

# تحليل اقتصادي للتعاون التجاري في مجال خطوط أنابيب الغاز: دراسة حالة دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

برتراند ريو ورامي شبانة وستيف غريفيثز

## عن كابسارك

مركز الملك عبد الله للدراسات والبحوث البترولية (كابسارك) هو مركز عالمي غير ربحي يجري بحثاً 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 بحث غير منحازة ومستقلة وعالية الجودة لما فيه صالح المجتمع، ويقع كابسارك في الرياض بالمملكة العربية السعودية.

## إشعار قانوني

© حقوق النشر 2021 محفوظة لمركز الملك عبدالله للدراسات والبحوث البترولية (كابسارك). لا يجوز استخدام هذا المستند أو أي معلومات أو بيانات أو محتوى يتضمنه دون نسبه 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 معدي الدراسة، ولا تعكس بالضرورة موقف المركز ووجهة نظره.

# النقاط الرئيسية

تعمل هذه الدراسة على تقييم قيمة تطوير شبكة ربط الغاز للدول الأعضاء في مجلس التعاون لدول الخليج العربية في مختلف السيناريوهات الافتراضية المتماشية مع الأوضاع في عام 2018، وتقدم الدراسة الملاحظات التالية بالاعتماد على نموذجنا ومراجعة أسواق الغاز في الدول الأوروبية ورابطة دول جنوب شرق آسيا (الآسيان):

يمكن لتوسعة شبكة الغاز في دول مجلس التعاون الخليجي في ظل الظروف الحالية تحقيق مكاسب سنوية تصل إلى 3.1 مليار دولار ، وذلك عن طريق الاستعاضة عن الوقود السائل الذي يستهلكه قطاعا الكهرباء والمياه بالغاز الطبيعي المسال.

كما يمكن لهذه الشبكة تحقيق مكاسب سنوية تصل إلى 1.6 مليار دولار في سوق أكثر تحررا تمت إعادة هيكلتها بأسعار غاز تنافسية للمستخدم النهائي.

كذلك يمكن لتفضيل الغاز الطبيعي المسال على تجارة خطوط الأنابيب مع قطر باعتبارها مصدراً رئيساً للغاز الطبيعي المسال، أن تعمل على الحد من هذه التجارة ولكن لا يمكن إلغاؤها.

تعتبر هذه المكاسب قوية وفعالة بالمقارنة مع التغيرات التي طرأت على تكلفة الفرص البديلة للطلب المحلي على الوقود.

كما يمكن لشبكة الغاز أن تدعم تكامل أسعار الوقود الإقليمية، وتزيل العوائق التي تحول دون تجارة الكهرباء وأن تشجع على زيادة الاستخدام الأمثل لشبكة الكهرباء الخليجية الحالية.

أصبح لتطوير الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء بمجلس التعاون الخليجي وهي المملكة العربية السعودية والإمارات العربية المتحدة وقطر والكويت وسلطنة عمان والبحرين أولوية لتحقيق أمن الطاقة على المدى الطويل، ودعم مبادرات التنوع الاقتصادي (Shabaneh et al. 2020). ولطالما لعب الغاز الطبيعي دورا بالغ الأهمية في مجال الطاقة في هذه المنطقة، لا سيما فيما يتعلق بتلبية الطلب المتزايد على الكهرباء ودعم تطوير الصناعات كثيفة الاستهلاك للطاقة. ومع ذلك، فإنه وبغض النظر عن امتلاك أكثر من 20% من الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في العالم، إلا أن تطوير حقول الغاز الطبيعي في منطقة الخليج إحتل المرتبة الثانية بعد تطوير حقول النفط (Sartori 2019).

تعمل هذه المنطقة حاليا على تكثيف جهودها في مجال الإصلاحات الاقتصادية، ويمكن أن يكون تنوع استخدامات الغاز الطبيعي وكفاءته المتأصلة وفوائده البيئية عاملا تمكينيا رئيسا لخطط التحول الاقتصادي والنمو المستدام طويل الأجل. ومع ذلك، فقد شجع انخفاض أسعار الغاز المدارة في دول مجلس التعاون الخليجي على زيادة الطلب المحلي مع تقويض نمو الإمدادات المحلية. وتقوم الدول الأعضاء في مجلس التعاون لدول الخليج العربية باستثناء قطر إما بحرق النفط وإما باستيراد الغاز - بصورة غاز طبيعي مسال في الغالب - للتعويض عن نقص الغاز.

أضف إلى ذلك أن هذه الدراسة تقدم نسخة محدثة من نموذج كابسارك للطاقة (KEM) الذي تم استخدامه للبحث في الإمدادات المتكاملة للوقود والكهرباء والمياه في دول مجلس التعاون الخليجي (Wogan et al. 2019). وعلى حد علمنا، لم يتم القيام بأي تحليل كمي يتناول فرصة تكامل وتجارة سوق الغاز في دول الخليج. ولسد هذه الفجوة البحثية، نتناول بالدراسة التطور المحتمل لسوق الغاز في دول مجلس التعاون الخليجي، ونقدم سيناريوهات مختلفة لسياسات الطاقة بهدف محاكاة التجارة في ظل السياسات الحالية لتسعير الوقود المنظمة للمستخدم النهائي في كل دولة، فضلا عن الإستراتيجيات المحتملة لإصلاح الأسعار. كما نجسد الفوائد الاقتصادية المنشودة من توسعة شبكة الغاز الإقليمية وتجارة خطوط الأنابيب الممتدة العابرة للحدود وزيادة استخدام شبكات الربط الكهربائي الموجودة في دول الخليج بهدف التجارة في الطاقة الكهربائية.

وبالنظر إلى أوجه التشابه ما بين الدول الأعضاء في مجلس التعاون لدول الخليج العربية من حيث الهياكل الاقتصادية والتطلعات إلى جانب الأنظمة السياسية، تبحث هذه الدراسة فيما إذا كان يمكن للتعاون الإقليمي في مجال الغاز في شكل بنية أساسية وتجارة عابرة للحدود أن يضيف قيمة اقتصادية إقليمية. ولقد تطرقت الدراسة كذلك إلى التعاون في مجال الطاقة باعتباره أحد الأهداف المنصوص عليها في المادة 4 من ميثاق مجلس التعاون لدول الخليج العربية الذي يدعو إلى "تحقيق التنسيق والتكامل والترابط بين الدول الأعضاء في جميع الميادين وصولا إلى وحدتها" (Secretariat General).

وإلى ذلك، فإن هناك عوامل تمثل قاعدة راسخة لدول الخليج للانطلاق منها لإعادة مضاعفة جهودها المتعلقة بالتعاون في مجال الطاقة لجعل المنطقة مركزا رائدا للطاقة، في سياق تحولات الطاقة العالمية الآتية والمستقبلية. وتشمل هذه العوامل التوقعات غير المؤكدة حول النفط وجدول الأعمال الطموحة للإصلاحات الاقتصادية وحالات عدم اليقين المرتبط بجائحة كوفيد-19 وكيفية تشكّل المشهد المستقبلي للطاقة.

التحتية لخطوط الانابيب الممتدة العابرة للحدود في ظل ظروف التسعير المختلفة، ويتضمن القسم السادس (6) ملاحظات ختامية ورؤى لصنّاع السياسات.

