KAPSARC
مركز الملك عبدالله للدراسات والبحوث البترولية
King Abdullah Petroleum Studies and Research Center

رؤى من محاكاة سوق النفط العالمية من دون الموردين المتبقين: تعاون أم تنافس؟

برتراند ريو، وعبد الله الجربوع، وفاتح كرانفيل، وأكسل بيريو، وشهد الراشد، وكولين وارد

August 2020/KS--2020-DP13

عن كابسارك

مركز الملك عبد الله للدراسات والبحوث البترولية (كابسارك) مركز عالمي غير ربحي يجري بحوثًا مستقلة في اقتصاديات وسياسات وتقنيات الطاقة بشتى أنواعها بالإضافة إلى الدراسات البيئية المرتبطة بها. وتتمثل مهمة كابسارك في تعزيز فهم تحديات الطاقة والفرص التي تواجه العالم اليوم وفي المستقبل من خلال بحوث غير منحازة ومستقلة وعالية الجودة لما فيه صالح المجتمع، ويقع كابسارك في الرياض بالمملكة العربية السعودية.

إشعار قانوني

© حقوق النشر 2020 محفوظة لمركز الملك عبدالله للدراسات والبحوث البترولية (كابسارك). لا يجوز استخدام هذا المستند أو أي معلومات أو بيانات أو محتوى يتضمنه دون نسبته بشكل ملائم لكابسارك. كما لا يجوز إعادة إنتاج هذا المستند أو جزء منه دون إذن خطي من كابسارك. ولا ينشأ عن المعلومات الواردة في هذا المستند أي ضمان أو تعهد أو أي مسؤولية قانونية –سواء مباشرة أو غير مباشرة- تجاه دقتها أو اكتمالها أو فائدتها. كما لا يجوز أن يعتبر هذا المستند–أو أي جزء منه- أو أن يفسر كنصيحة أو دعوة لاتخاذ أي قرار. الآراء والأفكار الواردة هنا تخص الباحثين معدّي الدراسة، ولا تعكس بالضرورة موقف المركز ووجهة نظره.

النقاط الرئيسة

نتطرق في هذا البحث إلى التحوّل إلى السوق العالمية التنافسية للنفط، التي تتوقف فيها أوبك -بقيادة المملكة العربية السعودية- عن العمل كمورد مُتبق أساس في السوق العالمية للنفط اعتبارًا من عام 2020م. وتشمل نتائج النمذجة التي توصلنا إليها النقاط التالية:

في ظل زيادة انتاج دول أوبك في عام 2020، انخفضت أسعار خام برنت إلى 11 دولاراً أمريكياً للبرميل وهو أقل من الحالة المرجعية لتوقعات الطاقة العالمية (WEO) من وكالة الطاقة الدولية (IEA 2019).

ستتعافى الأسعار اعتبارًا من (2020م إلى 2030م) نتيجة لاستجابة الطلب، وللحاجة إلى استثمار مستدام في الإنتاج التقليدي الجديد على المدى الطويل.

ستبقى الأسعار أقل من سيناريو السياسات المعلنة لتوقعات الطاقة العالمية حتى عام 2030م، فقط عندما يتطابق رأس مال المشروعات التقليدية الجديدة مع الارتفاعات الفعلية (تبلغ القيمة الحالية حوالي 125 مليار دولار أمريكي سنويًا).

تتعافى أسعار النفط الخام بنحو أسرع، وتظهر تقلبات أعلى بشكل ملحوظ عندما يتباطأ الاستثمار في إنتاج النفط الصخري، وترتفع ذروة الإنتاج لتصل إلى 12 مليون برميل يوميًا، مقابل 16 مليون برميل يوميًا في عام 2025م.

يحد الانخفاض في المشاريع النفطية قصيرة المدى من دورها في موازنة السوق كمصدر للإنتاج الحدي، مقارنة بالمشاريع التقليدية الجديدة التي تطول مهلة إنجازها.

تستفيد المملكة العربية السعودية من الناحية المالية إذا استمرت في العمل كمورد متبق أساس؛ وذلك بالتعاون الوثيق مع المنتجين الآخرين في منظمة أوبك ومجموعة أوبك بلس.

الموجز

تؤدي التغيرات الهيكلية في قطاع النفط العالمي إلى تعطيل ديناميكيات السوق التقليدية، والأدوار التي يلعبها المنتجون المنافسون والمتعاونون. وتتكيف الجهات التي تعمل في الصناعة مع ثورة النفط الصخري -أو الضيق- وإمكانية انخفاض أو ارتفاع الطلب العالمي على النفط. وتقوم أوبك والمملكة العربية السعودية -أكبر منتج في المنظمة- على وجه الخصوص بإعادة تشكيل دور المنظمة باعتبارها المورد المتبقي الأساس لسوق النفط العالمية، كما دعت منظمة أوبك في السنوات الأخيرة المصدرين الرئيسين الآخرين -مثل روسيا- للتعاون بموجب اتفاقية أوبك بلس للإنتاج؛ وذلك في محاولة منها لتحقيق الاستقرار في الأسعار.

ماذا لو قررت أوبك بقيادة المملكة العربية السعودية -إزاء هذه التغييرات- التوقف عن تنظيم الإنتاج المتبقي بالإجماع، والانتقال بالعالم إلى سوق نفط أكثر تنافسية؟ ونحن نقوم في هذا البحث بتناول هذا التحوّل من خلال محاكاة السوق المتوسطة الأجل للفترة الواقعة ما بين (2019م و2030م). حيث نصمم سيناريوهات تبدأ فيها منظمة أوبك أو الدول الأعضاء فيها -بخلاف المملكة العربية السعودية- في التصرف كجهات متنافسة متلقية -متقبلة- للأسعار في عام 2020م، والتوقف عن المشاركة باعتبارهم جزءًا من جماعة موردي النفط المتبقين. ويستخدم تحليلنا نموذجًا للتوازن الاقتصادي الذي تتم معايرته وفقًا لسيناريو السياسات المعلنة للوكالة الدولية للطاقة (IOA 2019) كمرجع لأسعار النفط الحقيقية المستقبلية المتوقعة، والطلب، ونمو الدخل. وتنظم أوبك -أو المملكة العربية السعودية وحدها في سيناريوهاتنا- للموردين المتبقين الإنتاج الذي يستهدف الوصول إلى مستويات أسعار توقعات الطاقة العالمية.

تنخفض الأسعار في سيناريو السوق التنافسية الذي استخدمناه بنحو 12 دولارًا أمريكيًا للبرميل في عام 2020م، أي بمعدل أقل من مرجع توقعات الطاقة العالمية البالغ 66 دولارًا أمريكيًا للبرميل (لخام برنت)؛ مما يسرّع من نمو الطلب العالمي على النفط. ومع ذلك -واعتمادًا على اتجاهات الاستثمار الأوليّ في استكشاف النفط وإنتاجه- فإننا نجد تباينًا كبيرًا في استجابة الأسعار على المدى المتوسط، ويشمل هذا الموافقات على مشاريع النفط التقليدية طويلة المدى، ومشاريع النفط المُحكَم قصيرة المدى بما يتماشى مع الاتجاهات الفعلية وتوقعات المحللين. غير أنّ الأسعار سرعان ما تتعافى بعد زيادة أعضاء أوبك للإنتاج والانخفاض الأوليّ فيها، لتصل إلى مستويات توقعات الطاقة العالمية بحلول نهاية العقد في معظم السيناريوهات التي أشرنا إليها آنفًا.

والملاحظ في عمليات المحاكاة التي قمنا بها، أنّ الأسعار تظل أقل بكثير من توقعات الطاقة العالمية عندما تزداد الموافقة على المشاريع التقليدية الجديدة بدرجة كبيرة فيما يتعلق بالتباطؤ الذي لوحظ في السنوات الأخيرة. وعلى ضوء الخفض الأولي للأسعار عند التحوّل إلى سوق تنافسية، فقد يتوقع البعض استمرار تباطؤ وتيرة الاستثمار. ونظرًا لاستنفاد المشاريع التقليدية الحالية خلال العقد المُقبل، فإنّه من المتوقع أن يتم تقليل العرض، بافتراض أن نمو الطلب لن ينعكس مساره. وتعتبر السعة الإضافية لأوبك في هذه الحالة، غير كافية لإبقاء الأسعار عند مستوى أقلّ من توقعات الطاقة العالمية.

وتتعافى الأسعار بسرعة في سيناريو ينخفض فيه الاستثمار في المشاريع الجديدة للنفط المحكم بنسبة 50٪، ويصل فيه إجمالي إنتاج النفط الصخري إلى ذروة 12 مليون برميل في اليوم المتوقعة في عام 2025م -بدلاً من 17 مليون برميل في اليوم- لتصل إلى مستويات توقعات الطاقة العالمية بعد عام 2020م. ومع ذلك فإنها تظهر قدرًا كبيرًا من التباين مقارنة بسيناريوهات نمو أكثر قوة لمشاريع عالمية للنفط المحكم. وبموجب هذا القيد على النفط المحكم، يزيد الانحراف المعياري للتغيّر السنوي في الأسعار التنافسية بنسبة 200٪ على الأقل. وينطبق هذا أيضًا على الاستثمار المتسارع في المشاريع التقليدية. ويحد التطور البطيء لمشاريع النفط المحكم في هذه الحالة، من توافرها كمصدر للإنتاج الحديّ الذي يحقق التوازن

بين العرض والطلب على المدى القصير.

تُظهر نتائجنا للفترة الواقعة ما بين (2020م و2030م) أنّ متوسط أسعار السوق التنافسية لا يظل دون المستويات المرجعية لتوقعات الطاقة العالمية، إلا عندما تتجاوز القيمة الحالية لرأس المال الملتزم به للاستثمار في المشاريع التقليدية الجديدة 125 مليار دولار أمريكي سنويًا على أساس القيمة الحالية. ويشبه هذا المستوى متوسط الاستثمار السنوي في الفترة الواقعة ما بين (2004م و2014م)، عندما وصلت الموافقات على المشروع إلى ذروة دامت لأربعة عقود. ومع ذلك، عندما تنخفض القيمة الحالية للمشاريع المعتمدة كل عام إلى أقلّ من 100 مليار دولار أمريكي، فإنّ متوسط السنوات العشر الأخيرة يتجاوز متوسط الأسعار المتحركة لمدة ثلاث سنوات للأسعار المرجعية لتوقعات الطاقة العالمية بحلول منتصف العقد.

ويستمر الانخفاض في أسعار النفط في ظل سيناريو النمو الأكثر شدة للنفط المحكم (17 مليون برميل / اليوم في ذروة عام 2025م)، بالتزامن مع انخفاض خام برنت بمتوسط يتراوح ما بين (10-14) دولارًا أمريكيًا للبرميل؛ أيّ بمعدل أقلّ من الأسعار المرجعية لتوقعات الطاقة العالمية، بينما يتجاوز الطلب سيناريو توقعات الطاقة العالمية بمقدار لا يقلّ عن 3 ملايين برميل في اليوم. وإذا انخفضت الاستثمارات التقليدية السنوية إلى ما دون متوسط الفترة ما بين (2004م و2014م) -كما هو متوقع نظرًا لانخفاض الأسعار- فإنّ أسعار السوق التنافسية ستتعافى تمامًا، أو ستتجاوز توقعات الطاقة العالمية في النصف الثاني من العقد.

وقد عقدنا مقارنة ما بين القيمة الحالية للأرباح التي حققتها المملكة العربية السعودية في ظل سيناريوهات السوق التنافسية، وسيناريوهات الموردين المتبقين. حيث يفترض السيناريو الأخير مقدرة المورد المتبقي على تحقيق استقرار السوق بما يتماشى مع الأسعار والطلب في توقعات الطاقة العالمية. كما نجد أن المملكة العربية السعودية تستفيد ماليًا من خلال العمل كمورد متبق فقط، وبالتعاون الوثيق مع الدول الأعضاء في منظمة أوبك بدلاً من المشاركة في السلوك التنافسي للسوق التقليدية. وسيتعين على المملكة بصفتها موردًا متبقيًا منفرداً منع زيادة الإنتاج النفطي، مما سيؤثر على حصتها النسبية في السوق، وسيؤدي إلى انخفاض الأرباح. فقد أصبح التعاون الوثيق أكثر أهمية منذ أن أدى ظهور النفط الصخري الأمريكي إلى إثارة شكوك حول هيكل السوق (مثل استجابة الأسعار للإمدادات النفطية للدول غير الأعضاء في أوبك).

وفي الواقع، إنّ توسيع دور المورد المتبقي ليشمل المنتجين الآخرين (أوبك وأوبك+) يقلل من حساسية الحصة السوقية للمملكة وإيراداتها للنمو في إنتاج النفط المحكم ضمن النطاق المتوقع للمرونة السعرية على المدى الطويل للطلب العالمي على النفط (الذي يتراوح ما بين (0.2- و0.4-). لذلك لا بد من أن تسعى المملكة العربية السعودية إلى الحصول على دعم أكبر من بقية الدول الأعضاء في منظمة أوبك -وكذلك المنتجين من الدول غير الأعضاء في المنظمة مثل روسيا- لضمان أن تتجاوز عائدات المملكة النفطية ما يمكن كسبه في سوق تخلو من مورد متبقي. أو بعبارة أخرى، من مصلحة المملكة العربية السعودية إما التخلي عن دورها كمورد متبق أساس، أو مشاركة هذه المسؤولية مع مجموعة أكبر.

1. المقدمة

تشهد سوق النفط تغيرات هيكلية عميقة بسبب ثورة النفط الصخري واحتمال انخفاض أو ارتفاع ذروة الطلب على النفط، وقد تؤدي هذه التطورات إلى مزيد من التعاون أو المنافسة بين الدول المنتجة للنفط. نقوم في هذا البحث بمحاكاة سوق النفط العالمية بدون مورد متبق يُنظم مستويات الإنتاج في محاولة منه لإدارة أسعار النفط، بدلاً من التصرف كجهة تنافسية متلقية للأسعار.

قمنا بتطوير نموذج توازن لسوق النفط العالمية حتى عام 2030م مع تمثيل مفصّل للأصول المنتجة للنفط في جميع أنحاء العالم. وبدلاً من تطبيق نموذج شركة مهيمنة مع هامش تنافسيّ على النحو القياسي في نمذجة النفط (Plaut 1981; Rauscher 1988; Jones 1990; Behar and Ritz 2017; Golombek, Irarrazabal, and Ma 2018; Volkmar 2018)، فإننا نقوم باختبار الحالات في ظل سيناريو وجود سوق تنافسية دون وجود المورد المتبقي الذي تتصرف فيه كل دولة منتجة للنفط كمتلق للأسعار. وتعتمد قرارات الاستثمار والإنتاج في هذه الحالة فقط على كيفية مقارنة التكلفة الحدية للإنتاج بالأسعار، كما نحلل كذلك الكيفية التي يمكن بها تحقيق أسعار السوق في مثل هذا السيناريو والإيرادات المقابلة للمملكة العربية السعودية باعتبارها أكبر مورد متبق في منظمة أوبك.

ومن ثم نقوم بمقارنة نتائج السوق التنافسية المفترضة مع سيناريو مرجعي بديل للمورد المتبقي. ونتناول بالدراسة حالتين ضمن هذا السيناريو: في الأولى يعمل أعضاء أوبك بشكل جماعي كموردين متبقين. أما في الثانية، فتعمل المملكة العربية السعودية كمورد متبق منفرد، وينضم أعضاء أوبك الآخرين إلى الطرف ذا الدور الهامشي. ويتبع المورد المتبقي في كلتا الحالتين استراتيجية استهداف الأسعار؛ فهو يضيف أو يسحب النفط من السوق لتحقيق سعر السوق العالمي المطلوب، بناءً على كمية المعروض من الهامش.

تعكس حالتا المورد المتبقيتين وجهات نظر مختلفة في أوساط البحث، وبينما تتعامل بعض الدراسات مع منظمة أوبك على أنها شركة النفط المهيمنة في العالم مثل دراسات (Rauscher 1988; Jones 1990)، نجد أنّ دراسات أخرى مثل دراسة (Plaut 1981; Adelman 1995) ترى أن المملكة العربية السعودية تؤدي دور الشركة المهيمنة في منظمة أوبك عندما يخفق أعضاؤها في تنسيق إنتاج المنظمة. فعلى سبيل المثال، ورد أنّ المملكة العربية السعودية شجعت الدول الأعضاء في منظمة أوبك على زيادة عمليات الخفض استعدادًا لزيادة العرض المتوقعة في عام 2020م (Sheppard and Ravel 2019). ونشير إلى أنه في مراجعة لتطور نماذج منظمة أوبك، استنتج (Fattouh and Mahadeva 2013) أنّ القوة السوقية لمنظمة أوبك اختلفت بمرور الوقت، وبالتالي لا يوجد أيّ نموذج يناسب سلوك أوبك. فيما يشير (Behar and Ritz 2017) إلى أن أوبك لا تزال تعمل كجهة مهيمنة ولكنها تقدم حصتها السوقية على استراتيجيات الردع.

زادت الدراسات العلمية التي تناولت استراتيجيات منتجي النفط -بخاصة أوبك- فيما يتعلق بقرارات التسعير والإنتاج (على سبيل المثال، Powell 1990; Gately 1995) بدرجة ملحوظة بعد أزمة النفط التي شهدناها في حقبة السبعينيات. غير أنّ البيئة الجيوسياسية وهيكل سوق النفط يختلفان اليوم اختلافًا كبيرًا عما كانا عليه في حقبتيّ الثمانينيات والتسعينيات. فأولًا، تحول السوق بسبب زيادة إنتاج النفط الصخري وانخفاض تكاليف الإنتاج، وإضعاف هيمنة أوبك على السوق وقدرتها على التأثير على الأسعار. ثانيًا، بينما يستمر نمو الإمدادات النفطية للدول غير الأعضاء في منظمة أوبك، يتباطأ الطلب العالمي على النفط. ثالثًا، إن بعض المحاولات التشريعية، مثل قانون منع احتكار إنتاج وتصدير النفط (NOPEC) الذي اقترحه الكونغرس الأمريكي للسماح بمقاضاة شركات النفط الوطنية التي تشكل منظمة أوبك بموجب قانون مكافحة الاحتكار الأمريكي، قد تصعب على أوبك المشاركة في عمليات خفض منسقة للإمدادات النفطية العالمية

NOPEC 2007; Rystad Energy 2018b; Reuters) 2019). ووفقًا لمعلوماتنا، لا توجد دراسة تبحث في الآثار المترتبة على هذه التغييرات في سوق النفط بدون مورد متبقي، ونعتقد أن تحليلنا جاء في الوقت المناسب تماماً، وأنه سيسهم في المناقشات حول مستقبل سوق النفط العالمية وأهمية دور المورد المتبقي الذي تشغله حاليًا المملكة العربية السعودية وأوبك.

يقدم القسم التالي وصفًا لتمثيل الطلب وقواعد قرارات المنتجين والمزايا الأخرى للنموذج، ويوضح القسم الثالث -بالتفصيل- السيناريوهات التي تدرس عواقب التغيرات الهيكلية في سوق النفط العالمية، بما فيها دور المورد المتبقي والسيناريوهات المختلفة المتعلقة بالاستثمار في الطاقة الإنتاجية الجديدة للنفط. أما القسم الرابع فيعرض النتائج وتفسيرها. وأخيرًا يقدم القسم الخامس ملاحظات ختامية.

2. وصف النموذج

نقترح نموذجًا إجماليًا لسوق النفط العالمية في إطار تحقيق التوازن ما بين العرض والطلب الذي تحدد فيه أسعار السوق. وتقدم المناقشة أدناه وصفًا لتمثيلات العرض والطلب، ومقارنة للتقنيات المستخدمة في نماذج سوق النفط العالمية الأخرى، كما يقدم الملحق الأول (أ) الصيغ الرياضية الكاملة والمعادلات.

يحاكي النموذج العواقب متوسطة المدى للسوق في ظل وجود أو عدم وجود مورد متبقي. ولمعايرة توقعاتنا للطلب، نقوم بوضع سيناريو مرجعي متبق للمورد بحيث يستهدف المورد المتبقي سعر نفط معين عن طريق زيادة أو تقليل الإنتاج، استجابة للإنتاج الكلي لجميع الموردين الآخرين الذين تتم معاملتهم كأطراف منافسة هامشية. ومن ثم نقوم بإيجاد حل لتوازن السوق في ظل السيناريوهات التنافسية، حيث يتصرف جميع المنتجين كجهات متلقية للأسعار (بدون مورد متبقي). ويتم حل النموذج لإيجاد توازن تنافسي جديد للأسعار في منتصف المدة، كما يعمل النموذج كذلك على تقدير العواقب المالية لمختلف الموردين من حيث العائدات النفطية.

ويعتبر النموذج ديناميكيًا، ويرصد التعديلات الانتقالية التي تحدث عند افتراض هيكل سوق بديل. ونلاحظ أنّ سوق النفط العالمي يتوازن في كل فترة على حدة مع موازنة الطلب للعرض على أساس سنوي لجميع سوائل الهيدروكربونات، بما فيها النفط الخام، والمكثفات، وسوائل الغاز الطبيعي، ومكاسب المصافي، وغيرها من السوائل (الوقود الحيوي، والكحول الموجهة نحو نفس السوق كمنتجات بترولية). ونقوم بتمثيل العرض والطلب العالميين كجسم فردي، ولا نأخذ في الاعتبار تدفقات الخام الإقليمية.

2.1. تمثيل الطلب العالمي على النفط:

تحدد المعادلة التالية إجمالي الطلب العالمي على النفط في كل عام t (D_t)

$$D_t = A_t \bar{p}_t^{\varepsilon} Y_t^{\gamma} \quad (1)$$

حيث يمثل الرمز (A_t) متغيرًا للمقياس، أو متغيرًا يمثل تأثيرات جميع العوامل الخارجية الأخرى (من خارج النموذج)، ويمثل $(\bar{p}_t)$متوسط سعر السوق المتحركة لثلاث سنوات، و(p_t) سعر التوازن في السوق في السنة (t). نفترض سعرًا عالميًا واحدًا للنفط بناءً على مؤشر نفط برنت. ويمثل (Y_t) الناتج المحلي الإجمالي العالمي الحالي، و(ε) مرونة الأسعار في الطلب على النفط على المدى الطويل، و(γ) مرونة الدخل في الطلب على النفط على المدى الطويل، أو تأثير الناتج المحلي الإجمالي العالمي. كما يتم تطبيق مرونة الطلب السعرية على متوسط السعر المتحرك لمدة ثلاث سنوات؛ ليعكس الفارق في تأثير أسعار النفط على الطلب (Hamilton 2003; Kilian 2008).

