel cum sunt în prezent, ar reprezenta norma, cu prețuri ridicate, însă de deficit, ale surselor de energie regenerabile dependente de condițiile meteorologice. Un astfel de scenariu ar conduce la prețuri viitoare care sunt apropiate de prețurile actuale, ceea ce ar presupune o rentabilitate mai scăzută a investițiilor decât cea luată în considerare în mod explicit în secțiunile următoare.

- (228) În ceea ce privește previziunile privind prețul bazate pe studiul PEM al AIE, trebuie să se observe că acestea s-au bazat pe evaluarea „scenariului privind noile politici” ⁽⁹⁶⁾. O evaluare cuprinzătoare ar trebui să includă, de asemenea, alte scenarii luate în considerare în studiul PEM al AIE, cum ar fi „scenariul politicilor actuale” și „scenariul prețului scăzut al petrolului”, astfel cum a fost efectuată evaluarea în studiul Candole în ceea ce privește previziunile privind prețul bazate pe studiul PEM pe 2015 al AIE ⁽⁹⁷⁾. Acest lucru este important deoarece alegerea unei alte opțiuni de politică conduce la previziuni diferite privind prețul, astfel cum sunt ilustrate în figura 12 și reproduse în figura 16 de mai jos.

Figura 16

Curbele de previziune pe termen lung privind prețul energiei electrice (EUR/MWh)



Sursa: Candole Partners.

- (229) Scenariile privind prețurile de bază, prețurile ridicate și prețurile scăzute din figura 16 corespund scenariului noilor politici, scenariului politicilor actuale și scenariului prețului scăzut al petrolului din studiul PEM pe 2015 al AIE (a se vedea considerentul 128). În figura 16 se poate observa că scenariul politicilor actuale preconizează prețuri ușor mai ridicate pentru energia electrică în viitor decât scenariul noilor politici, în timp ce scenariul prețului scăzut al petrolului prevede prețuri ale energiei electrice semnificativ mai scăzute în viitor decât scenariul central al noilor politici (previziuni realizate în 2015). O analiză aprofundată a sensibilității pentru calcularea RIRE a proiectului pentru Paks II trebuie să ia în considerare acest fapt ⁽⁹⁸⁾.
- (230) În plus, pentru o interpretare și o evaluare precisă a cifrelor previziunilor pe termen lung privind prețul pregătite de diferite instituții, aceste cifre ar trebui să fie corelate cu viitoarele prețuri ale energiei electrice din contractele încheiate la bursele de energie, chiar dacă acestea din urmă se referă la intervale de timp mult mai scurte, astfel cum se ilustrează în figura 12. Curbele prețului din figura 13, care compară viitoarele prețuri ale contractelor futures din Germania și Ungaria cu previziunile privind cele mai mici prețuri din studiul PEM al AIE (cele care corespund scenariului prețului scăzut al petrolului), indică faptul că inclusiv cele mai recente previziuni privind prețurile din studiul PEM pe 2015 al AIE ar putea fi prea optimiste, întrucât acestea pot supraevalua prețurile viitoare ale electricității. De asemenea, acest fapt trebuie să fie luat în considerare în stabilirea RIRE a proiectului Paks II, precum și în orice analiză a sensibilității.

Factorul de încărcare, diferite elemente de costuri și întârzieri

- (231) Având în vedere dimensiunile lor mari, complexitatea lucrărilor de construcție și durata lungă de viață a acestora, centralele nucleare sunt expuse incertitudinii legate de factorul de încărcare, durata construcției și diverse elemente de cost, printre altele. La rândul său, acest lucru are un impact substanțial asupra RIRE a proiectului.

⁽⁹⁶⁾ A se vedea considerentul 128 pentru o definiție a „scenariului noilor politici”.

⁽⁹⁷⁾ A se vedea considerentul 128 și nota de subsol 53: Scenariul politicilor actuale ia în considerare numai politicile adoptate cu câteva luni înainte de publicarea studiului. Scenariul 450 reprezintă o cale către obiectivul climatic de limitare a creșterii temperaturii globale la sub 2 °C, care poate fi atins prin tehnologii care sunt aproape să devină disponibile la scară comercială. În final, scenariul prețului scăzut al petrolului explorează implicațiile prețurilor scăzute accesibile (ca urmare a prețurilor scăzute ale petrolului) asupra sistemului energetic.

⁽⁹⁸⁾ Comisia nu a efectuat o astfel de analiză cantitativă cuprinzătoare din cauza lipsei de date relevante de înaltă calitate. Cu toate acestea, se poate observa că curba prețului corespunzătoare scenariului prețului scăzut al petrolului ar conduce la o valoare RIRE semnificativ mai scăzută decât curba prețului care corespunde scenariului noilor politici.

- (232) Dificultatea evaluării acestor incertitudini constă în faptul că Paks II este o centrală nucleară prevăzută cu tehnologie de generația III+, iar în prezent nu există nicio astfel de centrală în funcțiune⁽⁹⁹⁾. Prin urmare, orice analiză comparativă este de natură ipotetică. Diferența în materie de tehnologie între centralele nucleare de generația III și cele de generația III+ este suficient de mare pentru a susține că incertitudinile menționate în considerentul 231 nu se referă la Paks II.

Factorul de încărcare

- (233) Estimările RIRE ale guvernului maghiar se bazează pe ipoteza unui factor de încărcare mediu de [90-95] % (*) pentru Paks II. Aceasta este o cifră mult mai mare decât factorul de încărcare mediu anual de 72 % pentru toate centralele nucleare din lume, astfel cum se subliniază în „The World Nuclear Industry – Raport de situație pentru 2015” (WNIRS2015)⁽¹⁰⁰⁾. La rândul său, studiul PEM pe 2014 al AIE, din Perspective privind energia nucleară, menționează că „între 1980 și 2010, factorul de capacitate mediu global pentru reactoare a crescut de la 56 % la 79 %. Acest lucru a fost rezultatul unei mai bune gestionări, care a redus în mod semnificativ perioadele de întreruperi pentru realizarea activităților planificate de întreținere și realimentare. Reactoarele cu cele mai bune performanțe obțin factori de capacitate de aproximativ 95 %. Cu toate acestea, odată cu îmbătrânirea centralelor, atingerea acestor niveluri ridicate ar putea fi dificilă având în vedere faptul că vor fi necesare mai multe inspecții și testări frecvente ale componentelor”⁽¹⁰¹⁾.
- (234) Ar trebui remarcat faptul că astfel de cifre ridicate ale nivelului de încărcare pot fi ușor compromise de incidentele care pot avea loc pe durata de viață a centralei. De exemplu, incidentul care a avut loc în 2003 la unitatea 2 a CN Paks a redus factorul de încărcare mediu pentru perioada 1990-2015 cu aproape cinci puncte procentuale, de la 85,3 % la 80,7 %.
- (235) O altă provocare pentru cele două noi reactoarele ale Paks II în menținerea unui factor de încărcare de peste 90 % este faptul că acestea sunt prevăzute să funcționeze în același timp cu unele dintre unitățile CN Paks. Impactul asupra mediului cauzat de imediata apropiere a celor două centrale nucleare de malul Dunării în zilele fierbinți de vară poate necesita o scădere a producției pentru una dintre centrale. Întrucât se presupune că cele două noi reactoare ale Paks II vor opera în mod constant cu un factor de încărcare ridicat, aceasta ar conduce la o producție scăzută și venituri scăzute pentru CN Paks, un cost economic care trebuie luat în considerare atunci când se evaluează viabilitatea economică a proiectului Paks II.

Costuri

- (236) Costurile pe durata de desfășurare a unui proiect pe termen lung se pot abate de la valorile preconizate pe termen lung prezentate în planul de afaceri inițial al proiectului. Motivele tipice pentru această abatere includ neintroducerea tuturor elementelor de cost relevante în planul de afaceri sau utilizarea unor ipoteze și estimări ale costurilor prea optimiste.
- (237) Din cauza complexității acestor proiecte, costul real al construirii centralelor nucleare este adesea mult mai mare decât cel prevăzut. De exemplu, costurile de construcție a centralelor electrice EPR de generația III+ proiectate de AREVA în Franța și Finlanda au fost de aproape trei ori mai mari față de costurile inițiale incluse în contractul de construcție⁽¹⁰²⁾. Reactoarele de tip AP1000 proiectate de Westinghouse, aflate în curs de construcție în China și SUA, se confruntă, de asemenea, cu depășiri considerabile ale costurilor de aproximativ 20 % sau mai mult, iar costurile centralei nucleare de tip AES-2006 proiectate de Rosatom din Belarus se confruntă cu aproape o dublare a costurilor inițiale de construcție⁽¹⁰³⁾.
- (238) În timp ce, în principiu, contracte de antrepriză cu preț fix pot să ofere protecție proprietarului pentru costurile de construcție crescute, în general acestea nu acoperă integral costurile noilor reactoare. În consecință, costurile proprietarului, inclusiv costurile de obținere a permiselor necesare, costul de conectare la rețea, costul de gestionare

⁽⁹⁹⁾ A se vedea secțiunea 2.3.

(*) Factorul de încărcare este considerat secret de afaceri și este înlocuit cu un factor de încărcare cu un interval mai larg.

⁽¹⁰⁰⁾ A se vedea p. 25 din WNIRS2015.

⁽¹⁰¹⁾ A se vedea p. 350 din studiul PEM pe 2014 al AIE.

⁽¹⁰²⁾ A se vedea <http://www.world-nuclear-news.org/NN-Flamanville-EPR-timetable-and-costs-revised-0309154.html> și http://www.theecologist.org/News/news_analysis/2859924/finland_cancels_olkiluoto_4_nuclear_reactor_is_the_epr_finished.html

⁽¹⁰³⁾ A se vedea p. 66 din WNIRS2015.

a deșeurilor și de dezafectare, precum și costurile de mediu nu sunt fixe și pot crește. La rândul său, furnizorul poate decide să nu absoarbă costurile suplimentare peste anumite limite și poate sugera că majorarea costurilor este cauzată de modificările cerute de către proprietar. Un astfel de litigiu poate sfârși la arbitraj și în instanță, sporind astfel și mai mult costurile legate de investiție.

- (239) Planul de afaceri pentru centrala nucleară Paks II pare să includă, de asemenea, anumite ipoteze privind costurile care ar putea fi considerate optimiste. Informațiile furnizate de părțile interesate sugerează că cifrele provizorii pot fi prea optimiste pentru următoarele elemente:

- Răcirea centralelor nucleare: modelul financiar presupune un sistem de răcire cu apă dulce, astfel cum susține Ungaria, și nu un sistem de răcire mai scump pe bază de turn de răcire, pe care deputatul Jávör îl consideră necesar; studiul de evaluare a impactului asupra mediului (SEIM) al proiectului nu prezintă o analiză cantitativă detaliată costuri-beneficii a celor două sisteme. De asemenea, ar putea fi necesară instalarea unui turn de răcire mai scump în timpul funcționării în paralel a celor două instalații ⁽¹⁰⁴⁾;
- Conectarea la rețea: modelul financiar include o cifră totală de [43 000-51 000] milioane HUF (*) sau de [124-155] de milioane EUR (*), care se situează sub cifra de 1,6 miliarde EUR prezentată de deputatul în Parlamentul European, domnul Jávör; nicio parte nu a prezentat informații detaliate cu privire la modul în care au fost calculate aceste cifre;
- Costul rezervei: modelul financiar nu include un element care ar putea fi alocat costurilor impactului centralei nucleare Paks II asupra sistemului maghiar de energie electrică, de exemplu cerințe suplimentare în materie de rezervă; vor fi prevăzute prin lege rezerve suplimentare, având în vedere dimensiunile mari ale unităților individuale ale Paks II, potrivit deputatului în Parlamentul European, domnul Jávör.
- Costurile de asigurare: asigurarea care acoperă accidentele pe scară largă pe care centralele nucleare le pot provoca, accidentele dincolo de baza de proiect (ADBP), ar putea costa mai mult de cele [15 000-20 000] (*) milioane HUF sau [45-60] (*) milioane EUR indicate în modelul financiar ⁽¹⁰⁵⁾.
- Costul de întreținere: nu sunt anticipate costuri de renovare majore pe durata de viață a centralei nucleare; costurile de renovare pot fi necesare din cauza îmbătrânirii premature a anumitor elemente ale centralei nucleare sau din cauza incidentelor sau accidentelor care au loc pe durata de viață a centralei ⁽¹⁰⁶⁾.

- (240) Comisia remarcă faptul că orice abatere motivată de preocupările menționate în considerentul 239 de la datele furnizate de Ungaria, astfel cum au fost prezentate în planul de afaceri al Paks II (și în modelul financiar), ar conduce la o scădere a valorii RIRE a proiectului ⁽¹⁰⁷⁾.

Eventuale întârzieri

- (241) Construcția centralelor nucleare este expusă întârzierilor, iar acest lucru mărește timpii de construcție ⁽¹⁰⁸⁾. Principalele motive ale întârzierilor în construcție includ aspecte legate de proiectare, deficitul de forță de lucru calificată, pierderea personalului specializat, problemele privind lanțul de aprovizionare, planificarea precară și problemele „primele din acest tip” (FOAK) ⁽¹⁰⁹⁾, ⁽¹¹⁰⁾.

⁽¹⁰⁴⁾ A se vedea secțiunea 6.3 din SEIM, disponibil la adresa <http://www.mvmpaks2.hu/hu/Dokumentumtarolo/Simplified%20public%20summary.pdf>

(*) Cifrele din modelul financiar sunt considerate secret de afaceri și sunt înlocuite cu intervale mai largi.

⁽¹⁰⁵⁾ Costurile acestor ADBP-uri pot depăși cu ușurință 100 de miliarde EUR și ar putea atinge valori de magnitudinea sutelor sau chiar a miilor de miliarde EUR (a se vedea p. 20-24 din studiul „The true costs of nuclear power” (Costurile reale ale energiei nucleare) de Wiener Umweltanwaltschaft și Österreichische Ökologie-Institute, disponibil la adresa <http://wuawien.at/images/stories/publikationen/true-costs-nuclear-power.pdf>). Cu un ADBP care are loc o dată la fiecare 25 de ani [1986 (Cernobâl) și 2011 (Fukushima)] și aproape 400 de centrale nucleare care funcționează în întreaga lume, există o probabilitate de $2 \times (1/400) = 0,5\%$ ca un ADBP să aibă loc la unul dintre cele două reactoare Paks II în primii 25 de ani de funcționare. Costul unei polițe de asigurare care acoperă un astfel de prejudiciu este, în general, mult mai mare decât valoarea preconizată a prejudiciilor asociate unui astfel de accident, și anume $0,5\% \times 100$ de miliarde EUR = 500 de milioane EUR (luând în considerare estimarea mai prudentă pentru valoarea prejudiciului cauzat de apariția efectivă a unui ADBP).

⁽¹⁰⁶⁾ Studiul Felshmann identifică o astfel de renovare majoră pentru Paks I. Deși guvernul maghiar exclude necesitatea unor renovări similare pentru Paks II, motivele unei astfel de excluderi nu sunt clare.

⁽¹⁰⁷⁾ Comisia nu a efectuat o analiză cantitativă detaliată a impactului unor astfel de abateri din cauza lipsei de date relevante de înaltă calitate. În schimb, unele dintre informațiile prezentate în considerentul 239 au fost utilizate pentru a motiva analiza sensibilității care stă la baza stabilirii RIRE a proiectului (a se vedea considerentele 245 și 246 în secțiunea următoare).

⁽¹⁰⁸⁾ A se vedea p. 33 din WNIRS2015.

⁽¹⁰⁹⁾ A se vedea p. 58-60 din WNIRS2015.

⁽¹¹⁰⁾ De asemenea, studiul PEM pe 2014 al AIE ia în considerare faptul că modelele „primele de acest tip” pot lua mai mult timp pentru a fi construite și implică costuri mult mai mari decât modele utilizate pe scară largă, din cauza lipsei de experiență și a învățării – a se vedea p. 366.