امتدادا للنسخة السابقة من نموذج كابسارك للطاقة في دول المجلس. وأخيرا، يقدم القسم الخامس (5) دراسة حالة لتجارة الغاز في دول مجلس التعاون مع توسع البنية

# نظرة عامة على سوق الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

الجدير بالذكر هنا، أن الاختلافات في أسعار الوقود الإقليمية لا تشجع التجارة العابرة للحدود مما دفع قطر، أكبر مصدر للغاز في المنطقة وأقل المنتجين تكلفة، إلى البحث عن أسعار أعلى لغازها في الأسواق العالمية من خلال الصادرات في صورة غاز طبيعي مسال (Krane and Wright 2014). كما يؤدي اختلال أسعار الوقود الإقليمية إلى تعقيد تكامل قطاع الكهرباء في المنطقة واستخدام مرافق شبكة الربط الكهربائي الموجودة بسبب تسرب إعانات الوقود. كذلك يبحث (Wogan et al. 2019) في هذا الحاجز التجاري من خلال استعمال نموذج يتضمن القيود التي تحد من فوائد أسعار الوقود المدارة لصناعات الطاقة الوطنية وتمنع الدعم المتبادل لإمدادات الوقود بين الدول الأعضاء من خلال تجارة الطاقة، كذلك تبين هذه الدراسة أنه عند السماح بمثل هذا الدعم المتبادل، فإن الفوائد الاقتصادية التي تخسرها المملكة العربية السعودية تقدر بحوالي 2.2 مليار دولار أمريكي سنويا.

ولقد أدت التوترات الجيوسياسية كذلك إلى تعطيل الاتفاقيات الثنائية بين دول المنطقة في الماضي، ومن الأمثلة على ذلك حالة مشروع خط الأنابيب الرابط بين قطر والكويت الذي توقف بسبب رفض المملكة العربية السعودية لممره عبر حدودها البحرية (MEES 2006)، مما اضطر الكويت إلى استخدام طريق أكثر تكلفة لتلبية احتياجاتها من الغاز الطبيعي، وذلك بإنشائها محطة لاستيراد الغاز الطبيعي المسال في عام 2009 بسعة أولية تبلغ 5 ملايين متر مكعب سنويا. وبالنظر إلى التكاليف قصيرة وطويلة الأجل، فستكون تكلفة نقل الغاز الطبيعي المسال من قطر إلى الكويت 10 أضعاف تكلفة نقله عبر خطوط الأنابيب وذلك على أساس الدولار الأمريكي لكل مليون وحدة حرارية بريطانية. ويراعي هذا التقدير تكاليف التشغيل الثابتة والمتغيرة لاستخدام خط الأنابيب والناقلات البحرية ومنشآت التسييل وإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية فضلا عن العوائد النسبية للنقل والمعالجة.

تعود النقاشات المتعلقة ببيانات شبكة الغاز لدول مجلس التعاون الخليجي إلى حقبة التسعينيات من القرن الماضي (NOGA 2017). ومع ذلك، يعتبر خط أنابيب دولفين الذي بدأ تشغيله في عام 2007 لنقل الغاز القطري إلى الإمارات العربية المتحدة وسلطنة عمان خط الأنابيب الوحيد لنقل الغاز الطبيعي العابر للحدود في المنطقة، وربما يكون الافتقار إلى تكامل أسعار السوق ووجود القيود الجيوسياسية من أهم العقبات التي تحول دون تطوير الاستثمارات في البنية التحتية للغاز الطبيعي العابر للحدود في هذه المنطقة.

ولقد تحققت أنواع أخرى من استثمارات البنية التحتية التجارية في مجال الطاقة في دول مجلس التعاون الخليجي، لا سيما شبكة الربط الكهربائي التي تربط جميع الدول الأعضاء الست، كما توفر بديلا لنقل الوقود عبر الحدود من خلال خطوط الأنابيب أو بصورة غاز طبيعي مسال بتحويل الوقود أولا إلى كهرباء في محطات توليد الكهرباء المحلية قبل القيام بتصديره. وعلى الرغم من وجود البنية التحتية، إلا أن الاختلافات في أسعار الوقود المدارة في جميع الدول تسهم في تعقيد الاستخدام الكامل لشبكة الربط وتجارة الغاز عن طريق الأسلاك، وبالتالي التباينات في القيمة الحدية لإنتاج الكهرباء.

ويتم الحفاظ على انخفاض أسعار الغاز المدارة التي تحددها حكومات الدول الخليجية لتعزيز النشاط الاقتصادي وتحقيق مكاسب الرفاهية، غير أن هذا يؤثر على التوسع في إمدادات الغاز الطبيعي لكون الأسعار أقل من التكلفة الحدية طويلة الأجل للإنتاج، وتحديدًا من المصادر الأحدث للغاز غير المصاحب. ونتيجة لذلك، أقامت الكويت والإمارات العربية المتحدة والبحرين منشآت لاستيراد الغاز الطبيعي المسال في العقد الأخير لتغطية حالات النقص في إمدادات الغاز المحلية. بينما نجد أن المملكة العربية السعودية على الصعيد الآخر تعتمد اعتمادا كبيرا على توليد الطاقة الكهربائية القائمة على النفط نظرا لأنها لم تقم بتطوير بنيتها التحتية لاستيراد الغاز.

## نظرة عامة على سوق الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

في إستراتيجيات أعمال شركات الطاقة الحكومية لتطوير احتياطاتها غير المستغلة من الغاز (Shabaneh et al. 2020). كما أن خط أنابيب الغاز من شأنه أن يدعم تكامل أسعار الغاز وعرض الموردين على الأسواق الجديدة مما قد يحفز الاستثمار في الموارد غير المطورة. ومع ذلك، فقد أثرت جائحة كوفيد-19 سلباً على أسعار الغاز العالمية، إضافة إلى أنها جعلت خيار تحويل الغاز الطبيعي المسال إلى مشاريع التصدير أقل جاذبية على المدى القصير وغير مؤكد على المدى الطويل (Ouki 2020).

تكشف التجارب الدولية لإنشاء أسواق متكاملة للغاز الطبيعي في أوروبا وأمريكا الشمالية على سبيل المثال، عن فوائد للتعاون الإقليمي. ومع ذلك، فإن تحقيق مثل هذه الفوائد يتطلب التغلب على العقبات التنظيمية والقانونية التي تعتبر متطلبات أساسية لتحرير السوق، والتي تمثل تحديات حقيقية تواجهها دول مجلس التعاون.

كذلك تبعت الإمارات العربية المتحدة خطى الكويت بإنشاء محطتين لإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية (الأولى بسعة 8.2 مليار متر مكعب سنوياً، والثانية بسعة 5.2 مليار متر مكعب سنوياً) وذلك في الفترة ما بين الأعوام 2010 و2016، على التوالي. وكانت البحرين آخر دولة عضو في مجلس التعاون تقوم بإنشاء محطة لإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية بسعة 8.2 مليار متر مكعب سنوياً في عام 2020. يعرض الجدول (1) ملخصاً لإحصائيات الغاز الطبيعي في دول الخليج ويكشف عن الاختلافات في تجارة الغاز بالمنطقة.