جرى توضيح الناتج المحلي الإجمالي العالمي الحالي من خلال المعادلة التالية:

$$Y_{t-1}\left(1 + \tilde{g}_t(\bar{p}_t/\tilde{p}_t)^{\theta}\right) \quad (2)$$

حيث يمثل $(\tilde{g}_t)$ معدل نمو إجمالي الناتج المحلي المرجعي، وتمثل النسب $(\bar{p}_t/\tilde{p}_t)$ في المعادلة الثانية تأثير الأسعار على نمو الناتج المحلي الإجمالي، ويمثل $(\tilde{p}_t)$ متوسط السعر المرجعي لثلاث سنوات المرتبط بنمو الناتج المحلي الإجمالي المرجعي. ويمكن كذلك تفسير المعامل (θ) على أنه مرونة النمو الاقتصادي الحقيقي فيما يتعلق بالتغيرات في سعر النفط. على سبيل المثال، إذا كان متوسط السعر المتحرك للنفط $(\bar{p}_t)$ أعلى من المستوى المرجعي $(\tilde{p}_t)$، فعند $(\theta<0)$ سيكون النمو الاقتصادي من $(t\text{-}1)$ إلى (t) أبطأ من المرجع $(\tilde{g}_t)$، والعكس صحيح.[1]

توجد طريقة مباشرة لتحديد المعادلتين الأولى والثانية، وذلك باستخدام تقديرات المرونة المتاحة في الدراسات العملية السابقة، ويمكن بعد ذلك معايرة (A_t) بناءً على توقعات الحالة المرجعية المرغوبة، باستخدام الطلب المتوقع على النفط

[1] اقترح جيمس ل. سميث هذا التمثيل لجانب الطلب الذي حظي بامتناننا.

($\tilde{D}_t$)، ومتوسط سعر النفط المتحرك ($\tilde{p}_t$)، والناتج المحلي الإجمالي العالمي ($\tilde{Y}_t$). ولا يمكن مع ذلك تقدير القيمة الدقيقة للمعامل (θ) بناءً على البيانات المتاحة. ونوضح في الملحق (أ-1) إمكانية الحصول على قيمة تقريبية للمعامل (θ) من خلال صياغة معادلة تسلسل زمني تربط معدل نمو الناتج المحلي الإجمالي العالمي بمعدلات أسعار النفط.

2.2. معايرة الطلب العالمي على النفط:

نقوم بمعايرة منحنى الطلب لتكرار سيناريو مرجعي يُبين الطلب العالمي السنوي، ومتوسط سعر النفط، ونمو الناتج المحلي الإجمالي العالمي. ونبحث في الفترة الواقعة ما بين عام (2019م و2030م) باستخدام توقعات الطاقة العالمية لعام 2019م المأخوذة من الوكالة الدولية للطاقة.

يتم تعيين معامل القياس (A_t) من المعادلة الأولى على النحو التالي:

$$A_t = \frac{\tilde{D}_t}{\tilde{p}_t^{\varepsilon}\tilde{Y}_t^{\gamma}} \quad (3)$$

بمعنى آخر، يضمن (A_t) أن تقوم توقعات الأسعار والناتج المحلي الإجمالي بتكرار الطلب العالمي على النفط المتوقع في السيناريو المرجعي.

$$D_t = \tilde{D}_t \left(\frac{\bar{p}_t}{\tilde{p}_t}\right)^{\varepsilon} \left(\frac{Y_t}{\tilde{Y}_t}\right)^{\gamma} = A_t \bar{p}_t^{\varepsilon} Y_t^{\gamma} \quad (4)$$

أما فيما يتعلق بمرونة السعر والدخل للطلب على النفط، فإنّ الدراسات السابقة ذات الصلة لا تشير إلى أيّ توافق في الآراء. وتتراوح التقديرات على نطاق واسع ما بين (0.01- و0.58-) لمرونة الأسعار (ε) وما بين (0.24 و1.32) لمرونة الدخل (γ) (Javan and Zahran 2015). أما بالنسبة للمحاكاة في هذا البحث، فقد حددنا (0.25-) كمرونة سعرية طويلة الأجل للطلب على النفط، و(0.75) لمرونة الدخل على المدى الطويل. كذلك نقوم بإجراء تحليلات الحساسية من خلال معايرة النموذج عبر مجموعة من مرونة الأسعار التي تتراوح ما بين (0.1- و0.6-).

فضلًا عن ذلك، نستخدم بيانات أسعار النفط العالمية لعاميّ (2017م و2018م) المأخوذة من رويترز لبناء متوسط أسعار متحركة لمدة ثلاث سنوات خلال أول سنتين من الفترة المشمولة بالدراسة، ولقد تم تعديل جميع الأسعار وفقًا للحدود الفعلية لعام 2019م.

تقوم توقعات الطاقة العالمية بنشر العديد من التوقعات حول سوق النفط العالمية، غير أننا نركز على سيناريو السياسات المعلنة للمنظمة، الذي يفسر التدابير البيئية الجديدة التي تستهدف الانخفاض التدريجي في نمو الطلب على النفط. ويتباطأ نمو الطلب السنوي في ظل هذا السيناريو ليصل إلى متوسط يبلغ 0.8٪ مع ارتفاع الطلب العالمي من 98.8 مليون برميل يوميًا في عام 2019م إلى 107.7 مليون برميل يوميًا في عام 2030م. ويفترض هذا السيناريو زيادة أسعار خام برنت بشكل مطرد من 61 دولارًا أمريكيًا للبرميل في عام 2019م إلى 88 دولارًا أمريكيًا للبرميل في عام 2025م، و96 دولارًا أمريكيًا للبرميل في عام 2030م. ويبلغ متوسط نمو الناتج المحلي الإجمالي خلال هذه الفترة 3.6٪، ولا يصل الطلب على النفط إلى ذروته.

وكجزء من تحليل الحساسية الذي ستتم مناقشته في القسم (4.3)، فإننا نقوم أيضًا بمعايرة نموذجنا بناءً على توقعات الطاقة الدولية الخاصة بإدارة معلومات الطاقة الأمريكية (EIA 2019). حيث تشير توقعات الطاقة العالمية إلى ضعف متوسط السعر ونمو الطلب، مع وصول برنت إلى حد أقصى قدره 76.9 دولارًا أمريكيًا للبرميل، ووصول الطلب العالمي إلى 105.8 مليون برميل يوميًا في عام 2030م، مما يعكس نموًا سنويًا بنسبة 0.5٪. ومن المتوقع أيضًا أن يزيد الناتج المحلي الإجمالي بشكل أبطأ بمتوسط 3.3٪. ويعرض الجدول (أ.2) في الملحق (أ.1) القيم المأخوذة من توقعات الطاقة العالمية وتوقعات الطاقة الدولية.

2.3. نموذج العرض العالمي للنفط:

يعمل الموردون في كل فترة على زيادة أرباحهم بطريقتين، هما: بيع النفط المنتج من المشاريع القائمة بسعر السوق، والاستثمار في مشاريع جديدة. ويفترض النموذج تصرف الموردين الهامشيين بشكل تنافسي، فيبيعون النفط بسعر السوق الذي يوازن حالة الطلب، ويتم تصحيحه لمراعاة جودة النفط الخام ومؤشرات الأسعار الإقليمية (على سبيل المثال: خام برنت مقابل خام غرب تكساس الوسيط). ويقدم الملحق (أ.2) صيغة رياضية تفصيلية لمسألة الموردين.

ولنمذجة قرارات العرض على مستوى الأصول بوضوح، فإننا نستخدم مجموعة من الأنشطة الخطية التي تم إنشاؤها باستخدام قاعدة بيانات مفصلة لتكلفة الإنتاج والقدرة، كما هو موضح في القسم (2.4). ويتم تمييز الواردات بحسب الجودة ونوع الحقل والموقع والملكية، مما يوفر تمثيلًا تفصيليًا لفئات العرض المختلفة. وبما أننا نمثل طلب النفط على المستوى العالمي، فإننا لا نمثل النقل الإقليمي بشكل واضح وصريح.

قد يكون النهج البديل متمثلاً في استخدام منحنى عرض مخفّض، على سبيل المثال، طوّر Huppmann و Holz (2012) نموذجًا للتحقق من القوة السوقية لسوق النفط العالمية، حيث تمثل كل عقدة في نموذجهم منحنى العرض غير الخطي المستمر (Golombek, Gjelsvik, and Rosendahl 1995). ومع ذلك فإن نموذجهم يأخذ في الاعتبار سنة واحدة فقط ويتجاهل قرارات الاستثمار والنضوب.

يمكننا أيضًا تصميم معادلة هيكلية بناءً على مرونة الأسعار للعرض بدلاً من استخدام منحنى العرض؛ حيث يوفر لنا هذا تمثيلًا إجمالياً لقرارات الإنتاج والاستثمار، ومن المحتمل أن يكون مفيدًا في دراسة الاتجاهات الأطول أجلاً والأوقات الزمنية عندما لا تتوفر البيانات التفصيلية للعرض. ويستخدم النموذج الدور الهامشي المهيمن على المنافسة بين الشركات الذي طوره (Golombek, Irarrazabal, and Ma 2018)، وتستخدم هذه التقنية للبحث في استخدام أوبك للقوة السوقية منذ الفترة الواقعة ما بين عام (1986م و2016م)، ومحركات اتجاهات أسعار النفط على المدى الطويل، بما فيها الناتج المحلي الإجمالي واستنفاد العرض.

يشمل نموذجنا الاستثمارات كأنشطة خطية إضافية، ويصنفها إما على أنها مشاريع نفطية قصيرة الأجل (للنفط الصخري أو "المحكم")، أو طويلة الأجل (جميع التطورات الأخرى، بما فيها النفط التقليدي، والرمال النفطية، والنفط الثقيل، وسوائل الغاز الطبيعي، والمكثفات). وتتميز مشاريع النفط الصخري الأمريكي عمومًا بمعدلات انخفاض سريعة، ومهل تطوير ودورات إنتاج قصيرة؛ حيث يتحقق الإنتاج الكلي للبئر الواحد في غضون عام (Kleinberg et al. 2016). عمومًا، إنّ التطورات الأخرى مثل المشاريع التقليدية الساحلية والبحرية والرمال النفطية، لديها معدل تأخر في الاستثمار وبيانات الإنتاج لعدة سنوات.

أما بالنسبة للنفط المحكم، فإننا نفترض أن الوقت المستغرق ما بين الموافقة على المشروع وبدء الإنتاج فيه -بالمقياس السنوي- لا يكاد يذكر؛ لذلك يتخذ المنتجون بشكل فعّال قرارًا واحدًا فقط، هو تطوير سعة جديدة إذا كانت تكلفة إنتاج الوحدة الإجمالية -التشغيل والتطوير- أقلّ من السعر الحالي في ذلك الوقت. ومن ثم نقوم بتضمين تكاليف تطوير رأس المال ضمن التكلفة الحدية للإنتاج، والتي يتم تعريفها على أنها تكلفة التعادل لمشروع النفط الصخري. ويقرر النموذج ما إذا كان سيتم الاستثمار في مشاريع النفط المحكم بناءً على سعر التوازن الحالي، ويفترض أنها ستكون قادرة على الإنتاج خلال العام ذاته الذي تم فيه اتخاذ قرار مباشرة الاستثمار.

أما بالنسبة للاستثمارات طويلة الأجل، فيتخذ المنتجون قرارين بناءً على منحنيات التكلفة المختلفة، الأول بشأن الإنتاج من السعة الحالية -عندما يتجاوز السعر تكلفة التشغيل المتغيرة- ويتعلق الثاني بزيادة السعة. وكما هو موضح في الملحق (أ.2)، يبدأ النموذج استثمارات تقليدية إذا تجاوزت القيمة الحالية المتوقعة لإيرادات النفط

لجميع الإنتاج المستقبلي إجمالي التزام رأس المال المخصص للمشروع. ويتم حساب جميع القيم الحالية باستخدام معدل الحسم بنسبة 10٪، وهي قيمة قياسية مطبقة تستخدم في صناعة النفط والدراسات المتعلقة به (على سبيل المثال، Powell 1991; Gately 1995).

نقوم كذلك بحساب العائدات النفطية المستقبلية للإنتاج خارج أفق النموذج من خلال استقراء أسعار النفط الآجلة، ونحدد الأسعار عند مستوى الإنتاج وفقًا للنموذج في نهاية الأفق، ونحدد الإنتاج حسب الإنتاج السنوي المتوقع الذي ذكرته Rystad.

يمكن حل النموذج باستخدام سلوك المورد " ذو النظرة القريبة" أو " المتطلع للمستقبل". وأخيرًا، نقوم بحل النموذج باعتباره مسألة واحدة، بافتراض أن الموردين يتمتعون ببصيرة مثالية حول أفق النموذج. ويستخدم نهج " قصر النظر" أفقًا متجددًا يوفر للموردين معلومات محدودة أو ناقصة عن أوضاع السوق الحالية والمستقبلية. ونقوم في هذه الحالة، بحل النموذج باستخدام الطريقة التكرارية الموضحة في الملحق (أ.5).

لا يراعي المورد الذي يمتلك نظرة قريبة استدامة الاحتياطيات على المدى الطويل، ومع ذلك وجد Hart and Spiro (2011) في دراستهم أن الندرة أو الإيجارات المؤقتة التي قد تنتج عن نضوب الموارد قد أصبحت هامشية أو غائبة فعلياً في أسواق النفط، وأن هناك عوامل أخرى تلعب دورًا أقوى في تحديد أسعاره.

2.4. معايرة العرض:

نستخدم لمعايرة إمدادات النفط قاعدة بيانات التنقيب عن النفط والغاز (Ucube) التابعة لشركة ريستاد إنرجي، والتي تمثل كل أعضاء أوبك بما فيهم المملكة العربية السعودية على أساس مستقل. مما يتيح لنا رصد التغيرات والاضطرابات في العرض على مستوى الدولة، بما فيها الهجوم على منشئات إنتاج النفط في المملكة العربية السعودية في شهر سبتمبر 2019م.

وتوفر قاعدة البيانات هذه لكل دولة دعمًا متميزًا للموارد، وهياكل تكلفة، وقيودًا مالية وتقنية وجيوسياسية. وتشمل بيانات الإنتاج لشركة ريستاد المستمدة من المشاريع القائمة توقعات الإنتاج السنوي، والتكاليف الحدية، وتكلفة تطوير رأس المال، وأسعار النفط المتعادلة (للنفط المحكم). ونشير إلى أن جميع التكاليف مذكورة حسب الحدود الحقيقية في عام 2019م.

ونستخرج أيضًا بيانات عن جودة الخام المصنفة بحسب مقياس الجاذبية لمعهد البترول الأمريكي (API)، ومحتوى الكبريت، وفروق الأسعار الإقليمية، مثل انتشار خام برنت وخام غرب تكساس الوسيط. ويتم استخدام هذه القيم لتعديل السعر المدفوع مقابل الأنواع المختلفة للنفط في المناطق المختلفة. ويبين الجدول (1) ملخصًا لمؤشرات الجودة وأمثلة على الفروق الإقليمية لخام برنت وخام غرب تكساس الوسيط، مما يوفر نظرة عامة على المؤشرات التي تم تقييمها على مستوى الأصول. وتحدد الأسعار الأولى لنوع خام معين من خلال تقسيم الإيرادات السنوية المتوقعة لكل أصل على الإنتاج. ومن ثم تقارن الأسعار مع توقعات ريستاد لخام برنت؛ وذلك لتحديد مؤشر الأسعار الذي يعكس جودة الخام والخدمات اللوجستية الإقليمية والعوامل الأخرى ذات الصلة.

نقوم بمعايرة بيانات إنتاج أوبك لتعكس إجمالي الطاقة الإنتاجية المستدامة لكل الدول الأعضاء، والتي يتم تعريفها على أنها السعة التي يمكن استخدامها في الإنتاج في غضون 90 يومًا، بناءً على البيانات المأخوذة من التقرير الشهري لسوق النفط الصادر عن وكالة الطاقة الدولية (2019). ويُعرِّف النموذج السعة الفائضة بأنها السعة الإجمالية المستدامة مطروحًا منها الإنتاج السنوي لكل دولة من الدول الأعضاء. ويستبعد تحليلنا بعض الدول الأعضاء في منظمة أوبك (الإكوادور، والكونغو، والجابون، وغينيا الاستوائية، ونيجيريا، وفنزويلا) بسبب الاختلافات بين الإنتاج الشهري المتوقع في سوق النفط الصادر عن وكالة الطاقة الدولية ومستويات الإنتاج المبلغ عنها ذاتيًا، مع الإشارة إلى أنها لا تمتلك طاقة احتياطية كبيرة.

يقدم الملحق (أ.5) وصفًا إضافيًا لبيانات العرض، بما فيها وصف لحقول النفط المحكم، ومكثفات الغاز، والسوائل الأخرى. كما نقوم بوصف طرق تجميع البيانات المستخدمة لتقليل عدد أنشطة العرض في النموذج وتحسين أدائه، دون التأثير على دقة النموذج.

الجدول 1. أمثلة على الجودة ومؤشرات الأسعار الإقليمية المستخدمة في النموذج.

(أ) تصحيح الأسعار حسب جودة المنتج

الجودة	تخفيض السعر
الخام الخفيف	1
الخام العادي	0.993
مكثف	0.99
النفط الثقيل (API 20-23)	0.957
الخام المر	0.936
خام اصطناعي	0.908
النفط الثقيل (API 15-19)	0.907
زيت ثقيل إضافي	0.901
البيتومين	0.624
سوائل الغاز الطبيعي، مكاسب المصافي، والسوائل الأخرى	0.512

(ب) الفروق لخام برنت وخام غرب تكساس الوسيط

العام	خام برنت/خام غرب تكساس الوسيط
2019	1.15
2020	1.15
2021	1.18
2022	1.12
2023	1.08
2024	1.08
2025	1.08
2026	1.08
2027	1.07
2028	1.07
2029	1.07
2030	1.07

المصادر: تحليل كابسارك، وبيانات ريستاد.

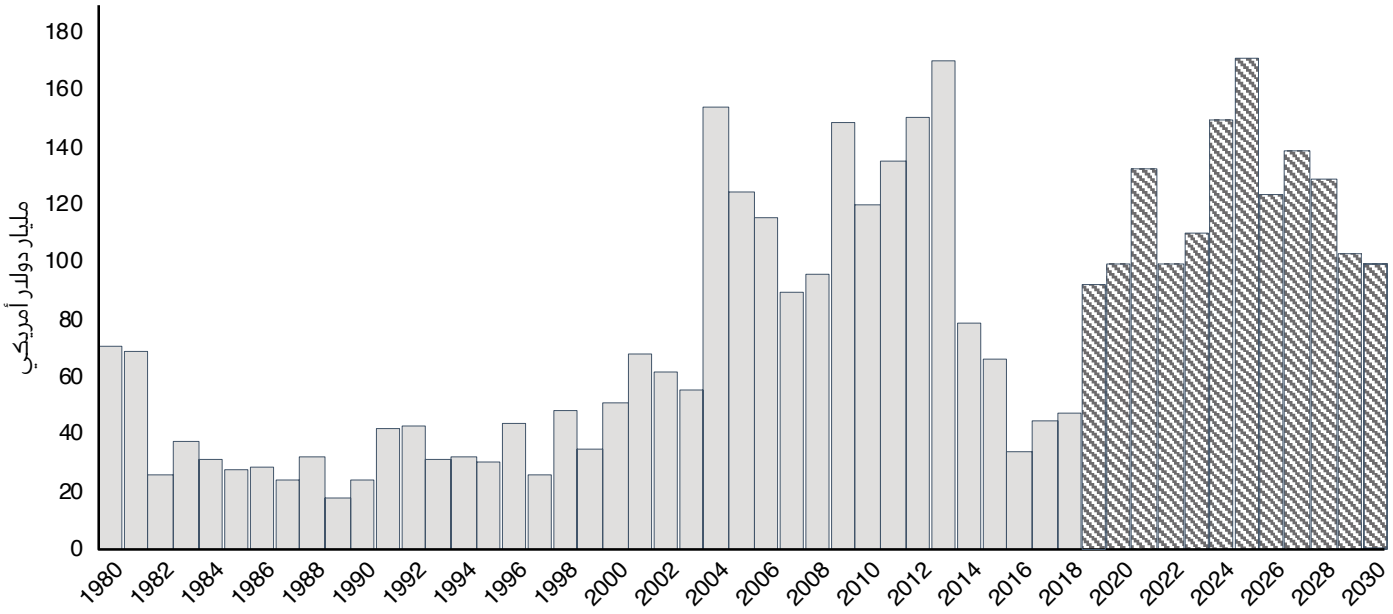
2.5. معايرة الاستثمارات:

نستخدم بيانات (Ucube) المأخوذة من شركة ريستاد إنرجي للمشاريع النفطية الجديدة المخطط لها في الفترة الواقعة ما بين (2020م و2050م)، بما فيها سنة الموافقة المتوقعة، وسنة بدء الإنتاج، وتكاليف التطوير الرأسمالية السنوية. نقوم في البداية بمعايرة النموذج بحيث يمكن الموافقة على جميع المشاريع في أيّ عام -إذا كانت مربحة- مع تعديل بيانات تعريف التكلفة والإنتاج للسنة التي حددها النموذج. ومع ذلك يمكن بموجب هذا الافتراض، أن يتجاوز إجمالي رأس المال الملتزم به لسنة معينة بدرجة كبيرة نطاق القيم الملحوظة في سوق النفط.

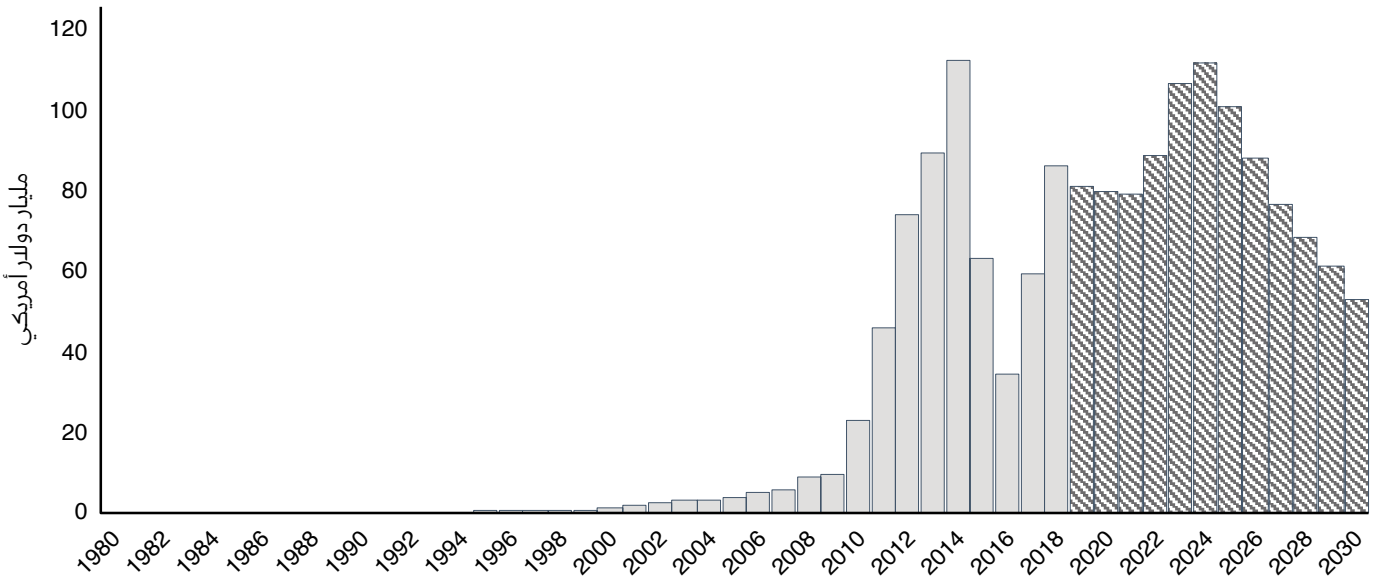
على الرغم من أن العديد من المشاريع قد تكون مربحة في نطاق السعر المتوقع، إلا أن العديد من العوامل الخارجية لمشكلة التحسين الأساسية ربما تقيد الاستثمارات المحتملة. حيث يعتبر حجم رأس المال المتاح على مستوى العالم لتطوير مشاريع نفطية جديدة محدودًا ويمكنه أن يتأثر بالعوامل الاجتماعية والسياسية. وقد يتفاعل المستثمرون مع المخاوف البيئية المتعلقة بالمشاريع النفطية، ويختارون تخصيص الأموال لاستثمارها في أسواق أخرى.