- (242) În ceea ce privește întârzierile în etapa de construcție, primele două centrale electrice de generația III+ care au fost comandate și construite efectiv, centrala Oikiluoto-3 din Finlanda (anul de începere a construcției: 2005) și centrala electrică Flamanville din Franța (anul de începere a construcției: 2007) s-au confruntat cu întârzieri de peste cinci ani fiecare ⁽¹¹¹⁾. Ambele centrale electrice sunt modele EPR proiectate de Areva.
- (243) Cele patru proiecte Rosatom de centrale de tip AES-2006 de generația III+ din Rusia, a căror construcție a început în perioada 2008-2010, au înregistrat, de asemenea, întârzieri, astfel cum se subliniază în tabelul 3 și în considerentul 99. De exemplu, construirea uneia dintre cele două unități model V-491 (conceptul Paks II) aflată în etapa II în Leningrad lângă Sankt Petersburg (a cărei punere în funcțiune a fost programată inițial pentru octombrie 2013) a fost întreruptă atunci când o structură de oțel utilizată pentru izolare s-a prăbușit la 17 iulie 2011 ⁽¹¹²⁾, punerea sa în funcțiune fiind astfel prevăzută în prezent pentru jumătatea anului 2017, în timp ce s-a preconizat că cealaltă unitate va fi dată în exploatare până în 2016 și, în prezent, este programată să fie pusă în funcțiune abia în 2018 ⁽¹¹³⁾. Construirea unei alte unități în Niemen în regiunea Kaliningrad a fost suspendată în 2013 ⁽¹¹⁴⁾.
- (244) Ca urmare, istoria recentă a construirii centralelor de generația III+ sugerează că întârzierile în timpul lucrărilor de construcție nu sunt neobișnuite ⁽¹¹⁵⁾. La rândul său, acest lucru are un impact asupra RIRE. Acest impact poate fi atenuat numai într-o anumită măsură, prin prevederea unor plăți pentru despăgubire în anumite circumstanțe.

Calculul RIRE

- (245) Comisia a utilizat modelul financiar prezentat de Ungaria pentru a calcula intervalele pentru valorile RIRE corespunzătoare pentru lunile decembrie 2014 și februarie 2017. În special, Comisia:
- s-a bazat pe cifrele costurilor incluse în modelul financiar de guvernul maghiar, ca punct de pornire;
 - a actualizat curbele de previziune privind prețul din modelul financiar în conformitate cu cele discutate în subsecțiunea legată de previziunile privind prețurile (a se vedea considerentele 223-230) – curbele H, I și L de previziuni privind prețul au fost utilizate pentru a calcula RIRE pentru decembrie 2014, iar curba M de previziune privind prețul a fost utilizată pentru a calcula RIRE pentru luna februarie 2017;
 - a elaborat o analiză a sensibilității bazată pe metoda Monte Carlo pentru a obține intervale relevante pentru cifrele RIRE, corespunzătoare celor două momente în timp, și anume decembrie 2014 și februarie 2017 ⁽¹¹⁶⁾.
- (246) Analiza sensibilității bazată pe metoda Monte Carlo a fost utilizată pentru a estima abaterile RIRE de la valoarea sa centrală în urma unor mici modificări ale valorilor diverselor elemente de intrare ale modelului. Au fost estimate următoarele abateri de la valorile introduse de Ungaria:
- mici abateri simetrice pentru inflația preconizată, cursul de schimb valutar, costurile de funcționare, costurile pentru combustibil, cheltuielile de capital de întreținere, costurile de gestionare a deșeurilor și de dezafectare, durata de viață preconizată și curba de previziune privind prețul utilizată ⁽¹¹⁷⁾;

⁽¹¹¹⁾ Pentru întârzieri în cazul centralei Oikiluoto-3, a se vedea <http://www.world-nuclear-news.org/COikiluoto-EPR-supplier-revises-compensation-claim-1002164.html>. Pentru întârzieri în cazul centralei Flamanville, a se vedea <http://www.world-nuclear-news.org/NN-Flamanville-EPR-timetable-and-costs-revised-0309154.html>.

⁽¹¹²⁾ A se vedea p. 64 din WNIRS2015.

⁽¹¹³⁾ A se vedea <http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/russia-nuclear-power.aspx>.

⁽¹¹⁴⁾ A se vedea p. 63 din WNIRS2015 precum și articolele de presă <http://www.osw.waw.pl/en/publikacje/analyses/2013-06-12/russia-freezes-construction-nuclear-power-plant-kaliningrad> și <http://www.bsrrw.org/nuclear-plants/kaliningrad/>.

⁽¹¹⁵⁾ De fapt, însăși Ungaria se așteaptă la întârzieri (a se vedea considerentul 99).

⁽¹¹⁶⁾ Aceasta este o analiză a sensibilității mai solidă decât cele incluse de Ungaria în modelul financiar (a se vedea considerentul 177), întrucât se ia în considerare numai impactul asupra WACC și RIRE al modificărilor unei singure variabile de bază. În schimb, analiza bazată pe metoda Monte Carlo permite identificarea impactului modificărilor asupra valorii mai multor variabile de bază.

⁽¹¹⁷⁾ Aceste abateri au fost obținute din distribuiri normale cu media egală cu valorile de referință incluse în modelul financiar și abaterea standard egală cu abaterile incluse în analiza sensibilității din modelul financiar – 95 % din valorile preluate din aceste distribuiri normale se încadrează într-un interval de două ori mai mare decât abaterea standard a distribuiri alese. Perechile de abatere standard alese au fost următoarele: (i) inflație ([0-2] %; 0,25 %); (ii) cursul de schimb valutar (HUF/EUR) [300-310]*; 10 %), (iii) sensibilitatea prețurilor (fiecare curbă în parte; 2,5 EUR/MWh); și (iv) durata de viață a centralei (60; 5). Pentru diversele elemente de cost periodice: (i) costurile de operare; (ii) costurile de combustibil; (iii) cheltuielile de capital de întreținere; și (iv) costurile de dezafectare și de gestionare a deșeurilor, a fost aleasă o abatere standard de 10 % din respectiva valoare periodică.

* În această notă de subsol, metodele alese în modelul financiar sunt considerate secrete de afaceri și sunt înlocuite cu intervale mai largi.

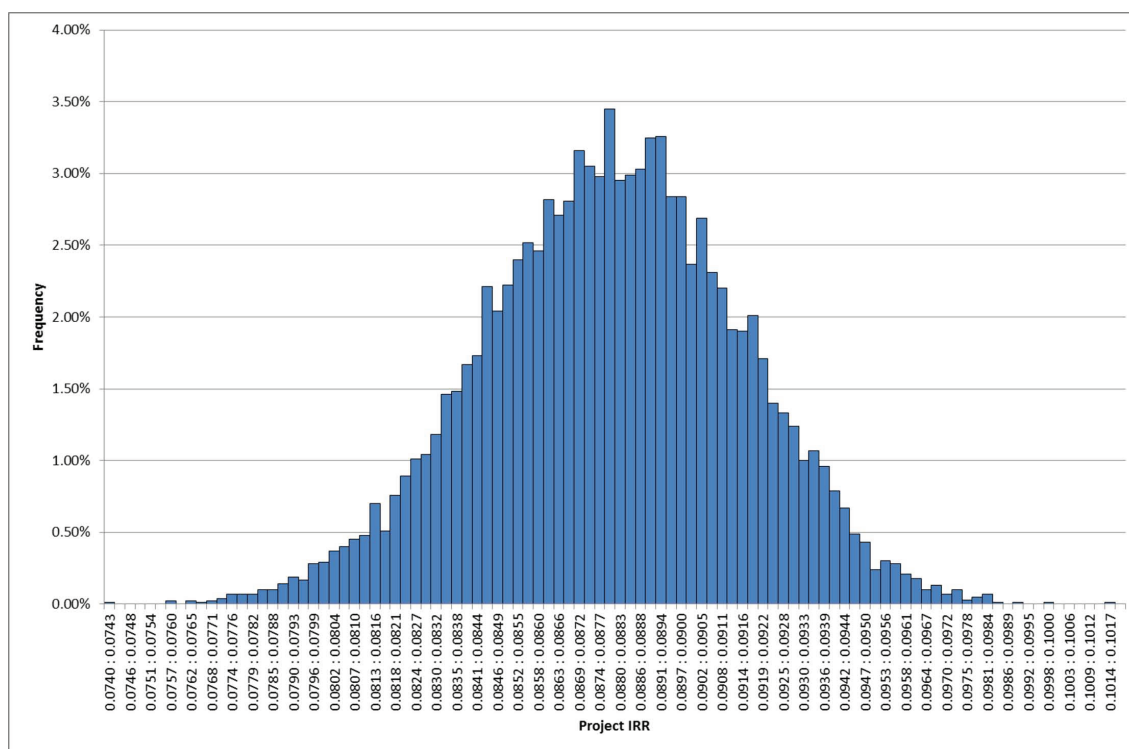
- mici abateri asimetrice pentru viitoarele rate de nefuncționare – abaterile în sens descrescător sunt limitate de utilizarea la capacitate maximă (100 %) și sunt luate în considerare ca fiind mai mici decât abaterile în sens crescător pentru valoarea de referință de [5-10] % ^(**) (și anume, utilizarea capacității la [90-95] % ^(**)) ⁽¹¹⁸⁾;
- Întârzierile proiectului nu au fost incluse în analiza pe baza metodei Monte Carlo din cauza modului incomplet de gestionare a întârzierilor în modelul financiar (a se vedea considerentul 249 de mai jos).

Figurile 17 și 18 de mai jos indică distribuiri ale valorilor RIRE ale proiectului pentru cele două perioade ale evaluării. În fiecare caz, rezultatul se bazează pe 10 000 de simulări ⁽¹¹⁹⁾.

- (247) Pentru luna decembrie 2014, distribuția RIRE estimată este centrată în jurul valorii de 8,79 %, în timp ce 90 % din valorile RIRE calculate se încadrează în intervalul [8,20 %; 9,36 %].

Figura 17

Valorile RIRE pentru decembrie 2014



Sursa: Calcule efectuate de Comisie.

- (248) Pentru luna februarie 2017, distribuția RIRE estimată este centrată în jurul valorii de 7,35 %, iar 90 % din valorile RIRE calculate se încadrează în intervalul [6,79 %; 7,90 %] ⁽¹²⁰⁾:

^(**) Valoarea de referință și rata de utilizare a capacității sunt considerate secrete de afaceri și sunt înlocuite cu intervale mai largi.

⁽¹¹⁸⁾ Întrucât rata de nefuncționare de referință este scăzută în cazul abaterilor în sens crescător de [510] *** %, și anume rate de nefuncționare mai ridicate, aceasta ar putea fi mai ridicată decât abaterile în sens descrescător, și anume rate de nefuncționare mai mici. A fost aleasă o distribuție triunghiulară cu punctele de bază de 5 % și 12 % (care corespund factorilor de încărcare de 88 % și 95 %) și punctul de vârf central de [5-10] *** % (valoarea de referință).

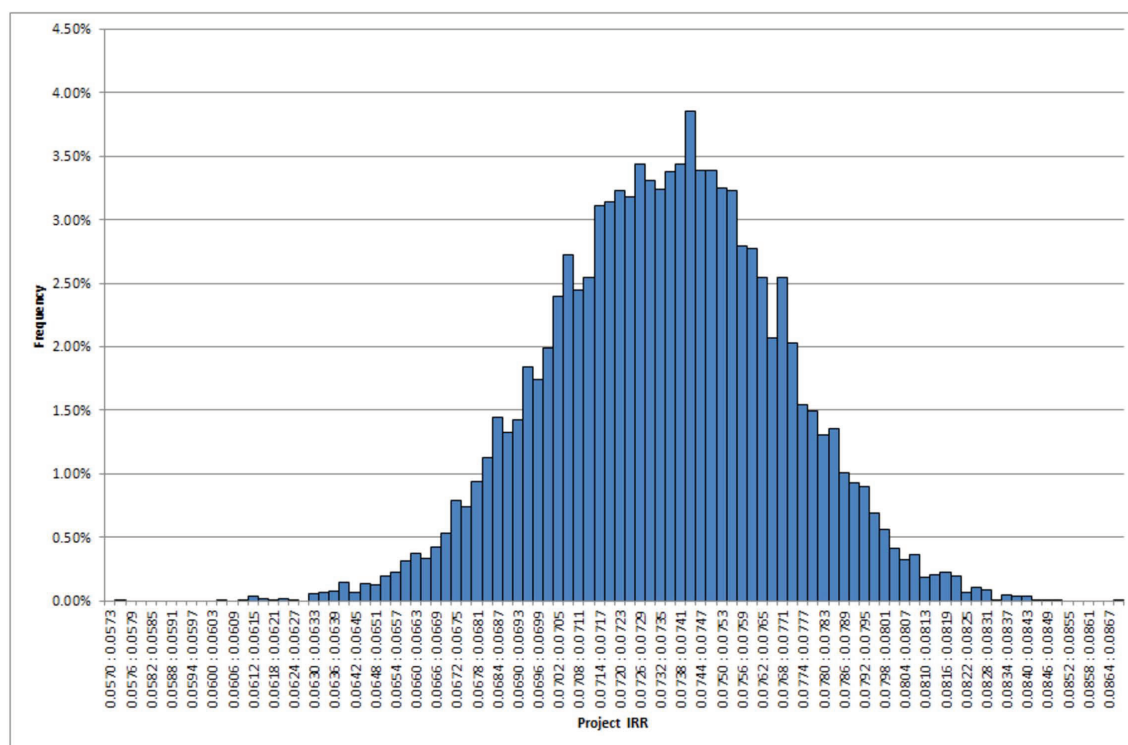
*** În această notă de subsol, valoarea de referință este considerată secret de afaceri și este înlocuită cu un interval mai larg.

⁽¹¹⁹⁾ Trebuie observat faptul că nu s-a presupus nicio corelație în timpul acestor simulări între diferitele variabile.

⁽¹²⁰⁾ Pentru ambii ani, valorile RIRE estimate de Comisie sunt mai mici decât cele prezentate de Ungaria, în principal din cauza previziunilor privind viitorul preț scăzut și, de asemenea, din cauza unei analize a sensibilității mai generale (a se vedea considerentul 246).

Figura 18

Valorile RIRE pentru februarie 2017



Sursa: Calcule efectuate de Comisie.

- (249) Trebuie remarcat faptul că impactul posibilelor întârzieri nu este inclus în calculele privind RIRE care stau la baza figurilor 17 și 18. Acest lucru se explică, în principal, prin tratamentul incomplet al întârzierilor în modelul financiar. În special, modelul financiar permite următoarele tipuri de întârzieri:

- întârzieri care au avut deja loc înainte de începerea lucrărilor de construcție (denumite „întârzieri pe durata construcției” în modelul financiar);
- întârzieri care au avut loc după finalizarea lucrărilor de construcții (denumite „cheltuieli ulterioare prețurilor contractuale” în modelul financiar).

- (250) Comisia arată că cele două scenarii de întârziere incluse în modelul financiar sunt scenarii de bază și nu pot fi utilizate pentru a modela în mod adecvat impactul real al celor mai frecvente tipuri de întârzieri, de exemplu în cazul în care întârzieri de durate diferite apar în diferite etape ale perioadei de construcție⁽¹²¹⁾.
- (251) Intervalele RIRE pentru cele două puncte în timp relevante pentru evaluare sunt prezentate succint în tabelul 12 de mai jos. Valoarea RIRE estimată este mai mică pentru februarie 2017 din cauza unei scăderi a previziunii privind prețul energiei electrice între 2014 și 2017. Cu toate acestea, ambele estimări pot fi considerate drept prudente, având în vedere faptul că anumite elemente calitative descrise în considerentele 238 și 239, precum și deficiențele în ceea ce privește estimările autorităților maghiare nu au putut fi incluse din punct de vedere cantitativ în modelul financiar.

⁽¹²¹⁾ În plus, astfel de întârzieri ar putea fi asociate, cel mai probabil, depășirilor de costuri. În special, depășirile de costuri pot avea loc în pofida caracteristicilor contractului de antrepriză cu prețuri fixe cuprinse în contractul IAPC, din două motive: (i) prețul fix se referă numai la costurile furnizorilor, însă nu și la costurile proprietarilor; și (ii), în cazul în care furnizorul ar contesta faptul că unele depășiri ale costurilor ar fi de responsabilitatea sa, un eventual litigiu va conduce, cu siguranță, la creșterea costurilor proiectului.