تجددت الرغبة في ربط شبكات الغاز الوطنية الحالية للدول الأعضاء في مجلس التعاون لدول الخليج العربية والدول الإقليمية المجاورة مثل العراق في عام 2019 (Malek 2019). وعلو على ذلك، حدث تحول ملحوظ

### الجدول 1. إحصائيات الغاز الطبيعي في دول مجلس التعاون الخليجي، 2019.

الدولة	احتياطيات الغاز (تريليون متر مكعب)	إنتاج الغاز (مليار متر مكعب)	استهلاك الغاز (مليار متر مكعب)	صافي الواردات عبر خطوط الأنابيب (مليار متر مكعب)	صافي واردات الغاز الطبيعي المسال (مليار متر مكعب)	صافي الواردات (مليار متر مكعب)
المملكة العربية السعودية	6.0	113.6	113.6	0	0	0
الإمارات العربية المتحدة	5.9	62.5	76.0	19.5	-6.1	13.4
قطر	24.7	178.1	41.1	0	0	-137
الكويت	1.7	18.4	23.5	0	5.1	5.1
سلطنة عمان	0.7	36.3	25.0	2.0	-14.1	-11.3
البحرين	0.1	16.9	16.9	0	0	0

المصدر: المراجعة الإحصائية لعام 2020 الخاصة بشركة BP. ملاحظة: يشير الرمز (-) إلى صافي الصادرات.

# الخبرة الدولية في مجال التعاون في تجارة الغاز

## الاتجاهات الدولية في تجارة وتسعير الغاز

المسال في أسواق الغاز العالمية تأثير كبير على اتجاهات تسعير الغاز، حيث زادت حصة تسعير الغاز العالمية على أساس المنافسة بين حركتي العرض والطلب على الغاز بين الأعوام 2005 و2019 من 31.4% إلى 48.4%، إلى حد كبير على حساب تسعير الغاز على أساس تصاعد أسعار النفط الذي انخفض من 24.3% إلى 18.5% خلال الفترة نفسها كما أورده الاتحاد الدولي للغاز (IGU 2020). كما أن هذا الاتجاه مدفوع بالزيادة السريعة في العرض العالمي للغاز الطبيعي المسال بتسعير الغاز الذي يعكس الحصة المتزايدة من مشتريات السوق الفورية للغاز الطبيعي المسال (تجاوزت 30% في عام 2019) والمشتريات الأوروبية للغاز الطبيعي المسال التي تدخل أسواق الغاز الأوروبية المتداولة (IGU 2020).

وبالنظر إلى التسعير العالمي للغاز، أدت جائحة كوفيد-19 إلى انخفاض أسعار الغاز العالمية القياسية في عام 2020 إلى أدنى مستوياتها في عدة سنوات، حيث وصلت أسعار هنري هب (Henry Hub) إلى 1.9 دولار/ مليون وحدة حرارية بريطانية، وبلغت أسعار الغاز الأوروبية في مؤشر TTF إلى 1.5 دولار/ مليون وحدة حرارية بريطانية، بينما وصلت الأسعار الفورية للغاز الطبيعي الآسيوي المسال إلى دولارين/ مليون وحدة حرارية بريطانية (IEA 2019b). وعلى الرغم من أن ديناميكيات العرض والطلب قصيرة الأجل على الغاز قد تسهم في خفض أسعار الغاز العالمية حتى عام 2025 (Henderson 2020)، وتوقع وكالة الطاقة الدولية أن تقدر التكلفة الحدية طويلة المدى للغاز الطبيعي المسال بحوالي 7.50 دولار/ مليون وحدة حرارية بريطانية، مع بعض المشاريع التي تتجاوز 10 دولارات/ مليون وحدة حرارية بريطانية (IEA 2019b). وبالتالي، ليس من المتوقع أن تتبع أسعار الغاز ديناميكيات التكلفة قصيرة الأجل لفترة ممتدة، ولذلك لا تفترض إستراتيجيات المسال الطاقة طويلة الأجل بالضرورة توفر الغاز الطبيعي المسال المستورد الأقل انخفاضا من حيث التكلفة.

أما بالنسبة للدول التي تستمر في انتهاج إستراتيجيات مثل تطوير الغاز المحلي أو تجارة خطوط الأنابيب الإقليمية بدلا من الواردات الحصرية للغاز الطبيعي المسال، فيتجه

لإزالة الغاز الطبيعي يمثل عنصرا أساسيا في مزيج الطاقة العالمي بغض النظر عن جائحة كوفيد-19 التي ظهرت في عام 2020، مما أدى إلى انخفاض بنسبة 3.5 - 4% في الطلب العالمي مقارنة بعام 2019 (Henderson 2020). وعلى الرغم من هذه الانتكاسة، إلا أن من المتوقع أن يكون متوسط نمو الطلب على الغاز الطبيعي حوالي 1.5% سنويا في الفترة ما بين عامي 2019 و2025 مقارنة بتوقع الوكالة الدولية للطاقة لمرحلة ما قبل الجائحة الذي كانت نسبته 1.8% (IEA 2020). ولا يزال الغاز يعتبر مادة أولية صناعية جاذبة ومصدرا من مصادر الطاقة، ويرجع ذلك في المقام الأول إلى حجم انبعاثاته النظيفة نسبيا وقدرته التنافسية من حيث التكلفة وموارد الإمداد المتنوعة بنحو متزايد وذلك بفضل نمو تجارة الغاز الطبيعي المسال. كما تشير معظم التوقعات الرئيسية بشأن الطاقة بناء على هذه العوامل إلى تجاوز حصة مزيج الطاقة العالمي مستواها الحالي بنسبة 22% بحلول عام 2040 (Snam et al. 2019).

يتجه نمط تجارة الغاز بالتزامن مع استئناف النمو الإجمالي في استهلاكه وبوضوح تام نحو الغاز الطبيعي المسال. ولقد مثلت تجارة الغاز العالمية عبر خطوط الأنابيب 22% من إجمالي التجارة العالمية للغاز في عام 2019 مقابل 11% للغاز الطبيعي المسال (Snam et al. 2019). إلا أن الوكالة الدولية للطاقة تتوقع تجاوز الغاز الطبيعي المسال للغاز المنقول عبر خطوط الأنابيب باعتباره الوسيلة الرئيسية للتجارة الدولية قبل حلول عام 2030 (IEA 2019b). وتجدر الإشارة إلى أن الغاز الطبيعي المسال كان مدفوعا بثلاثي النمو السنوي في تجارة الغاز العالمية في عام 2018 (Snam et al. 2019). ومن المتوقع أن تقود الدول النامية في آسيا النمو المستمر في الطلب على الغاز الطبيعي المسال مع زيادة حصتها من إجمالي الطلب على الغاز من 20% إلى 40% في الفترة ما بين الأعوام 2018 و2040 (IEA 2019b).

ولقد كان للارتفاع المفاجئ في أسعار الغاز الطبيعي



لتغيير سوق الغاز في الاتحاد الأوروبي. وقد شمل ذلك تفكيك شركات توريد الغاز، والسماح بوصول أطراف ثالثة إلى البنية التحتية للغاز ووضع اللوائح التعريفية لتعكس تكاليف وتشغيل الشبكة.

تظهر الأبحاث التجريبية القائمة مدى نجاح سياسات التكامل في أوروبا، حيث وصلت أسواق الغاز الرئيسة إلى مرحلة التكامل التام بحلول عام 2013 (Chyong 2019)، مما ساهم في تحسين الطاقة الاستيعابية للنقل العابر للحدود وتمكين الاتحاد الأوروبي من التكيّف الجيد مع انقطاعات الغاز (Rodriguez-Gomez, Zaccarelli and Bolado-Lavin 2016). ولقد شهدت أوروبا بالفعل تغييرا كبيرا في أنظمتها التسعيرية منذ عام 2005، عندما سيطر ارتفاع أسعار النفط على هيكل أسعار الغاز. ويعتمد القطاع السوقي على تسعير يتراوح ما بين 15% في عام 2005 إلى 78% في عام 2019 (IGU 2020). ولقد أدت زيادة سيولة التداول الفوري والعقود الآجلة في مراكز الغاز الكبرى بأوروبا إلى تغيير تسعير عقود الغاز الطبيعي المسال و واردات الغاز عبر خطوط الأنابيب.