ولمعالجة ذلك، نقدم قيود الاستثمار السنوية المشتركة بين جميع الموردين،[2] كما هو موضح في قسم تصميم السيناريو التالي. ونقدم في إطار التوازن تكلفة إضافية لتطوير مشاريع النفط المربحة ولكنها تتجاوز الحد الأقصى للاستثمار. ويعرض الملحق (أ.2) الصيغ الرياضية للقيود.

الشكل 1أ. إجمالي القيم الحالية لرأس المال الملتزم به في مشاريع نفطية جديدة طويلة الأجل على مستوى العالم.



الشكل 1ب. إجمالي الإنفاق الرأسمالي السنوي على المشاريع النفطية للنفط المحكم قصيرة الأجل.



المصدر: قاعدة بيانات Ucube لشركة ريستاد، وتحاليل كابسارك.

ملاحظة: القيم لما بعد عام 2018م -المنطقة المنقطة- بناءً على توقعات ريستاد.

[2] يسمح لنا هذا التمثيل بمحاكاة سعر النفط لمستوى معين من الاستثمار في قطاع استكشاف وإنتاج النفط، حيث يفترض النموذج علاوة ندرة على تكلفة الاستثمار ويطبق ذلك على جميع المنتجين. ويتم الاستثمار في الدول التي تكون فيها تكلفة الإنتاج أقل.

يرسم الشكل (1 أ) القيمة الحالية لرأس المال (بقيمة الدولار لعام 2019م) المعتمدة سنويًا للمشاريع الجديدة طويلة الأجل للفترة ما بين (1980م و2030م)، التي تم حسابها باستخدام تكاليف التطوير المذكورة والمتوقعة لجميع مشاريع النفط العالمية المدرجة في قاعدة بيانات (Ucube) حتى عام 2100م. وتختلف القيم بشكل كبير خلال هذه الفترة، بمتوسط بلغ 46 مليار دولار أمريكي خلال حقبتيّ الثمانينيات والتسعينيات، و145 مليار دولار أمريكي للفترة ما بين (2004م و2014م) قبل انهيار أسعار النفط في منتصف العقد. وبناءً على توقعات ريستاد، فإنّ من المتوقع أن تصل الالتزامات الرأسمالية إلى مستويات مماثلة بعد عام 2020م.

ويوضح الشكل (1 ب) النفقات الرأسمالية السنوية على استثمارات النفط المحكم للفترة ما بين (1980م و 2030م)، بدلاً من تكاليف المشروع المحسومة مدى الحياة؛ مما يعكس الطبيعة قصيرة المدى لهذه المشاريع والأموال الضخمة اللازمة لإبقائها قيد التشغيل. كذلك يعكس التوسع السريع الذي بدأ تقريبًا في عام 2000م طفرة النفط المحكم للولايات المتحدة الأمريكية، ورأس المال المستقبلي المتوقع المطلوب لاستمرار النمو بناءً على توقعات ريستاد.

تتوقع ريستاد نموًا قويًا للنفط المحكم مقارنة مع شركات الأبحاث الصناعية الأخرى، كما تتوقع ازدياد إنتاج النفط المحكم الأمريكي بما يزيد عن ضعف متوسط الإنتاج في عام 2018م البالغ 6.4 مليون برميل في اليوم، وأن يصل في عام 2025م إلى ذروة تبلغ حوالي 17 مليون برميل في اليوم. وتستند التوقعات إلى تقييم ريستاد للمشاريع ذات الجدوى التجارية عند سعر خام غرب تكساس الوسيط الذي يتراوح ما بين نطاق (55 و70) دولارًا أمريكيًا للبرميل. وتشير توقعات النفط العالمية لعام 2017م (أوبك 2017) وسيناريو السياسات المعلنة لتوقعات الطاقة العالمية (IEA 2019) إلى تباطؤ نمو إنتاج النفط المحكم، مع وصول الإنتاج العالمي إلى 12 مليون برميل يوميًا في عام 2025م. ولقد أدى خفض رأس المال السنوي المستثمر في مشاريع النفط الضيق إلى 50٪ من المستويات المتوقعة لشركة ريستاد إلى إيجاد مستويات مماثلة من الإنتاج.

يمكن باستخدام تمثيل العرض التفصيلي الخاص بنا -على سبيل المثال- تطبيق افتراضات مختلفة على مستوى الدولة أو الشركة، بناءً على الأداء السابق أو القيود الجيوسياسية الحالية. ويمكن كذلك إدراج القيود الفنية واللوجستية من خلال تقييد السعة الجديدة بجزءٍ بسيط من السعة الموجودة في الفترة السابقة. كما يمكن تعيين معدل توسع أقصى لمجموعات المنتجين المختلفة بناءً على معدلات التوسع الفعلية والمتوقعة. كذلك يمكن تعديل سلوك الاستثمار من خلال تعديل نسبة الحسم أو استخدام تقنيات مختلفة لاستقراء أسعار النفط المستقبلية.

3. تصميم السيناريو

نقوم بتصميم سيناريوهات لتقييم العواقب متوسطة المدى (من 2019م إلى 2030م) لسوق النفط العالمي، ويشمل ذلك السيناريوهات التنافسية بافتراض أن جميع منتجي النفط يتصرفون كمتلقين للأسعار (بدون المورد المتبقي)، والسيناريوهات المرجعية بحيث تستمر أوبك أو المملكة العربية السعودية وحدها بالعمل كمورد متبقي.

تتم معايرة نموذج السوق التنافسية وفقًا لسيناريو السياسات المعلنة لتوقعات الطاقة العالمية (IEA 2019)، ويتم استخدام النموذج أولاً من دون قيود استثمارية، ثم في ظل قيود مختلفة على رأس المال المتاح لمشاريع النفط الضيق التقليدية قصيرة أو طويلة الأجل. وتستخدم هذه السيناريوهات لتحليل كيفية تأثير تطوير هذا النوع من الإنتاج على ديناميكيات السيناريوهات التنافسية. فضلًا عن ذاك، قمنا بعقد مقارنة بين الحصة السوقية للمملكة العربية السعودية وبين إيراداتها في سيناريوهات الموردين المتبقين التنافسية في ظل القيود الاستثمارية المماثلة.

وفي ظل سيناريو المورد المتبقي، تستهدف مجموعة مختارة من المنتجين -مثل أوبك- ضمنًا سعرًا عالميًا للنفط من خلال إضافة أو إزالة السعة. فيما نستخدم السعر والطلب العالمي المقابل المأخوذ من توقعات الطاقة العالمية كهدف للمورد المتبقي، ورغم ذلك يمكن أيضًا اختبار الأهداف البديلة. ويقدم الملحق (أ.3) وصفًا لكيفية حل نموذجنا للتوازن بموجب سيناريو المورد المتبقي؛ حيث يحدد النموذج قرارات الإنتاج والاستثمار لجميع الدول، باستثناء المورد المتبقي، بافتراض أنها تتصرف كجهات متنافسة متلقية للأسعار. ومن ثم يقوم المورد المتبقي بتحديد إنتاجه من أجل تحقيق التوازن في السوق.

نفترض أنّ مجموعة من أعضاء أوبك بحصص إنتاج في عام 2018م -الجزائر، وأنغولا، وإيران، والعراق، والكويت، وليبيا، والمملكة العربية السعودية، والإمارات العربية المتحدة- تعمل بشكل جماعي كمورد متبقي، وأنها تنسق الإنتاج ليتناسب مع سعتها الإجمالية. فإذا أخذنا في الاعتبار تاريخ أسواق النفط وأن المملكة العربية السعودية تعتبر أكبر مصدر للنفط وتمتلك معظم الطاقة الفائضة في العالم، فإننا نُدير حالة بديلة تعمل فيها المملكة العربية السعودية كمورد متبق دون دعمٍ من أوبك. ويفترض في هذه الحالة، أن يتوقف أعضاء أوبك عن التفاوض على حصص الإنتاج، وهو ما يمكن أن يحدث تحت ضغط دولي، مثل مشروع القانون الأمريكي لمنع احتكار إنتاج وتصدير النفط (لاحظ أن تحليلنا افتراضي بحت ولا يعكس سياسات حكومة المملكة العربية السعودية في هذا الصدد).

3.1. القيود المالية للمشاريع الجديدة طويلة الأجل ومشاريع النفط المحكم:

نقوم بالنسبة للمشاريع طويلة المدى بمحاكاة مختلف القيود الاستثمارية ضمن نطاق القيم الفعلية الواردة في الشكل (1أ)، وتتوقع بيانات ريستاد أن يصل متوسط رأس المال السنوي الملتزم به للمشاريع الجديدة للفترة ما بين (2020م و 2030م) 132 مليار دولار أمريكي من حيث القيمة الحالية. ويمكن للنموذج في سيناريو خطة استثمار ريستاد، أن يستثمر في مشاريع جديدة خلال أو بعد سنة الموافقة المتوقعة.

نقوم بعد ذلك بمحاكاة سيناريوهات بديلة، يمكن من خلالها تطوير المشاريع الجديدة لسقف سنوي للقيمة الحالية لرأس المال المعتمد. وبدلاً من اتباع سنوات الموافقة على المشروع المأخوذة من ريستاد، يمكن تنفيذ أيّ مشروع تمت الموافقة عليه في الفترة ما بين (2020م و2050م). وتبلغ قيمة القيود وتسميات السيناريو المقابلة (75 و100 و125 و150) مليار دولار أمريكي كحد أقصى، وهي تختلف عن خطة ريستاد القياسية لأننا نفترض أنّ الموردين بإمكانهم تحديد أولويات المشاريع وفقًا للأرباح. ويوفر هذا نهجًا مباشرًا لمحاكاة مجموعة من القيود، مع السماح بمرونة في خطط المشاريع، بما فيها التطوير السريع للمشاريع المربحة الجديدة لأعضاء منظمة أوبك.

3. تصميم السيناريو

تستند قرارات إنتاج واستثمار النفط المحكم قصيرة الأجل إلى التوقعات التجارية التي تقدمها ريستاد، والتي قد تصل إلى ذروة تبلغ حوالي 17 مليون برميل في اليوم في عام 2025م. ولنفترض أنّ بإمكان الموردين تطوير أيّ حقل نفط محكم حتى الوصول لأقصى مستوى إنتاج، طالما تتجاوز الأسعار نقطة التعادل. ولتقييد إنتاج النفط المحكم إلى ما يقارب 12 مليون برميل في اليوم، فإننا نقوم بتنفيذ سيناريو الحد الأقصى للنفط المحكم الذي يخفض الاستثمارات السنوية فيه إلى 50٪ من توقعات ريستاد.

4. تحليل النموذج والنتائج

سنقوم في هذا القسم بتحليل توازن السوق في سيناريو السوق التنافسي مع قيود الاستثمار المختلفة، وإجراء تحليل الحساسية فيما يتعلق بمعايير الطلب في النموذج. كذلك سندرس تأثير هذه السيناريوهات على إنتاج وإيرادات المورد المتبقي الأساسي -أي المملكة العربية السعودية- بدعم من أعضاء أوبك الآخرين أو بدون.

4.1. ديناميكيات أسعار النفط والطلب: الحد الأقصى للاستثمارات طويلة الأجل

يعقد الشكل (2) مقارنة بين مسارات أسعار النفط (2 أ) والطلب (2 ب) المأخوذة من نماذج المنافسة المثالية -سيناريو عدم وجود المورد المتبقي- ومستويات توقعات الطاقة العالمية المرجعية المستخدمة لإنشاء سيناريو المورد المتبقي. ونقوم بتضمين نتائج لنموذج السوق التنافسية بدون قيود استثمارية، في ظل افتراضات المورد صاحب النظرة القريبة أو المستقبلية البعيدة. ومن ثم نقوم بمحاكاة السوق التنافسية في ظل قيود الاستثمار المختلفة الموضحة في القسم (3.1)، وخطة استثمار شركة ريستاد، والحدود الاستثمارية الثلاثة المتوسطة (75 و100 و125 و150 مليار دولار أمريكي). كذلك نطبق افتراض المورد صاحب النظرة المستقبلية البعيدة في هذه الحالات. ونظراً إلى قيود الاستثمار الملزمة في هذه السيناريوهات، فإننا نجد أنّ النتائج لا تختلف اختلافًا كبيرًا مع نتائج الموردين أصحاب النظرة القريبة.

إن القيمة الحالية لرأس المال المعتمد للمشاريع الجديدة في ظل سيناريوهات السوق التنافسية والاستثمارات غير المقيدة -بعيدة أو قريبة المدى حسب ما ورد في الشكل (2)- تتجاوز في عام 2020م مبلغ 1.6 تريليون دولار أمريكي. ويتجاوز هذا الرقم مستويات الاستثمار الموجودة سابقًا الموضحة في الشكل (1)، مما يدفع بالأسعار إلى انخفاض أقلّ من 55 دولار أمريكي للبرميل بعد عام 2023م مع التسارع المتنامي في نمو الطلب.

ومن غير المرجح أن تتحقق مثل هذه الاستثمارات المكثفة على أساس الربحية وحدها. كما توضح هذه السيناريوهات تأثير تطبيق سلوك المورد قصير النظر مقابل سلوك المورد صاحب النظرة البعيدة المستقبلية دون قيود الاستثمار الملزمة. ويتوقع المنتجون في هذا السيناريو الأخير اتجاهًا هبوطيًا للأسعار، مع حجب الموافقة على المشاريع التي أصبحت غير مربحة بأقل من 45 دولارًا أمريكيًا للبرميل.

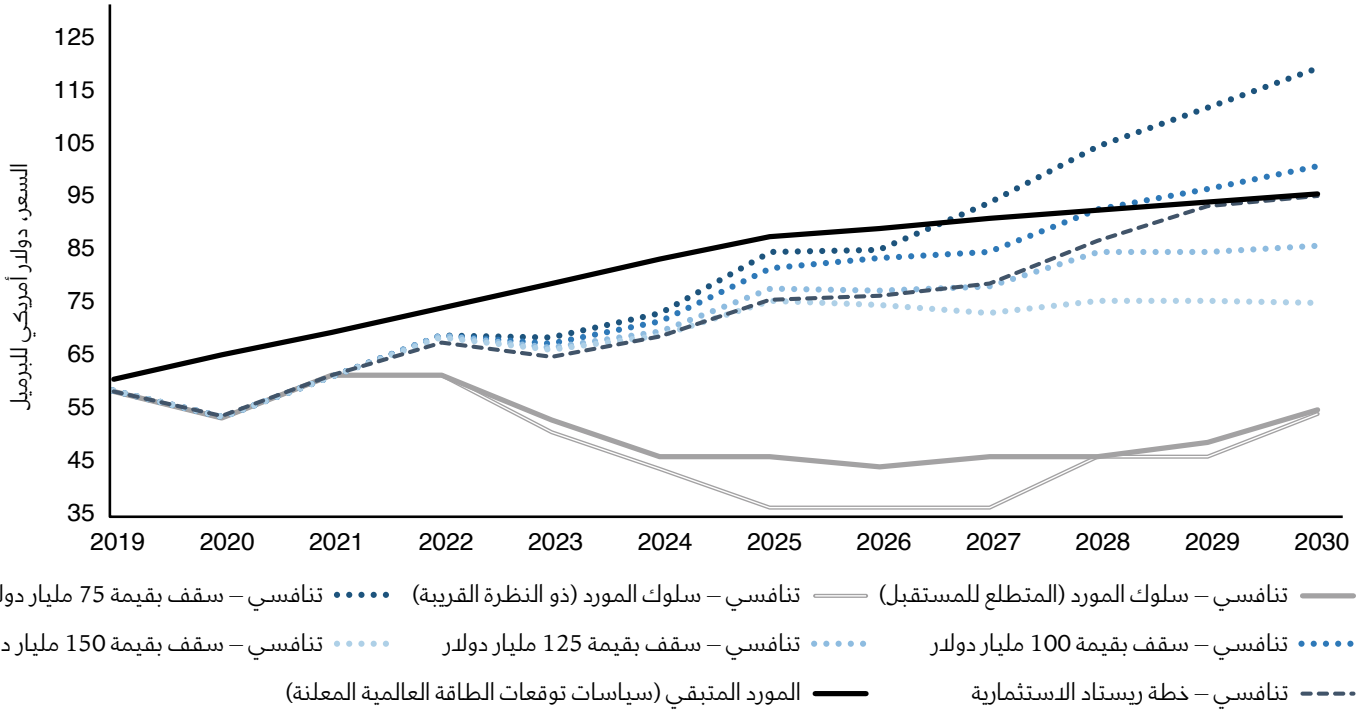
ويصبح الفرق بين الافتراضات الضيقة -غير الموضحة- والتطلعية في ظل السيناريوهات المقيدة أقل وضوحًا؛ نظرًا لأنّ قيود الاستثمار تعد مُلزمة في كلتا الحالتين، مما يؤدي إلى مجموعات متطابقة تقريبًا من المشاريع المعتمدة والقدرة المتاحة.

ونلاحظ أن مستوى القيد لا يغير التوازن الناتج بشكل ملحوظ بعد عام 2024م بالتزامن مع زيادة السعة الجديدة، واستبدال خفض الإنتاج المنخفض من المشاريع القائمة. ووفقًا لخطة ريستاد للاستثمار والحد الأقصى الذي يبلغ 150 مليار دولار أمريكي، فإنّ متوسط الأسعار للفترة الواقعة ما بين (2020م و2025م) يبلغ 11 دولار امريكي للبرميل، او 14٪ أقلّ من الأسعار المرجعية لتوقعات الطاقة العالمية. وإذا استمر التباطؤ الحالي في الموافقات على المشاريع طويلة الأجل (أقلّ من 100 مليار دولار أمريكي)، فقد تتجاوز الأسعار توقعات الطاقة العالمية المرجعية.

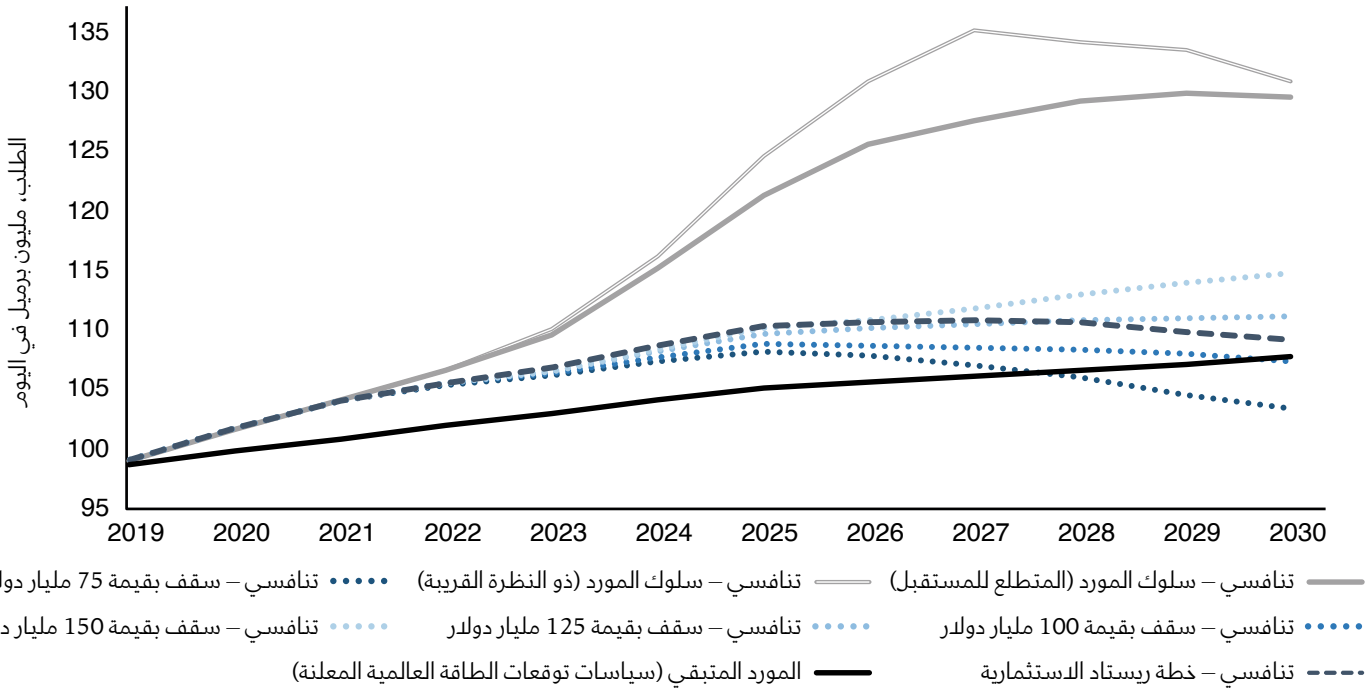
4.2. ديناميكيات أسعار النفط والطلب: استثمارات النفط المحكم

الشكل (3 أ). أسعار النفط العالمية: المورد المتبقي (سياسات توقعات الطاقة العالمية المعلنة) مقابل السيناريوهات التنافسية بافتراض انخفاض في النفقات الرأسمالية السنوية على مشاريع النفط المحكم قصيرة الأجل بنسبة 50٪.