Tabelul 12
Rezumat RIRE

(%)

	decembrie 2014	februarie 2017
Interval	8,20-9,36	6,79-7,90
Punct de mijloc	8,79	7,35

5.1.1.3. Evaluarea Comisiei privind LCOE

- (252) Din motive de exhaustivitate și pentru a reflecta toate informațiile prezentate de Ungaria (a se vedea considerentele 69 și 81-82), Comisia a luat în considerare, de asemenea, viabilitatea economică a centralei Paks II prin utilizarea metodei de măsurare a LCOE (a se vedea secțiunea 3.1.1.3).
- (253) Atunci când a evaluat LCOE pentru o centrală nucleară maghiară precum centrala Paks II, Comisia a utilizat studiul OCDE/AIE/AEN din 2015 (a se vedea considerentul 81) ca punct de plecare. În acest studiu, LCOE pentru centrala nucleară maghiară este estimat la 80,95 EUR/MWh pentru o rată a dobânzii de 7 % și la 112,45 EUR/MWh pentru o rată a dobânzii de 10 %, având în vedere un factor de încărcare de 85 % ⁽¹²²⁾. Întrucât cifrele au fost publicate în august 2015, acestea pot fi utilizate numai pentru a evalua LCOE pentru 2017, dar nu și pentru 2014.
- (254) Comisia remarcă faptul că o creștere a factorului de încărcare la [90-95] % (*), valoarea factorului de încărcare principal în observațiile Ungariei, ar modifica valoarea LCOE menționată în considerentul anterior la 74 EUR/MWh și, respectiv, la 103 EUR/MWh ⁽¹²³⁾.
- (255) Pe baza celor de mai sus, Comisia concluzionează că LCOE al unei centrale nucleare din Ungaria este mai mare de 74 EUR/MWh, care, la rândul său, este mai mare decât previziunea privind prețul de 73 EUR/MWh calculată în 2015 sau decât previziunea privind prețul de 68 EUR/MWh calculată în 2016 ⁽¹²⁴⁾.

5.1.1.4. Concluzii privind avantajele economice

- (256) Comisia utilizează estimările WACC și RIRE obținute în secțiunile 5.1.1.1 și 5.1.1.2 pentru a evalua dacă principiul MEIP este respectat. Tabelul 13 de mai jos prezintă pe scurt informațiile relevante pentru ambele momente în timp:

Tabelul 13
Comparație între WACC și RIRE

(%)

	decembrie 2014	februarie 2017
Interval WACC	9,15-10,36	7,40-8,35

⁽¹²²⁾ Cifrele exprimate în EUR/MWh au fost obținute prin aplicarea cursului de schimb EUR/USD mediu lunar de 0,9 pentru luna august 2015 (luna în care a apărut studiul efectuat de OCDE/AIE/AEN) pentru cifrele exprimate în USD/MWh în studiu.

(*) Factorul de încărcare este considerat secret de afaceri și este înlocuit cu un factor de încărcare cu un interval mai larg.

⁽¹²³⁾ Aceste ajustări ale valorii LCOE pot fi obținute prin înmulțirea fiecărui termen din numitorul formulei LCOE $LCOE = \frac{\text{Sumă}(\text{Costuri} \times (1 + r) - t)}{\text{Sumă}(\text{MWh} \times (1 + r) - t)}$ (a se vedea nota de subsol 32) cu 93/85.

⁽¹²⁴⁾ Previziunea privind prețul de 73 EUR/MWh este obținută prin înmulțirea valorii prețului energiei electrice comercializate cu ridicata de 81 EUR/MWh pentru 2040 din figura 8.11 de la pagina 327 din studiul PEM pe 2015 al AIE cu valoarea cursului de schimb EUR/USD mediu lunar de 0,9 pentru septembrie-noiembrie 2015, data publicării studiului PEM pe 2015 al AIE. În mod similar, previziunea privind prețul de 68 EUR/MWh este obținută prin înmulțirea valorii prețului energiei electrice comercializate cu ridicata de 75 EUR/MWh pentru 2040 din figura 6.13 de la pagina 267 din studiul PEM pe 2016 al AIE cu valoarea cursului de schimb EUR/USD mediu lunar de 0,9 pentru septembrie-noiembrie 2016, data publicării studiului PEM pe 2016 al AIE.

(%)

	decembrie 2014	februarie 2017
Interval RIRE	8,20-9,36	6,79-7,90
Punct de mijloc al WACC	9,76	7,88
Valoarea centrală a RIRE	8,79	7,35
Procent din cazurile de simulare a RIRE când RIRE < (WACC)min	85	55

(257) Tabelul 13 furnizează următoarele perspective importante:

- valoarea centrală a RIRE este semnificativ mai scăzută decât punctul de mijloc al intervalului WACC (8,79 % față de 9,66 % și 7,35 % față de 7,88 %) în ambele perioade;
- valoarea centrală a RIRE este chiar mai scăzută decât limita inferioară a intervalului WACC (8,79 % față de 9,15 % și 7,35 % față de 7,40 %) în ambele perioade;
- RIRE este mai mică decât intervalul WACC relevant pentru majoritatea cazurilor, și anume valorile RIRE estimate prin metoda de simulare Monte Carlo sunt mai mici decât limita inferioară a intervalului WACC în majoritatea cazurilor (85 % pentru decembrie 2014 și 55 % pentru februarie 2017) ⁽¹²⁵⁾, ⁽¹²⁶⁾.

(258) Comisia subliniază că aceste rezultate sunt prudente, având în vedere următoarele:

- Comisia nu este în măsură să evalueze cu precizie posibilitatea existenței unor costuri suplimentare, în special de amploarea sugerată de observațiile primite de la părțile interesate în urma publicării deciziei de inițiere a procedurii; variațiile în ceea ce privește costurile care au fost incluse în simulările Monte Carlo au fost de o amploare mult mai mică decât cele sugerate în observații;
- previziunile prețului pentru scenariile prețului scăzut al petrolului în viitor prezentate în observațiile primite de Comisie nu au fost incluse în analiza sensibilității și nu au fost efectuate corecții pentru a lua în considerare abaterea viitoarelor prețuri contractuale ale energiei electrice listate la bursele de energie de la previziunile privind prețul avute în vedere;
- nu a fost inclusă nicio primă de risc pentru centralele nucleare, în plus față de prime de risc standard pentru producerea de energie electrică și utilitățile publice;
- pentru anul 2014, nu au fost disponibile estimări ale WACC pentru sectorul „energie verde și surse de energie regenerabile” în analiza de referință a WACC.

Acest lucru sugerează că, în realitate, posibila diferență între valorile RIRE și valorile WACC care corespund fiecărui moment în timp este foarte probabil să fie chiar mai mare.

⁽¹²⁵⁾ De asemenea, trebuie luat în considerare faptul că distribuția valorilor WACC este, cel mai probabil, neuniformă în intervalul indicat. În schimb, este mult mai probabil ca aceasta să fie centrată în jurul punctului de mijloc al intervalului, și anume este mai probabil să aibă valori apropiate de punctul de mijloc al intervalului și mai puțin probabil să aibă valori apropiate de punctele de final ale intervalului, indicând faptul că suprapunerea dintre valorile RIRE și valorile WACC este chiar mai mică decât cea sugerată de valorile din ultimul rând al tabelului 13.

⁽¹²⁶⁾ Trebuie notat că această suprapunere a fost calculată numai în scopuri statistice. Un investitor în economia de piață ar compara, în general, valorile (sau parametrii) centrale ale intervalelor WACC și RIRE. Motivul este că suprapunerea celor două intervale acoperă condițiile oarecum extreme în care valoarea RIRE este ridicată, iar în același timp valoarea WACC este scăzută. Întrucât ambele măsuri sunt legate de aceleași condiții de piață și același proiect, și anume Paks II, acestea tind să se îndrepte în aceeași direcție (și anume, o valoare RIRE ridicată în intervalul RIRE coincide cel mai probabil cu o valoare WACC ridicată în intervalul WACC), putând conduce la excluderea realizării simultane a valorii WACC scăzute împreună cu valoarea RIRE ridicată.

- (259) În plus, calculele subiacente pentru estimarea RIRE a proiectului, combinate cu valorile WACC estimate, pot fi utilizate, de asemenea, pentru a cuantifica valoarea actualizată netă (VAN) a pierderilor totale preconizate pe durata de desfășurare a proiectului, în cazul în care acesta a fost finanțat de un investitor în economia de piață. În special, se preconizează că proiectul va genera pierderi de 600 de milioane EUR în scenariul de bază cu un WACC de piață de 7,88 % și RIRE de 7,35 %, valorile medii pentru datele din 2017 ⁽¹²⁷⁾.
- (260) În plus, pe lângă comparația între WACC și RIRE, analiza sumară a LCOE confirmat, de asemenea, că prețurile preconizate nu ar acoperi costurile egalizate ale energiei electrice produse de Paks II.
- (261) Pe baza acestor rezultate, Comisia concluzionează că proiectul nu ar genera suficiente câștiguri pentru a acoperi costurile unui investitor privat care ar putea obține finanțare la prețurile pieței. Chiar dacă datele din februarie 2017 sunt cele mai relevante pentru efectuarea testului MEIP, rezultatele obținute din analiza acestor date sunt valabile inclusiv atunci când analiza este efectuată pe baza datelor disponibile la momentul deciziei inițiale de investiție din decembrie 2014.
- (262) Pe baza evaluării prezentate aici, Comisia concluzionează că un investitor privat nu ar fi investit în proiect în aceiași termeni și aceleași condiții. Prin urmare, având în vedere că Paks II beneficiază în totalitate de un activ nou cu o valoare economică, Comisia constată că măsura implică un avantaj economic pentru Paks II.

5.1.2. TRANSFERUL RESURSELOR DE STAT ȘI IMPUTABILITATEA STATULUI

- (263) Astfel cum s-a explicat în decizia de inițiere a procedurii, Ungaria ar urma să finanțeze lucrările de construcție ale proiectului cu fonduri de stat, din care 80 % constituie un împrumut acordat de Federația Rusă, iar 20 % reprezintă fondurile proprii ale Ungariei. Ungaria ar urma să finanțeze direct toate investițiile care sunt necesare pentru comandarea, proiectarea și construirea unităților de producere a energiei 5 și 6, astfel cum se prevede în AIG de finanțare. Prin urmare, Comisia concluzionează că măsura ar implica un transfer de resurse ale statului maghiar.
- (264) De asemenea, Comisia reamintește că măsura este imputabilă statului maghiar, întrucât Ungaria a luat decizia de a investi în proiect, iar aceasta va lua o decizie cu privire la eliberarea fondurilor necesare pentru plata prețului de cumpărare prevăzut în contractul IAPC și finanțarea prin capital propriu a celor două reactoare noi ale Paks II.

5.1.3. SELECTIVITATE

- (265) Se consideră că o măsură este selectivă atunci când aceasta favorizează numai anumite întreprinderi sau producția numai anumitor bunuri. Comisia reiterează că măsura este selectivă deoarece vizează o singură întreprindere, în măsura în care Ungaria a desemnat Paks II, prin Hotărârea Guvernului nr. 1429/2014 (VII. 31.), ca organizație autorizată a Ungariei care va fi proprietarul și operatorul noilor unități de producere a energiei nucleare. Prin urmare, se consideră că avantajul este selectiv.

5.1.4. EFECTUL ASUPRA COMERȚULUI ȘI DENATURAREA CONCURENȚEI

- (266) Astfel cum a subliniat Comisia în decizia de inițiere a procedurii, piața energiei electrice a fost liberalizată în Uniune, iar producătorii de energie electrică sunt implicați în schimburile comerciale dintre statele membre. În plus, infrastructura de energie electrică din Ungaria este relativ puternică, cu interconexiuni solide (egale cu 30 % din capacitatea internă instalată) cu statele membre învecinate. Deși Ungaria este un importator net, figura 5 de la considerentul 49 ilustrează faptul că Ungaria exportă, de asemenea, energie electrică nu numai pe piața cuplata Republica Cehă-Slovacia-Ungaria-România (operațională din 2014), ci și către Austria și Croația.
- (267) Măsura notificată ar permite dezvoltarea unei capacități semnificative care, în caz contrar, ar fi făcut obiectul unei investiții private realizate de alți operatori de pe piață care utilizează tehnologii alternative, fie din Ungaria sau din alte state membre. În plus, întrucât energia electrică este comercializată la nivel transfrontalier, orice avantaj selectiv acordat unei întreprinderi are potențialul de a afecta schimburile comerciale în cadrul Uniunii.

⁽¹²⁷⁾ Aceste estimări ale VAN sunt prudente deoarece nu iau în considerare impactul anumitor tipuri de întârzieri (a se vedea considerentele 99, 246 și 0) și factorii enumerați în considerentele 239 și 258 care ar putea spori semnificativ costurile sau diminua viitoarele venituri, prin urmare, este probabil ca acestea să subestimeze în mod considerabil eventualele pierderi. Orice abatere de la acești factori ar conduce la o creștere suplimentară a pierderilor nete ale proiectului.

- (268) Prin urmare, Comisia reafirmă că măsura amenință să denatureze concurența.

5.1.5. CONCLUZIE CU PRIVIRE LA EXISTENȚA AJUTORULUI DE STAT

- (269) Având în vedere concluzia Comisiei că măsura implică un avantaj economic pentru Paks II și că restul elementelor pentru constatarea existenței unui ajutor de stat sunt prezente, Comisia conchide că, în cadrul proiectului, statul maghiar acordă ajutor în favoarea Paks II, care constituie ajutor de stat în sensul articolului 107 alineatul (1) din TFUE.

5.2. CARACTERUL LEGAL AL AJUTORULUI

- (270) Astfel cum s-a constatat în decizia de inițiere (considerentul 116), Comisia își menține afirmația potrivit căreia, deși o serie de acorduri au fost deja încheiate, iar decizia inițială de investiție a fost deja luată, decizia finală de investiție prin care Paks II a comandat lucrările de construcție a celor două noi reactoare nu a fost încă adoptată și nu au fost efectuate încă plăți în temeiul contractului IAPC. Prin urmare, prin notificarea măsurii înainte de punerea sa în aplicare, Ungaria și-a îndeplinit obligația de suspendare, în conformitate cu articolul 108 alineatul (3) din TFUE.

5.3. COMPATIBILITATE

- (271) Având în vedere că s-a constatat faptul că măsura implică un ajutor de stat, Comisia a examinat în continuare dacă măsura ar putea fi considerată compatibilă cu piața internă.
- (272) Comisia observă că, în pofida faptului că Ungaria consideră că măsura nu constituie ajutor de stat, aceasta a prezentat totuși argumente în ceea ce privește compatibilitatea măsurii cu piața internă ca răspuns la decizia de inițiere a procedurii și la observațiile părților terțe primite de Comisie în urma publicării deciziei de inițiere a procedurii (a se vedea secțiunea 3.2).

5.3.1. TEMEIUL JURIDIC AL EVALUĂRII

- (273) Astfel cum se explică în secțiunea 3.3.1 din decizia de inițiere a procedurii, Comisia poate declara că o măsură este compatibilă direct în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE în cazul în care măsura contribuie la îndeplinirea unui obiectiv comun, este necesară și proporțională pentru atingerea respectivului obiectiv și nu afectează negativ condițiile în care se realizează schimburile comerciale, într-o măsură care să contravină obiectivului comun.
- (274) Măsura trebuie să îndeplinească următoarele condiții: (i) să urmărească să faciliteze dezvoltarea activităților sau regiunilor economice, în conformitate cu articolul 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE; (ii) să fie orientată către o îmbunătățire semnificativă care nu ar putea fi realizată numai de piață (de exemplu, o disfuncționalitate a pieței); (iii) măsura propusă este un instrument de politică adecvat pentru abordarea obiectivului de interes comun; (IV) să aibă un efect de stimulare; (v) să fie proporțională cu nevoile pe baza cărora este utilizată; și (vi) să nu denatureze în mod nejustificat concurența și schimburile comerciale dintre statele membre.
- (275) În răspunsul acestora la decizia de inițiere a procedurii, autoritățile maghiare au susținut că normele privind ajutoarele de stat, în special interdicția generală privind acordarea de ajutor de stat, nu se aplică măsurilor care intră sub incidența Tratatului Euratom.
- (276) Comisia recunoaște că investiția în cauză este o activitate industrială care intră în domeniul de aplicare a Tratatului Euratom (a se vedea anexa II); cu toate acestea, acest fapt în sine nu are ca efect neaplicarea articolelor 107 și 108 din TFUE atunci când se evaluează metoda de finanțare a unei astfel de activități.
- (277) De fapt, în timp ce articolul 2 litera (c) din Tratatul Euratom instituie obligația Uniunii de a facilita investițiile în domeniul energiei nucleare, iar articolul 40 din Tratatul Euratom impune Uniunii obligația de a publica programele cu caracter informativ pentru a facilita dezvoltarea investițiilor în domeniul nuclear, Tratatul Euratom nu prevede niciun fel de norme specifice privind controlul finanțării de către un stat membru a unor astfel de investiții. În conformitate cu articolul 106a alineatul (3) din Tratatul Euratom, dispozițiile prevăzute în TFUE nu instituie derogări de la dispozițiile Tratatului Euratom.
- (278) De fapt, articolele 107 și 108 din TFUE nu instituie derogări de la nicio dispoziție a Tratatului Euratom, întrucât nu sunt prevăzute norme diferite privind controlul ajutoarelor de stat în Tratatul Euratom, iar controlul ajutoarelor de stat efectuat de Comisie în temeiul articolelor 107 și 108 din TFUE nu împiedică îndeplinirea obiectivului de promovare a noilor investiții în domeniul nuclear consacrat în Tratatul Euratom.