كذلك سمح وصول الطرف الثالث إلى خطوط الأنابيب ومنشآت التخزين تحت سطح الأرض بالمرونة في النظام، إضافة لإسهام اتفاقيات الطرف الثالث لمحطات استيراد الغاز الطبيعي المسال الأوروبية في تنويع مصادر الإمدادات، وقد زادت القدرة الاستيعابية لاستيراد الغاز الطبيعي المسال من 64.3 مليار متر مكعب إلى 225.6 مليار متر مكعب في الفترة ما بين عامي 1999 و2016، وهو ما يمثل 50% من إجمالي استهلاك الغاز في عام 2016 (Chyong 2019). ولقد كانت عملية التحرير أساسية لإلغاء بنود الوجهة في عقود الغاز الطبيعي المسال في أوروبا وقادت عملية التحوّل بعيدا عن العقود طويلة الأجل المرتبطة بالنفط.

وعلى الرغم من التقدم المحرز في تحرير سوق الغاز والبنية التحتية، إلا أن آليات تسعير الغاز لا تعد متجانسة في القارة. ففي شمال غرب أوروبا على سبيل المثال، يعتمد تسعير الغاز بالكامل على التنافس بين حركتي

المسار العالمي لتكوين أسعار الغاز المنقول عبر خطوط الأنابيب نحو التنافس بين حركتي العرض والطلب على الغاز، إلا أن هنالك عدم تجانس إقليمي كبير (IGU 2020). إذ عادة ما يتم تنظيم تسعير الغاز المحلي في منطقة الشرق الأوسط بحسب السياسات الاجتماعية والسياسية، في حين تتبع واردات الغاز عبر خطوط الأنابيب ترتيبا احتكاريًا ثنائيًا. وعلى الرغم من إمكانية تجارة الغاز عبر خطوط الأنابيب الإقليمية في منطقة الشرق الأوسط، إلا أن من المرجح حدوث تباينات كبيرة عند بدء التشغيل الفعلي بسبب الافتقار إلى وجود آلية لتشكيل أسعار الغاز القائمة على أساس السوق.

### الاتجاهات الأوروبية في تجارة الغاز

أصبح التعاون الإقليمي أحد ركائز سياسة الطاقة الأوروبية، وبدأ مؤخرًا بتغذية الأبعاد الخمسة لإستراتيجية الاتحاد الأوروبي للطاقة: أمن الإمدادات وأمن السوق الداخلي للطاقة وكفاءة استخدام الطاقة وسياسة المناخ والبحث والتطوير (CEEP 2018). واعتمدت صناعة الغاز الأوروبية على مَرّ التاريخ على العقود طويلة الأجل لتطوير حقول الغاز وتمويل خطوط الأنابيب الممتدة لمسافات بعيدة عبر الحدود وأنظمة النقل والتوزيع (Chyong 2019). وتجدر الإشارة إلى أن العقود طويلة الأجل تعتبر مفيدة في تقليص المخاطر الواسعة النطاق لاستثمارات البنية التحتية.

غير أن الاتحاد الأوروبي اعتمد تحرير الغاز بوصفه جزءا من سياساته المتعلقة بإصلاح الطاقة وذلك لتعزيز كفاءة استخدام الطاقة وتكامل الأسواق وتحسين خدمات المستخدمين النهائيين، ولقد جاء هذا التحرير في صورة توجيه بنقل الغاز الصادر في عام 1991 الذي قدم إطار عمل للسوق التنافسية لتحقيق أمن وكفاءة الإمدادات في السوق (Blyhammar et al. 2018). وعلى الرغم من البطء الذي صاحب عملية البدء إلا أن التوجيهين الأول والثاني للغاز الصادرين في عامي 1998 و2003، إضافة لحزمة الطاقة الثالثة الصادرة في عام 2009 ساهما في معالجة العديد من الصعوبات التنظيمية والقانونية

بههدف تحويل خط أنابيب الغاز العابر للآسيان إلى شبكة غاز إقليمية (Sovacool 2009; Fünfgeld 2019)، ولقد وقعت الدول الأعضاء في الآسيان على مذكرة تفاهم تغطي عدة مسائل مثل خيارات التمويل وحقوق نقل الغاز وتوقيع العقود وأمن الشبكة وحماية البيئة لتسريع تطوير خط أنابيب الغاز العابر للآسيان (Sovacool 2009).

كما تجدر الإشارة إلى أنه تم بناء 13 خط أنابيب غاز للآسيان عابرة للحدود، إضافة إلى 4 مشاريع خطوط أنابيب إضافية قيد النظر بحلول عام 2015 (Anggraeni 2019). إلا أنه تم استخدام هذه الخطوط لأغراض اتفاقيات التجارة الثنائية بدلا من الإطار متعدد الأطراف المعني بذلك في بداية الأمر. فضلا عن إسهام العديد من المسائل الاقتصادية والقانونية والسياسية والاجتماعية والبيئية في ركود تقدم خط أنابيب غاز الآسيان العابر للحدود (Sovacool 2009; Anggraeni 2019)، وتعتبر مثل هذه المسائل شائعة في مشاريع الطاقة الضخمة التي تتميز بتعدد أصحاب المصلحة (Van de Graaf and Sovacool 2014).

واجه خط أنابيب غاز الآسيان العابر للحدود انخفاضا في إنتاج غاز الآسيان (ACE 2017)، مما يعد عاملا غير متوقع عندما تمت دراسة هذا المشروع للمرة الأولى. ويعتبر حقل غاز شرق ناتونا في إندونيسيا، على سبيل المثال، أكبر حقل للغاز غير المستغل في قارة آسيا ومصدرا رئيسا للغاز الطبيعي بالنسبة لخط أنابيب غاز الآسيان العابر للحدود. ومع ذلك، يحتوي هذا الحقل على أكثر من 70 % من مستويات ثاني أكسيد الكربون، مما يجعله مكلفا للغاية وصعب التطوير من الناحية التقنية (IEA 2015). وبالتالي، فإن اقتصاديات تطوير مصادر غاز الآسيان المحلية مثل هذا الحقل كانت محل شك. الأمر الذي دعى الآسيان إلى تحويل تركيزها إلى واردات الغاز الطبيعي المسال (Fünfgeld 2019).

غير أن من المتوقع ازدياد واردات الآسيان من الغاز الطبيعي المسال بأكثر من خمس مرات في الفترة ما بين عام 2018 و 2030، وذلك بالتزامن مع تحوّل فيتنام

العرض والطلب على الغاز، مع اعتماد 5% من التسعير على ارتفاع أسعار النفط (IGU 2020). بينما شهدت منطقة وسط أوروبا تحولا هائلا نحو التسعير القائم على تنافس حركتي العرض والطلب على الغاز، مع تشكيل التسعير لما يقارب 80% في عام 2019، وتعتبر منطقة البحر الأبيض المتوسط وجنوب شرق أوروبا متأخرة في هذا الصدد، حيث تتراوح معدلات التسعير فيها ما بين 47% و 41%، على التوالي.

وكما أسلفنا، لا تزال أسعار الغاز في دول مجلس التعاون الخليجي منظمة، ولا توجد أي اتفاقيات أطراف ثالثة لمحطات الغاز الطبيعي المسال وخطوط الأنابيب، كما يمكن للبنية التحتية المتكاملة للغاز أن توفر منفذا لفائض الغاز الإقليمي، في حين يمكن أن تؤدي إعادة هيكلة السوق إلى الوصول المفتوح لمحطات تصدير الغاز الطبيعي المسال، وسيؤدي الوصول إلى المحطات الحالية لإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية من خلال شبكة الغاز إلى زيادة خيارات الاستيراد للدول الأعضاء التي تواجه نقصا في إمدادات الغاز.