الشكل 2أ. (سعر النفط العالمي) توقعات الطاقة العالمية الصادرة من وكالة الطاقة الدولية مقابل سيناريو "عدم وجود مورد متبقي"

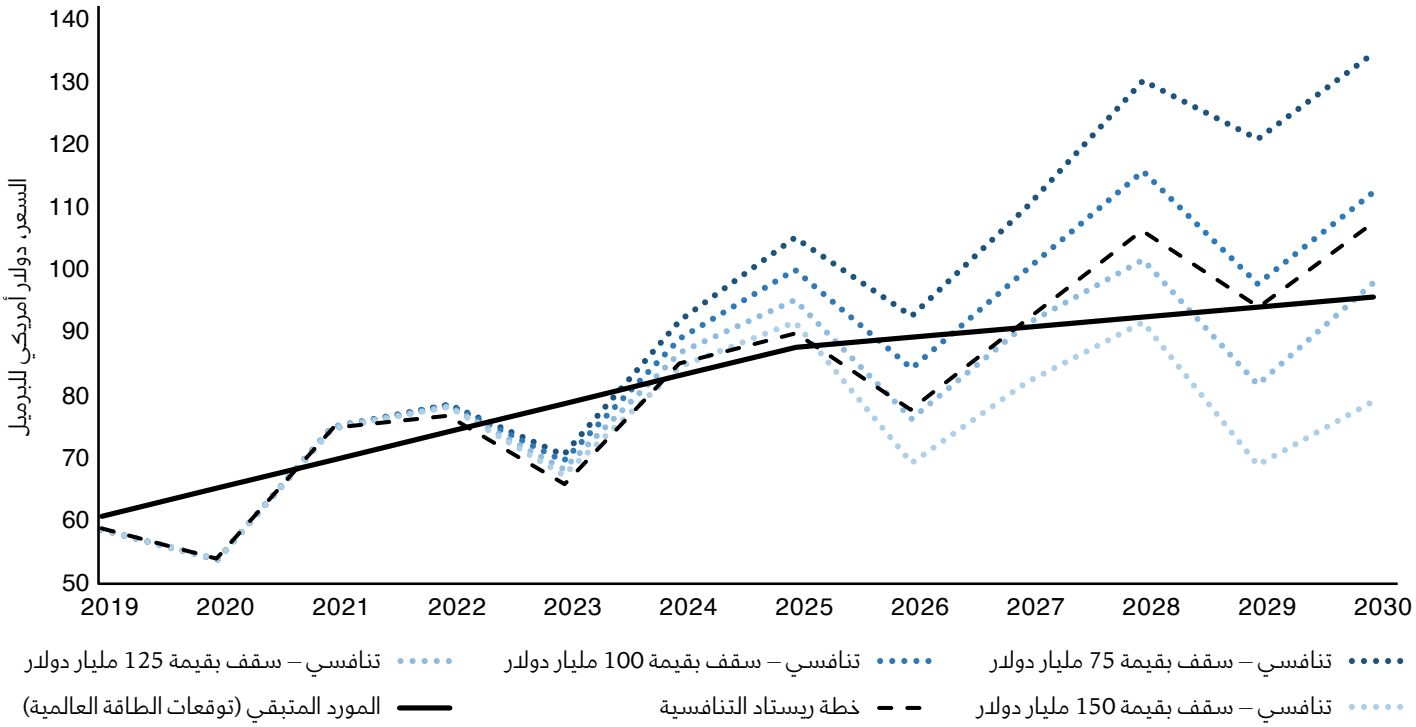


الشكل 2ب. (الطلب العالمي على النفط) توقعات الطاقة العالمية الصادرة من وكالة الطاقة الدولية مقابل سيناريو "عدم وجود مورد متبقي"

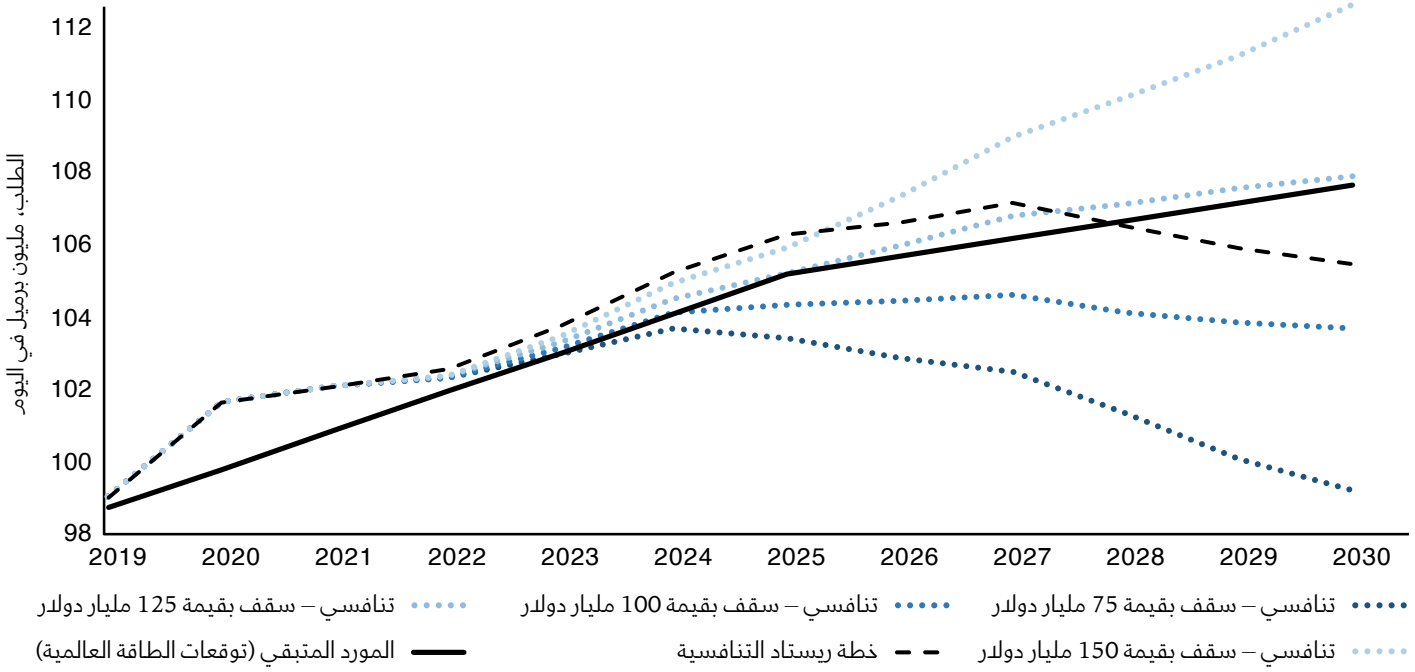


المصادر: توقعات الطاقة العالمية الصادرة من وكالة الطاقة الدولية، وتحاليل كابسارك.

الشكل 3أ. أسعار النفط العالمية: المورد المتبقي (سياسات توقعات الطاقة العالمية المعلنة) مقابل السيناريوهات التنافسية بافتراض انخفاض في النفقات الرأسمالية السنوية على مشاريع النفط المحكم قصيرة الأجل بنسبة 50٪



الشكل 3ب. الطلب العالمي على النفط: المورد المتبقي (سياسات توقعات الطاقة العالمية المعلنة) مقابل السيناريوهات التنافسية بافتراض انخفاض بنسبة 50٪ في النفقات الرأسمالية السنوية على مشاريع النفط المحكم قصيرة الأجل



المصادر: توقعات الطاقة العالمية الصادرة من وكالة الطاقة الدولية، وتحاليل كابسارك.

نعرض في الشكل (3) السعر (3 أ) والطلب (3 ب) على السيناريوهات بحيث يتم تحديد استثمارات النفط المحكم بنسبة 50٪ من المستويات المتوقعة من قبل ريستاد، ويوضح الشكل (4) مستويات إنتاج النفط المحكم العالمية قبل وبعد تطبيق قيود الاستثمار البالغة 150 مليار دولار أمريكي.

يؤدي التباطؤ في نمو إنتاج النفط المحكم في الشكل (3 أ) إلى زيادة متوسط الأسعار وتغيرها، حيث يزيد الانحراف المعياري لمعدل التغيّر السنوي في أسعار السوق التنافسية بنسبة 120٪ على الأقل في السيناريوهات المعروضة. وينطبق هذا حتى عند افتراض استثمارات أقوى في الإنتاج التقليدي طويل الأجل. غير أننا نلاحظ أنّ انخفاض القدرة على تقييد مشاريع النفط المحكم قصيرة الأجل، هي القدرة على موازنة السوق كمصدر للإنتاج الحدي، مقارنة بالمشاريع التقليدية الجديدة ذات الفترات الزمنية الأطول.[3]

تتعافى الأسعار بشكل أسرع بكثير مما هو الحال في الشكل (2) ضمن نطاق افتراضات الاستثمار التي تم تناولها، ونتيجة لذلك يمكن أن يشهد السوق زيادة استثمار في المشاريع طويلة الأجل استجابة لارتفاع الأسعار. وتظل الأسعار التنافسية في ظل الموافقة المتسارعة على المشاريع الجديدة طويلة الأجل -أي الحد الأقصى البالغ 150 مليار دولار أمريكي- أقل من الأسعار المرجعية لتوقعات الطاقة العالمية بعد عام 2025م.

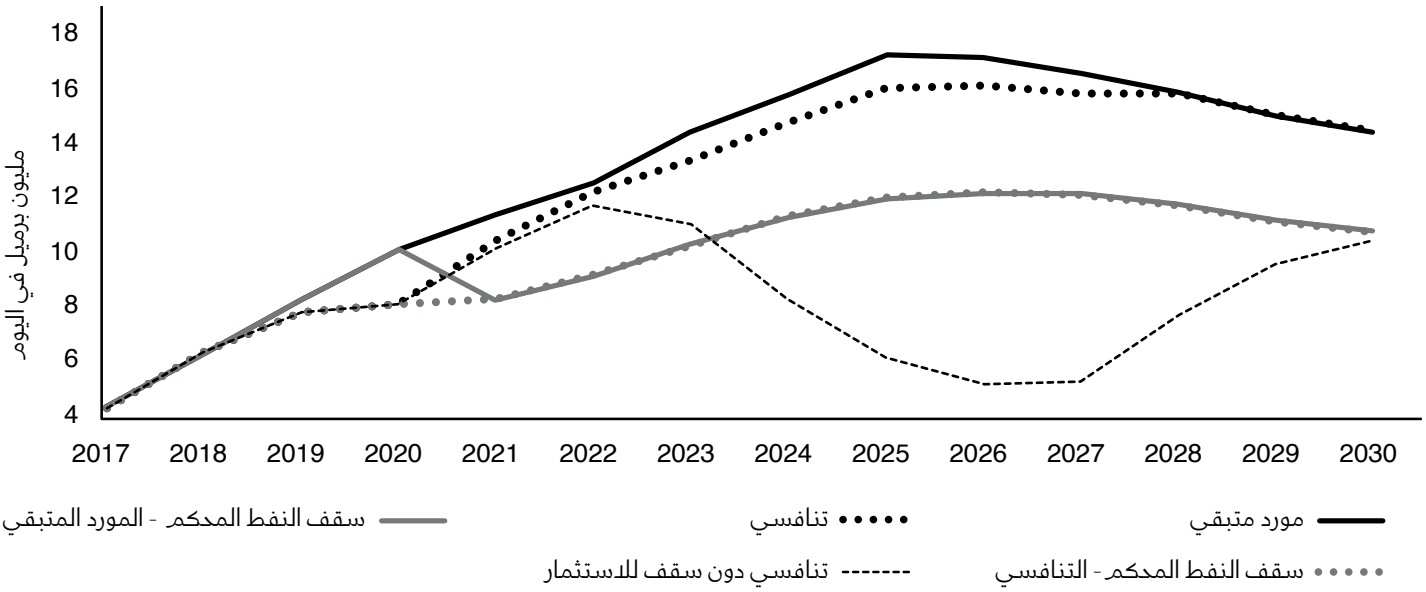
وينخفض إجمالي الطلب في الشكل (3 ب) بصورة أقل بكثير من السيناريو المرجعي بعد عام 2024م، وذلك عندما يتم تحديد متوسط رأس المال السنوي الملتزم به للمشاريع طويلة الأجل دون المستويات المتوقعة في خطة استثمار ريستاد (أي 75 مليار دولار أمريكي و 100 مليار دولار أمريكي). ونلاحظ ذروة الطلب على النفط في كل هذه السيناريوهات، وكذلك في إطار خطة ريستاد للاستثمار.

كذلك نلاحظ أننا -في ظل سيناريو المورد المتبقي وغير المتبقي- نطبق نفس القيود على الاستثمارات في المشاريع الجديدة، ونجد أنها مُلزمة في كلتا الحالتين. ففي ظل قيود الاستثمار المنخفضة (على سبيل المثال 75 مليار دولار أمريكي و100 مليار دولار أمريكي)، يكون إجمالي الإنتاج (الطلب) المُستدام في السيناريوهات التنافسية أقلّ من الطلب في توقعات الطاقة العالمية. وسيتعين على المورد المتبقي في هذه الحالة أن ينتج أعلى من مستوياته المستدامة للإنتاج بتكلفة رأسمالية إضافية؛ وذلك لموازنة السوق بالسعر والطلب المفترضة من قبل توقعات الطاقة العالمية. ويبدو أن توازن السوق بناءً على توقعات الطاقة العالمية لن يكون مستدامًا بموجب هذه القيود الرأسمالية.

وأخيرًا، يعرض الشكل (4) الإنتاج العالمي للنفط المحكم في سيناريوهات مختلفة، مع أو بدون حدود استثمارية. وتوضح الخطوط السوداء المنقطة والمتقطعة كيفية استجابة إنتاج النفط المحكم لزيادة الإنتاج من المشاريع التقليدية وانخفاض الأسعار. فيما يمثل الخط المتقطع (غطاء استثماري بدون تكلفة تنافسية) السيناريو مع الموردين قصيري النظر بدون حدود استثمارية. كما يظهر حساسية إنتاج النفط المحكم حيث تنخفض الأسعار إلى أقل من 60 دولارًا أمريكيًا للبرميل بعد عام 2022م. وينخفض الإنتاج بسرعة إذا كان أقل من 45 دولارًا أمريكيًا للبرميل، بالتزامن مع انخفاض الإنتاج في عام 2026م إلى مستويات ما قبل عام 2018م، ولكنه تعافى مع تعافي الأسعار ليصل إلى 55 دولارًا أمريكيًا للبرميل في نهاية العقد. فيما تعبر السيناريوهات الأخرى في الشكل (4) عن خطة ريستاد للاستثمار، حيث يؤدي في هذه الحالة الانخفاض البسيط في الأسعار في سيناريو المنافسة إلى انخفاض بسيط في إنتاج النفط المحكم، الذي يتراوح ما بين (1 و2) مليون برميل في اليوم.

[3] وجدت دراسة ريستاد (2018) تضخمًا في الأسعار على المدى القصير عندما تزداد سعة النفط المحكم الأمريكي. ومع ذلك تختلف المنهجية وتكرار البيانات عن المستخدمة في هذه الدراسة.

الشكل 4. الإنتاج العالمي للنفط المحكم في سيناريوهات المورد المتبقي والسوق التنافسية في إطار خطة ريستاد للاستثمار (يمثل الخط المتقطع المشاريع التقليدية وغير التقليدية بدون قيود).



المصادر: قاعدة بيانات ريستاد، وتحليل كابسارك.

4.3. تحليل الحساسية: معايير الطلب:

تلعب مرونة الطلب السعرية دورًا محوريًا في معايرة كيفية استجابة المستهلكين للتغيّر في هيكل العرض. ولمعرفة مدى حساسية النموذج لافتراضاتنا، فإننا نقوم بتشغيل العديد من السيناريوهات التي تمت معايرتها عبر مجموعة من أوجه المرونة. كما نقوم أيضًا بدراسة الحساسية فيما يتعلق بمرونة الدخل، ولكننا نجد أنه بالنسبة لنطاق القيم ذات الأهمية، فإنّ مرونة السعر للطلب لها تأثير أقوى على التوازن.

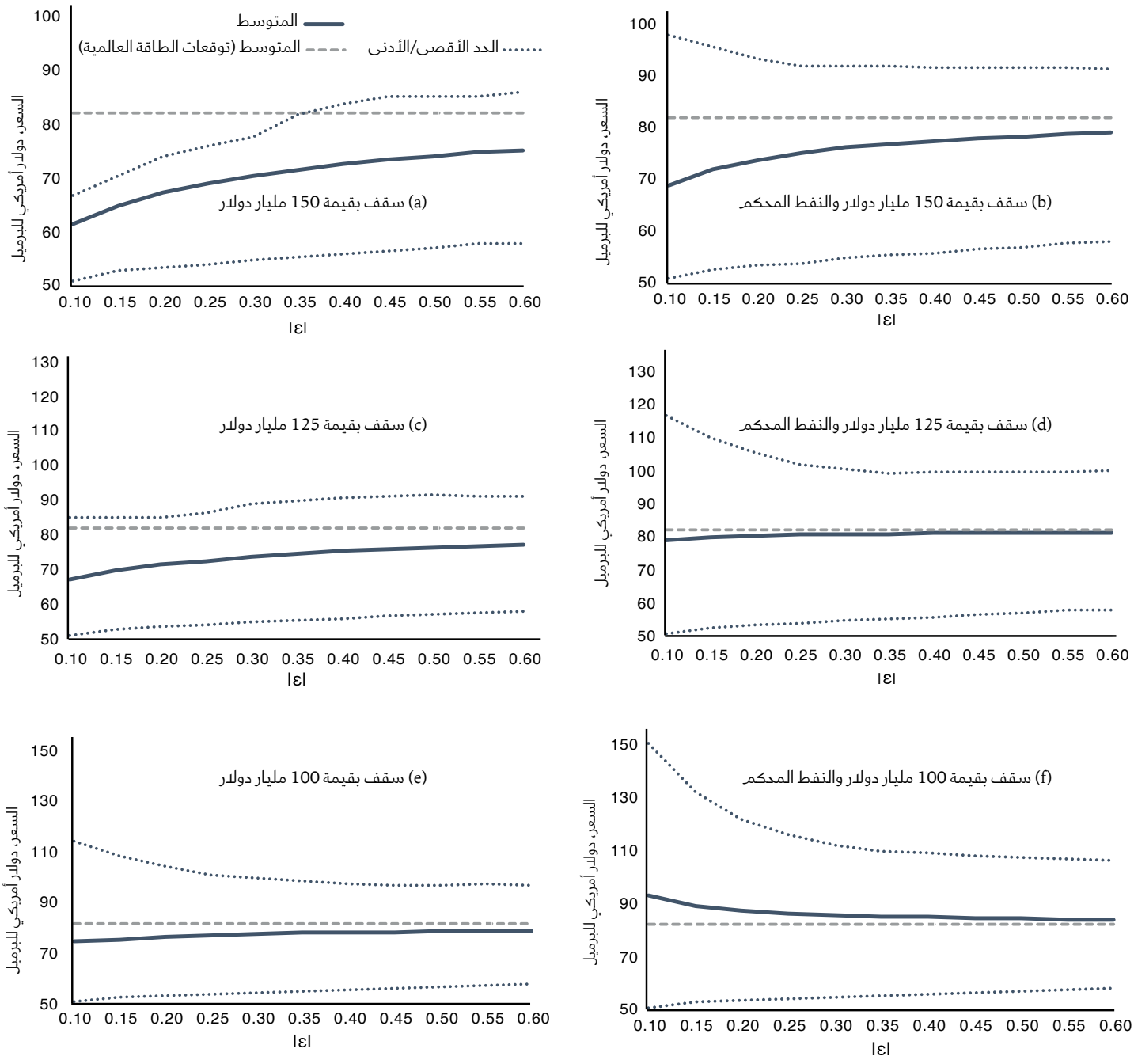
تعرض نتائج السعر والطلب في ظل ثلاث فرضيات مختلفة لمرونة السعر (0.1- و0.25- و0.5-) في الملحق الثاني (ب)، الشكلين (ب .1 وب .2). وكما هو متوقع، يتعافى الطلب والأسعار بشكل أسرع -أو أبطأ- بناءً على استجابة المستهلكين بشكل أكبر -أو أقل- للتغيّر في أسعار السوق التنافسية.

يرسم الشكل (5) متوسط الأسعار المأخوذة من السيناريو التنافسي (بالخطوط الداكنة) للفترة الواقعة ما بين (2020م و2030م) لمجموعة من حالات مرونة الطلب: الحد الأقصى 150 مليار دولار (5a)، والحد الأقصى 125 مليار دولار (5c)، والحد الأقصى 100 مليار دولار (5e)، والحالات التي تشمل 50٪ كحد أقصى للنفط المحكم (5b) و (5d) و (5f) على التوالي. كما توضح الخطوط المنقطة القيم الأعلى والأدنى، وتوضح الخطوط المتقطعة متوسط الأسعار المستمد من توقعات الطاقة العالمية.

يستجيب متوسط الأسعار بشكل أكبر في السيناريوهات ذات القيود الاستثمارية الأقل تعقيدًا -يكون فيها الحد الأقصى 150 مليار دولار أمريكي- للتغيرات في مرونة الأسعار المطلقة أو استجابة الطلب. ويتفاعل الطلب مع زيادة مرونة الأسعار بشكل أقوى بالتزامن مع انخفاض الأسعار الناجم عن الإنتاج الإضافي لأوبك، مما يؤدي إلى ارتفاع أسعار التوازن. ويصبح متوسط الأسعار مسطحًا نظرًا لقيود الاستثمار والإمدادات في حالات المرونة المختلفة، ولكنه يظهر تباينًا أكبر (الحد الأقصى والحد الأدنى من فارق السعر)

كما هو موضح في الشكلين (2 و3). وتعكس النتائج المعايرة مع تقارب متوسط الأسعار نحو الحالة المرجعية لتوقعات الطاقة العالمية، بينما تتأرجح هذه النتائج بسعة أكبر بسبب ارتفاع علاوة الندرة على الاستثمارات.

الشكل 5. متوسط الأسعار (بالخطوط الداكنة) المأخوذة من السيناريوهات التنافسية للفترة ما بين (2020م و2030م) لمجموعة من مرونة أسعار الطلب على المدى الطويل. وتمثل الخطوط المنقطة الحد الأقصى والحد الأدنى للأسعار في السيناريو التنافسي، بينما تمثل الخطوط المتقطعة متوسط السعر المأخوذ من توقعات الطاقة العالمية المرجعية (2019).



المصادر: تحليل كابسارك.

ينعكس اتجاه تسطيح متوسط الأسعار مع زيادة قيود الاستثمار -الشكل (5) 100 مليار دولار أمريكي وغطاء النفط المحكم- ولا يصل الطلب غير المستجيب إلى الإمدادات الأكثر إحكامًا في هذه الحالة، مما يتسبب في حدوث ارتفاعات متكررة في الأسعار -الملحق الثاني (ب) الشكل (ب .2)- وارتفاع متوسط الأسعار للمرونة المنخفضة.

نعرض في الملحق الثاني (ب) سيناريوهات إضافية تمت معايرتها حسب الطلب المرجعي، وتوقعات أسعار الطاقة العالمية الصادرة عن إدارة معلومات الطاقة الأمريكية (2019). ومقارنةً بتوقعات الطاقة العالمية، فإنّ معايرة النموذج وفقًا لبيانات توقعات الطاقة العالمية تؤدي إلى انخفاض وتقلب الأسعار، بسبب تباطؤ الأسعار وتوقعات نمو الطلب.

4.4. ديناميكيات العرض للمورد المتبقي:

يوضح الشكل (6) إنتاج السوائل السنوي في المملكة العربية السعودية (أ) وأوبك (ب) في ظل سيناريوهات السوق التنافسية وفي ظل وجود قيود الاستثمار المختلفة. وتوضح هذه السيناريوهات النمو في إجمالي إنتاج المملكة العربية السعودية وأوبك، بالإضافة إلى السعة المتاحة بافتراض الموافقة السريعة على المشاريع الجديدة بناءً على مدى ربحيتها بالنسبة للمنتجين الآخرين. ومن المقرر أن تتم الموافقة على العديد من المشاريع التي ينظمها أعضاء أوبك بعد عام 2030م بموجب خطة ريستاد.