5.3.2. CONFORMITATEA CU NORMELE UNIUNII, ALTELE DECÂT NORMELE PRIVIND AJUTOARELE DE STAT

- (279) Numeroase părți interesate au formulat observații privind conformitatea măsurii cu Directivele 2014/24/UE și 2014/25/UE (în special cu Directiva 2014/25/UE, din cauza normelor specifice sectorului) și cu articolul 8 din Directiva 2009/72/CE (Directiva privind energia electrică). Prin urmare, Comisia a evaluat măsura în care o (posibilă) incompatibilitate cu dispozițiile Directivelor 2014/24/UE și 2014/25/UE și cu articolul 8 din Directiva 2009/72/CE în ceea ce privește atribuirea directă a unui contract unei întreprinderi pentru construirea celor două noi reactoare ale centralei Paks II ar putea avea un impact asupra evaluării ajutorului de stat în temeiul articolului 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE.
- (280) Conform unei jurisprudențe constante, „atunci când Comisia aplică procedura în materie de ajutoare de stat, aceasta are obligația, în temeiul economiei generale a tratatului, să respecte coerența dintre dispozițiile care reglementează ajutoarele de stat și alte dispoziții specifice decât cele privind ajutoarele de stat și, astfel, să aprecieze compatibilitatea ajutorului în cauză cu aceste dispoziții specifice. Cu toate acestea, o astfel de obligație se impune Comisiei numai în ceea ce privește modalitățile unui ajutor atât de indisolubil legate de obiectul ajutorului încât este imposibil să fie evaluate separat. (...) În cazul unei obligații a Comisiei de a lua o poziție în mod definitiv, indiferent care ar fi legătura între ajutor și obiectul ajutorului în cauză, în cadrul unei proceduri în materie de ajutoare de stat, privind existența sau inexistența unei încălcări a dispozițiilor dreptului Uniunii distincte de cele care intră sub incidența articolelor 107 și 108 din TFUE, (...) că ar fi contrară, pe de o parte, normelor și garanțiilor procedurale – în parte foarte divergente și implicând consecințe juridice distincte – care sunt proprii procedurilor special prevăzute pentru controlul aplicării acestor dispoziții și, pe de altă parte, principiului autonomiei procedurilor administrative și căilor de recurs. (...) Astfel, dacă modalitatea ajutorului în cauză este legată indisolubil de obiectul ajutorului, conformitatea sa cu alte dispoziții decât cele privind ajutoarele de stat va fi apreciată de Comisie în cadrul procedurii prevăzute de articolul 108 TFUE și această apreciere va putea conduce la o declarație de incompatibilitate a ajutorului în cauză cu piața internă. În schimb, în cazul în care modalitatea în cauză poate fi disociată de obiectul ajutorului, Comisia nu are obligația să evalueze conformitatea sa cu alte dispoziții decât cele privind ajutoarele de stat în cadrul procedurii prevăzute de articolul 108 din TFUE”⁽¹²⁸⁾.
- (281) Având în vedere cele de mai sus, în ceea ce privește măsura notificată, evaluarea sa privind compatibilitatea ar putea fi afectată de o posibilă neconformitate cu Directiva 2014/25/UE în cazul în care aceasta ar conduce la denaturarea suplimentară a concurenței și a schimburilor comerciale pe piața energiei electrice (piața pe care beneficiarul ajutorului – Paks II – va fi activ).
- (282) În această privință, Comisia ia act de faptul că Directiva 2014/25/UE este relevantă în ceea ce privește atribuirea directă a lucrărilor de construcție pentru cele două reactoare noi către o anumită întreprindere. În cazul de față, deși întreprinderii JSC NIAEP, care își desfășoară activitatea în sectorul construcției de centrale nucleare, i-a fost acordată direct lucrările de construcție a celor două reactoare prin intermediul AIG, JSC NIAEP nu este beneficiarul ajutorului. Într-adevăr, beneficiarul ajutorului este Paks II, un participant la piața pe piața energiei electrice, care va deține și va exploata cele două noi reactoare nucleare. Astfel cum s-a precizat deja în decizia de inițiere a procedurii, JSC NIAEP nu este considerată ca fiind un potențial beneficiar al măsurii în cauză.
- (283) Astfel, o eventuală nerespectare a normelor în materie de achiziții publice în cazul de față ar putea produce efecte de denaturare pe piața lucrărilor de construcție a centralelor nucleare. Cu toate acestea, obiectul ajutorului pentru investiții acordat Paks II este de a-i permite acestuia să producă energie electrică fără a suporta costurile de investiții pentru construirea de instalații nucleare. Prin urmare, nu a fost identificat niciun efect de denaturare a concurenței și a schimburilor comerciale pe piața energiei electrice care ar fi rezultat din nerespectarea Directivei 2014/25/UE, în ceea ce privește atribuirea directă a lucrărilor de construcție către JSC NIAEP.
- (284) Prin urmare, în absența unei „legături indisolubile” între eventuala încălcare a Directivei 2014/25/UE și obiectul ajutorului, evaluarea compatibilității ajutorului poate să nu fie afectată de această posibilă încălcare.
- (285) În orice caz, respectarea de către Ungaria a Directivei 2014/25/UE a fost examinată de către Comisie în cadrul unei proceduri separate, în care concluzia preliminară pe baza informațiilor disponibile este că procedurile prevăzute în Directiva 2014/25/UE nu ar fi aplicabile încredințării lucrărilor de construcție a celor două reactoare în baza articolului 50 litera (c) din directiva menționată.

⁽¹²⁸⁾ CEJ, „Castelnou Energía/Comisia Europeană, T-57/11, ECLI:EU:T:2014:1021, punctele 181-184.

- (286) În ceea ce privește posibila încălcare a articolului 8 din Directiva 2009/72/CE, Comisia consideră că cerința de a aplica o procedură de atribuire a contractelor sau orice procedură echivalentă din punct de vedere al transparenței și nediscriminării pentru furnizarea noii capacități nu este o cerință absolută. De fapt, articolul 8 alineatul (1) prima teză impune statelor membre să prevadă în dreptul intern posibilitatea de a utiliza procedura de atribuire a contractelor pentru noile capacități. Ungaria a respectat această cerință prin transpunerea sa în Legea privind energia electrică⁽¹²⁹⁾. În plus, în conformitate cu articolul 8 alineatul (1) a doua teză, o procedură de atribuire a contractelor nu este necesară în cazul în care capacitatea de producere a energiei care urmează să fie construită pe baza procedurii de autorizare prevăzute la articolul 7 din Directiva 2009/72/CE este suficientă pentru a asigura securitatea aprovizionării. Acesta este cazul de față: proiectul a fost autorizat (în urma procedurii de autorizare descrise la articolul 7, tocmai pentru a acoperi, printre altele, decalajul în ceea ce privește viitoarea capacitate internă totală instalată preconizată, iar Comisia nu dispune de elemente de probă care să arate insuficiența capacității instalate. Astfel, procedura de atribuire a contractelor sau procedura echivalentă în temeiul articolului 8 din Directiva 2009/72/CE nu pare să se aplice în proiectul în cauză. Având în vedere cele de mai sus, Comisia nu dispune de suficiente elemente de probă pentru a indica o eventuală aplicabilitate a articolului 8 din Directiva 2009/72/CE.
- (287) În consecință, Comisia consideră că evaluarea măsurii notificate în temeiul normelor în materie de ajutoare de stat nu este afectată de conformitatea cu alte dispoziții ale dreptului Uniunii.

5.3.3. OBIECTIVUL DE INTERES COMUN

- (288) Astfel cum s-a explicat în secțiunea 3.3.2 din decizia de inițiere a procedurii, măsura trebuie să vizeze atingerea unui obiectiv de interes comun bine definit. Atunci când un obiectiv a fost recunoscut de Uniune ca fiind în interesul comun al statelor membre, rezultă că acesta este un obiectiv de interes comun.
- (289) Comisia a constatat că măsura implică un sprijin specific pentru tehnologia nucleară. În acest sens, Comisia a remarcat că articolul 2 litera (c) din Tratatul Euratom prevede că Uniunea trebuie „să faciliteze investițiile și să asigure, în special prin încurajarea inițiativelor întreprinderilor, realizarea instalațiilor de bază necesare pentru dezvoltarea energiei nucleare în Comunitate”.
- (290) Comisia consideră că ajutorul pentru investiții în favoarea Paks II avut în vedere de Ungaria, care vizează promovarea energiei nucleare, ar putea, prin urmare, să fie considerat ca urmărind obiectivul de interes comun prin promovarea de noi investiții în sectorul nuclear.
- (291) Mai multe părți interesate au prezentat observații susținând că investițiile în energia nucleară realizate de Ungaria în temeiul Tratatului Euratom nu pot fi considerate drept un obiectiv de interes comun.
- (292) Cu toate acestea, Comisia constată că dispozițiile Tratatului Euratom au fost confirmate în mod expres în Tratatul de la Lisabona, prin urmare, Tratatul Euratom nu poate fi considerat un tratat învechit sau caduc care nu mai este aplicabil. Părțile la Tratatul de la Lisabona consideră că este necesar ca dispozițiile Tratatului Euratom să continue să aibă efecte juridice depline⁽¹³⁰⁾. Preambulul la Tratatul Euratom recunoaște că ar trebui să fie create condițiile necesare pentru dezvoltarea unei industrii nucleare puternice. Astfel cum a recunoscut în deciziile sale anterioare⁽¹³¹⁾, Comisia concluzionează că promovarea energiei nucleare este un obiectiv-cheie al Tratatului Euratom și, prin urmare, al Uniunii. Astfel cum se prevede în preambulul la Tratatul Euratom, Comisia este o instituție a Comunității Euratom și are obligația „să creeze condițiile de dezvoltare a unei industrii nucleare puternice, sursă de mari disponibilități de energie”. Această obligație ar trebui să fie luată în considerare în exercitarea puterii sale de apreciere pentru a autoriza ajutoare de stat în conformitate cu articolul 107 alineatul (3) litera (c) și articolul 108 alineatul (2) din TFUE.
- (293) În plus, deși dezvoltarea energiei nucleare nu este obligatorie pentru statele membre, iar unele state membre au ales să nu construiască și nu să dezvolte centrale nucleare, promovarea investițiilor nucleare poate fi considerată un obiectiv de interes comun în scopul controlului ajutoarelor de stat. De fapt, multe dintre obiectivele acceptate și recunoscute în temeiul normelor privind ajutoarele de stat și în practică, cum ar fi dezvoltarea regională, sunt relevante numai pentru un singur stat membru sau pentru un număr restrâns de state membre.

⁽¹²⁹⁾ A se vedea punctul 8 din Legea LXXXVI din 2007 cu privire la Legea privind energia electrică.

⁽¹³⁰⁾ Protocolul nr. 2 anexat la Tratatul de la Lisabona.

⁽¹³¹⁾ A se vedea Decizia 2005/40/CE a Comisiei (JO L 142, 6.6.2005, p. 26) și Decizia (UE) 2015/658 a Comisiei din 8 octombrie 2014 privind ajutorul de stat SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) pe care Regatul Unit intenționează să îl pună în aplicare pentru sprijin în favoarea centralei nucleare Hinkley Point C (JO L 109, 28.4.2015, p. 44).

- (294) Prin urmare, Comisia concluzionează că măsura avută în vedere de autoritățile maghiare urmărește obiectivul de a promova noi investiții în sectorul nuclear, astfel cum este consacrat acesta în Tratatul Euratom.
- (295) În urma deciziei de inițiere a procedurii, autoritățile maghiare au prezentat informații actualizate cuprinse în studiile OST, care iau în considerare importurile și evoluția cererii. Conform studiului elaborat de MAVIR menționat în considerentul 50, piața maghiară necesită o nouă capacitate de producție a energiei electrice de cel puțin 5,3 GW până în 2026 și relativ mai mult de 7 GW până la sfârșitul perioadei preconizate, în 2031. Prin urmare, Comisia constată că măsura care vizează promovarea energiei nucleare urmărește un obiectiv de interes comun consacrat în Tratatul Euratom, contribuind, de asemenea, la securitatea aprovizionării cu energie electrică.

5.3.4. NECESITATEA AJUTORULUI ȘI DISFUNȚIONALITATEA PIEȚEI

- (296) Comisia a recunoscut în decizia de inițiere a procedurii că energia nucleară este caracterizată de costuri nerecuperabile fixe extrem de ridicate și de perioade foarte lungi de timp în care astfel de costuri trebuie să fie amortizate. Acest lucru sugerează că investitorii care au în vedere intrarea în sectorul producerii de energie nucleară ar fi expuși la niveluri considerabile de riscuri de finanțare.
- (297) Comisia a solicitat informații privind posibilele noi investiții în sectorul nuclear (fără sprijin de la stat), calendarele (având în vedere specificul pieței energiei electrice din Ungaria), dezvoltarea lor preconizată, precum și modelarea pieței în această privință pentru a evalua dacă există disfuncționalități ale pieței care ar putea afecta noile investiții în proiecte nucleare în Ungaria și specificul acestor proiecte.
- (298) Astfel cum se explică în considerentul 129 din decizia de inițiere a procedurii, în scopul de a stabili dacă ajutorul de stat este necesar, Comisia trebuie să determine dacă măsura vizează o situație în care măsura ar putea aduce o îmbunătățire semnificativă care nu ar putea fi realizată numai de piață, de exemplu prin remedierea unei disfuncționalități bine-definite a pieței.
- (299) Existența unei disfuncționalități a pieței face parte din evaluarea măsurii în care ajutorul de stat este necesar pentru atingerea obiectivului de interes comun urmărit. În cazul de față, Ungaria urmărește promovarea unor noi investiții în sectorul nuclear, astfel cum se prevede în Tratatul Euratom, în scopul de a combate deficiențele în ceea ce privește capacitatea totală instalată la nivel național cu care aceasta se va confrunta în curând. Prin urmare, Comisia trebuie să evalueze dacă ajutorul de stat este necesar pentru atingerea obiectivului de a promova noi investiții în sectorul nuclear.
- (300) În această privință, Comisia reamintește observațiile părților interesate în ceea ce privește faptul dacă ar trebui să se evalueze de către Comisie dacă investițiile în producerea de energie electrică în general sunt caracterizate de o disfuncționalitate a pieței. Unele părți interesate au remarcat că nu ar exista o disfuncționalitate a pieței pentru astfel de investiții și că prețul actual scăzut al energiei electrice comercializate cu ridicata ar fi numai un răspuns la funcționarea normală a pieței. Alte părți interesate au susținut că Comisia ar trebui să definească piața relevantă în care este evaluată existența unei disfuncționalități a pieței ca fiind piața internă liberalizată a energiei electrice. În plus, în cazul în care ar exista o disfuncționalitate a pieței pe această piață relevantă, aceasta nu ar fi soluționată prin construirea unei centrale nucleare.
- (301) Cu toate acestea, în evaluarea sa cu privire la necesitatea ajutorului, Comisia examinează dacă obiectivul de interes comun ar putea fi realizat fără intervenția statului sau dacă o disfuncționalitate a pieței împiedică acest lucru. În evaluarea necesității ajutorului, nu este necesar ca o piață relevantă să fie definită mai întâi de către Comisie. Pentru a determina dacă există o disfuncționalitate a pieței, Comisia trebuie, în primul rând, să stabilească obiectivul de interes comun urmărit de statul membru. Obiectivul de interes comun al acestei măsuri nu vizează piața internă a energiei electrice în general sau investițiile în producerea de energie electrică în general, ci mai degrabă acesta vizează promovarea noilor investiții în sectorul nuclear, astfel cum sunt consacrate în Tratatul Euratom, care sunt, desigur, în mod incontestabil o parte a pieței energiei electrice și vor contribui la soluționarea viitorului deficit al Ungariei în ceea ce privește capacitatea totală instalată. În al doilea rând, Comisia trebuie să investigheze dacă interacțiunea liberă a cererii și ofertei pe piața energiei electrice asigură, în general, că acest obiectiv privind noi evoluții în sectorul nuclear poate fi realizat fără intervenția statului. Definirea unui anumite piețe nu este necesară în această privință.