### اتجاهات جنوب شرق آسيا في تجارة الغاز

لم تكن التطورات في تكامل أسواق الغاز في قارة آسيا سلسلة كمثيلتها في قارة أوروبا، وكان أقرب ما توصلت إليه القارة لتطوير شبكة غاز وظيفية هو خط أنابيب الغاز العابر للآسيان الذي يمتد بين الدول الأعضاء فيها. وعلى غرار دول مجلس التعاون الخليجي، تأسست الآسيان لتعزيز التعاون الاقتصادي والسياسي والأمني بين أعضائها، وتم تحديد خط أنابيب الغاز العابر للآسيان كأولوية من أولويات السياسة العامة للآسيان يمكنها تحقيق فوائد اقتصادية وبيئية للمنطقة (IEA 2015, 2019a). وبخلاف خط أنابيب الغاز العابر للآسيان، تشمل رؤية المنظمة حول التعاون إنشاء شبكة كهرباء بين دول الآسيان باعتبارها أحد البرامج الرئيسية للبنية التحتية للطاقة (Shi et al. 2019).

كذلك حددت رؤية الآسيان 2020 في عام 1997 خططا لبناء خطوط أنابيب غاز جديدة ولربط الخطوط الحالية

ويوضح شأن خط أنابيب غاز الآسيان العابر للحدود الموصوف أعلاه كيف يمكن للتعاقد المتأصل لمشاريع خطوط أنابيب الغاز متعددة الأطراف أن يعيق التقدم أو يوقفه. وعلى غرار الآسيان، سعت دول مجلس التعاون الخليجي إلى استيراد الغاز الطبيعي المسال لسد النقص الإقليمي، وتواصل تشجيع الدول الأعضاء على تجارة الكهرباء من خلال مشاريع الربط الكهربائي الإقليمية. إلا أن دول مجلس التعاون الخليجي، على عكس الآسيان، تظهر تطوراً سريعاً في البنية التحتية المحلية للغاز. وتحتاج هذه المنطقة بطبيعة الحال إلى تحسين طريقة استخدام البنية التحتية الجديدة للغاز واستثمارها في قطاعات الطاقة والصناعة والتصدير. ويعني اختلاف السياق أن خط أنابيب الغاز في دول مجلس التعاون الخليجي قد يوفر قيمة للدول الأعضاء في مجلس التعاون أكبر مما يقدمه خط أنابيب غاز الآسيان العابر للحدود للدول الأعضاء في الآسيان. ويعتبر تحديد هذه الميزة أمراً بالغ الأهمية، حيث يجب أن يوازن إنشاء القيمة بين تكاليف التنسيق الحتمية والكبيرة لتطوير شبكة غاز في دول مجلس التعاون الخليجي.

والفلبين إلى مستوردتين جديدتين (IEA 2020; Ku-)، حيث بلغت القدرة الاستيعابية لاستيراد الغاز الطبيعي المسال 36 مليون طن سنوياً في شهر أكتوبر من عام 2019، في ظل وجود بنية تحتية قادرة على استيعاب 75 مليون طن سنوياً قيد الإنشاء أو في مرحلة التطوير (The Lantau Group 2019). كذلك تغير المحرك الأساسي لقيمة خط أنابيب غاز الآسيان العابر للحدود لتجارة الغاز الطبيعي المسال المستورد من الموردين العالميين بما يتعارض مع الغاز المنتج محلياً، بالتزامن مع ظهور الغاز الطبيعي المسال كمصدر من مصادر الإمداد (Shi et al 2019).

ولقد كانت إحدى القوى المحركة الأصلية لبرنامج المشورة الفنية متمثلة في الوصول إلى الغاز الطبيعي لتلبية النمو المتزايد للطلب على الطاقة لخط أنابيب غاز الآسيان العابر للحدود. ونتيجة لزيادة واردات الغاز الطبيعي المسال، تحول تركيز البنية التحتية للطاقة في الآسيان إلى التجارة الإقليمية للطاقة من خلال شبكة كهرباء آسيان.

# نموذج كابسارك للطاقة وتجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

## نظرة عامة على النموذج

هناك بعض الاختلافات الرئيسية التي تميز نهجنا عن نماذج الغاز المشار إليها أعلاه.

أولاً، لا نمثل ديناميكيات تجارة الغاز العالمية مقارنة بعمل الباحث (Shi et al.)، وإنما نركز بدلاً من ذلك على القيمة الاقتصادية لتجارة الغاز الإقليمية في دول مجلس التعاون الخليجي، ونتجاهل وجهة الصادرات خارجها. ثانياً، نركز العديد من هذه الدراسات على ثبات الطلب على الغاز، إلا أننا نتخذ نهجاً تصاعدياً في هذه الدراسة للتطرق إلى صناعات إمداد الكهرباء والمياه في دول مجلس التعاون كوحدات مستقلة تعمل على تسوية غالبية الطلب الإقليمي على الوقود.

كما نميز الطلب على الغاز وقيود البنية التحتية على النطاق الزمني بثلاثة فصول: فصل الصيف، والخريف/الربيع، والشتاء، وهذه الفصول مشتقة من تمثيل حركتي العرض والطلب على الكهرباء التي يتم تقسيمها خلافاً للغاز، إلى كتل تمثل الحمل الكهربائي لكل ساعة. كما يتم التعامل مع طلب كافة المستخدمين الصناعيين الآخزين على الغاز على أنه ثابت.

يشمل نموذجنا أيضاً وحدة النقل في دول مجلس التعاون التي قام بتطويرها الباحثون (Wogan et al. 2019) لتمثيل التحسين في نقل وتجارة الكهرباء عبر دول المجلس. ويحتوي الملحق الثاني (ب) على وصف رياضي كامل لوحدة الإمداد الموسعة في نموذج كابسارك للطاقة لإمداد الوقود في دول مجلس التعاون الخليجي. وعلى الرغم من أن بناء النموذج تم باستخدام إطار ديناميكي متعدد السنوات لأغراض التيسير، إلا أننا نستخدم إطاراً ثابتاً لسنة واحدة.

على صعيد آخر، غالباً ما تشمل نماذج التحسين أنشطة تخزين الغاز (مثلاً Egging and Gabriel 2006; Feijoo et al. 2016). ويبحث (Matar and Shabaneh 2020) في دور تخزين الغاز الطبيعي في المملكة العربية السعودية. غير أننا استبعدنا تطوير منشآت التخزين

لتحديد قيمة تجارة الغاز الطبيعي داخل دول مجلس التعاون الخليجي، فإننا نبني هذا النموذج على غرار نسخة نموذج كابسارك للطاقة التي طرحتها الباحثون (Wogan et al. 2019). ويقدم العمل الأصلي تحليلاً كميًا لفوائد تنسيق تجارة الكهرباء بناء على شبكة الكهرباء الإقليمية التي قامت بتطويرها وإدارتها هيئة الربط الكهربائي لدول مجلس التعاون.