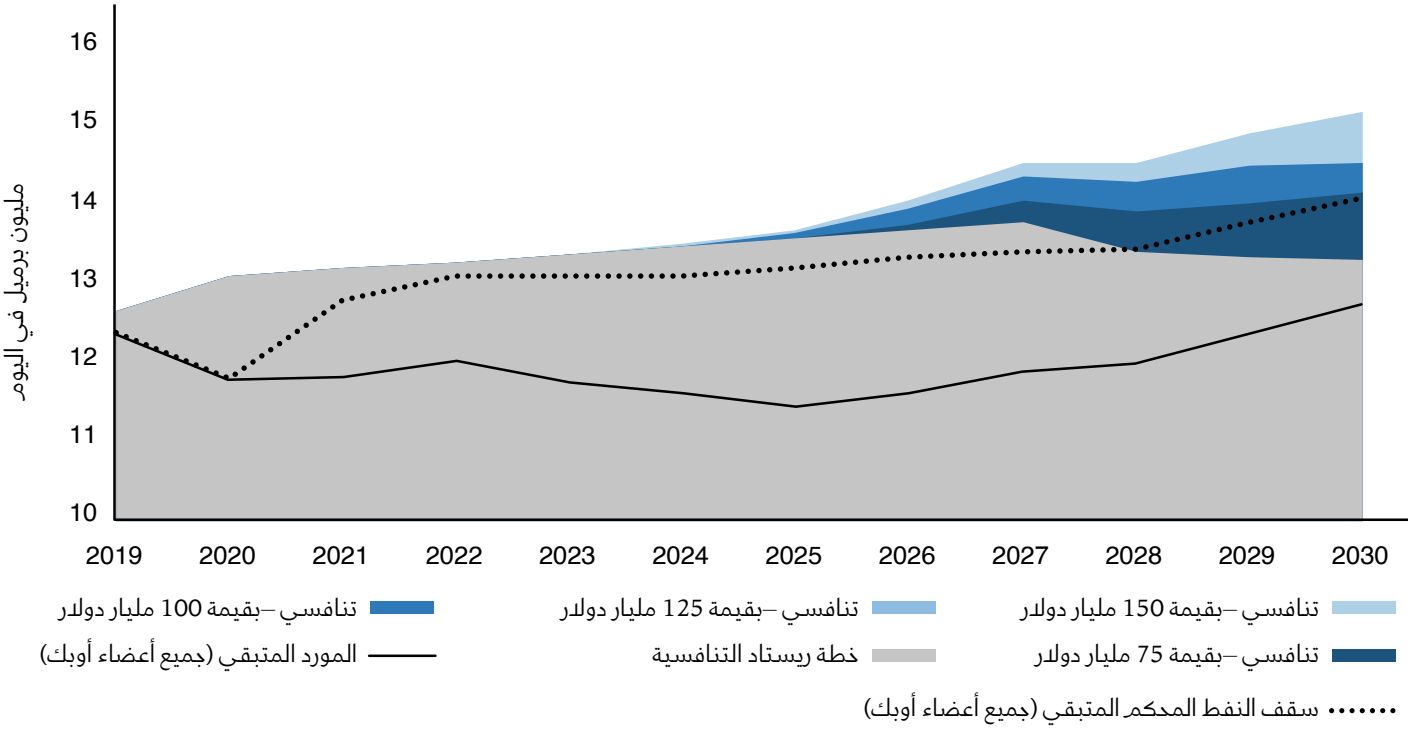
تعكس الخطوط في الشكل (6) إجمالي الإنتاج بافتراض أن أوبك تنسق الإنتاج المتبقي بموجب خطة استثمار ريستاد (الموضحة بالخطوط المتقطعة)، بما فيها الحد الأقصى للنفط المحكم. (راجع الملحق الثاني "ب" (الشكل ب.4) لإنتاج المورد المتبقي تحت قيود الاستثمار المختلفة).

تراجع إنتاج المملكة العربية السعودية إلى 11.4 مليون برميل في اليوم -أي أقلّ بنحو مليونيّ برميل في اليوم من طاقتها الإنتاجية- بالتزامن مع ارتفاع إنتاج النفط المحكم في عام 2025م. وفي هذه الحالة سينخفض إنتاج أوبك إلى 35.3 مليون برميل في اليوم، حيث يساهم الأعضاء المشاركون بكمية من الإنتاج المتبقي بما يتناسب مع قدرتها الإجمالية. وقد تحملت المملكة العربية السعودية -من الناحية التاريخية- أكبر حصة من عمليات خفض الإنتاج مقارنة بأعضاء أوبك الآخرين. لذلك إذا قامت المملكة العربية السعودية بتنظيم غالبية الإنتاج المحجوب -حوالي 6.4 مليون برميل في اليوم- مع وجود الدعم المحدود من أوبك أو بدونه، فإنها ستواجه انخفاضًا كبيرًا في حصتها السوقية تبعًا لذلك.

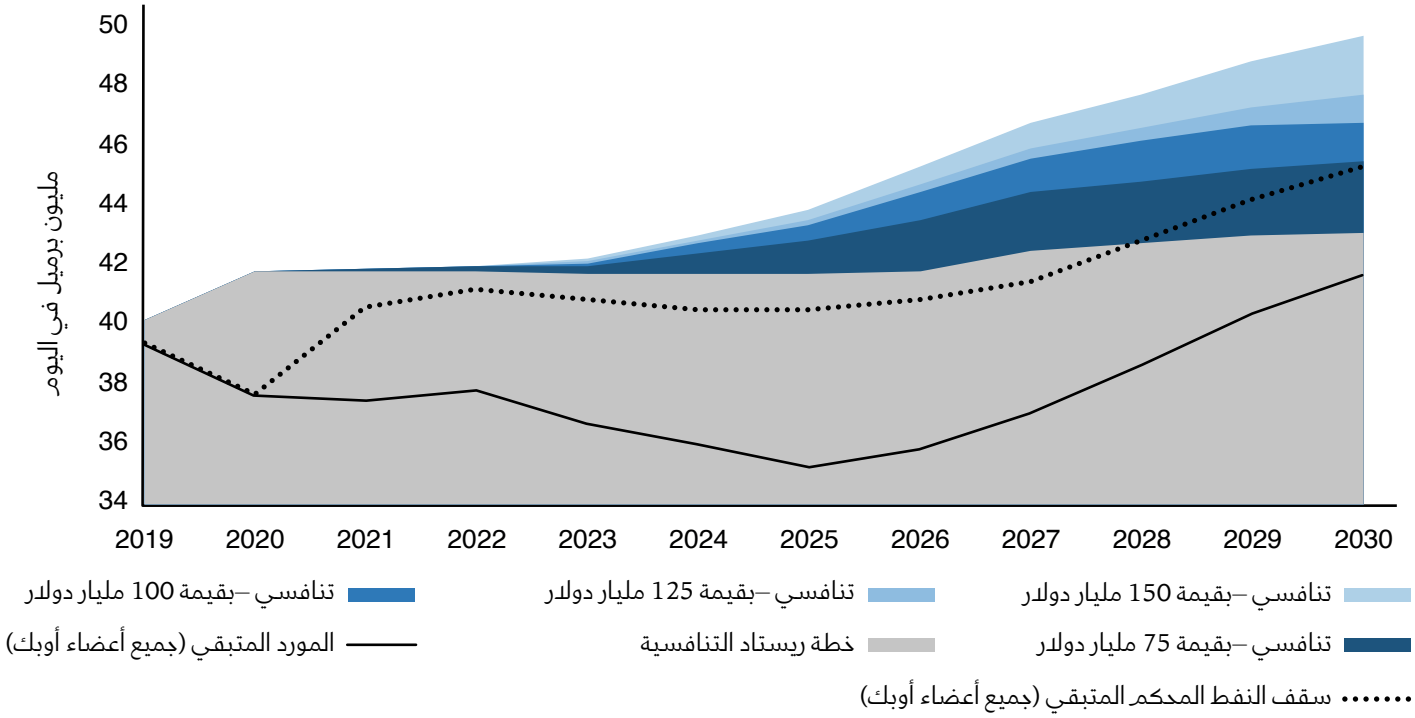
تزداد حصة المورد المتبقي في السوق بشكل ملحوظ في ظل خفض رأس المال المستثمر في مشاريع النفط المحكم بنسبة 50%، لتتجاوز 40 مليون برميل في اليوم بعد عام 2020م. وفي هذه الحالة، قد يكون من الأفضل للمملكة العربية السعودية التصرف كمورد متبق دون دعم من أوبك. وفي ظل قيود النفط المحكم الصارمة هذه، فقد يتجاوز إنتاج المورد المتبقي طاقة أوبك بموجب خطة ريستاد للاستثمار بمقدار 2.2 مليون برميل في اليوم. مما سيتطلب من الأعضاء زيادة الإنتاج فوق مستويات الإنتاج المستدامة أو تسريع الموافقات على المشاريع، مثل الحد الأقصى للاستثمار الذي يبلغ 75 مليار دولار.

من الواضح أن المملكة العربية السعودية ستكون بحاجة إلى دعم أكبر من منتجين آخرين للحفاظ على الإنتاج أعلى من 10 مليون برميل في اليوم عند السعر المستهدف المحدد، مع تزايد نمو النفط المحكم. وقد يشمل هذا دولًا من خارج منظمة أوبك، مثل روسيا والمنتجين الآخرين المشاركين في مجموعة أوبك بلس (Gnana 2019). تمت دراسة الفكرة التي مفادها احتمالية احتياج أوبك إلى دعم من دول أخرى خارج المنظمة في بحث بعنوان "هل سينتهي أمر أوبك من دون روسيا؟" للباحث (Volkmar 2018).

الشكل 6أ. إنتاج المملكة العربية السعودية للسوائل في السيناريوهات التنافسية (المناطق المظللة) وأوبك كمورد متبقي (الخطوط)، تمثل الخطوط المتقطعة الحد الأقصى بنسبة 50٪ للاستثمارات في النفط المحكم.



الشكل 6ب. مشابه للشكل (6 أ) ولكن لإنتاج أوبك من السوائل.



المصدر: تحليل كابسارك.

4.5. اقتصاديات المورد المتبقي:

نقوم بناءً على النتائج المذكورة أعلاه بالبحث فيما إذا كان العمل كمورد متبق يزيد من العائدات النفطية في المملكة العربية السعودية نسبةً إلى سلوك السوق التنافسي البحت، على افتراض أنه يمكن للمملكة المحافظة بشكل مستقل على حصتها السوقية كمورد متبق أساس، أو يمكنها القيام بذلك بدعم من أوبك (وشركائها الآخرين).

وللإجابة على هذا فإننا نقوم بتقدير القيمة النسبية لأرباح النفط في المملكة العربية السعودية، التي يتم تعريفها على أنها صافي الإيرادات مطروحًا منها النفقات الرأسمالية السنوية، في ظل سيناريوهات الموردين التنافسيين والمتبقين. ومن ثم نقوم بحساب الفرق بين الأرباح السنوية في سيناريو المورد المتبقي والسيناريو التنافسي في حالتين: حينما تعمل دول أوبك بشكل مشترك كمورد متبقي، وتعمل المملكة العربية السعودية بمفردها.[4] ومن ثم نقوم بحساب صافي القيمة الحالية للفرق في الفترة ما بين (2020م و2030م) باستخدام معدل حسم يبلغ 4٪، مقابل معدل 10٪ المستخدم لتقييم قرارات الاستثمار الأولية. ويعكس هذا انخفاض معدلات الحسم التي تطبقها الحكومات في العادة، ويقع ضمن نطاق علاوة التأمين ضد المخاطرة المستمدة من دراسة (Pierru and Matar 2014) لتقييم مشاريع الاستثمار العام المتعلقة بالنفط في المملكة.

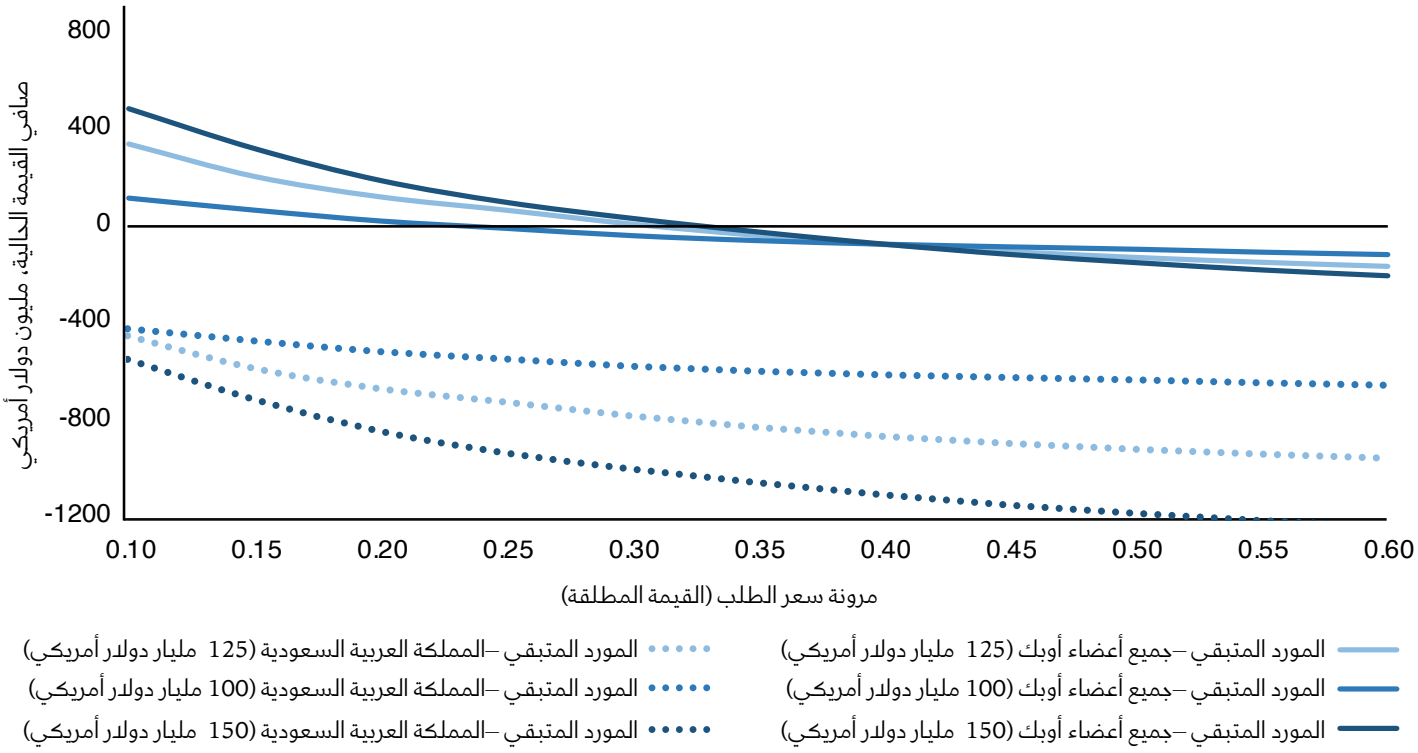
يقدم حسابنا لصافي القيمة الحالية تقديرًا للأرباح التي كسبتها -أو خسرتها- المملكة العربية السعودية عند الانتقال إلى هيكل السوق التنافسية. غير أنه يتعين على المرء توخي الحذر في تفسير ذلك على أنه مقياس للقيمة السوقية الإضافية التي يمكن أن يحققها المورد المتبقي. وتتطابق مطابقة توازن السعر والطلب أولاً مع سياسات توقعات الطاقة العالمية المعلنة، التي تفترض التنسيق التام للإنتاج المتبقي بواسطة منتج مختلف (مثل أوبك)، الأمر الذي قد لا يكون ممكنًا. بالإضافة إلى ذلك، يمكن للمورد المتبقي اعتماد هدف إنتاج مختلف لا يعكس مستويات توقعات الطاقة العالمية. والجدير بالذكر أنّ تحليلنا يستخدم ببساطة لتحديد التحوّل الاتجاهي في أرباح السيناريو التنافسي مقارنة بالحالة المرجعية لتوقعات الطاقة العالمية.

يوضح الشكلان (7 أ و7 ب) الفرق في أرباح المملكة العربية السعودية بسبب اختلاف مرونة أسعار الطلب المتباينة للسيناريوهات بدون أو مع وجود سقف الحد الأقصى 50٪ على النفط المحكم على التوالي. ويوضح هذا كيف يمكن لاستجابة المستهلك للتغيّر في السعر أن تؤثر على القيمة النسبية للتحوّل إلى هيكل سوقيّ أكثر تنافسية. وتمثل الخطوط الداكنة الحالات التي تنسق فيها السعودية عملية الإنتاج مع أوبك كمورد متبقي، بينما تمثل الخطوط المتقطعة الحالات التي تعمل فيها المملكة بمفردها.

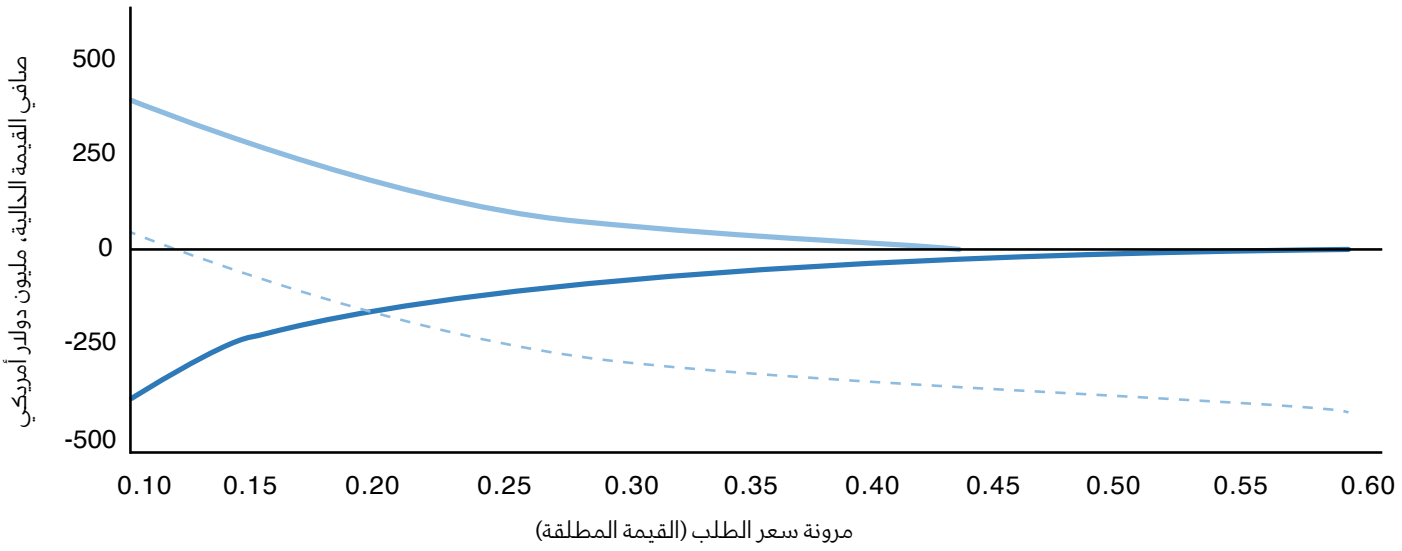
وكما هو موضح في الشكل (5)، عندما يكون المستهلكون أقل استجابة للسعر -مرونة مطلقة أقل- فإنّ متوسط الأسعار ينزع نحو الانخفاض في السوق التنافسية، مما يؤدي إلى انخفاض إجمالي الأرباح، وجرى توضيح هذا الاتجاه في الشكل (7 أ). وبموجب هذه السيناريوهات، عندما تنسق المملكة العربية السعودية عمليات خفض الإنتاج مع أوبك، فإن صافي القيمة الحالية لأرباحها يكون أكبر من السيناريوهات التنافسية لمرونة أسعار الطلب التي تصل إلى أقل من 0.35 (بالقيمة المطلقة)، اعتمادًا على قيود الاستثمار المطبقة حينها. وعندما تعمل المملكة العربية السعودية كمورد متبق بدون دعم أوبك، فإنّ أرباحها ستكون دائمًا أقلّ من السيناريوهات التنافسية -أقل من 300 مليار دولار أمريكي- بسبب انخفاض حصة السوق بدرجة كبيرة.

[4] نفترض أن المورد المتبقي يستهدف نفس السعر المرجعي بغض النظر عما إذا كانت جميع دول أوبك أو المملكة العربية السعودية فقط تعمل بمثابة مورد متبق أم لا. وعلى الرغم من أن المملكة العربية السعودية قد تقوم بمراجعة (خفض) السعر المستهدف للحفاظ على حصتها السوقية إذا كانت تعمل بمفردها، إلا أننا لا ندرج مثل هذا التعديل في تقديراتنا للقيمة النسبية للأسواق المختلفة.

الشكل 7أ. صافي القيمة الحالية لأرباح المملكة العربية السعودية (المورد المتبقي مطروحًا منه سيناريوهات تنافسية) مقابل مرونة الطلب السعرية، المورد المتبقي مثل أوبك (بالخطوط الداكنة) أو المملكة العربية السعودية فقط (بالخطوط المتقطعة).



الشكل 7ب. منحنيات صافي القيمة الحالية كما هو موضح في الشكل (7 أ)، بما فيها الحد الأقصى بنسبة 50٪ لاستثمارات النفط المحكم.



المصدر: تحليل كابسارك.

وعند تطبيق الحد الأقصى للنفط المحكم حسب ما تم توضيحه في الشكل (7 ب)، فستزداد الحصة السوقية للمورد المتبقي مما يزيد أرباحه. وفي ظل هذا الحد الأقصى البالغ 150 مليار دولار أمريكي، فإن ذلك سيؤدى إلى دفع منحنى صافي القيمة الحالية إلى اليمين، وعبوره بمرونة سعرية أعلى. ومع ذلك تؤدي قيود العرض أيضًا إلى ارتفاع متوسط الأسعار في السوق التنافسية التي تعمل على موازنة الزيادة في الإنتاج بواسطة المورد المتبقي.

ومن ناحية أخرى، يتغير ميل منحنى صافي القيمة الحالية بالتزامن مع انخفاض الحد الأقصى للاستثمار في المشاريع التقليدية الجديدة إلى 100 مليار دولار أمريكي. ونلاحظ في ظل هذا السيناريو انخفاض متوسط الأسعار التنافسية كلما زادت المرونة (الشكل 5e). وعلى الرغم من انخفاض الأسعار في السوق التنافسية، إلا أنها لا تزال أعلى في المتوسط من الأسعار المرجعية لتوقعات الطاقة العالمية، فضلًا عن الأرباح التي يحققها المورد المتبقي. ونقوم باستبعاد النتائج التي تعمل فيها المملكة العربية السعودية باعتبارها المورد الوحيد المتبقي؛ لأنّ المملكة في ظل هذا السيناريو تنتج أعلى بكثير من طاقتها الإنتاجية المستدامة بعد عام 2024م (انظر الملحق الثاني (ب) الشكل (ب 4 أ)).

5. الاستنتاجات

تقدم هذه الدراسة نموذج سوق تنافسية لتوازن العرض والطلب في سوق النفط العالمية، بناءً على نهج جديد يقوم على تحليل ديناميكيات سوق النفط على المدى المتوسط، مع وجود أو في غياب موردٍ متبقي. ويستخدم النموذج أنشطة العرض الخطيّ التفصيلية وقيود الاستثمار المالي الواضحة، ويميز التوريدات والاستثمار كمشاريع نفطية تقليدية طويلة المدى أو مشاريع نفط محكم قصيرة المدى، ويمكن للنموذج كذلك أن يصنفها بناءً على العوامل السياسية، والجغرافية، وجودة المنتج، وغيرها من العوامل الأخرى ذات الصلة.

نقوم بمعايرة النموذج بناءً على توقعات مرجعية معينة تتعلق بأسعار النفط، والطلب العالمي، ونمو الناتج المحلي الإجمالي في الفترة الواقعة ما بين (2019م و2030م)، بما فيها مرونة الأسعار العالمية للطلب وافتراضات مرونة الدخل. ويمثل المرجع الشكل المثالي لهيكل السوق الحالي مع تصرف المملكة العربية السعودية كمورد متبق أساس بدعم من أوبك.