- (302) Prin urmare, Comisia a evaluat dacă există o disfuncționalitate a pieței în ceea ce privește obiectivul de promovare a noilor investiții în sectorul nuclear în Ungaria și dacă aceasta este o caracteristică generală a pieței maghiare sau o caracteristică specifică legată numai de energia nucleară.
- (303) În secțiunea 5.1.1.4 din prezenta decizie, Comisia a concluzionat că proiectul nu ar genera suficiente câștiguri pentru a acoperi costurile unui investitor privat care ar putea obține finanțare numai la prețurile pieței, întrucât RIRE preconizată a investiției este mai mică decât WACC de referință bazată pe piață pentru proiect, prin urmare, un investitor privat rațional nu ar investi în astfel de condiții, fără sprijin suplimentar din partea statului.
- (304) Având în vedere investițiile în energia nucleară, Ungaria recunoaște că această tehnologie este caracterizată de costuri de investiții extrem de ridicate care necesită o concentrare a eforturilor la începutul perioadei, precum și de timpul de așteptare îndelungat înainte ca investitorii să fie remunerați.
- (305) Decizia de inițiere a procedurii a cuprins deja o descriere a pieței maghiare a energiei electrice și motivul care stă la baza deciziei Ungariei de a urmări un nou proiect de construire a unei centrale nucleare, în special având în vedere estimarea că centralele existente vor ieși din uz. Astfel cum se explică în considerentul 14 din decizia de inițiere a procedurii, studiul de fezabilitate elaborat de MVM Group care examinează punerea în aplicare și finanțarea unei noi centrale nucleare s-a bazat pe ipoteza că, în Ungaria, s-a anticipat că o capacitate de 6 000 MW din capacitatea brută instalată de 8-9 000 MW va dispărea până în 2025 din cauza închiderii centralelor depășite.
- (306) Astfel cum se explică în considerentele 15 și 45 din decizia de inițiere a procedurii, OTS din Ungaria, MAVIR, a estimat o deficiență semnificativă în viitoarea capacitate totală instalată a Ungariei ⁽¹³²⁾. În conformitate cu cele mai recente informații disponibile, astfel cum se menționează în considerentul 50 din prezenta decizie, noile estimări indică o capacitate totală de peste 7 GW până în 2031. Potrivit autorităților maghiare, producția actuală de energie la nivel local nu va reuși, prin urmare, să satisfacă cererea tot mai mare de energie și, ca rezultat, Ungaria se va confrunta în mod inevitabil cu un decalaj între cererea și oferta de energie electrică și o dependență crescută de importurile de energie, precum și cu o creștere a prețurilor energiei pentru consumatorii finali în cazul în care nu se vor realiza noi investiții în instalații de producere a energiei. Proiectul Paks II de 2,4 GW va contribui la îndeplinirea acestei cerințe.
- (307) Autoritățile maghiare au subliniat în continuare constatarea MAVIR conform căreia, în pofida deficiențelor semnificative ale capacității identificate, se construiesc relativ puține capacități în Ungaria, astfel cum se explică în considerentul 46 din decizia de inițiere a procedurii și în tabelul 2 de la considerentul 51 din prezenta decizie. Prin urmare, Comisia se întreabă dacă orice disfuncționalitate a pieței aplicabilă noilor investiții în sectorul nuclear în Ungaria este specifică acestor tipuri de investiții.
- (308) Comisia observă că noile investiții în sectorul nuclear din Europa sunt caracterizate de incertitudini și, în unele cazuri, ar putea fi planificate măsuri de ajutor de stat. Comisia a analizat informațiile prezentate de Ungaria în ceea ce privește noile proiecte din domeniul nuclear în Finlanda, Franța și Slovacia, despre care se susține că ar fi fost finanțate pe baza principiilor de piață. Ungaria susține că finanțarea pe baza principiilor de piață a acestor proiecte ar exclude existența unei disfuncționalități a pieței pentru proiecte nucleare (cel puțin pentru unele dintre state membre). Cu toate acestea, Comisia observă că în Slovacia, în Franța și în cazul Olkiluoto 3 din Finlanda, deciziile de investiție în proiecte au fost luate înainte de criza economică din 2008 și înaintea catastrofei de la Fukushima, două evenimente care au afectat în mod semnificativ parametrii pentru investiții. În plus, investițiile realizate în Finlanda se bazează pe modelul de afaceri Mankala ⁽¹³³⁾, în care investitorii obțin toată producția de energie electrică la prețul de cost. Modelul Mankala oferă posibilitatea ca numeroșii acționari care fac parte din cooperativa care realizează investițiile să partajeze riscurile implicate, în loc ca unul sau câțiva acționari principali să își asume întregul risc de a desfășura un proiect de construire a unei centrale nucleare.
- (309) Ungaria a susținut că Paks II ar trebui să fie comparată cu proiectul Hanhikivi-1 din Finlanda, care este un proiect care urmează să fie desfășurat de Fennovoima. Comisia ia act de faptul că proiectul Hanhikivi-1, pe lângă faptul că utilizează modelul de afaceri Mankala, are, de asemenea, o participație de 34 % aparținând constructorului centralei,

⁽¹³²⁾ A magyar villamosenergia-rendszer közép- és hosszú távú forrásoldali kapacitásfejlesztése (dezvoltarea pe termen mediu și pe termen lung în active de producție ale sistemului maghiar de energie electrică): https://www.mavir.hu/documents/10258/15461/Forr%C3%A1selemz%C3%A9s_2016.pdf/462e9f51-cd6b-45be-b673-6f6afea6f84a (Mavir, 2016).

⁽¹³³⁾ Mankala este un model de afaceri utilizat pe scară largă în sectorul energiei electrice din Finlanda, prin care o societate cu răspundere limitată este condusă ca o cooperativă care realizează profit zero, în beneficiul acționarilor săi. Disponibilă la: <http://www.ben.ee/public/Tuumakonverentsi%20ettekanded%202009/Peter%20S.%20Treialt%20-%20Mankala%20principles.pdf>, accesat ultima dată la 26 octombrie 2015.

Rosatom. Comisia nu este în măsură să compare cele două proiecte care par a avea un profil de risc diferit, cel puțin în ceea ce privește participația. Ungaria, în calitate de investitor, ar suporta singură riscul proiectului Paks II, în timp ce investitorii din cadrul modelului de afaceri Mankala ar împărți povara. În plus, constructorul centralei, în calitate de acționar direct în proiectul Hanhikivi-1, poate avea un comportament diferit în proiectul Paks II, în care acesta este tras la răspundere exclusiv în temeiul contractului IAPC, nu în calitate de investitor sau de acționar.

- (310) Prin urmare, se pare că proiectele din sectorul nuclear care sunt deja în curs de a fi construite nu reprezintă bune valori de referință pentru a evalua dacă există disfuncționalități ale pieței în noile investiții din sectorul nuclear.
- (311) În plus, Ungaria a prezentat informații cu privire la planurile de dezvoltare a unor noi centrale nucleare din alte state membre: Lituania, România, Bulgaria și Republica Cehă. Cu toate acestea, planurile respective par să fie însoțite de incertitudine, fiind încă în curs de negociere în ceea ce privește măsurile de sprijin necesare și structura de finanțare⁽¹³⁴⁾, sau au în vedere acoperirea riscului de preț prin contracte pe diferență⁽¹³⁵⁾. Având în vedere că planurile respective nu par să se fi materializat încă, acestea nu par să constituie un indicator valabil pentru a evalua existența unei disfuncționalități a pieței.
- (312) Un studiu efectuat de ICF Consulting Services pentru Direcția Afaceri Economice și Financiare a Comisiei cu privire la evaluarea impactului mecanismului de împrumut Euratom⁽¹³⁶⁾ („studiul ICF”) constată că proiectele nucleare au anumite caracteristici unice, care pot face ca finanțarea acestora să fie deosebit de dificilă. Aceste caracteristici includ: costurile ridicate de capital și complexitatea tehnică a reactoarelor nucleare, care prezintă riscuri relativ ridicate pe durata proceselor de acordare a licențelor, de construcție și de funcționare, perioadă lungă de amortizare; natura deseori controversată a proiectelor din domeniul nuclear care conduce la riscuri politice, publice și de reglementare suplimentare; și necesitatea unor abordări și programe de finanțare clare pentru gestionarea deșeurilor radioactive și dezafectare. Pe lângă provocările tradiționale asociate finanțării, studiul ICF constată că dezvoltatorii de centrale nucleare sunt expuși unui control sporit și conservatorismului din partea posibilor investitori, din cauza condițiilor de piață actuale, și anume efectele persistente ale crizei financiare mondiale din 2008, accidentul de la Fukushima, problemele din zona euro și Basel III. Provocările legate de finanțare au plasat un accent reînnoit pe riscul aferent proiectului⁽¹³⁷⁾. Studiul ICF constată, pe baza opiniilor exprimate de părțile interesate consultate în cursul acestuia, că provocările legate de finanțare derivă mai puțin din lipsa de disponibilitate a finanțării din sectorul privat și mai mult din faptul că riscurile asociate acestor investiții sunt prea ridicate în raport cu oportunitățile de investiții alternative (și anume, în infrastructura pentru energia din surse regenerabile și din surse convenționale). Studiul ICF concluzionează că finanțarea tehnologiei nucleare nu este, prin urmare, atractivă, având ca rezultat la o discrepanță între nivelul de investiții necesar și ceea ce piața este dispusă să ofere.
- (313) Riscurile financiare legate de noile evoluții în sectorul nuclear includ: riscul de dezvoltare și de pregătire a proiectului, riscul de construcție, riscul de piață și riscul privind veniturile, riscurile politice și riscurile de reglementare. Studiul ICF constată că riscurile specifice energiei nucleare, prin comparație cu alte tipuri de producere a energiei electrice, se referă la standardele de siguranță necesare pentru energia nucleară, care înseamnă costuri de construcție mai ridicate și costuri de funcționare mai ridicate în comparație cu alte tehnologii energetice și ciclul mediu de viață al unei centrale nucleare, care este mult mai mare decât investițiile în infrastructura comparabilă, dând astfel naștere unor riscuri financiare asociate. Această constatare este în concordanță cu constatările Comisiei în evaluarea ajutorului de stat acordat centralei Hinkley Point C⁽¹³⁸⁾.
- (314) În opinia părților interesate consultate pentru studiu, riscurile de piață reprezintă principalul obstacol în calea investițiilor în energia nucleară. În ceea ce privește riscurile de piață, studiul ICF constată că, în comparație cu sursele convenționale de energie care pot fi operaționale și pot genera venituri în termen de trei ani, centralele nucleare au nevoie de mai mult timp pentru a fi construite și pentru a deveni operaționale în scopul de a genera venituri.

⁽¹³⁴⁾ În ceea ce privește Republica Cehă, a se vedea: <http://www.world-nuclear.org/info/country-profiles/countries-a-f/czech-republic/>, accesat ultima dată la 26 octombrie 2015; în ceea ce privește Lituania, a se vedea: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-G-N/Lithuania/>, accesat ultima dată la 26 octombrie 2015; în ceea ce privește Bulgaria, a se vedea: <http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Bulgaria/>, accesat ultima dată la 21 iunie 2016.

⁽¹³⁵⁾ În ceea ce privește România, a se vedea: <http://economie.hotnews.ro/stiri-companii-20436128-nuclearelectrica-solicita-actionarilor-aprobarea-memorandumului-intelegere-care-semna-companie-chineza-pentru-construirea-unitatilor-3-4-cernavoda.htm>, accesat ultima dată la 21 iunie 2016.

⁽¹³⁶⁾ Studiu din 2 noiembrie 2015, nepublicat încă, p. 35.

⁽¹³⁷⁾ Studiu din 2 noiembrie 2015, nepublicat încă, p. 35.

⁽¹³⁸⁾ SA.34947 (2013/C) (ex 2013/N) – Regatul Unit – Sprijin acordat centralei nucleare Hinkley Point C.

O durată de viață mai mare a centralelor înseamnă, de asemenea, că rentabilitatea este realizată pe termen lung, spre deosebire de cea pe termen scurt și mediu a investițiilor în surse convenționale de energie. Întrucât este dificil să se preconizeze cu precizie prețurile energiei pe o perioadă lungă de timp, investitorii se bazează pe previziunile referitoare la viitoarele prețuri ale combustibililor fosili, pătrunderea surselor regenerabile de energie în sectorul energiei și accesul surselor regenerabile de energie la rețea și viitorul preț al carbonului⁽¹³⁹⁾. În timp ce prețurile combustibililor fosili sunt stabilite de piață și, prin esența lor, sunt incerte, prețul carbonului este, într-o anumită măsură, determinat de politică. Studiul ICF constată că există incertitudini referitoare la măsura în care prețul carbonului va fi suficient de ridicat în viitor pentru a asigura competitivitatea tehnologiei care nu se bazează pe combustibili fosili, inclusiv energia nucleară.

- (315) În plus, Comisia ia act de faptul că, în general, există o mare incertitudine cu privire la prețurile energiei electrice pe termen lung, având în vedere că prețurile viitoare de pe piețele din amonte pentru gaz, cărbune și petrol, precum și politicile viitoare în materie de surse regenerabile de energie, de energie nucleară și de comercializare a certificatelor de emisii vor influența prețurile viitoare ale energiei electrice și sunt foarte dificil de prevăzut. Această concluzie este susținută, de asemenea, de statutul proiectelor similare din Uniune, în care certitudinea fluxului de venituri și asigurarea unei producții de energie electrică au fost esențiale în luarea deciziilor de investiții. În plus, tendința actuală a prețurilor energiei electrice în Europa și nevoia sporită de pe piețele energiei electrice pentru producerea flexibilă a energiei amplifică incertitudinea cu privire la fluxurile de venituri viitoare ale unei centrale nucleare care produce o sarcină de bază inflexibilă.
- (316) Studiul ICF identifică, de asemenea, un element suplimentar al riscului de piață care acoperă bonitatea dezvoltatorului/unității responsabil(e) de proiect și a statului membru care susține financiar proiectul. Bonitatea afectează costurile de finanțare și ar putea să conducă la o creștere prea mare a acestora pentru investițiile private.
- (317) De asemenea, studiul ICF constată că durata lungă de viață utilă inițială și financiară a centralelor nucleare ar putea să le expună riscurilor care rezultă din reorientarea sprijinului public și politic, ceea ce ar afecta viabilitatea financiară și comercială a proiectelor din domeniul nuclear. Prin urmare, investitorii urmăresc un climat bazat pe reasigurare și certitudine, care, odată creat, va asigura îndeplinirea contractului de energie sau a duratei de exploatare estimate a centralei. De asemenea, preocupările investitorilor sunt legate de standardele de reglementare care se pot modifica pe durata ciclului de viață al unei centrale nucleare și ar putea necesita investiții suplimentare de capital sau o creștere a costurilor operaționale. Investitorii sunt precauți în ceea ce privește finanțarea unor astfel de proiecte, cu excepția cazului în care este realizat un plan cuprinzător pentru situații neprevăzute în vederea asigurării îmbunătățirilor în materie de siguranță. Acest lucru este deosebit de important atunci când o centrală nucleară ajunge la sfârșitul duratei sale de viață normală și trece printr-un proces de prelungire a duratei sale de viață, care necesită o nouă licență pentru care trebuie îndeplinite condiții suplimentare⁽¹⁴⁰⁾. Părțile interesate consultate au arătat că riscul politic și de reglementare a fost al treilea cel mai important obstacol în calea investițiilor în centralele nucleare.
- (318) Studiul constată că liberalizarea pieței poate avea, de asemenea, un impact negativ asupra nivelului de investiții în energia nucleară în comparație cu alte tehnologii energetice din cauza investițiilor mai mari necesare. Cadrul de reglementare din fiecare stat membru joacă un rol important, întrucât acesta afectează capacitatea furnizorilor de utilități de a genera profituri și, prin urmare, afectează valoarea întreprinderii și capacitatea sa de a finanța dezvoltarea nucleară din bilanțul său sau prin împrumuturi pe termen lung de la instituții financiare. Un alt obstacol în calea finanțării pentru noile investiții în sectorul nuclear are legătură cu cele mai recente norme ale comitetului Basel III privind piețele de capital, prin care se majorează capitalul care trebuie să fie deținut de bănci pentru a susține împrumuturile pe termen lung, cum ar fi împrumuturile pentru dezvoltarea de noi centrale nucleare⁽¹⁴¹⁾.
- (319) Aceste constatări ar fi în conformitate cu observațiile formulate de autoritățile maghiare, care susțin că întreprinderile din sectorul privat, precum și bugetele de stat au o limită în ceea ce privește expunerea financiară pe care și-o pot asuma în proiectele individuale cu cerințe de finanțare ridicate, perioade lungi de construcție și riscuri în ceea ce privește furnizarea și executarea, în absența protecției împotriva activităților de construcție care depășesc timpul sau bugetul. Istoricul investițiilor este mai amplu în sectorul petrolului și al gazelor naturale decât în rândul serviciilor de utilități publice, în special în urma recente deteriorări în ceea ce privește evaluările întreprinderilor. În cazul în care acestea realizează investiții, este, de asemenea, normal ca serviciile de utilități publice să investească alături de omologii lor pentru a partaja riscurile.