تعمل وحدة إمدادات الوقود المعدلة على تحسين الإنتاج الإقليمي، ونقل النفط والغاز لتلبية الطلب المحلي وتمكين التصدير إلى الأسواق العالمية. وتجدر الإشارة إلى أن النموذج لا يراعي الاستثمار الداخلي في القدرة الاستيعابية الجديدة لإنتاج الوقود. وإنما نركز بدلاً من ذلك على التحسين الكلي لتكاليف إمداد الوقود داخل دول مجلس التعاون الخليجي، بما في ذلك تجارة الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب وتجارة الغاز الطبيعي المسال عبر الناقلات البحرية. كما يتضمن النموذج الاستثمارات في خطوط الأنابيب الممتدة العابرة للحدود ومنشآت تسهيل الغاز الطبيعي وإعادةه إلى حالته الغازية. فيما لا يتم تضمين الاستثمارات في الناقلات البحرية. وإنما تتوفر بدلاً من ذلك، السفن للتأجير بتكلفة هامشية طويلة المدى.

يعتبر التحسين التصاعدي نهجاً قياسياً لنمذجة تطوير البنية التحتية لتوريد الغاز وتجارته (Gabriel et al. 2005; Egging and Gabriel 2006; Holz et al. 2008; Feijoo et al. 2016)، ويقدم نموذج الغاز العالمي الذي طورته شركة نيكسانت (Nexant Inc.) إطاراً لتحسين محاكاة توريد وتجارة الغاز الطبيعي المسال في العالم، ويستخدم (Shi et al. 2019) هذا النموذج لتقييم التطور المحتمل لأسواق غاز الآسيان وتوظيف إطار عالمي لتحديد ديناميكيات التجارة الدولية وإعادة هيكلة أطر استيراد الغاز الطبيعي المسال عند تقييم الفوائد المحتملة للتحرير داخل سوق الغاز الطبيعي في الآسيان.

لأسواق الغاز الطبيعي في أوروبا وأمريكا الشمالية لتقييم مدى تنظيم أسواق الغاز المحررة، بما في ذلك تطبيق القوة السوقية (Egging, 2005; Gabriel et al. 2006; Holz et al. 2008; Feijoo et al. 2016). غير أننا لا نراعي في هذه الدراسة تطبيق القوة السوقية داخل سوق الغاز الخليجي، وإنما نراعي تعزيز أنظمة الأسعار الصارمة. علاوة على ذلك، فلقد تسببت العديد من العوامل في إرباك مشاركة القطاع الخاص (مثلا مزاحمة الاستثمارات الحكومية من خلال شركات الغاز والنفط الحكومية). ويقدم Gross and Ghafar 2019 نظرة عامة على مثل هذه المسائل أثناء مناقشة مشهد الطاقة في منطقة الخليج وتحديات التنويع الاقتصادي.

كذلك نستخدم في هذه الدراسة إطار مسألة التكامل المختلطة لتحديد الكيفية التي تمكّن إستراتيجيات إصلاح الأسعار الإقليمية المختلفة من التأثير على قيمة شبكة الغاز الإقليمية، حيث يمكن أن يكون لهذه الإصلاحات تأثير كبير على كفاءة التوليد الإقليمية، وتكامل مصادر الطاقة المتجددة، والتحول إلى الاقتصاد منخفض الكربون. ومع ذلك، إلا أن رغبة المجتمع واستعداداته وقدرته على تحمل تكلفة الإصلاحات المزمعة يعد أمرا بالغ الأهمية لتحقيق التحرير الفعال كما ناقش ذلك الباحث (Pollitt 2012) في مراجعته لعصر التحرير الذي بدأ في حقبة الثمانينيات.

وأخيرا، نستخدم قدرة النموذج على تضمين مختلف مستويات تنسيق أسعار الغاز وإصلاحها من أجل فهم مدى تأثيرها على تكامل قطاع الكهرباء والتجارة، غير أننا نراعي على وجه التحديد مسألة تسرب إعانات الوقود المذكورة سابقا ونطبق نفس القيود مثل تلك الواردة في بحث (Wogan et al. 2019) التي تم تصميمها لاستيعاب فوائد أسعار الوقود المدارة داخل قطاعات الطاقة الوطنية. وفي هذه الحالة، تقتصر المولدات على استخدام الغاز الذي تقدر قيمته في تكلفة الفرصة البديلة (مثل أسعار التصدير) عندما تستخدم تجارة الطاقة لمنع تسرب إعانات الوقود.

من أجل تركيز جهودنا على تطوير شبكة الغاز الإقليمية. إذ توجد منشأة تخزين إقليمية واحدة للغاز في الإمارات العربية المتحدة حتى الآن (CEDIGAZ 2019) وأخرى قيد التطوير في المملكة العربية السعودية.

## برامج تسعير الغاز الطبيعي

إن تطبيق نهج التخطيط المركزي الأمثل في تجارة الغاز وتخطيط البنية التحتية يعادل تشغيل سوق إقليمية في ظل المنافسة الكاملة، مع تسعير الوقود بقيمته الحدية. غير أن المستخدمين النهائيين للغاز في دول مجلس التعاون الخليجي يخضعون لأسعار وقود مدارة مختلفة ومنظمة على مستوى الدولة. ووفقا لما ناقشناه مسبقا، فإن هذا الأمر يؤدي إلى زيادة تعقيد الجهود الرامية إلى تنسيق تجارة الغاز.

يمكن لإطار التوازن الجزئي المستخدم في نموذج كابسارك للطاقة لبناء سوق متكاملة للطاقة، تحديد تشوهات الأسعار مباشرة، مثل تلك المذكورة أعلاه. ولقد تمت نمذجة كل قطاع ودولة مستهلكة للغاز في دول مجلس التعاون باعتباره عامل تحسين مستقل يتم حله مباشرة كمسألة تكامل مختلطة. أجرى Murphy et al. (2019) بحثا شاملا حول قياس تأثيرات أنواع ضوابط الأسعار التي يمكن نمذجتها في مسألة تكاملية مختلطة. تجدر الإشارة إلى بحث العديد من الدراسات الأخرى في جملة مسائل منها مدى تأثير ضوابط الأسعار باستخدام هذا النهج، بما في ذلك أسعار الوقود المدارة داخل القطاعات الصناعية في المملكة العربية السعودية (Matar et al. 2015)؛ ودور أسقف الأسعار في قطاع الطاقة الصيني (Rioux et al. 2017) وسلسلة توريد الغاز الطبيعي في الصين (Rioux et al. 2019).

يستخدم نهج مسألة التكامل المختلطة كذلك لنمذجة لعبة توازن ناش (Nash game) وذلك لتمثيل التأثير على أسعار الطاقة الناجمة عن المنافسة غير الكاملة للوكلاء الاقتصاديين. ولقد تم إنشاء هذه الأنواع من النماذج

# نموذج كابسارك للطاقة وتجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

## معايرة النموذج

تتم معايرة معاملات قطاعات إمداد الوقود والطاقة والمياه في نموذجنا حتى بيانات عام 2018 لدول مجلس التعاون الخليجي. وتشمل دول المجلس كلاً من المملكة العربية السعودية، والإمارات العربية المتحدة، ومملكة البحرين، والكويت، وسلطنة عمان، وقطر. ويوضح الجدول (2) إجمالي إنتاج الغاز الطبيعي والاستهلاك

(الكهرباء والمياه والصناعات الأخرى) والصادرات والواردات (عن طريق خطوط الأنابيب أو الناقلات) بوحدة الكوادريليون الوحدة الحرارية البريطانية لكل دولة. وتستخدم هذه القيم لتصميم سيناريو المعايرة المرجعي، حيث تمثل كفاءات قطاعي الكهرباء والمياه، إجمالي الطلب على الكهرباء والطلبات الصناعية الأخرى، عوامل المعايرة الأولية المستخدمة لضبط نتائج النموذج.