كذلك تقدم هذه الدراسة العديد من السيناريوهات عبر مجموعة من الافتراضات الاستثمارية لمشاريع النفط ومشاريع النفط المحكم طويلة المدى، والتي تم حلها في الفترة ما بين (2019م و2030م). وتوضح سيناريوهاتنا التنافسية الكيفية التي يمكن أن تستجيب بها الأسعار والطلب -وفقًا للسيناريو المرجعي- في سوق بدون المورد المتبقي. ووفقًا لافتراضنا لمرونة الطلب القياسي (ε=-0.25)، فإنّ الأسعار تنخفض انخفاضًا كبيرًا بموجب خطة ريستاد للاستثمار والحد الأقصى البالغ 150 مليار دولار أمريكي للاستثمارات طويلة الأجل، بمتوسط يبلغ 14 دولارًا أمريكيًا للبرميل، أي أقلّ من الأسعار المرجعية لتوقعات الطاقة العالمية في الفترة ما بين (2020م و2025م).

كذلك يشير تحليلنا إلى أنّه يكون للأسعار في ظل سيناريوهات السوق التنافسية حساسية عالية للنمو في إنتاج النفط المحكم. وأن تقلبات الأسعار التي تقاس بالتغيّر السنوي في الأسعار تزداد بشكل كبير -بنسبة 200٪ على الأقل- عند الحدّ من استثمارات النفط المحكم إلى 50٪ من المستويات المتوقعة بواسطة ريستاد. وتقل في هذه الحالة قدرة المشاريع الجديدة للنفط المحكم قصيرة الأجل على موازنة السوق كمصدر للإنتاج الحدي مقارنة بالمشاريع التقليدية التي تتطلب فترات زمنية أطول.

ولقد توصلت الدراسة إلى أنّ المملكة العربية السعودية لا تستفيد ماليًا إلا من خلال العمل كمورد متبق (تبعًا للطلب والأسعار المرجعية من توقعات الطاقة العالمية) مع تنسيق قويّ من دول أوبك الأخرى والمساعدة المحتملة من أعضاء أوبك بلس. كما أن هذا لا يثبت إلا عندما تكون مرونة الطلب على المدى الطويل منخفضة؛ أي أقل من حوالي 0.35 بالقيمة المطلقة.

وتشير النتائج إلى أن التعاون الوثيق بين المملكة العربية السعودية والمنتجين الآخرين يمكنه التقليل من حساسية العائدات النفطية في المملكة لنمو إنتاج النفط المحكم. ولأنّه من المرجح أن تكون مرونة الطلب العالمي على المدى الطويل قريبة من القيم المذكورة أعلاه، فإنّ هذه النتائج تدعم الفرضية القائلة بأنّ توسيع وظيفة المورد المتبقي بشكل جماعي ليشمل منتجين آخرين من خارج أوبك -مثل روسيا- قد يكون ضروريًا لتحافظ المملكة العربية السعودية على عائدات نفطية أعلى مما يمكنها في سوق بدون منتج متبقي.

وقد أدى ظهور النفط الصخري الأمريكي إلى ظهور حالات انعدام الاستقرار في هيكل السوق (مثل استجابة أسعار إمدادات النفط من خارج أوبك)، مما يؤكد على ضرورة هذا التعاون. والجدير بالذكر أنه حتى في الحالات التي يتباطأ فيها نمو إنتاج النفط المحكم، فإنّ المملكة العربية السعودية لا تستفيد بشكل واضح من العمل بمفردها كمورد متبقي. لذلك فإنّ من مصلحة المملكة إما التخلي عن دورها كمورد متبقي، أو أداء هذه الوظيفة بشكل مشترك كجزء من مجموعة أكبر وأكثر تعاونًا بشكل كامل.

المراجع

Adelman, Morris Albert. 1995. *Genie Out of the Bottle: World Oil Since 1970*. Cambridge, M.A.: MIT Press.

Behar, Alberto, and Robert A. Ritz. 2017. "OPEC vs US Shale : Analyzing the Shift to a Market-Share Strategy." *Energy Economics* 63 (March): 185–98. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2016.12.021

Dickey, David A., and Wayne A. Fuller. 1981. "Likelihood Ratio Statistics for Autoregressive Time Series with a Unit Root." *Econometrica* 49 (4): 1057–72. https://doi.org/10.2307/1912517

EIA. 2019. "International Energy Outlook 2019." *Outlook* 484 (July): 70–99. https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf

Energy Information Administration (EIA). 2019. "International Energy Outlook 2019." September 24,. https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf

Fattouh, Bassam, and Lavan Mahadeva. 2013. "OPEC: What Difference Has It Made?" *Annual Review of Resource Economics* 5 (1): 427–43.

Gnana, Jennifer. 2019. "What Is the Opec+ Alliance and Its Impact on the Oil Industry?" The National. 2019. https://www.thenational.ae/business/energy/what-is-the-opec-alliance-and-its-impact-on-the-oil-industry-1.838468

Gately, Dermot. 1995. "Strategies for OPEC's Pricing and Output Decisions." *The Energy Journal* 16 (3): 1-38. https://www.jstor.org/stable/41322604

Golombek, Rolf, Eystein Gjelsvik, and Knut Einar Rosendahl. 1995. "Effects of Liberalizing the Natural Gas Markets in Western Europe." *The Energy Journal* 16 (1): 85–112. https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol16-No1-6

Golombek, Rolf, Alfonso A. Irarrazabal, and Lin Ma. 2018. "OPEC's Market Power: An Empirical Dominant Firm Model for the Oil Market." *Energy Economics* 70 (February): 98–115. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.11.009

Hamilton, James D. 2003. "What Is an Oil Shock?" *Journal of Econometrics* 113(2): 363–98. https://doi.org/10.1016/S0304-4076(02)00207-5

Hart, Rob, and Daniel Spiro. 2011. "The Elephant in Hotelling's Room." *Energy Policy* 39(12): 7834–38. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.09.029

Huppmann, Daniel, and Franziska Holz. 2012. "Crude Oil Market Power—A Shift in Recent Years?" *Energy Journal* 33 (4): 1–22. https://doi.org/10.5547/01956574.33.4.1

IEA. 2019. "World Energy Outlook 2019." https://www.iea.org/countries/united-states

International Energy Agency (IEA). 2018. "Oil Market Report - October 2018." https://www.iea.org/reports/oil-market-report-october-2018

———. 2019. "World Energy Outlook 2019." https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019

Javan, Afshin, and Nahl Zahran. 2015. "Dynamic Panel Data Approaches for Estimating Oil Demand Elasticity." *OPEC Energy Review* 39(1): 53–76. https://doi.org/10.1111/opec.12040

Jones, Clifton T. 1990. "OPEC Behaviour Under Falling Prices: Implications For Cartel Stability." *The Energy Journal* 11(3): 117–29. https://doi.org/10.5547/ISSN0195-6574-EJ-Vol11-No3-6

Kilian, Lutz. 2008. "The Economic Effects of Energy Price Shocks." *Journal of Economic Literature* 46(4): 871–909. https://doi.org/10.1257/jel.46.4.871

Kleinberg, Robert L., Sergey Paltsev, Charles K. Ebinger, David Hobbs, and Tim Boersma. 2018. "Tight Oil Market Dynamics: Benchmarks, Breakeven Points, and Inelasticities." *Energy Economics* 70 (February): 70–83. https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.11.018

No Oil Producing and Exporting Cartels Act of 2007 (NOPEC). 2007. H.R. 2264, 110th Cong.

OPEC. 2017. *2017 OPEC World Oil Outlook*. https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO%20%202017.pdf

Pierru, Axel, and Walid Matar. 2014. "The Impact of Oil Price Volatility on Welfare in the Kingdom of Saudi Arabia: Implications for Public Investment Decision-making." *The Energy Journal* 35(2): 97–116. https://www.jstor.org/stable/24695762

Phillips, Peter C B, and Pierre Perron. 1988. "Testing for a Unit Root in Time Series Regression." *Biometrika* 75 (2): 335–46. http://www.jstor.org/stable/2336182?seq=1&cid=pdf-reference#references_tab_contents%0Ahttp://about.jstor.org/terms

Plaut, Steven E. 1981. "OPEC Is Not a Cartel." *Challenge* 24(5): 18–24. http://www.jstor.org/stable/40720003

Powell, Stephen G. 1990. "The Target Capacity-Utilization Model of OPEC and the Dynamics of the World Oil Market." *The Energy Journal* 11(1): 27-63. https://www.jstor.org/stable/41323435

Powell, Stephen G. 1991. "A Risk Analysis of Oil Development in the Arctic National Wildlife Refuge." *The Energy Journal* 12 (3): 55-76. https://www.jstor.org/stable/41322428

Rauscher, Michael. 1988. "OPEC Behaviour and the Price of Petroleum." *Journal of Economics* 48(1): 59–78. http://www.jstor.org/stable/41793887

Reuters. 2019. "U.S. House Panel Passes 'NOPEC' Bill, Full House Vote Uncertain." February 7, 2019. https://af.reuters.com/article/commoditiesNews/idAFL1N2021LF

Rystad Energy. 2018a. "A System Dynamics Approach to Model Future Oil Price Variability and the Impact of Swing Producers." https://communications.rystadenergy.com/acton/fs/blocks/showLandingPage/a/12327/p/p-0060/t/page/fm/0

———. 2018b. "NOPEC and Its Potential Impact on the US E&P Sector." https://www.rystadenergy.com/?clients-login&ReturnUrl=/clients/articles/oil-markets/2019/nopec-scenario

Sheppard, David, and Anjli Ravel. 2019. "Saudi Arabia to Urge Opec to Make Deeper Cuts in Production." *Financial Times*, December 5, 2019. https://www.ft.com/content/900ed958-16b9-11ea-9ee4-11f260415385

Volkmar, Peter. 2019. "Is OPEC Dead Without Russia? Shedding Light on the Question Using Game Theory." In *Essays on Crude Oil Markets and Electricity Access*. Rice University. https://scholarship.rice.edu/handle/1911/105919

الملحق أ. صياغة النموذج

الجدول أ.1. قائمة المؤشرات والمتغيرات والمعايير المستخدمة في النموذج.

المؤشرات	
i	جميع المشاريع القائمة والجديدة.
j	جميع المشاريع ذات الطاقة الإنتاجية الحالية.
k	جميع المشاريع الجديدة التي يمكن إنشاؤها.
$k_L \subset k$	جميع المشاريع الجديدة ذات دورات الإنتاج طويلة المدى (دون نفط ضيق).
$i_R \subset i$	مشاريع المورد المتبقي القائمة والجديدة.
$i_S \subset i$	جميع مشاريع النفط الضيق قصيرة المدى القائمة ($j_S \subset j$) والجديدة ($k_S \subset k$)
t,t'	سنوات في النموذج $\{t_s,t_{s+1},\dots t_N\}$ حيث t_s هي سنة البداية، و t_N هي سنة النهاية التي تمت نمذجتها (الأفق). t' يشير إلى السنوات التي سيتم فيها بناء مشاريع جديدة.
τ	جميع السنوات للمشاريع التي تعمل خارج أفق النموذج $\{t_s,\dots t_\infty\}$
Δt	التحول في ملفات الإنتاج المتوقعة للمشاريع الجديدة k, $\Delta t'=t_s-t'$. ويتم تحديد سنوات الموافقة على جميع المشاريع الجديدة k بـ t_s بحسب الاتفاق.
المعاملات	
معاملات العرض	
$C_{i\tau}$	ملفات تكلفة الإنتاج المتوقعة لجميع المشاريع بالدولار الأمريكي / برميل.
$E_{i\tau}$	ملفات الإنتاج المتوقعة للمشاريع القائمة (مليون برميل).
$F_{i\tau}$	ملفات الإنتاج المتوقعة للمشاريع الجديدة (مليون برميل).
$K_{i\tau}$	التكلفة السنوية المتوقعة لتنمية رأس المال لكل مشروع i وسنة τ (مليون دولار أمريكي).
$\hat{K}_t$	الحد الأقصى لإجمالي رأس المال المخصوم المستخدم في جميع المشاريع الجديدة على المدى الطويل في السنة t .
$\hat{H}_t$	الحد الأقصى لإجمالي النفقات الرأسمالية على جميع مشاريع النفط الضيق على المدى القريب في السنة t
r	سعر الفائدة المستخدم لخصم التدفقات النقدية المستقبلية.
$M_{i\tau}$	مؤشر تصحيح سعر السوق العالمي (معايير لبرنت) لكل أصل بناءً على الجودة والمؤشرات الإقليمية.
T_k	الحد الأدنى للسنة التي يمكن فيها اتخاذ قرار استثمار الأصل الجديد k.
منحنى الطلب	
$\hat{g}_t$	معدل النمو المرجعي للناتج المحلي الإجمالي المتوقع لجميع السنوات المقبلة.
$\hat{D}_t$	الطلب المرجعي للنفط لكل سنة (مليون برميل).
$\hat{P}_t$	المتوسط المتحرك لسعر النفط المرجعي المتوقع لجميع السنوات المقبلة بالدولار الأمريكي / برميل.
$\hat{Y}_t$	الناتج المحلي الإجمالي المرجعي العالمي لسنة البداية في النموذج (مليون دولار أمريكي).
المتغيرات	
الأولية	
$b_{kt'}$	المشروع الجديد k الذي تم بناؤه في السنة t' (مقسومة على ملف الإنتاج المتوقع).
q_{jt}	الكمية المنتجة من الأصل الموجود j في السنة t (مليون برميل).
$x_{kt't}$	الكمية المنتجة في السنة t من المشروع الجديد k الذي تم بناؤه في السنة t' (مليون برميل).

الملحق أ. صياغة النموذج

المزدوجة	
P_t	سعر توازن السوق، القيمة الحدية للطلب على النفط بالدولار الأمريكي / برميل.
Y_k	القيمة الحدية على قيد الاستثمار في المشاريع الجديدة i' (A3.1)
λ_{jt}	القيمة الحدية على قيد العرض للمشاريع القائمة i المستخدمة في t (A3.2)
$\mu_{kt't}$	القيمة الحدية على قيد العرض للمشاريع الجديدة i' التي تم إنشاؤها في t والمستخدمة في t (A3.3)
المتغير التابع	
D_t	الطلب على النفط كدالة على سعر النفط، والناتج المحلي الإجمالي العالمي، ومعدل نمو الناتج المحلي الإجمالي (مليون برميل).
Y_t	الناتج المحلي الإجمالي العالمي سنويًا بمليون دولار أمريكي.
$\hat{P}_t$	المتوسط المتحرك لسعر توازن السوق بالدولار الأمريكي / برميل.

هنا نكمل الصيغة الرياضية لنماذج العرض والطلب المستخدمة لبناء نموذج توازن لسوق النفط العالمي الذي تمت صياغته كمسألة تكاملية مختلطة (MCP). ولقد جرى عرض جميع المؤشرات، والمتغيرات، والمعايير المستخدمة في النموذج بالجدول أ. 1.

$$\sum_j q_{jt} + \sum_{kt'} x_{kt't} \geq D_t \quad \perp p_t \geq 0 \quad \forall it \quad \text{(A.1)}$$

أولًا نقدم قيد الطلب المستقل في المعادلة (A.1)، الذي تم استكماله بسعر توازن السوق p_t والمحدد لمعادلات الطلب من المعادلة (1) كحد أدنى على إجمالي الإمدادات من المشاريع القائمة والجديدة، q_{jt} و $x_{kt't}$ على التوالي. يمثل المؤشر j جميع مشاريع النفط القائمة، ويمثل II k المشاريع النفطية الجديدة، بينما يمثل t سنة الإنتاج، ويمثل t' سنة الموافقة على بناء المشاريع الجديدة.

أ. 1 تقدير θ ومعايرة A_t في معادلة الطلب

لتقدير قيمة تقريبية لـ θ في المعادلة (2) نأخذ في الاعتبار المعادلة التالية:

$$ln\frac{g_t}{g_{t-1}} = \theta ln\frac{p_t}{p_{t-1}} + u_t \quad \text{(A.1)}$$

حيث يمثل u_t حد الخطأ. ونأخذ في الاعتبار معادلة النمو الموضحة في المعادلة (2) (أي $g_t = \tilde{g}_t \left(\frac{\bar{p}_t}{\bar{\bar{p}}_t}\right)^{\theta}$) للحصول على المعادلة (A.1). ونستخدم اللوغاريتم الطبيعي لكلا الجانبين ونستبدل $\tilde{g_t}$ و $\bar{\bar{p}}_t$ بـ g_{t-1} و p_{t-1} على التوالي. ولتجنب الانحدار الزائف، نقوم باختبار استقرارية المتغيرات في المعادلة (A.1) باستخدام اختبارات ديكي-فولر الموسعة (Dickey and Fuller 1981) وفيليبس وبيرون (Phillips and Perron 1988) لجذر الوحدة. وكما هو متوقع، وجدنا أن السلسلتين ثابتتين، مما يسمح لنا بتقدير المعادلة (A.1) عن طريق المربعات الصغرى العادية (OLS). وأن القيمة المقدرة لـ θ من انحدار المربعات الصغرى العادية هي 0.2-، والتي سيتم استخدامها في المحاكاة التالية لاستبدال θ في المعادلة (A1.1)[1]. ولغاية الكمال، يتم تقييم حساسية النتائج مقابل مجموعة من القيم المعقولة أو المنطقية لـ θ (مثل 0.5- و 0.8-). تظهر نتائج تحليل الحساسية -غير الواردة هنا- أن نتائج المحاكاة لدينا قوية أمام القيم المختلفة θ.

تم توضيح الأسعار المرجعية، والطلب، والناتج المحلي الإجمالي من سيناريو سياسات توقعات الطاقة العالمية (IEA 2019) والسيناريو المرجعي لتوقعات

[1] في كل من اختبارات ديكي- فولر الموسعة وفيليبس وبيرون، تم استخدام معيار معلومات أكايكي (AIC) لاختيار طول التأخير. يتضمن تراجع المربعات الصغرى العادية المتغيرات الصورية الخاصة بالوقت لعامي 2009م و 2010م للسيطرة على آثار الأزمة المالية العالمية. في حين تعتبر المتغيرات الصورية الخاصة بالوقت مهمة، فقد وجد أن المعامل θ ليس ذا أهمية على المستويات التقليدية. ولضمان سلامة النموذج، يتم أيضًا إجراء سلسلة من اختبارات التشخيص والاستقرار. ونشير إلى أنه لم يتم ذكر النتائج الاقتصادية القياسية هنا لعدم توفر مجال لذلك. وتتوفر جميع النتائج التي لم يتم ذكرها لدى المؤلفين عند الطلب.

الطاقة الدولية (EIA 2019) المستخدمة لمعايرة معامل القياس A_t، بمرونة سعر تقدر بـ 0.25- ومرونة دخل تقدر بـ 0.75 في الجدول (أ.2). لاحظ أن تباطؤ متوسط الطلب ونمو الأسعار في توقعات الطاقة الدولية يؤدي إلى انخفاض معاملات القياس A_t.

الجدول أ.2. توقعات الطاقة العالمية ووكالة الطاقة الدولية في عام 2019م للطلب على النفط، والناتج المحلي الإجمالي لأسعار النفط (برنت)، ومعاملات المعايرة المقابلة A_t.

السنة	الطلب على النفط، $\tilde{D}_t$ (مليون برميل/يوم)		سعر النفط $\tilde{P}_t$، (دولار أمريكي/ برميل)		نمو الناتج المحلي الإجمالي مع تعادل القوة الشرائية (٪)		A_t ε=-0.25, γ=0.75	
	الوكالة الدولية للطاقة	إدارة معلومات الطاقة الأمريكية	الوكالة الدولية للطاقة	إدارة معلومات الطاقة الأمريكية	الوكالة الدولية للطاقة	إدارة معلومات الطاقة الأمريكية	الوكالة الدولية للطاقة	إدارة معلومات الطاقة الأمريكية
2017	96.60	97.48	54.16	54.16	3.7	3.7		
2018	99.20	99.90	70.81	70.81	3.7	3.7		
2019	98.75	99.83	61.04	61.04	3.6	3.2	0.0390	0.0380
2020	99.83	102.20	63.00	65.53	3.6	3.5	0.0391	0.0384
2021	100.90	102.56	67.00	70.03	3.6	3.5	0.0385	0.0373
2022	101.98	102.92	68.00	74.52	3.6	3.3	0.0386	0.0368
2023	103.05	103.28	69.00	79.01	3.6	3.3	0.0386	0.0363
2024	104.13	103.64	70.00	83.51	3.6	3.2	0.0386	0.0357
2025	105.20	104.00	71.15	88.00	3.6	3.3	0.0385	0.0352
2026	105.70	104.36	72.31	89.60	3.6	3.2	0.0382	0.0346
2027	106.20	104.72	73.46	91.20	3.6	3.2	0.0377	0.0340
2028	106.70	105.08	74.61	92.80	3.6	3.2	0.0371	0.0335
2029	107.20	105.44	75.77	94.40	3.6	3.1	0.0365	0.0330
2030	107.70	105.80	76.92	96.00	3.6	3.1	0.0359	0.0325

أ .2 مسألة الأمثلية لدى المورد

$$\begin{aligned}\max\ \pi = &\sum_t \frac{1}{(1+r)^{(t-t_s)}} \sum_j q_{jt}\left(p_t M_{jt} - C_{jt}\right) \\ &+ \sum_{t',t\geq t'} \frac{1}{(1+r)^{(t-t_s)}} \sum_k x_{kt't}\left(p_t M_{kt} - C_{k,t+\Delta t'}\right) \\ &+ \sum_{t'\geq T_i} \sum_{k_L} \sum_{\tau=t_N+1}^{\infty} \frac{p_{t_N} M_{k_L\tau} - C_{k_L\tau+\Delta t'}}{(1+r)^{(\tau-t_s)}} b_{k_L t'} F_{k_L\tau+\Delta t'} \\ &- \sum_{t'} \sum_{\tau=t_s}^{\infty} \sum_{k_L} \frac{K_{k_L\tau+\Delta t'} b_{k_L t'}}{(1+r)^{(\tau-t_s)}}\end{aligned} \tag{A3}$$

$$s.t.\ b_{kt}, q_{jt}, x_{kt't} \geq 0$$

$$\sum_{t'k\,\forall\, T_k \leq t'} b_{kt'} \leq 1 \qquad \perp \gamma_k \geq 0 \qquad \forall\, k \qquad \text{(A3.1)}$$

$$E_{jt} \geq q_{jt} \qquad \perp \lambda_{jt} \geq 0 \qquad \forall\, jt \qquad \text{(A3.2)}$$

$$(b_{kt'} F_{kt+\Delta t'}) \geq x_{kt't} \qquad \perp \mu_{kt't} \geq 0 \qquad \forall\, k, t \geq t' \geq T_k \qquad \text{(A3.3)}$$

$$\widehat{\mathrm{H}}_t \geq \sum_{k_S} K_{i_S t+\Delta t} b_{i_S t} + \sum_{j_S} K_{j_S t} \frac{q_{j_S t}}{E_{j_S t}} \qquad \perp \varphi_t \geq 0 \qquad \forall\, t \qquad \text{(A3.4)}$$

$$\widehat{\mathrm{K}}_t \geq \sum_{\tau \geq t}^{\infty} \sum_{k_L} \frac{K_{k_L \tau+\Delta t} b_{k_L t}}{(1+r)^{(\tau-t)}} \qquad \perp \sigma_t \geq 0 \qquad \forall\, t \geq T_k \qquad \text{(A3.5)}$$

تم توضيح مسألة الأمثلية لدى المورد في المعادلة (A3). يتخذ منتجو النفط قرارين بشأن النفط التقليدي، بناءً على منحنيين للتكلفة:

I. منحنى تكلفة الإنتاج q_{jt} من المشاريع القائمة j خلال الفترة t والمقيدة بالطاقة الحالية E_{jt}.

II. منحنى تكلفة الإنتاج $x_{kt't}$ من تطوير المشاريع الجديدة b_{kt} في العام t'، والطاقة الإنتاجية المتوقعة F_{kt}.

خلال فترة المحاكاة، التي يحددها المؤشر t، يزيد الموردون من أرباح π بيع إنتاج المشاريع الحالية والجديدة. ويتم حساب صافي الإيرادات كسعر السوق p_t، حيث يتم تصحيحه بواسطة مؤشر التحديد M_{it}، الذي يعتبر أقل من تكاليف الإنتاج الهامشية، C_{it}. ويتم خصم جميع الإيرادات باستخدام معدل الفائدة r مركب لكل عام يلي سنة بداية المحاكاة t_s. وفي حد الإيرادات الثاني للمشاريع الجديدة، قمنا بتحويل ملف تكلفة الإنتاج المتوقعة $C_{kt+\Delta t'}$ بمقدار $\Delta t' = t_s - t'$. نفترض حسب التصميم بدء الملفات المتوقعة لجميع المشاريع الجديدة في السنة الأولى لتكون نموذجًا للسنة t_s، بحيث يكون $\Delta t'$ هو نفسه لجميع المشاريع التي تم إنشاؤها في t'. لاحظ أن ملفات المشاريع الجديدة تشمل سنة الموافقة وأوقات التطوير قبل بدء الإنتاج.