⁽¹³⁹⁾ Studiul din 2 noiembrie 2015, nepublicat încă, p. 37.

⁽¹⁴⁰⁾ Studiul din 2 noiembrie 2015, nepublicat încă, p. 38.

⁽¹⁴¹⁾ Studiul din 2 noiembrie 2015, nepublicat încă, p. 39.

- (320) Modelarea efectuată în scopul studiului ICF arată că, în general, nu va exista competitivitate în investițiile în centrale nucleare până în 2030, însă această lipsă de competitivitate scade în mod decisiv începând din 2040. Cu toate acestea, în scenariul cel mai pesimist al unui climat economic defavorabil, noile investiții vor fi aproape absente pe parcursul întregii perioade⁽¹⁴²⁾. De asemenea, studiul ICF constată că piața oferă o competitivitate mai mare după 2030, întrucât prețurile carbonului și ale energiei continuă să crească după 2030. Studiul ICF utilizează modelarea sensibilității pentru a examina evoluția prețului carbonului și influența investițiilor în centralele nucleare. Studiul constată că niciunul dintre scenariile privind prețul carbonului nu ar reuși, în mod ipotetic, să genereze profituri în sectorul nuclear în perioada 2020-2025.
- (321) În plus, informațiile din partea serviciilor de rating de credit⁽¹⁴³⁾ puse la dispoziția publicului arată că, în general, construcția de noi centrale nucleare are un scor de creditare negativ, iar ieșirea din sectorul nuclear s-a dovedit a avea un scor de creditare pozitiv pentru serviciile de utilități publice.
- (322) De asemenea, modelarea și constatările studiului ICF se aplică pe deplin situației pieței din Ungaria, care, astfel cum s-a explicat mai sus în considerentele 305 și 306, este de așteptat să se confrunte cu o deficiență semnificativă în viitoarea capacitate totală instalată a Ungariei. Prin urmare, având în vedere elementele expuse în prezenta secțiune 5.3.4, Comisia consideră că există o disfuncționalitate a pieței de finanțare care afectează noile investiții în sectorul nuclear și care se aplică, de asemenea, noilor investiții în sectorul nuclear din Ungaria.
- (323) S-ar putea susține, desigur, că, în ceea ce privește prezenta decizie, principalele riscuri legate de dezvoltare, pregătirea proiectului și construcție sunt atenuate, cel puțin într-o anumită măsură, prin contractul IAPC de antrepriză. Acesta nu reușește însă să atenueze riscurile de piață și cele legate de venituri, precum și riscurile politice și de reglementare în ceea ce privește proiectul Paks II. Prin urmare, măsura pare să fie necesară pentru atingerea obiectivului de promovare a noilor investiții în sectorul nuclear în Ungaria.

5.3.5. INSTRUMENTUL ADECVAT

- (324) Comisia trebuie să stabilească în evaluarea sa dacă măsura propusă este un instrument de politică adecvat pentru atingerea obiectivului de interes comun de promovare a energiei nucleare.
- (325) Măsura ia forma unei măsuri de investiții acordate societății Paks II de către statul maghiar pentru dezvoltarea proiectului. Ungaria a confirmat că aceasta nu urmărește să acorde societății Paks II sprijin de funcționare pe parcursul funcționării sale și că ajutorul de stat ar acoperi numai costurile de investiții pentru finalizarea proiectului.
- (326) În urma deciziei de inițiere a procedurii, Ungaria nu a furnizat informații privind eventualele instrumente alternative care ar putea stimula noi investiții în energia nucleară.
- (327) Alte instrumente și mecanisme de politică, cum ar fi împrumuturile preferențiale sau reducerile fiscale, ar putea, în opinia Comisiei, să nu fie suficiente pentru a obținerea aceluiași rezultat, având în vedere caracteristicile specifice ale proiectului și amploarea resurselor financiare și de altă natură necesare, precum și posibila disfuncționalitate identificată a pieței.
- (328) În consecință, Comisia consideră că măsura ar constitui un instrument adecvat pentru construirea celor două noi reactoare ale centralei Paks II.

5.3.6. EFECTUL STIMULATIV

- (329) Pentru ca măsura să aibă un efect stimulat, aceasta trebuie să modifice comportamentul întreprinderii în cauză astfel încât aceasta să desfășoare activități suplimentare pe care nu le-ar desfășura în absența măsurii sau pe care le-ar desfășura într-un mod limitat sau diferit.
- (330) Comisia observă că Paks II este o societate care a fost înființată de către stat cu unicul obiectiv de a dezvolta și a exploata unitățile 5 și 6 ale centralei nucleare. Astfel cum s-a descris în considerentele 12, 26 și 27 de mai sus, statul maghiar a decis să furnizeze contribuția financiară către Paks II pentru a putea atinge acest obiectiv.

⁽¹⁴²⁾ Studiu din 2 noiembrie 2015, nepublicat încă, p. 60.

⁽¹⁴³⁾ Moody's Investor Service, Efectele producerii de energie nucleară asupra calității creditului, disponibil la adresa: https://www.oecdnea.org/ndd/workshops/wpne/presentations/docs/2_2_LUND_OECD_Sept%2019_Lund_Moodys_Nuclear_Generations_effect_on_Credit_Quality.pdf și https://www.oecdnea.org/ndd/workshops/wpne/presentations/docs/2_2_LUND_OECD_Sept%2019_Lund_Moodys_Nuclear_Generations_effect_on_Credit_Quality.pdf, accesat ultima oară la 13 iulie 2016.

- (331) În acest sens, Comisia constată că proiectul nu ar continua deoarece resursele financiare și celelalte resurse necesare nu ar fi disponibile și nu ar fi accesibile beneficiarului, care nu desfășoară alte activități generatoare de venituri și a cărui structură de capital este furnizată și concepută în întregime de către stat. Acest fapt a fost confirmat în cadrul procedurii oficiale de investigare, în care Comisia a constatat că proiectul nu ar genera o rentabilitate suficientă fără sprijinul statului maghiar (a se vedea analiza de la secțiunea 5.1.1 din prezenta decizie).
- (332) Prin urmare, ajutorul de stat oferă stimulente pentru realizarea obiectivului de interes comun prin dezvoltarea centralei nucleare.

5.3.7. PROPORȚIONALITATE

- (333) Pentru a evalua proporționalitatea măsurii, Comisia trebuie să se asigure că o măsură este limitată la minimul necesar care permite finalizarea cu succes a proiectului pentru realizarea obiectivului comun urmărit.
- (334) În cazul de față, beneficiarul ar urma să primească o contribuție financiară pentru construirea activelor de producție, fără a se confrunța cu niciun risc legat de costurile de refinanțare cu care s-ar confrunța alți operatori de pe piață.
- (335) Diversele observații primite de Comisie arată că, întrucât proiectul se va desfășura fără a avea loc o procedură de ofertare, nu se poate stabili dacă măsura de a acoperi costurile totale ar fi limitată la minimul necesar pentru realizarea proiectului.
- (336) Comisia ia act de faptul că normele privind ajutorul de stat nu impun o procedură de ofertare pentru a estima costurile și veniturile. O procedură de ofertare este numai unul dintre mijloacele prin care poate fi realizată o estimare. Prin urmare, faptul că Ungaria nu a ales Paks II ca beneficiar al măsurii în urma unei proceduri de ofertare nu constituie, în sine, o supracompensare.
- (337) În ceea ce privește afirmațiile potrivit cărora autoritățile maghiare nu au analizat sprijinul minim pentru asigurarea realizării proiectului și au decis să finanțeze proiectul în ansamblul său, Comisia consideră că, într-adevăr, din cauza disfuncționalității prezente a pieței, întreaga finanțare pentru construirea celor două noi reactoare ale centralei Paks II trebuie să fie considerată ca ajutor de stat, astfel cum a fost confirmat în secțiunea 5.1 din prezenta decizie.
- (338) În ceea ce privește posibila supracompensare a beneficiarului ca urmare a măsurii, Comisia reamintește analiza sa economică din secțiunea 5.1, care concluzionează că proiectul nu ar fi rentabil în sine, întrucât RIRE preconizată nu ar depăși WACC bazat de piață deoarece se preconizează că veniturile generate nu vor reuși să acopere costurile inițiale și ulterioare ale proiectului, inclusiv în scenarii destul de optimiste. În evaluarea sa, Comisia a estimat nivelul RIRE în funcție de previziunile privind prețul pieței și de alți parametri considerați a fi conformi cu piața. În determinarea acestui decalaj între costul de capital și rentabilitate, Comisia a luat pe deplin în considerare contribuția pe care veniturile comerciale (vânzarea de energie electrică) ar putea să o realizeze în ceea ce privește viabilitatea proiectului. De fapt, costurile preconizate ale proiectului au fost comparate cu rentabilitatea estimată, în cazul în care nu sunt avute în vedere resurse de stat suplimentare de către Ungaria.
- (339) Având în vedere faptul că, pentru proiect, costul capitalului este mai mare decât rentabilitatea estimată, Comisia este de opinie că ajutorul de stat acordat de Ungaria este, în ansamblul său, necesar și proporțional pentru construcția proiectului și că supracompensarea este exclusă în acest sens. Astfel cum a fost confirmat de către Ungaria, nu se acordă un ajutor suplimentar pentru etapa de exploatare.
- (340) În această privință, astfel cum s-a explicat în considerentele 96 și 97, Ungaria s-a angajat ca Paks II să utilizeze resursele de stat numai pentru proiect și ca orice excedent generat să fie redirecționat către bugetul de stat. Din punctul de vedere al Comisiei, respectivul angajament exclude orice utilizare de resurse de stat generatoare de profituri suplimentare pentru Paks II care ar depăși ceea ce este necesar pentru asigurarea viabilității economice a beneficiarului și garantează faptul că ajutorul este limitat la minimum.
- (341) Alte observații subliniază că ajutorul de stat nu ar fi limitat numai la punerea în aplicare a investiției, ci ar fi acordat, de asemenea, în etapa de exploatare, care ar putea conduce la o supracompensare a Paks II. În această privință, Comisia reamintește că Ungaria a indicat că nu va oferi niciun ajutor de stat suplimentar pentru măsura notificată în cauză. În plus, Comisia reamintește că, în conformitate cu informațiile suplimentare prezentate de Ungaria la 28 iulie 2016, orice ajutor nou acordat în favoarea Paks II ar face, în orice caz, obiectul aprobării ajutorului de stat de către Comisie.

- (342) Comisia a analizat dacă ar putea apărea o supracompensare în cazul în care beneficiarul măsurii ar realiza, pe perioada funcționării reactoarelor, o rentabilitate care se dovedește a fi mai ridicată decât cea estimată de Comisie în calculele sale privind RIRE (a se vedea secțiunea 5.1). În special, Comisia a examinat ceea ce s-ar întâmpla dacă Paks II ar putea să reinvestească toate profiturile care nu sunt plătite statului sub formă de dividende pentru dezvoltarea sau cumpărarea de active de producție suplimentare și, prin urmare, să își consolideze poziția pe piață. În acest sens, Comisia observă că, în conformitate cu informațiile suplimentare prezentate de Ungaria la 28 iulie 2016 (a se vedea considerentul 96), beneficiarul nu poate să reinvestească în extinderea capacității proprii sau a duratei de viață a Paks II sau în instalarea de capacități de producție suplimentare, altele decât cele ale reactoarelor 5 și 6 care fac obiectul prezentei decizii.
- (343) Având în vedere elementele expuse în prezenta secțiune 5.3.7, Comisia este de opinie, în special având în vedere informațiile suplimentare din notificarea menționată în considerentele 96 și 97, că beneficiarul ar trebui să recompenseze statul pentru punerea la dispoziție a centralei și că acesta nu ar trebui să păstreze profiturile suplimentare peste nivelul strict necesar pentru a garanta funcționarea și viabilitatea sa economică. În consecință, măsura este proporțională.

5.3.8. POSIBILA DENATURARE A CONCURENȚEI ȘI EFECTUL ASUPRA SCHIMBURILOR COMERCIALE ȘI ASUPRA ECHILIBRĂRII GENERALE

- (344) Pentru ca măsura să fie compatibilă cu piața internă, efectele negative ale măsurii în ceea ce privește denaturarea concurenței și impactul asupra schimburilor comerciale dintre statele membre trebuie să fie limitate și compensate de efectele pozitive în ceea ce privește contribuția la obiectivul de interes comun. În special, de îndată ce a fost stabilit obiectivul măsurii, este obligatoriu să se reducă la minimum posibilul efect negativ ale măsurii asupra concurenței și schimburilor comerciale.
- (345) În decizia de inițiere a procedurii, Comisia a identificat trei posibile modalități de denaturare a concurenței. În primul rând, o modalitate ar fi creșterea unei posibile concentrări a pieței ca urmare a viitoarei regrupări a drepturilor de deținere și exploatare a CN Paks aflată în funcțiune și a centralei Paks II. În al doilea rând, Comisia și-a exprimat îndoiala cu privire la măsura în care noile capacități destinate sarcinii de bază caracterizate de un factor de încărcare ridicat pot reprezenta o barieră în calea intrării pe piață a noilor actori de pe piață și pot deplasa pe o poziție inferioară pe curba de merit un anumit volum din capacitatea existentă de producere a energiei la costuri mai mari. În acest sens, Comisia a examinat următorii parametri: (i) posibilele efecte ale măsurii pe piața Ungariei; (ii) posibilele efecte ale măsurii la nivel transfrontalier; (iii) posibilele efecte ale funcționării în paralel a CN Paks și Paks II. În cele din urmă, o eventuală denaturare a fost detectată în măsura în care Comisia a avut suspiciuni legate de faptul că Paks II ar putea cauza un anumit risc de lichiditate a pieței de comercializare cu ridicata, prin limitarea numărului de oferte de aprovizionare disponibile pe piață.