الجدول 2. إنتاج الغاز الطبيعي والاستهلاك والصادرات والواردات والتسعير في سيناريو معايرة 2018 (Shabaneh et al. 2020).

دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية	الإمارات العربية المتحدة	قطر	سلطنة عمان	الكويت	المملكة العربية السعودية	البحرين	الغاز الطبيعي (كوادريليون وحدة حرارية بريطانية)
14.42	2.196	6.143	1.521	0.651	3.349	0.556	الإنتاج
9.626	2.492	1.410	1.045	0.798	3.327	0.553	الاستهلاك
5.149	1.566	0.395	0.331	0.415	2.226	0.249	الكهرباء والمياه
4.477	0.926	1.015	0.743	0.380	1.101	0.312	أخرى
0.895	0.673	-	0.070	0.151	-	-	الواردات
0.708	0.638	-	0.070	-	-	-	خطوط الأنابيب
0.186	0.035	-	-	0.151	-	-	ناقلات (الغاز الطبيعي المسال)
5.106	0.330	4.297	0.477	-	-	-	الصادرات
0.719	0.070	0.648	-	-	-	-	خطوط الأنابيب
4.387	0.260	3.649	0.477	-	-	-	ناقلات (الغاز الطبيعي المسال)
	2.42	1	3.28	3.9	1.25	3.25	*الأسعار المدارة (دولار أمريكي/ مليون وحدة حرارية بريطانية)

\*ملاحظة: بالنسبة لبعض الدول، تعتبر هذه تقديرات للأسعار الداخلية المطبقة على المستخدمين النهائيين المصادر: شركة Facts Global Energy وتحليل كابسارك



يزيد الغاز الطبيعي حصته في مزيج الطاقة الإقليمي، وبالتالي فإننا نستند إلى الاتجاهات الحديثة في أسواق الغاز الطبيعي لتقييم حساسية تحليلنا لإيرادات تصدير الغاز الطبيعي المسال. ولقد انخفضت الأسعار الفورية للغاز الطبيعي المسال في عام 2018 إلى أقل من 6 دولارات أمريكية/ مليون وحدة حرارية بريطانية (Alex 2019) مع بقاء المستوى عند أقل من 5 دولارات أمريكية/ مليون وحدة حرارية بريطانية خلال جائحة كوفيد-19.

يوضح الجدول (3) تفصيلاً لرأس المال الثابت والنفقات التشغيلية المتغيرة لنقل ومعالجة الغاز الطبيعي، وجرى توضيح تكاليف النقل بالدولار الأمريكي لكل مليون وحدة حرارية بريطانية لكل كيلومتر سنوياً. وعلووة على ذلك، تم استخدام فرضيات العمر المتوقع للمنشأة لحساب التكلفة الرأسمالية السنوية لاستثمارات البنية التحتية المدرجة في النموذج. كما تم استخدام معدل فائدة نسبته 6% لحساب تكاليف الاستثمارات المخصصة لخطوط الأنابيب ومعدات معالجة الغاز الطبيعي المسال، ويمثل هذا المعدل معدل الفائدة الذي استخدمه (Matar et al. 2015) لتمثيل استثمارات الحكومة السعودية في مشاريع البنية التحتية للنقل والغاز.

يقدم الملحق الثاني (ب) مواصفات وأوصاف إضافية للمصادر المستخدمة في تكوين شبكة الغاز الإقليمية ونقل الطاقة الكهربائية وقدرات وتكاليف تسييل الغاز وإعادة تحويله إلى حالته الغازية، ويشمل هذا خط أنابيب دولفين الذي يصل بين قطر والإمارات العربية المتحدة وسلطنة عمان، ونظام شبكة الغاز الرئيسية الذي يربط بين المنطقة الشرقية والوسطى والغربية. كذلك يقدم الملحق الثاني (ب) بيانات معايرة وحدات قطاعي الكهرباء والمياه في نموذج كابسارك للطاقة، كما قدمه كابسارك (2020) ووثقه على الإنترنت (KAPSARC 2020).

عادة ما يتم فرض حصص تخصيص الوقود عند تطبيق الأسعار المدارة، لتعكس القيود المفروضة على إمدادات الوقود عندما لا تعكس الأسعار الندرة. أما بالنسبة لهذه الدراسة، فإننا نستخدم نظام الحصص للحد من إمدادات الوقود المعروضة بأسعار مدعومة في السنة المرجعية. في حين قد يكون مصدر الوقود الإضافي محلياً أو مستورداً، ونطبق الحصص الثابتة لجميع أنواع الوقود التي تستهلكها قطاعات الكهرباء والمياه وفقاً للمستويات المذكورة في السنة المرجعية. ويمثل استهلاك قطاعي الكهرباء والمياه للغاز الطبيعي المبين في الجدول (2) حصص الوقود المطبقة بموجب التسعير المدار، وتم سرد الحصص والأسعار المدارة المطبقة على أنواع الوقود الأخرى في الجدول (ب.10) من الملحق الثاني (ب).

وبأخذ صادرات الوقود في الاعتبار، تم تحديد الأسعار الدولية للغاز الطبيعي المسال والنفط الخام عند 10 دولارات أمريكية/ مليون وحدة حرارية بريطانية (Drahos 2019) و71 دولار أمريكي/ البرميل (Statista 2020)، على التوالي. ونقوم أيضاً بإجراء تحليل الحساسية (التأثر) في إطار السيناريوهات الافتراضية التي تم إيرادها في القسم التالي عن طريق تقليل تكلفة الفرصة البديلة لصادرات الوقود. قد تؤدي استجابة أسواق النفط العالمية بمراعاة قلب أسعار النفط، للتغير في إمدادات النفط العالمية أو للعوامل الأخرى إلى قيام مصدري الوقود بتحديد قيمة مختلفة لتكلفة الفرصة البديلة للطلب المحلي. فمثلاً، يقترح (Karanfil and Pierru 2020) أن تتراوح تكلفة الفرصة البديلة ما بين 15 و59 دولار أمريكي/ البرميل للمشاريع ذات التأثيرات طويلة الأجل على الطلب المحلي على السوائل (يمكن أن تكون زيادة الوصول إلى الغاز الطبيعي أحد الأمثلة).

ويمكننا كذلك تقييم تكاليف الفرص البديلة المختلفة لصادرات الغاز الطبيعي المسال الإقليمية من منظور المصدر والمستهلك الرئيس للغاز. ومن المتوقع أن

## نموذج كابسارك للطاقة وتجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

الجدول 3. النفقات الرأسمالية والتشغيلية لخطوط أنابيب الغاز الطبيعي وأنشطة الغاز الطبيعي المسال.

النوع	الوحدات (ببسر الدولار في عام 2018)	النفقات الرأسمالية	النفقات التشغيلية	الخصائر	العمر (بالسنوات)
خط أنابيب (بري)	دولار أمريكي / كم / مليون وحدة حرارية بريطانية / سنة	0.005	0.00001	0.003 (%/km)	35
خط أنابيب (بحري)	دولار أمريكي / كم / مليون وحدة حرارية بريطانية / سنة	0.01	0.00001	0.003 (%/km)	35
ناقلة الغاز الطبيعي المسال	دولار أمريكي / كم / مليون وحدة حرارية بريطانية / سنة	-	0.00011	0.00015 (%/km)	-
محطة تسييل عائمة	دولار أمريكي / وحدة حرارية بريطانية / سنة	16.4	0.65	%10	20
محطة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية	دولار أمريكي / وحدة حرارية بريطانية / سنة	2.7	0.5	%2	20

المصادر: التكلفة الرأسمالية لخطوط الأنابيب- البنك الدولي (2013) (الملحق ب.2). تكاليف النفقات التشغيلية لناقلات الغاز الطبيعي المسال- (2018) Timera Energy. النفقات الرأسمالية والتشغيلية لمنشآت التسييل وتحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية- (2019) Songhurst، وخصائر المعالجة- (2018) Tavares et al.