في الحد الثالث نحسب صافي الإيرادات من إنتاج المشاريع الجديدة على المدى الطويل k_c -باستثناء النفط الضيق- بعد فترة حل النموذج، $\tau > t_N$. هنا نحسب الإيرادات المستقبلية بافتراض أن سعر النفط يساوي سعر التوازن من العام الماضي الذي تم حله بواسطة النموذج P_{tN}. وفي الحد الأخير، نطرح إجمالي تكلفة التطوير الرأسمالية المخصومة المقابلة K_{kc} للمشروع الجديد على المدى الطويل. يستخدم الموردون هذا الحد لاختيار المشاريع ذات الجدوى الاقتصادية؛ حيث يتجاوز صافي الإيرادات المخصومة تكاليف رأس المال المخصومة خلال فترة المشروع.

يتم تعريف متغير الاستثمار b_{kt} كوحدة أقل من عدد غير سالب، يعمل على تقريب قرارات الاستثمار باعتباره متغير مستمر. في المعادلة (A3.1) تم تعيين الحد الأعلى b_{kt} عند 1. يسمح هذا للنموذج بتطوير مشروع جديد جزئيًا في سنة معينة عندما يكون عبارة عن وحدة عرض حدية، بدلًا من حل مسألة أكثر تعقيدًا حيث b_{kt} هو قرار ثنائي يساوي 0 أو 1. لاحظ أن الاستثمارات الجديدة تقتصر على $t' \geq T_i$، حيث يمثل T_i الحد الأدنى للسنوات التي يمكن فيها الموافقة على مشروع جديد k بغرض التطوير، مما يقيد تاريخ بدء المشاريع الجديدة.

يعتبر جانب العرض من المشاريع الحالية والجديدة مقيدًا في (A3.2) و (A3.3) على التوالي. ونسترجع ما ذكر حول منحنيات الإنتاج والتكلفة للمشاريع الجديدة التي يتم تعديلها بواسطة معيار التحول $\Delta t'$، لمراعاة فترات تأخر اتخاذ قرار الموافقة على المشاريع الجديدة.

وللتعرف على دورات الاستثمار والإنتاج القصيرة لمشاريع النفط الضيق الجديدة، يراعي النموذج اتخاذ المنتجين لقرار واحد فقط: تطوير سعة جديدة إذا كانت التكلفة الكاملة (للتشغيل والتطوير) أقل من السعر الحالي، ولهذا السبب يتم تضمين تكاليف التطوير الرأسمالية في معيار التكلفة C_{it} المحدد باعتباره سعر التعادل لحقول النفط الضيق. لذلك ليس لدينا تكاليف واضحة لتطوير رأس مال مشاريع النفط الضيق في الدالة الموضوعية. وأخيرًا، من المفترض أن تتزامن سنة الموافقة على هذه المشاريع مع السنة الأولى من الإنتاج.

ومع ذلك فإننا في بعض السيناريوهات الموضحة في القسم 3 نطبق قيودًا مالية على إجمالي تكاليف التطوير الرأسمالية لجميع مشاريع النفط الضيق. ولقد جرى تحديد هذا القيد في المعادلات (A3.4) ، حيث يمثل $\hat{H}_t$ رأس المال لإجمالي النفقات الرأسمالية السنوية للنفط الضيق. ويشمل الحدان على الجانب الأيمن النفقات الرأسمالية التي تم إنفاقها على تطوير مشاريع جديدة، والنفقات الرأسمالية التي تم إنفاقها على استخراج النفط الضيق من المشاريع القائمة، على التوالي.

تضيف المعادلة (A3.5) سقفًا أو حدًا أعلى لإجمالي رأس المال المخصوم الذي يمكن استخدامه في جميع المشاريع النفطية الجديدة على المدى الطويل وفي عام معين، الذي يحدده المعامل $\hat{K}_t$.

أ .3 شروط الأمثلية لمسألة الموردين

(A4)

$$E_{jt} \geq q_{jt} \quad \perp \lambda_{jt} \geq 0 \quad \forall\, jt \qquad \text{(A4.1)}$$

$$\left(b_{kt'} F_{kt+\Delta t_i}\right)\big|_{T_k \leq t'} \geq x_{kt,t'} \quad \perp \mu_{kt't} \geq 0 \quad \forall\, kt't \qquad \text{(A4.2)}$$

$$\sum_{T_k \leq t'} b_{kt'} \leq 1 \quad \perp \gamma_k \geq 0 \quad \forall\, k \qquad \text{(A4.3)}$$

$$\hat{H}_t \geq \sum_{k_S} K_{i_S t+\Delta t} b_{i_S t} + \sum_{j_S} K_{j_S t} \frac{q_{j_S t}}{E_{j_S t}} \quad \perp \varphi_t \geq 0 \quad \forall\, t \qquad \text{(A4.4)}$$

$$\hat{K}_t \geq \sum_{\tau \geq t}^{\infty} \sum_{k_L} \frac{K_{k_L \tau+\Delta t} b_{k_L t}}{(1+r)^{(\tau-t)}} \quad \perp \sigma_t \geq 0 \quad \forall\, t \geq T_k \qquad \text{(A4.5)}$$

$$C_{jt} + \lambda_{jt} + \varphi_t \frac{K_{jt}}{E_{jt}}\bigg|_{j=j_S} \geq p_t M_{jt} \quad \perp q_{jt} \geq 0 \quad \forall\, jt \qquad \text{(A4.6)}$$

$$C_{kt+\Delta t'} + \mu_{kt't} \geq p_t M_{kt} \quad \perp x_{kt't} \geq 0 \quad \forall\, kt't \qquad \text{(A4.7)}$$

$$\perp b_{kt'} \geq 0 \quad \forall\, k = k_L t' \geq T_k \qquad \text{(A4.8)}$$

$$\gamma_k + \sum_{\tau \geq t'} K_{k,\tau+\Delta t'} \left(\frac{1}{(1+r)^{(\tau-t_S)}} + \frac{\sigma_t}{(1+r)^{(\tau-t')}}\right) \geq \sum_t \frac{\mu_{kt,t'} F_{k,t+\Delta t'}}{(1+r)^{(t-t_S)}} + \sum_{\tau > t_N} \frac{(p_{t_N} M_{k\tau+\Delta t'} - C_{k\tau+\Delta t'}) F_{k\tau+\Delta t'}}{(1+r)^{(\tau-t_S)}} \qquad \text{(A4.9)}$$

$$\gamma_k + \varphi_t K_{kt'+\Delta t'} \geq \sum_t \frac{\mu_{ktt'} F_{kt+\Delta t'}}{(1+r)^{(t-t_S)}} \quad \perp b_{kt'} \geq 0 \quad \forall\, k = k_S t' \geq T_k$$

حتى نتمكن من حل مسائل العرض والطلب في الوقت نفسه، نقوم بصياغة نموذج توازن يتكون من دالة الطلب (A1) وقيد الطلب (A2) مع شروط الأمثلية لمسألة المورد المحددة في (A4). تمثل المعادلات (A4.6) و (A4.7) و (A4.8) و (A4.9) شروط الأمثلية للمتغيرات الأولية $q_{jt'}$ و $x_{kt,t'}$ و $b_{kS\,t'}$ و $b_{kL\,t'}$ على التوالي. ويتم التعبير عنها من حيث معاملات الدالة الموضوعية والمتغيرات المزدوجة λ_{jt} و $\mu_{kt',t}$ و γ_k و φ_t و σ_t من القيود الأولية الأصلية (A4.1) و (A4.2) و (A4.3)و (A4.4) و (A4.5) على التوالي.

عندما يتم ربط قيود رأس المال (A4.4) و(A4.5) ، فإن المتغيرين المزدوجين φ_t و σ_t يمثلان التكلفة الإضافية لمشاريع النفط الضيق والاستثمارات الجديدة على المدى الطويل. على الجانب الأيسر من شرط الأمثلية (A4.8) يتم إضافة σ_t إلى التكلفة المخصومة لرأس المال الذي يمثل تعديلًا لربحية المشاريع عند الوصول إلى قيد رأس المال. وبالمثل يضاف φ_t إلى تكلفة إنتاج مشاريع النفط الضيق للمشاريع القائمة في (A4.6) وتكلفة تطوير المشاريع الجديدة في (A4.9).

وعند حل سيناريو المورد المتبقي، نستخدم الركود التكميلي لدمج سقف/الحد الأعلى للسعر (A4.10) وقيود الحد الأدنى (A4.11) في شروط الأمثلية لمسألة الموردين. تشير هذه القيود إلى المورد المتبقي لإضافة أو إزالة السعة r_t^+ و r_t^-، استجابة للإنتاج من الهامش التنافسي لتحقيق الحد الأعلى أو الأدنى المرغوب به، ممثلًا بالعوامل P_t و $\hat{P}_t$، على التوالي.

$$\hat{P}_t \geq p_t \quad \perp r_t^+ \geq 0 \quad \forall\, t \qquad \text{(A4.10)}$$

$$\check{P}_t \leq p_t \quad \perp r_t^- \geq 0 \quad \forall\, t \qquad \text{(A4.10)}$$

يتم تعريف المتغيرات r_t^+ و r_t^- على أنها متغيرات مزدوجة على قيد السعر، ويتم استخدامها لتعديل إجمالي الإنتاج المطلوب من أصول الموردين المتبقين. على سبيل المثال، يمثل r_t^- السعة الاحتياطية الإجمالية التي يمكن توزيعها على أصول الموردين بعدة طرق، مثل الاحتفاظ بأغلى الأصول (زيادة الإيرادات)، أو من خلال توزيعها نسبة إلى حصة السعة لكل أصل. ستعتمد الاستراتيجية المثلى على مختلف الخصائص الفنية والمتطلبات التشغيلية للمورد التي لم تتم مراعاتها في نموذجنا. نختار استراتيجية لتوزيع فائض السعة على جميع الأصول التي تعكس متوسط تكلفة الإنتاج للمورد المتبقي.

بالنظر إلى ثبات السعر المستهدف، يمكن أيضًا تقييم مستوى إنتاج المورد المتبقي والهامشي باستخدام نهج محاسبي بحت. ومع ذلك، فإننا نستفيد من نموذج السوق التنافسي لتقييم قرارات الإنتاج والاستثمار -بما في ذلك القيود- لتجنب إيجاد منطق محاسبي إضافي. يسمح هذا النهج أيضًا بالمرونة في كيفية استهداف المورد المتبقي لسعر السوق، من خلال تحديد الحد الأدنى للسعر على سبيل المثال.

أ .4 المسألة المتكررة

يمكن حل مسألة التكاملية المختلطة التي تتكون من (A1) و (A2) و (A4) خلال الفترة الزمنية $t = \{t_s, t_{s+1}, \ldots t_N\}$ إما كمسألة واحدة، أو متكررة في فترات زمنية مختلفة وأقصر $\vec{t}$ من الحجم n، $\vec{t} = \{t_s, t_{s+1}, \ldots t_{s+N}\}$. يتم استبدال كل t و t' بـ $\vec{t}$ و حيث تشير $n<N$ و s إلى سنة البدء في كل خطوة تكرار. وبعد حل نموذج التوازن للفترة الأولى، نقوم بإجراء العمليات المكررة الموضحة في (A5) لتحديث معاملات النموذج، وصولًا إلى سنة البدء، $s=s+1$، وتكرار ذلك حتى نصل إلى الفترة الأخيرة التي يغطيها النموذج $s+n=N$.

إن الأفق الذي يتخذ الموردون قرارات بشأنه يحدد عدد السنوات التي تم حلها خلال كل خطوة، ويمكن تعديله لتمثيل سلوك المورد على المدى القريب أو المتطلع للمستقبل. وبموجب نهج المدى القريب، يضيف الموردون كمية محدودة من المعلومات أو التوقعات حول الطلب والإنتاج في السنوات المقبلة. وفي الحالة

القصوى، يعتد الموردون فقط بالقرارات المتخذة في سنوات البداية الحالية $s=n$.

(A5)

$$j = j \cup k; \qquad if\ b_{kt'_s} > 0 \tag{A5.1}$$

$$C_{kt} = (\tilde{C}_{kt+\Delta t'} b_{kt'_s} F_{k,t+\Delta t'} + E_{kt} C_{kt})/ \tag{A5.2}$$

$$(b_{kt'_s} F_{k,t+\Delta t'_s} + E_{kt}) \qquad \forall\ kt \geq t_s$$

$$E_{kt} = E_{kt} + b_{kt'_s} F_{k,t+\Delta t'} \qquad \forall\ kt \geq t_s \tag{A5.3}$$

$$B_k = B_k + b_{kt'_s} \tag{A5.4}$$

$$k = false; \qquad if\ B_k = 1 \tag{A5.5}$$

$$s = s + 1 \tag{A5.6}$$

في (A5.1) نقوم بتضمين جميع المشاريع الجديدة i' التي تم إنشاؤها في فترة البدء الحالية ($b_{i'\,ts'}>0$) إلى مجموعة المشاريع القائمة. وفي (A5.2) يتم تعديل ملفات التكلفة المتوقعة للمشاريع الجديدة التي تم إنشاؤها في t' بناءً على معيار التحول $\Delta t'=t_s-t'$. نحدد $\tilde{C}_{kt}$ كنسخة من C_{kt} الأصلي، لتتبع ملفات التكلفة للمشاريع الجديدة التي تم إنشاؤها جزئيًا في سنوات مختلفة. لاحظ أن معيار التكلفة المحدث هو المتوسط المرجح لملف الإنتاج المقابل للإنشاء الحالي ($b_{kts'}\ F_{k,t+\Delta t'}$) لمشروع جديد والإنتاج الحالي الناتج عن الإنشاء الجزئي للمشروع نفسه في السنوات الماضية، حيث يساوي E_{kt} في البداية 0. أما في (A5.3) ، فإننا نضيف ملفات الإنتاج للمشاريع الجديدة التي تم إنشاؤها في سنة البدء الحالية إلى معيار السعة الحالية E_{it}، ونمثل أيضًا معيار التحول $\Delta t'$.

وفي المعادلة (A5.4) نقدم المعامل B_k المجرد من الوحدات، الذي يتتبع جميع قرارات الإنشاء الجديدة من سنوات البدء السابقة، والتي تبدأ من 0. تتم إزالة أي مشروع جديد تم إنشاؤه حتى الاكتمال ($B_k=1$) من المجموعة الفرعية k في (A5.85). وبموجب نهج الحل المتكرر نضيف B_{kt} إلى الجانب الأيسر من (A4.3) لأننا نعمل على إيجاد حل للنموذج خلال الفترة الزمنية الأقل t التي تستبعد سنوات البداية الماضية. وأخيرًا، ننتقل إلى بداية العام التالي، ونحل مسألة التوازن، ونكرر العملية.

أ .5 بيانات العرض (Rystad Ucube)

تم إنشاء قاعدة بيانات (Rystad Ucube upstream) باستخدام النهج التصاعدي بناءً على تقارير القطاع الخاص والحكومة ومعايرتها باستخدام مصادر أخرى مختلفة للإنتاج على مستوى البلاد. تتضمن أكثر من 21,000 أصل فردي، وبيانات فعلية تبدأ من عام 1900م، وبيانات متوقعة حتى عام 2100م، بما في ذلك ملفات الإنتاج وتكاليف التشغيل وخطط الاستثمار. كما تشمل أيضًا فترات الانتظار بين سنة الموافقة (السنة الأولى للتطوير) وبدء التشغيل (السنة الأولى للإنتاج).

تظهر سنة الموافقة لكل أصل السنة التي كان فيها -أو من المتوقع ان يكون فيها- الأصل خاضعًا للتطوير في Ucube. تم الحصول على قيم نفقات التشغيل بالدولار الأمريكي / برميل. كانت قيم نفقات التشغيل في بداية ونهاية ملف الإنتاج المتوقع مرتفعة بشكل غير طبيعي بسبب تقسيم التكاليف على الإنتاج المنخفض المتوقع في سنوات الإنتاج المبكرة والمتأخرة. وتم استبدال هذه القيم المتطرفة بمتوسط نفقات التشغيل لكل أصل باستخدام التحليل الإحصائي.

حقول مكثفات الغاز

تستخرج جميع السوائل الهيدروكربونية من قاعدة بيانات Ucube بما في ذلك النفط الخام، والمكثفات، وسوائل الغاز الطبيعي، ومكاسب المصافي، وغيرها من السوائل. ومن المفترض أن تكون السوائل المنتجة من حقول مكثفات الغاز -حقول الغاز التي تزيد فيها نسبة التكثيف إلى الغاز عن برميل لكل مليون قدم مكعب- منتجًا ثانويًا دون تكاليف إضافية في نموذجنا. وفي

الواقع، إن معالجة السوائل من حقول الغاز ستكون لها بعض تكاليف التشغيل وربما بعض النفقات الرأسمالية، ومع ذلك -وكافتراض مبسط- فإننا نتجاهل هذه التكاليف.

حقـول النفط الضيق

يتم التعامل مع تكاليف حقول النفط الضيق بشكل منفصل في النموذج. وتمثل حقول النفط الضيق إجمالي الآبار المحفورة في جدول زمني متوقع تبعًا لسعر النفط المتوقع. ويمكن التعامل مع كل بئر جديد على أنه يمتلك سعرًا تعادليًا خاصًا به، ويمثل استثماراً جديداً. ونظرًا إلى عدم القدرة على تقسيم ملفات الآبار الفردية المستمدة من بيانات Ucube ، اخترنا أن نستخدم أسعار التعادل للدورة الكاملة. وتحسب أسعار التعادل على مستوى الأصول من خلال تقدير أسعار النفط التي يكون فيها صافي القيمة الحالية صفرًا بناءً على التدفق النقدي الحر المستقبلي. تتضمن التدفقات النقدية جميع تكاليف الإنتاج -النفقات الرأسمالية ونفقات التشغيل- بالإضافة إلى أي ضرائب حكومية. ويطبق معدل خصم بنسبة 10٪ لحساب صافي القيمة الحالية. ولا يتم تضمين تكاليف التقسيم والتنازل في حسابات أسعار التعادل (يمكن الاطلاع على Rystad).

نستخدم بيانات ريستاد لحساب فتره تصحيح الأسعار لجميع السوائل الهيدروكربونية على مستوى المشروع بناءً على معهد البترول الأمريكي، وعناصر الخصم الأخرى (محتوى الكبريت، وما إلى ذلك)، والمؤشرات الإقليمية للأسعار. وتتم معايرة الفترة وفقًا لأسعار برنت المستخدمة لمعايرة منحنى الطلب المستخدم في نموذجنا. ويتم تقدير أسعار المكثفات والغاز الطبيعي المسال والغاز في Ucube بناءً على روابط محددة بأسعار النفط.

يعتمد إنتاج السوائل -المكثفات، وسوائل الغاز الطبيعي، ومكاسب المصافي، والسوائل الأخرى- أيضًا على توقعات Ucube لحقول الإنتاج الحالية التي تم تطويرها قبل عام 2018م.

الملحق ب. تحليل الحساسية: مرونة سعر الطلب

تسرد النتائج المفصلة لمسألة التوازن التي تم حلها في السيناريو التنافسي ضمن خطة ريستاد للاستثمار في الجدول ب.1، إلى جانب القيم المرجعية من سيناريوهات السياسات المعلنة لوكالة الطاقة الدولية.

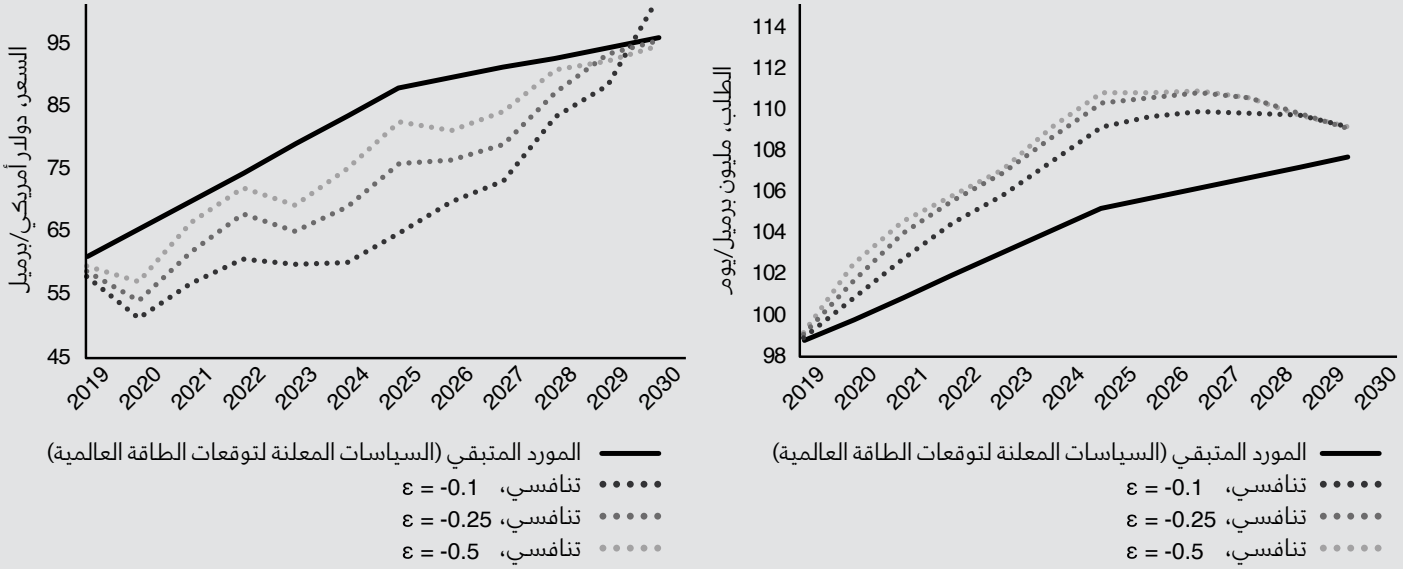
الجدول ب.1. نتائج السيناريو للطلب والأسعار والناتج المحلي الإجمالي في سيناريوهات السوق التنافسية، ضمن خطة ريستاد للاستثمار.