5.3.8.1. *Creșterea posibilei concentrări a pieței*

- (346) În urma îndoielilor cu privire la posibila concentrare a pieței exprimate de Comisie în decizia de inițiere a procedurii, anumite afirmații ale părților interesate fac referire, de asemenea, la o posibilă fuziune între Paks II și operatorul celor patru unități ale CN Paks aflate în prezent în funcțiune. Aceste afirmații au fost negate de MVM Group și Paks II, precum și de statul maghiar.
- (347) Comisia observă că piața maghiară a producerii de energie electrică este caracterizată de un nivel relativ ridicat de concentrare a pieței, actuala centrală nucleară a CN Paks (MVM Group) asigurând aproximativ 50 % din producția internă. Astfel de concentrări ale pieței ar putea împiedica concurența eficientă pe piață, întrucât acestea pot constitui o barieră pentru noii actori de pe piață și pot prezenta un risc de lichiditate prin limitarea numărului de oferte de aprovizionare disponibile.
- (348) Cele două noi reactoare nucleare ale Paks II sunt prevăzute să devină operaționale într-un moment în care cele patru reactoare nucleare existente nu vor fi fost încă eliminate treptat. Comisia a subliniat în decizia de inițiere a procedurii faptul că, cu excepția cazului în care CN Paks și Paks II sunt deținute complet separat și pot fi considerate independente și fără legătură, acest lucru ar putea avea un efect de denaturare pe piața maghiară.
- (349) Comisia acceptă că Paks II este în prezent independentă din punct de vedere juridic față de MVM Group. Cu toate acestea, Comisia a fost preocupată de faptul că această separare juridică este insuficientă sau că aceasta ar putea să nu fie menținută fără garanții suplimentare în acest sens. De asemenea, Comisia a fost preocupată de posibilele legături viitoare ale Paks II cu societățile controlate de stat care își desfășoară activitatea în domeniul energiei care și-ar fi putut consolida influența pe piața energiei electrice a Ungariei.

- (350) În primul rând, Comisia constată că obiectivul măsurii Ungariei este înlocuirea treptată a capacităților nucleare existente ale Paks NPP între 2025 și 2037. Într-adevăr, se preconizează că ar exista o perioadă de timp când toate cele patru reactoare utilizate în prezent ar funcționa în paralel cu cele ale Paks II; aceasta se limitează însă la o perioadă cuprinsă între 2026 și 2032, iar, odată cu retragerea tuturor capacităților sale nucleare până în 2037, cota de piață a MVM Group ar scădea în mod semnificativ.
- (351) În al doilea rând, Comisia reamintește (a se vedea considerentul 102) că Ungaria a susținut că MVM Group și Paks II sunt independente și sunt lipsite de legătură, din următoarele motive:
- (a) Acestea sunt gestionate de departamente guvernamentale diferite (MVM Group este gestionată de Ministerul Dezvoltării Naționale prin intermediul Hungarian National Asset Management Inc., iar Paks II este gestionată de Biroul Prim-Ministrului);
 - (b) nu există funcții de conducere partajate sau comune în cadrul consiliului de administrație al fiecărei societăți;
 - (c) există măsuri de protecție pentru a se asigura că informațiile confidențiale și sensibile din punct de vedere comercial nu sunt schimbate între întreprinderi;
 - (d) competențele decizionale ale fiecărei societăți sunt separate și distincte unele față de celelalte.
- (352) De asemenea, acest lucru a fost reiterat de MVM Group, care a subliniat faptul că MVM Group și Paks II sunt două societăți separate de producere a energiei electrice, la fel ca oricare alt concurent, și nu există niciun motiv să se presupună vreo coordonare sau activități desfășurate în comun sau că cele două societăți vor fuziona. De asemenea, MVM Group susține că propria strategie include posibile investiții care pot concura cu Paks II în viitor.
- (353) În al treilea rând, Comisia reamintește informațiile suplimentare prezentate de Ungaria și menționate în considerentul 117, conform cărora Paks II, succesoarele acesteia și entitățile afiliate vor fi pe deplin separate din punct de vedere juridic și structural în sensul punctelor 52 și 53 din Comunicarea jurisdicțională privind concentrările economice și vor fi menținute, gestionate și operate independent de MVM Group și fără legătură cu acesta și toate întreprinderile sale, succesoarele și entitățile afiliate ale sale și alte întreprinderi controlate de stat care își desfășoară activitatea în producția, vânzarea cu ridicata sau cu amănuntul de energie.
- (354) Comisia este mulțumită de faptul că aceste informații suplimentare abordează toate preocupările sale în ceea ce privește posibilele concentrări și legături viitoare între entitățile emergente din sectorul energiei pe piața maghiară de energie electrică. Nu există nicio posibilitate ca Paks II să fie legată de MVM Group sau de alte societăți din sectorul energiei controlate de stat, prin urmare, nu există nicio posibilitate ca acesta să își sporească influența pe piață pe durata exploatării celor patru unități ale CN Paks aflate în prezent în funcțiune și după această perioadă.

5.3.8.2. *Bariere în calea intrării pe piață a noilor actori*

- (355) În ceea ce privește îndoilele Comisiei cu privire la măsura în care noile capacități pot reprezenta o barieră în calea intrării pe piață a noilor actori, anumite observații au subliniat faptul că centralele nucleare sunt utilizate pentru a acoperi capacitatea ridicată destinată acoperirii sarcinii de bază, care are prioritate atunci când este exportată în rețea și, datorită costurilor scăzute de exploatare, acestea sunt, de asemenea, mai bine poziționate pe segmentul de aprovizionare al pieței.
- (356) Comisia a analizat impactul concurenței cauzate de măsură asupra altor actori de pe piața maghiară, precum și de pe piețele învecinate. De asemenea, aceasta a analizat în mod special termenul de funcționare în paralel a patru unități aflate în prezent în funcțiune ale Paks NPP și a unităților Paks II, și anume perioada avută în vedere, cuprinsă între 2026 și 2032.
- (a) *Posibilele efecte ale măsurii pe piața Ungariei*
- (357) Comisia reamintește faptul că exploatarea unităților 5 și 6 ale Paks II este destinată să compenseze pierderea de capacitate atunci când unitățile 1-4 ale CN Paks NPP vor fi scoase din uz în mod treptat până la sfârșitul anului 2032, 2034, 2036 și, respectiv, 2037, fără perspectiva unei extinderi a duratei de viață (a se vedea considerentul 10). Celor două noi unități 5 și 6 ale Paks II sunt menite să devină funcționale în 2025 și, respectiv, 2026. Această evoluție a capacităților nucleare este presupusă, de asemenea, în studiul elaborat de MAVIR în 2016 (a se vedea considerentul 20).

- (358) Comisia reamintește că energia electrică produsă în prezent de CN Paks reprezintă 36 % din consumul total de energie electrică al Ungariei, procent care se va reduce având în vedere creșterea preconizată a cererii menționată în considerentul 50, și se preconizează că producția Paks II va ajunge la o producție similară de îndată ce CN Paks va fi fost eliminată treptat.
- (359) Luând în considerare natura de înlocuire a capacității a proiectului Paks II, Comisia remarcă faptul că, de îndată ce toate cele patru unități ale CN Paks vor fi eliminate treptat până 2037, viitorul deficit preconizat al capacității naționale instalate avut în vedere de către OTS, astfel cum se explică în considerentul 50, ar reveni la nivelurile anterioare (a se vedea, de asemenea, figura 7 de la considerentul 108), și anume capacitatea de 2,4 GW a Paks II nu va conduce la creșterea pe termen lung a nivelului total al capacității nucleare instalate din Ungaria.
- (360) De asemenea, Comisia ia act de faptul că lista de investiții în curs sau investiții noi aprobate în instalații de producere a energiei electrice este relativ scurtă (a se vedea tabelul 2 de la considerentul 51). Având în vedere aceste informații, Comisia consideră că Ungaria va rămâne un importator net semnificativ după eliminarea treptată a celor patru unități ale centralei Paks aflate în prezent în funcțiune.
- (361) Astfel cum s-a explicat mai sus în considerentul 93, Ungaria a susținut că, în conformitate cu analiza NERA, în absența măsurii notificate, capacitatea de 2,4 GW furnizată de Paks II ar fi furnizată în schimb de OCGT-uri CCGT-uri comerciale. Chiar și în prezența Paks II, va exista loc pe piață pentru noi capacități de gaze naturale sau alt tip de combustibil. Studiul NERA sugerează că, în pofida înlocuirii unei mari părți a capacității centralei Paks II cu noua capacitate de gaze naturale în Ungaria, Ungaria ar rămâne extrem de dependentă de importurile de energie electrică
- (362) În ceea ce privește utilizarea unor posibile tehnologii pe lângă Paks II, Comisia reamintește afirmația Ungariei potrivit căreia deciziile actuale și istorice de intrare pe piață a centralelor de producere de energie electrică din surse de energie regenerabile depind în mod esențial de programele de guvernare privind subvențiile și nu de prețurile de piață [a se vedea considerentul 107 litera (a)]. Comisia recunoaște că strategia energetică națională a Ungariei ⁽¹⁴⁴⁾ prevede energia din surse regenerabile în mixul său energetic în conformitate cu pachetul Uniunii în materie de climă și energie pentru 2020 ⁽¹⁴⁵⁾, cu obiectivele naționale privind energia din surse regenerabile stabilite în Directiva privind sursele regenerabile de energie ⁽¹⁴⁶⁾ și cu principalele obiective ale cadrului privind clima și energia pentru 2030 ⁽¹⁴⁷⁾. Comisia ia act de faptul că respectivele costuri variabile ⁽¹⁴⁸⁾ ale tehnologiilor în domeniul surselor regenerabile de energie sunt în mod tradițional mai mici datorită naturii lor independente de combustibil față de cele ale tehnologiei nucleare. În plus, având în vedere obiectivele și obligațiile naționale privind sursele de energie regenerabile, Ungaria nu face excepție de la utilizarea mecanismelor de sprijin în scopul de a pune în funcțiune noi centrale electrice care produc energie electrică din surse regenerabile. Comisia remarcă faptul că o parte a sistemului de energie din surse regenerabile al Ungariei, denumit METÁR, a devenit operațional în luna ianuarie 2017 ⁽¹⁴⁹⁾, în timp ce alte părți ale sistemului legate de producătorii mai mari de energie din surse regenerabile se află, în prezent, în așteptarea aprobării unui ajutor de stat de către Comisie.
- (363) Comisia reamintește că, în conformitate cu studiul elaborat de MAVIR în 2016 (a se vedea considerentul 20), actualul parc de producție de cărbune (lignit) (a se vedea figurile 1 și 2 de la considerentul 43) va fi scos din uz treptat între 2025 și 2030, ceea ce ar permite instalațiilor suplimentare să intre în funcțiune, în special deoarece tehnologiile intermitente menționate în considerentul 362 ar necesita, de asemenea, coexistența unor capacități complementare și flexibile.
- (364) Măsura Ungariei este concepută ca un sprijin pentru investiții și, de îndată ce unitățile de producere a energiei au început să funcționeze, Paks II nu va mai beneficia de sprijin operațional și, prin urmare, va fi expusă riscului de piață.

⁽¹⁴⁴⁾ A se vedea considerentul 20.

⁽¹⁴⁵⁾ http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2020/index_en.htm

⁽¹⁴⁶⁾ Directiva 2009/28/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 23 aprilie 2009 privind promovarea utilizării energiei din surse regenerabile, de modificare și ulterior de abrogare a Directivelor 2001/77/CE și 2003/30/CE (JO L 140, 5.6.2009, p. 16).

⁽¹⁴⁷⁾ http://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2030/index_en.htm

⁽¹⁴⁸⁾ Costurile variabile ale unei unități de producere a energiei electrice sunt cele care stabilesc, în mod normal, prețul final al unei unități de energie electrică generată.

⁽¹⁴⁹⁾ Raportat Comisiei în cazul ajutorului de stat SA.47331 (2017/X) în temeiul Regulamentului general de exceptare pe categorii [Regulamentul (UE) nr. 651/2014 al Comisiei din 17 iunie 2014 de declarare a anumitor categorii de ajutoare compatibile cu piața internă în aplicarea articolelor 107 și 108 din tratat (JO L 187, 26.6.2014, p. 1)].

- (365) Prețurile energiei electrice sunt stabilite, în principal, de costurile marginale ale producătorilor care participă pe o anumită piață. Tehnologiile în domeniul surselor regenerabile de energie au costuri marginale reduse deoarece majoritatea acestora pot funcționa fără costuri pentru combustibil. De asemenea, tehnologia nucleară are costuri reduse de funcționare și se află pe o poziție apropiată de cea a surselor de energie regenerabile în așa-numita ordine de merit. Deși, din cauza costurilor combustibilului, centralele pe bază de cărbune funcționează la un cost marginal mai ridicat decât centralele nucleare, pentru prețurile certificatelor de emisii scăzute de carbon, costurile de funcționare ale unei centrale pe bază de cărbune sunt, în general, mai scăzute decât cele ale centralelor pe bază de CCGT. Aceasta înseamnă că tehnologiile care prevăd costuri de funcționare mai ridicate pot majora prețurile, prin urmare, prezența, în sine, a energiei nucleare în mixul energetic nu se preconizează că va conduce la creșterea prețului energiei electrice în Ungaria, iar energia nucleară va prelua prețurile și nu va stabili prețurile.

(b) Posibilele efecte ale măsurii la nivel transfrontalier

- (366) Atât Ungaria, cât și mai multe părți interesate au arătat că piața energiei care urmează să fie evaluată este mai mare decât teritoriul statului individual, având în vedere, în special, nivelul foarte bun de interconexiune, precum și că măsura implică denaturarea concurenței care afectează cel puțin statele membre din apropierea Ungariei.
- (367) Comisia observă că, astfel cum se arată în figura 5 de la considerentul 49 din prezenta decizie, soldul import-export al comerțului cu energie electrică al Ungariei este negativ față de aproape toate statele membre învecinate. De asemenea, Comisia ia act de faptul că Ungaria este un importator net global, figura 1 de la considerentul 43 arătând că aproximativ 30 % din cererea țării provine din importurile din 2015, care se ridică la aproximativ 13 TWh. Comisia reamintește că, astfel cum se explică în figura 2 de la considerentul 43 din decizia de inițiere a procedurii, nivelul importurilor a fost același în 2014.
- (368) Comisia consideră că Ungaria constituie o piață a energiei electrice extrem de integrată în cadrul Uniunii Europene, cu o capacitate de interconexiune de aproximativ 75 % din capacitatea totală instalată de producție la nivel intern. În plus, astfel cum se arată în tabelele 4 și 5 de la considerentul 105, capacitățile de interconexiune vor crește în mod semnificativ până în 2030, ceea ce ar permite fluxurilor comerciale să continue să ajungă la zona de preț a Ungariei.
- (369) Explicațiile prezentate mai sus în considerentul 365 sunt considerate valabile, de asemenea, într-un context transfrontalier. Construcția centralei Paks II va crea o presiune pentru scăderea prețurilor pe piața maghiară în viitor, întrucât costul marginal al puterii produse de Paks II este un cost relativ scăzut în comparație cu capacitatea OCGT-urilor și a CCGT-urilor care ar fi construite în caz contrar, în opinia NERA. Cu toate acestea, studiul NERA a demonstrat că Paks II va prelua prețurile, iar prețurile practicate în Ungaria vor continua să fie stabilite la niveluri mai ridicate de către alte centrale. Prin urmare, importurile în Ungaria vor continua să fie profitabile.
- (370) Comisia a luat în considerare observațiile Ungariei cu privire la posibilele efecte ale Paks II în contextul unei piețe mai largi. Astfel cum se explică în considerentul 112, evaluarea NERA privind piețele imediat învecinate cu care Ungaria este cuplată în prezent (Ungaria + Slovacia + România) arată că respectivele cote de piață combinate ale MVM Group și Paks II pe piața în regim cuplat Ungaria + Slovacia + România nu ar depăși 20 % (a se vedea figura 10 de la considerentul 112).
- (371) În ceea ce privește celelalte piețe învecinate, se estimează că efectele noii centrale Paks II vor fi mai puțin semnificative din cauza lipsei cuplării piețelor cu respectivele zone de preț, precum și a capacităților de interconexiune (existente sau planificate) mai limitate cu respectivele state membre (a se vedea tabelele 3 și 4).