	الطلب (مليون برميل/يوم)				أسعار النفط (دولار أمريكي/برميل)				نمو الناتج المحلي الإجمالي (٪)				
العام	توقعات الطاقة العالمية للوكالة الدولية للطاقة	ε = -0.1	ε = -0.25	ε = -0.5	توقعات الطاقة العالمية للوكالة الدولية للطاقة	ε = -0.1	ε = -0.25	ε = -0.5	توقعات الطاقة العالمية للوكالة الدولية للطاقة	النمو	ε = -0.1	ε = -0.25	ε = -0.5
2018	99.2				70.81				131,908				
2019	98.8	98.9	99.0	99.2	61.0	57.9	58.8	59.5	136,657	3.7%	3.4%	3.4%	3.4%
2020	99.8	100.8	101.7	102.5	65.5	51.4	54.0	57.1	141,576	3.7%	3.5%	3.4%	3.4%
2021	100.9	102.8	104.0	104.6	70.0	56.9	61.7	66.4	146,673	3.6%	3.5%	3.5%	3.4%
2022	102	104.5	105.6	105.8	74.5	60.8	68.0	72.0	151,953	3.6%	3.6%	3.5%	3.4%
2023	103.1	105.8	106.9	107.1	79.0	59.9	65.0	69.2	157,424	3.6%	3.6%	3.5%	3.5%
2024	104.1	107.5	108.7	109.2	83.5	60.2	69.1	75.0	163,091	3.6%	3.6%	3.5%	3.5%
2025	105.2	109.2	110.4	110.8	88.0	64.8	75.9	82.5	168,962	3.6%	3.6%	3.5%	3.5%
2026	105.7	109.7	110.7	110.9	89.6	69.9	76.6	81.1	175,045	3.6%	3.6%	3.5%	3.5%
2027	106.2	110.0	110.9	110.9	91.2	73.3	78.9	84.3	181,346	3.6%	3.6%	3.5%	3.5%
2028	106.7	109.9	110.6	110.6	92.8	83.4	87.2	90.9	187,875	3.6%	3.5%	3.5%	3.4%
2029	107.2	109.8	109.8	109.8	94.4	88.4	93.3	92.2	194,638	3.6%	3.5%	3.4%	3.4%
2030	107.7	109.2	109.1	109.2	96.0	102.9	95.6	94.8	201,645	3.6%	3.4%	3.4%	3.4%

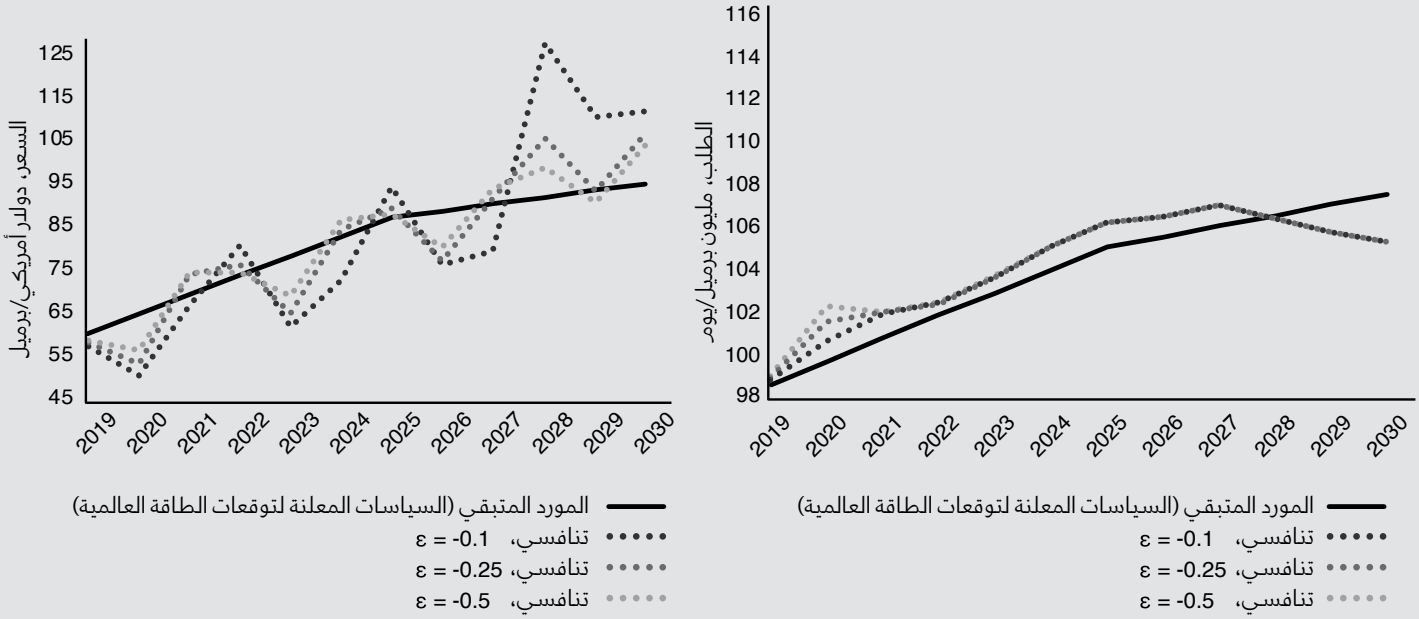
نقدم في الشكل ب.1 نتائج إجمالي الطلب على النفط والأسعار في ظل افتراضات مختلفة لمرونة سعر الطلب دون مورد متبق. وكما هو متوقع، نجد انتعاشًا أسرع للأسعار في سيناريو عدم وجود مورد متبق عندما تكون القيمة المطلقة للمرونة أعلى، ويكون المستهلكون أكثر استجابة للتغير في إمدادات أوبك. لاحظ أنه عندما يكون المستهلكون أقل استجابة للتغير الهيكلي، ينمو سعر التوازن مع مرور الوقت بمعدل سريع ويتجاوز الأساس المرجعي. يحدث هذا نتيجة لبطء انتعاش الأسعار مما يؤدي إلى تأخير الموافقة على المشاريع الجديدة كما هو مقرر في خطة ريستاد للاستثمار، وبالتالي السعة المتاحة حتى نهاية العقد.

يوضح الشكل ب.2 نفس مجموعة السيناريوهات في الشكل ب.1 بعد تطبيق الحد الأقصى بنسبة 50٪ على الاستثمارات في مشاريع النفط الضيق. لاحظ أن تذبذب السعر يزداد مع انخفاض القيمة المطلقة للمرونة. ونظرًا إلى أن الإمدادات أكثر إحكامًا في هذه السيناريوهات، فإن انخفاض استجابة المستهلك للأسعار والتغيرات المصاحبة في قرارات الإنتاج لها تأثير أكثر وضوحًا على حالات توازن السوق خلال فترة زمنية أقصر (على سبيل المثال 3 سنوات). كما يتقارب إجمالي الطلب في كل حالة نتيجة لارتفاع مستويات الأسعار وتطابق قرارات الاستثمار إلى حد ما.

الشكل ب.1. سعر النفط العالمي والطلب في السيناريو التنافسي ضمن خطة ريستاد للاستثمار لافتراضات مرونة الأسعار المختلفة.

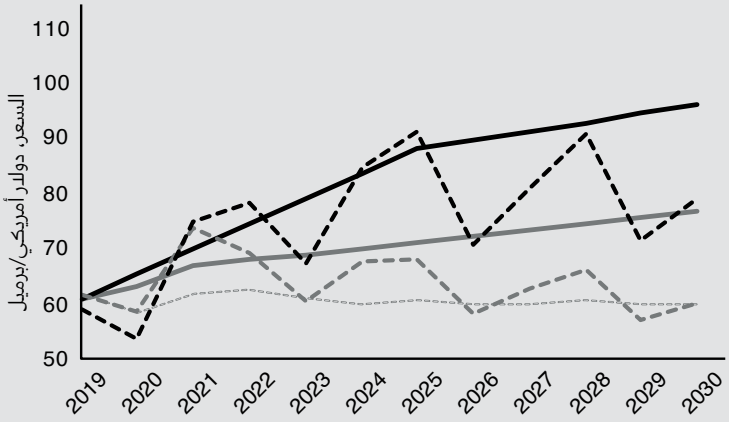


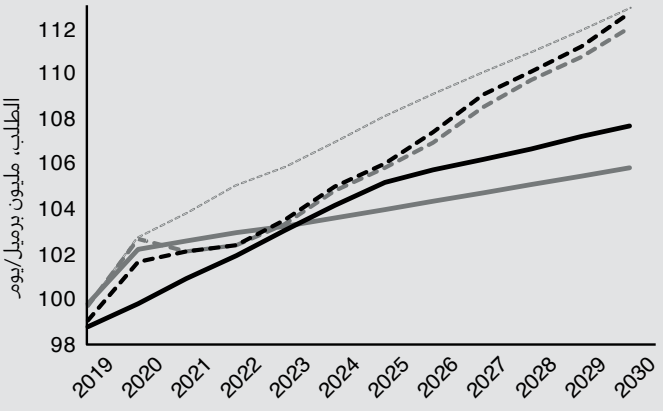
الشكل ب.2. سعر النفط العالمي والطلب في سيناريو عدم وجود مورد متبق ضمن خطة ريستاد للاستثمار، مع حد أقصى للاستثمار في النفط الضيق نسبته 50٪ لافتراضات مرونة الأسعار المختلفة.



ولتقييم حساسية نموذجنا للحالة المرجعية (IEA NPS) ، نقوم أيضًا بمعايرة منحنى الطلب بناءً على توقعات الطاقة العالمية لإدارة معلومات الطاقة الأمريكية. ونقارن النتائج بمعايرة وكالة الطاقة الدولية الأصلية في الشكل ب.3 عند تطبيق الحد الأقصى البالغ 150 مليار دولار أمريكي على الاستثمارات طويلة المدى، والحد الأقصى للنفط الضيق.

الشكل ب.3. سعر النفط العالمي (a) والطلب (b): مقارنة النتائج في إطار المعايرة المرجعية لسيناريو السياسات الجديدة في وكالة الطاقة الدولية (IEA NPS)، وتوقعات الطاقة العالمية لإدارة معلومات الطاقة الأمريكية. تطبق جميع السيناريوهات الحد الأقصى البالغ 150 مليار دولار أمريكي على الاستثمارات الجديدة على المدى الطويل، والحد الأقصى بنسبة 50٪ على النفط الضيق على المدى القريب. المصادر: توقعات الطاقة العالمية لوكالة الطاقة الدولية، وتحليل كابسارك.

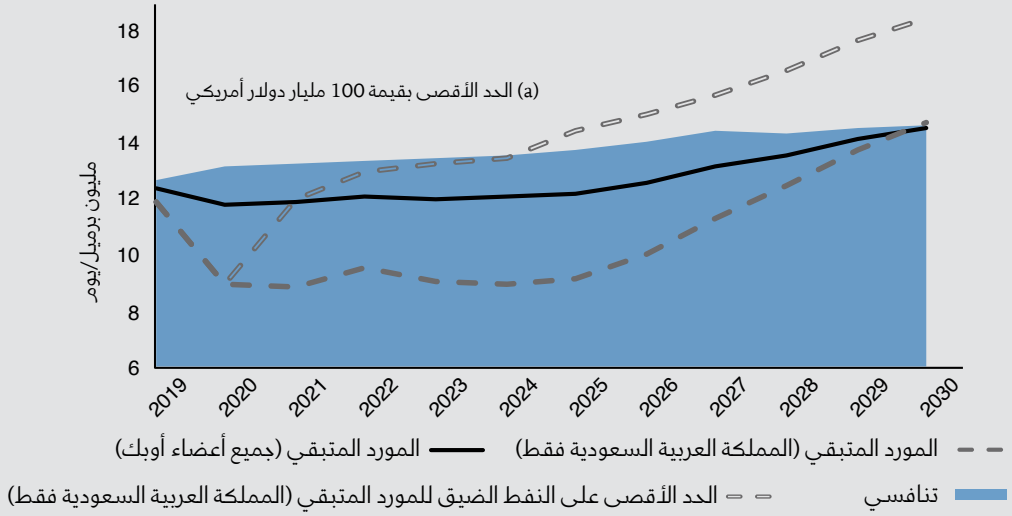


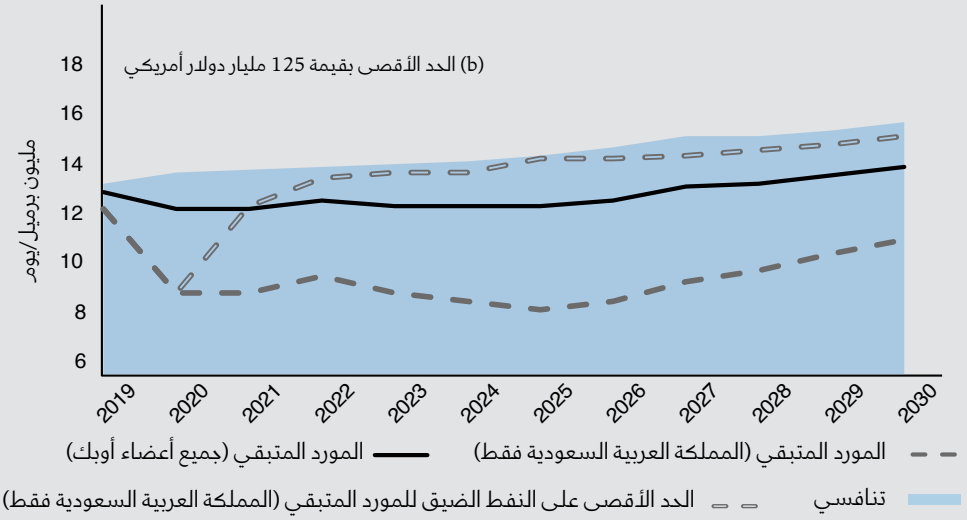


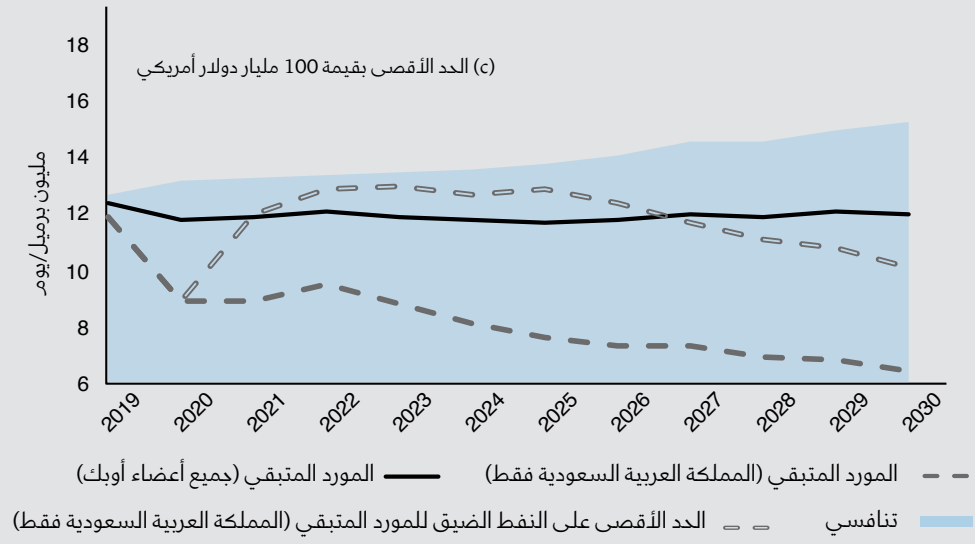
ومن الواضح أن إدارة معلومات الطاقة الأمريكية تعتمد مسار نمو أكثر اعتدالًا بشكل عام مع أسعار أقل من توقعات الطاقة العالمية التي أصبحت بعد النمو المتسارع للطلب في عام 2020م أبطأ على مدى السنوات العشر التالية، مع انخفاض الطلب الإجمالي بمقدار 2 مليون برميل في اليوم أقل من توقعات الطاقة العالمية في عام 2030م. وعمومًا ينتج عن معايرة توقعات الطاقة العالمية أسعار نفط أقل وأكثر استقرارًا نوعا ما. ويتمثل العامل المساهم في تقلب الأسعار المنخفض في كون الطلب أقل نوعًا ما في ظل معايرة توقعات الطاقة العالمية، وبالتالي فإن الإمدادات تصبح أقل إحكامًا. ولا بد من مراعاة أن هذا يفترض إنفاق المستثمرين في المتوسط 150 مليار دولار أمريكي سنويًا في كلا السيناريوهين.

يوضح الشكل ب.4 إنتاج السوائل في المملكة العربية السعودية في ظل قيود استثمارية مختلفة. لاحظ أنه بموجب الحد الأقصى للاستثمار البالغ 100 مليار دولار أمريكي (الشكل 4 a)، والحد الأقصى للنفط الضيق (خط متقطع مجوف) يتجاوز إنتاج المملكة العربية السعودية بحلول نهاية العقد إجمالي الإنتاج المستدام في السيناريو التنافسي. وسيتعين على المملكة بصفتها موردًا متبقيًا وحيدًا زيادة طاقتها الإنتاجية الحالية لتلبية الطلب (وتحقيق السعر) الواردين في توقعات الطاقة العالمية. ونشير إلى أن هناك توقع أكثر واقعية بأن يقوم المورد المتبقي بعمليات الإنتاج عند مستويات الإنتاج المستدامة، وأن يتم التوصل إلى توازن مختلف للأسعار.

الشكل ب.4. إجمالي إنتاج السوائل في المملكة العربية السعودية في سيناريوهات المورد المتبقي، في ظل قيود الاستثمار المختلفة. تمثل الخطوط المتقطعة إنتاج المملكة العربية السعودية عندما تكون المورد المتبقي دون دعم من أوبك، وتظهر المناطق المظللة إجمالي الإنتاج في السيناريوهات التنافسية.







ملاحظات

ملاحظات

ملاحظات

نبذة عن المؤلفين

برتراند ريو

يركز برتراند ريو في أبحاثه على تأثير تنظيم السوق وتحرير أسعار الطاقة. يعمل في مركز الملك عبد الله للدراسات والبحوث البترولية باحثًا مشاركًا أول منذ 2012، ويهتم بتطوير نماذج نظم الطاقة المعنية بالبرمجة الخطية ومشاكل التكامل المختلط وتأثير نظرية الألعاب في الاقتصاد الحديث، ساهم في تطوير نموذج "كابسارك" للطاقة في الصين ودرس تأثير التنظيم الحكومي في أسواق الفحم والطاقة والغاز الطبيعي، وعمل قبل التحاقه بالمركز باحثًا مساعدًا في وكالة الفضاء الكندية. حصل على درجة الماجستير في الهندسة والعلوم البحرية من جامعة الملك عبد الله للعلوم والتقنية "كاوست"، ودرجة البكالوريوس في فيزياء وكيمياء الغلاف الجوي من جامعة ماكجيل في مونتريال في كندا.

أكسل بيريو

مدير برنامج الطاقة والاقتصاد الكلي في كابسارك، وكان نائب الرئيس المؤقت للبحوث في كابسارك من أكتوبر 2018م إلى مارس 2019م. انضم إلى كابسارك في عام 2011م بعد أن أمضى 15 عاماً في شركة آي إف بي إنيرجي نوفل في فرنسا، حيث كان يقود مشاريع البحوث والاستشارات والتدريب. وقد حصل على درجة الدكتوراه في الاقتصاد من جامعة بانثون-سوربون في باريس، وهو يهتم بالبحوث التطبيقية التي تجمع بين الابتكار المنهجي والأهمية العملية لصنع السياسات، فتركز بحوثه على اقتصاديات الطاقة، والسياسات، والتمويل، وتسعير النفط، والاقتصادات المصدرة للطاقة. كما أنه نشر على نطاق واسع أكثر من 40 ورقة بحثية في المجلات المحكمة.

فاتح كرانفيل

زميل باحث في كابسارك، وهو حاصل على درجة الدكتوراه في الاقتصاد من جامعة بانثون-سوربون في باريس، ودرجة الماجستير في التحليل والنمذجة الاقتصادية من جامعتَي بانثيون سوربون والمدرسة المركزية في باريس. وكان قبل انضمامه لكابسارك -في ديسمبر 2017م- باحثاً في إيكونومكس بالمركز الوطني للبحوث العلمية، وأستاذاً مشاركاً في الاقتصاد في جامعة باريس بنانتير، وقد درّس الاقتصاد القياسي، واقتصاديات الطاقة، واقتصاديات البيئة.

يركز في بحثه الحالي على تطوير الأطر الاقتصادية لتقديم الرؤى حول صنع السياسات في مجال الطاقة في الدول المنتجة للنفط. وقد نُشر بحثه في المجلات الاقتصادية ذات الاهتمام العام (مثل أبلايد إيكونومكس، وجورنال أوف كومباريتيف إيكونومكس، وماكرو إيكونومك ديناميكس)، وكذلك المجلات حول اقتصاديات الطاقة (مثل إنيرجي إيكونومكس، وإنيرجي بوليسي، وذي إنيرجي جورنال).

شهد الراشد

باحث مشارك أول في برنامج الأسواق والتنمية الصناعية في المركز. ولها خبرة في الهندسة الميكانيكية، حيث عملت سابقًا في شركة "شيفرون" مهندسًا لأنظمة حرق الوقود الطارئة ومهندسة مرافق تدعم مرافق المنبع والمصب للشركة في جميع أنحاء العالم، ضمن فريق الاستشارات والخدمات الفنية في هيوستن وتكساس وبيكرسفيلد في ولاية كاليفورنيا.

عبدالله الجربوع

محلل بحوث أول في برنامج أنظمة الطاقة والاقتصاد الكلي، وهو مهتم بتطوير نماذج لأنظمة الطاقة واقتصادياتها.كما أنه حاصل على درجة الماجستير في علوم الحاسب الآلي من جامعة الملك عبدالله للعلوم والتقنية، وشهادة البكالوريوس في هندسة الحاسب من جامعة تينيسي التقنية.

كولن وارد

يمتلك وارد خبرة في صناعة الطاقة لمدة تتجاوز العشر سنوات، عمل في تصميم مشاريع المصافي وبرامج التقنيات في كبرى الشركات العالمية المختصة في النفط،وركزت أبحاثه على تقدير تكاليف مشاريع الطاقة والتأثيرات البيئية على صناعة الطاقة العالمية، تلقى تعليمه الأكاديمي في الولايات المتحدة حيث حصل على درجة البكالوريوس في الفلسفة من جامعة تولين البحثية، وعلى بكالوريوس الهندسة الكهربائية من جامعة هيوستن بالإضافة إلى ماجستير إدارة الاعمال من جامعة تكساس في الولايات المتحدة.

نبذة تعريفية عن المشروع

يبحث هذا المشروع في السوق العالمية للنفط حيث لا يوجد مورد متبقي مثل أوبك، ويعمل على تعديل إنتاجها للتأثير على الأسعار. يستخدم نموذج التوازن الجزئي لمحاكاة ديناميكيات العرض والطلب على النفط بافتراض التنافس التام بين جميع المنتجين. ويقدم النموذج تمثيلاً مفصلاً للإمدادات، التي تتميز بأنها إنتاج نفطي تقليدي على المدى الطويل ومحكم على المدى القصير، يمكن استخدامه لإنشاء مجموعة متنوعة من سيناريوهات الإنتاج والاستثمار. كما يستخدم مقارنة الآثار المالية للانتقال إلى سوق نفط تنافسية للمورد المتبقي الحالي (أوبك) والمملكة العربية السعودية باعتبارها المساهم الأكبر.

مركز الملك عبدالله للدراسات والبحوث البترولية
King Abdullah Petroleum Studies and Research Center

www.kapsarc.org