(c) Posibilele efecte ale funcționării în paralel a CN Paks și a Paks II

- (372) Astfel cum s-a explicat în considerentele 98-99, precum și în considerentele 241-244, construirea unei centrale nucleare este predispusă la întârzieri din mai multe motive care sporesc timpul necesar construcției. Comisia recunoaște că există deja o întârziere semnificativă în ceea ce privește punerea în aplicare a proiectului în comparație cu calendarul inițial, [...]. În plus, având în vedere că această întârziere este vizibilă în tabelul 3 de la considerentul 99, tehnologia oferită de JSC NIAEP suferă, în medie, o întârziere de doi ani în Rusia, piața de origine a contractantului, unde acesta a construit majoritatea centralelor sale. Aceste întârzieri sunt în mod semnificativ mai mari atunci când proiectul este desfășurat în afara în Rusiei (în India, de până la șapte ani). Ungaria susține că se preconizează că Paks II va fi prima centrală nucleară cu tehnologie VVER III+ construită în UE, în cazul în care cerințele ridicate de securitate nucleară vor fi îndeplinite, iar partea care nu face obiectul derogărilor din punct de

vedere tehnic a proiectului va fi achiziționată în conformitate cu cerințele UE în materie de achiziții publice. Se preconizează, în mod rezonabil, că acest lucru ar putea provoca întârzieri suplimentare. Prin urmare, în opinia Comisiei, se estimează că durata perioadei de șase ani de funcționare în paralel stabilită inițial a tuturor celor patru unități ale Paks NPP și a ambelor unități ale Paks II va scădea în mod semnificativ. În plus, o anumită suprapunere a funcționării unităților existente cu unitățile noi – în mod realist, destul de limitată în timp din motivele deja stabilite –, deși ar crea un impact evident asupra pieței interne, ar putea fi considerată proporțională, având în vedere obiectivele legate de securitatea aprovizionării și necesitatea de a pregăti în mod corespunzător dezafectarea unităților CN Paks, luând în considerare faptul că respectivele capacități de producere a energiei nucleare constituie peste 50 % din producția de energie electrică produsă intern în Ungaria.

- (373) În orice caz, Comisia reamintește constatările studiului NERA (a se vedea, în special, figura 7 de la considerentul 108) din care rezultă că, inclusiv pe perioada funcționării în paralel al CN Paks și Paks II (între 2025 și 2037), cererea de vârf preconizată la nivel național aflată în creștere nu va fi satisfăcută exclusiv prin intermediul centralelor electrice de pe piața internă, întrucât producția totală de energie a capacităților suplimentare de gaz și de energie din surse regenerabile împreună cu capacitățile de producere a energiei nucleare va rămâne sub nivelul cererii interne preconizate (indicată cu o linie neagră în figura 7). Studiul consideră că această situație va avea loc ca urmare a faptului că Ungaria suferă în prezent de un deficit de aprovizionare și trebuie să importe cantități semnificative de energie electrică. NERA explică faptul că acest deficit se consideră că va crește și mai mult între 2015 și 2025, întrucât se estimează că cererea de energie electrică în Ungaria va crește în mod semnificativ până în 2040 și se preconizează că cea de a doua cea mai mare centrală electrică a Ungariei care funcționează în mod constant (centrala Mátra – a se vedea figurile 1 și 2 de la considerentul 43) se va închide între 2025 și 2030, astfel cum se prevede în studiul realizat de OTS (a se vedea considerentul 20).
- (374) Prin urmare, sistemul va necesita capacități interne sau importate în plus față de capacitățile nucleare, regenerabile sau de gaze naturale menționate, pentru a răspunde cererii interne, precum și pentru a garanta stabilitatea sistemului pe fondul deficitului de capacitate preconizat. Capacitățile suplimentare sunt necesare, de asemenea, pentru crearea de rezerve obligatorii prevăzute de ENTSO-E (a se vedea considerentul 50).
- (375) În plus, Comisia reamintește faptul că, astfel cum se explică în considerentul 105, nivelul deja ridicat de interconexiune al Ungariei cu țările învecinate va continua să crească ca urmare a noilor linii de interconexiune care vor deveni operaționale între 2016 și 2021 cu Slovacia (2×400 kV și 1×400 kV) și cu Slovenia (1×400 kV), și anume cu mult timp înainte ca cele două noi unități ale Paks II să fie puse în funcțiune. Comisia consideră că noile linii de interconexiune menționate de Ungaria ar putea îmbunătăți disponibilitatea fluxurilor comerciale transfrontaliere, în special a celor din importuri.
- (376) Astfel cum s-a descris în considerentul 369, Comisia a luat în considerare, de asemenea, constatările studiului NERA, conform căruia se preconizează că tehnologia nucleară va continua să preia prețurile și nu va stabili prețurile inclusiv pe parcursul perioadei de suprapunere în care CN Paks și Paks II vor funcționa în paralel, când probabilitatea ca tehnologia nucleară să fie tehnologia care stabilește prețurile se va situa sub 5 % la toate ore (a se vedea figura 11 de la considerentul 113).

5.3.8.3. Riscul de lichiditate pe piața de comercializare cu ridicata

- (377) Astfel cum s-a explicat în secțiunea 2.6, cele mai frecvente tranzacții în sectorul energiei electrice comercializate cu ridicata din Ungaria sunt încheiate prin CAEE-urile bilaterale, iar HUPX nu a declanșat încă un nivel adecvat de lichidități. Comisia a avut inițial îndoieli cu privire la măsura în care, într-un scenariu în care un furnizor aflat într-o poziție dominantă (MVM Partner) și un volum semnificativ al noii capacități de producție (Paks II) aparțin aceleiași entități (statul maghiar), piețele ar putea deveni mai puțin lichide pe măsură ce actorii implicați ar putea limita numărul de oferte de aprovizionare disponibile pe piață.
- (378) De asemenea, Comisia a considerat că, în funcție de modul în care energia electrică produsă de noile reactoare este vândută pe piață, lichiditatea ar putea fi afectată în mod semnificativ, iar costurile suportate de concurenții din aval ar putea fi majorate prin restrângerea accesului lor competitiv la o intrare importantă pe piață (blocarea intrării pe piață). Acest lucru s-ar putea întâmpla în cazul în care energia electrică produsă de Paks II ar fi vândută, în principal, prin intermediul unor contracte pe termen lung numai către anumiți furnizori, deplasând astfel puterea de piață a Paks II de pe piața producerii de energie pe piața de comercializare cu amănuntul.
- (379) Excluderea legăturilor centralei Paks II cu operatorii de stat pe piața de comercializare cu amănuntul, astfel cum se explică în considerentul 353, a contribuit la abordarea unora dintre preocupările exprimate de Comisie.

- (380) Comisia observă că Ungaria a confirmat, astfel cum se explică în considerentul 118, că strategia de tranzacționare a producției de energie electrică a Paks II va fi o strategie de optimizare a profitului comercial în condiții de concurență deplină care este realizată prin acorduri comerciale de tranzacționare încheiate prin oferte compensante pe o platformă de tranzacționare transparentă sau la bursă.
- (381) În special, Ungaria a confirmat că o astfel de strategie de tranzacționare (excluzând consumul propriu al Paks II) va fi stabilită după cum urmează:
- (a) Paks II va vinde cel puțin 30 % din producția sa totală de energie electrică pe piața pentru ziua următoare, pe piața intrazilnică și pe piața la termen a HUPX. Pot fi utilizate alte burse de energie electrică similare, cu permisiunea serviciilor Comisiei, care va fi acordată sau refuzată în termen de două săptămâni de la depunerea cererii de către autoritățile maghiare.
- (b) Restul producției totale de energie electrică va fi vândut de Paks II în condiții obiective, transparente și nediscriminatorii, prin intermediul licitațiilor. Condițiile de desfășurare a unei astfel de licitații vor fi stabilite de autoritatea de reglementare în domeniul energiei din Ungaria, în mod similar cerințelor privind licitațiile impuse de MVM Partner. Autoritatea de reglementare în domeniul energiei electrice din Ungaria va trebui, de asemenea, să supravegheze desfășurarea acestor licitații.
- (382) Comisia remarcă, de asemenea, că Ungaria s-ar asigura că ofertele sunt accesibile în mod egal tuturor comercianților autorizați sau înregistrați în aceleași condiții de piață pe platforma de licitație care urmează să fie utilizată de Paks II și că sistemul de compensare a ofertei al acestei platforme este verificabil și transparent. Nu ar fi impuse restricții privind utilizarea finală a energiei electrice achiziționate.
- (383) Prin urmare, s-a asigurat că energia electrică produsă de Paks II va fi disponibilă pe piața comercializării cu ridicata pentru toți actorii de pe piață în mod transparent și că nu există niciun risc ca energia electrică produsă de Paks II să fi monopolizată prin contractele pe termen lung care prezintă un risc la adresa lichidității pieței.
- (384) În consecință, Comisia consideră că, având în vedere modul în care este concepută măsura, riscurile privind lichiditatea pieței care ar putea apărea sunt minore.

5.3.8.4. *Concluzie privind denaturarea concurenței și echilibrarea globală*

- (385) După o evaluare atentă prezentată în secțiunea 5.3 din prezenta decizie, Comisia ia act de faptul că măsura are drept obiectiv promovarea de noi investiții în energia nucleară, prin urmare, aceasta urmărește un obiectiv de interes comun consacrat în Tratatul Euratom, contribuind, de asemenea, la securitatea aprovizionării.
- (386) Ajutorul va fi acordat în mod proporțional. Ungaria se asigură că Paks II compensează statul pentru noile unități de producere și că Paks II nu va păstra profiturile suplimentare peste nivelul strict necesar pentru a garanta funcționarea și viabilitatea sa economică. De asemenea, Comisia remarcă faptul că profiturile generate de beneficiar nu vor fi utilizate pentru a reinvesti în extinderea capacității Paks II sau pentru a achiziționa sau a construi noi capacități de producție fără aprobarea ajutorului de stat.
- (387) De asemenea, Comisia a examinat dacă măsura ar putea constitui o barieră în calea intrării pe piață a altor tipuri de capacități de producere, în special în ceea ce privește perioada limitată în care CN Paks și Paks II vor funcționa în paralel. Se consideră că orice barieră în calea intrării pe piață este limitată, întrucât deficitul în ceea ce privește viitoarea capacitate totală instalată identificată de OTS ar permite pătrunderea pe piață a altor tehnologii de producere a energiei (atât din surse regenerabile, cât și din surse fără emisii scăzute de carbon), indiferent dacă Paks II este sau nu construită.
- (388) Comisia a examinat, de asemenea, posibilele efecte la nivel transfrontalier ale măsurii, însă nu se preconizează că dimensiunea similară a Paks II cu cele patru unități ale CN Paks aflate în prezent în funcțiune va juca un puternic rol transfrontalier, inclusiv având în vedere nivelul adecvat de interconexiune al Ungariei, întrucât Ungaria va rămâne un importator net cu unele dintre cele mai mari prețuri din regiune. Pe lângă preconizatul deficit de import/export rămas al Ungariei, Comisia consideră că efectele Paks II asupra prețului energiei electrice, care nu afectează zonele de preț aflate în imediata apropiere a Ungariei, ar fi limitate din cauza distanței și a constrângerilor de rețea, ceea ce face ca energia electrică produsă în Ungaria să fie și mai scumpă pentru regiunile mai îndepărtate.
- (389) De asemenea, Comisia a luat act de constatarea conform căreia, pe durata funcționării în paralel a CN Paks și Paks II, care se preconizează că va fi mai scurtă decât s-a prevăzut inițial, cererea de vârf preconizată la nivel național aflată în creștere nu va fi satisfăcută exclusiv prin intermediul centralelor electrice de pe piața internă.

- (390) Comisia reiterează faptul că alte posibile denaturări ale pieței, cum ar fi creșterea posibilei concentrări a pieței, precum și absența lichidității pieței, au fost reduse la minimum, având în vedere confirmările prezentate de Ungaria la 28 iulie 2016.
- (391) Prin urmare, Comisia concluzionează că toate posibilele denaturări ale concurenței sunt limitate și compensate prin obiectivul comun identificat a cărui realizare este urmărită în mod proporționat, luându-se în considerare, în special, confirmările prezentate de Ungaria la 28 iulie 2016.

6. CONCLUZIE

- (392) Având în vedere cele de mai sus, Comisia constată că măsura notificată de Ungaria implică ajutor de stat și că aceasta, astfel cum a fost modificată de Ungaria la 28 iulie 2016, este compatibilă cu piața internă în conformitate cu articolul 107 alineatul (3) litera (c) din TFUE,

ADOPTĂ PREZENTA DECIZIE:

Articolul 1

Măsura pe care Ungaria intenționează să o pună în aplicare pentru a sprijini financiar dezvoltarea celor două noi reactoare nucleare care sunt finanțate integral de statul maghiar în beneficiul entității MVM Paks II Nuclear Power Plant Development Private Company Limited by Share („Paks II”), care va deține și va exploata aceste reactoare nucleare, reprezintă ajutor de stat.

Articolul 2

Măsura este compatibilă cu piața internă, sub rezerva condițiilor prevăzute la articolul 3.

Articolul 3

Ungaria se asigură că Paks II va utiliza orice profituri rezultate din activitatea unităților 5 și 6 ale centralei nucleare Paks II („CN Paks II”) numai în următoarele scopuri:

- (a) proiectul Paks II („proiectul”), care este definit ca dezvoltarea, finanțarea, construcția, punerea în funcțiune, exploatarea și întreținerea, renovarea, gestionarea deșeurilor și defazectarea a două noi unități 5 și 6 de producere a energiei nucleare prevăzute cu reactoare de tip VVER ale CN Paks II în Ungaria. Profiturile nu sunt utilizate pentru finanțarea investițiilor în activități care nu se încadrează în domeniul de aplicare a proiectului definit.
- (b) Plata profiturilor către statul maghiar (de exemplu, prin dividende).

Ungaria se asigură că Paks II se abține să (re)investească în extinderea capacității proprii sau a duratei de viață a Paks II și în instalarea unor capacități de producție suplimentare, altele decât cele ale reactoarelor 5 și 6 ale CN Paks II. În cazul realizării unor astfel de noi investiții, acestea vor face obiectul unei aprobări separate a ajutorului de stat.

Ungaria se asigură că strategia de comercializare a energiei electrice produse de Paks II va fi o strategie comercială de optimizare a profitului în condiții de concurență deplină care va fi realizată prin acorduri comerciale de tranzacționare încheiate prin oferte compensate pe o platformă de tranzacționare transparentă sau la bursă. Strategia de tranzacționare a producției de energie electrică a Paks II (excluzând consumul propriu al Paks II) este după cum urmează:

Nivelul 1. Paks II va vinde cel puțin 30 % din producția totală de energie electrică pe piața pentru ziua următoare, pe piața intrazilnică și piața la termen a bursei Hungarian Power Exchange (HUPX). Pot fi utilizate alte burse de energie electrică similare, cu permisiunea serviciilor Comisiei, care va fi acordată sau refuzată în termen de două săptămâni de la depunerea cererii de către autoritățile maghiare.

Nivelul 2. Restul producției totale de energie electrică va fi vândut de Paks II în condiții obiective, transparente și nediscriminatorii, prin intermediul licitațiilor. Condițiile de desfășurare a unei astfel de licitații vor fi stabilite de autoritatea de reglementare în domeniul energiei electrice din Ungaria, similar cerințelor de licitare impuse de MVM Partner (decizia nr. 741/2011 a autorității maghiare de reglementare). Autoritatea de reglementare în domeniul energiei electrice din Ungaria supraveghează, de asemenea, desfășurarea acestor licitații.

Ungaria se asigură că platforma de licitație pentru nivelul 2 este gestionată de Paks II și că ofertele sunt accesibile în mod egal tuturor comercianților autorizați sau înregistrați în aceeași condiții de piață. Sistemul de compensare a ofertelor este verificabil și transparent. Nu sunt impuse restricții privind utilizarea finală a energiei electrice achiziționate.

În plus, Ungaria se angajează ca Paks II, succesoarele acesteia și entitățile afiliate să fie pe deplin separate din punct de vedere juridic și structural și să facă obiectul unei puteri independente de decizie în sensul punctelor 52 și 53 din Comunicarea jurisdicțională privind concentrările economice ⁽¹⁵⁰⁾ și să fie menținute, gestionate și exploatate independent și fără legătură cu MVM Group și toate întreprinderile, succesoarele și entitățile afiliate ale sale și alte întreprinderi controlate de stat care își desfășoară activitatea în producția, vânzarea cu ridicata sau vânzarea cu amănuntul de energie.

Articolul 4

Ungaria prezintă Comisiei rapoarte anuale cu privire la respectarea angajamentelor menționate la articolul 3. Primul raport se transmite în termen de o lună de la data închiderii primului exercițiu financiar de exploatare comercială a Paks II.

Adoptată la Bruxelles, 6 martie 2017.

Pentru Comisie

Margrethe VESTAGER

Membru al Comisiei

⁽¹⁵⁰⁾ A se vedea Comunicarea jurisdicțională consolidată a Comisiei în temeiul Regulamentului (CE) nr. 139/2004 al Consiliului privind controlul concentrărilor economice între întreprinderi (JO C 95, 16.4.2008, p. 1).