# دراسة حالة: تجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

الخاصة بحرق الغاز بدلا من النفط أو المنتجات المكررة. لابد من احترام عقود خط أنابيب دولفين الحالية المبرمة وإلغاء حصص النفط الخام ومنتجاته بالأسعار المدارة مع إعطاء الأولوية للتحويل إلى الغاز.

ومن ثم نتناول السيناريوهات الافتراضية من منظور إعادة هيكلة التقنيات وطلب قطاعي الكهرباء والمياه على الوقود ، حيث نبدأ بسيناريو افتراضي يتم فيه تطبيق سياسات التسعير الحالية المدارة للوقود وحصص الوقود في عام 2018 للنفط والغاز (السياسات الحالية). بحيث يمكن لمنتجي الكهرباء في هذا السيناريو مثلا شراء الوقود بخصم أعلى من حصصهم المخصصة للمشاركة في تجارة الطاقة العابرة للحدود دون تسرب إعانات الوقود.

يسرد الجدول (5) التغيرات النسبية في سيناريوهات القيمة الموضوعية (إمدادات الوقود وقطاعي الكهرباء والمياه) في إطار سيناريو التقنيات الموجودة والسياسات الحالية، وتظهر التغيرات في سياق معيار 2018 وكذلك فيما يتعلق بنفس السيناريوهات الافتراضية دون استثمارات في خطوط الأنابيب لعزل المكاسب الاقتصادية عن شبكة الغاز. كما أدرجنا كذلك التغيرات في إجمالي النفقات الرأسمالية لخطوط الأنابيب الممتدة العابرة للحدود والبنية التحتية للغاز الطبيعي المسال وطلب صناعات الكهرباء والمياه على الغاز وصادرات الغاز الطبيعي المسال. وتم تلخيص موازين العرض والطلب في كل سيناريو في الملحق الثالث "ج" (الجدول ج.1).

طورنا سيناريوهات افتراضية مختلفة - المعايير والتقنيات الموجودة والسياسات الحالية والأسعار المدرة- من أجل معايرة النموذج بحيث يعيد النظر في تجارة الغاز الإقليمية في عام 2018، وقد تم تلخيص هذه السيناريوهات وفرضياتها الرئيسية في الجدول (4). ويمكن لموردي الغاز في كل سيناريو افتراضي الاستثمار في البنية التحتية الجديدة للتسييل وإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية ونقل الغاز الطبيعي المسال. ومن ثم يتم العمل بهذه السيناريوهات مع الاستثمار وبدونه في شبكة الغاز الخليجية لتقييم القيمة الاقتصادية المضافة.

تظل قدرات إنتاج النفط والغاز وإجمالي الطلب على الكهرباء والمياه وطلبات الغاز للأغراض الصناعية الخارجية الأخرى ثابتة، بل يمكن لدول مجلس التعاون الخليجي استخدام شبكة الربط الكهربائي الخليجية الحالية، إلا أن هذه الدول مقيدة من تجارة الكهرباء المولدة من الوقود المخصص بموجب الأسعار المدارة.

نبحث أولا في توسعة شبكة الغاز في دول مجلس التعاون بموجب السياسات الإقليمية التي تستهدف زيادة استخدام الغاز من المزيج الحالي من تقنيات قطاع الكهرباء والمياه (الملحق الثاني (ب)، الجدولين ب.7 وب.8) متمثلا في سيناريو التقنيات الموجودة الذي يقترح القيمة المقدره لشبكة الغاز الجديدة بناء على التكوين التكنولوجي الحالي لقطاعات الوقود والكهرباء والمياه في دول مجلس التعاون الخليجي. إلا أن هذه القطاعات في ظل هذا السيناريو لا تستثمر في معدات التوليد الجديدة إلا أن بإمكانها إعادة تكوين الوحدات

## دراسة حالة: تجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

### الجدول 4. قائمة بسيناريوهات النموذج.

إصلاح أسعار الوقود	استثمار قطاع الكهرباء والمياه	السيناريو
لا	لا	المعايرة
تتم إزالة حصص الوقود في ظل الأسعار المدارة ويعمل قطاعا الكهرباء والمياه على تحسين مزيج الطاقة في ظل التكوين التكنولوجي الحالي	لا	التقنيات الموجودة
يتم تطبيق الأسعار الحالية المدارة للوقود، ولكن يمكن للمستخدمين شراء الوقود بأسعار محررة أعلى من حصصهم	نعم	السياسات الحالية
الأسعار محررة بالكامل	نعم	الأسعار المحررة

**الجدول 5. التغير في القيمة الموضوعية والنفقات الرأسمالية لخطوط الأنابيب والغاز الطبيعي المسال بالمليار دولار:** التغير في طلب قطاعي الكهرباء والمياه على الغاز: صادرات الغاز الطبيعي المسال بالكوادريليون الوحدة الحرارية البريطانية والنسبة المئوية.

مقارنة بالسيناريو الافتراضي دون استثمارات في خطوط الأنابيب					مقارنة بمعايرة 2018		سيناريو المليار دولار أمريكي
صادرات الغاز الطبيعي المسال كوادريليون وحدة حرارية بريطانية (%)	الطلب على الغاز كوادريليون وحدة حرارية بريطانية (%)	التكلفة الرأسمالية للغاز الطبيعي المسال	النفقات الرأسمالية لخطوط الأنابيب	القيمة الموضوعية	الطلب على الغاز كوادريليون وحدة حرارية بريطانية* (%)	القيمة الموضوعية	
-1.45 (-32%)	0.75 (13%)	-4.94	1.90	3.13	1.50 (29%)	4.1	التقنيات الموجودة
-0.11 (-2%)	-0.03 (-1%)	-2.77	0.17	0.52	-0.75 (-15%)	12.6	السياسات الحالية

بلغ إجمالي الطلب في عام 2018 (سيناريو المعايرة) 9.63 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية، بينما كان نصيب قطاعي الكهرباء والمياه منه 5.15 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية. المصدر: تحليل كابسارك

يمكن أن تعزى القيمة الناتجة عن توسعة شبكة الغاز في دول مجلس التعاون إلى أمرين. أولاً، إن لتحسين لوجستيات النقل تحديداً تأثير يتمثل في خفض التكلفة- أيّ تقليل شحنات ناقلات الغاز الطبيعي المسال الأكثر تكلفة في دول الخليج. أما إذا لم يتم تطوير شبكة الغاز كما لم يوضح في الرسم البياني (1)، فستكون هناك حاجة ملحة إلى حوالي 1.1 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية من التجارة الإقليمية لناقلات الغاز الطبيعي المسال لتلبية الطلب المتزايد. ثانياً، يزيد تطوير شبكة الغاز من إمكانية الوصول والطلب على الغاز بنحو 0.75 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية مما يوفر حوالي 0.8 مليون برميل يوميا من النفط الخام لتصديره. ويمكن الاطلاع على تقسيم أكثر تفصيلاً ومناقشة للمكاسب التي حققها كل قطاع ودولة في الملحق الثالث (ج).

### تجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية: التقنيات الموجودة

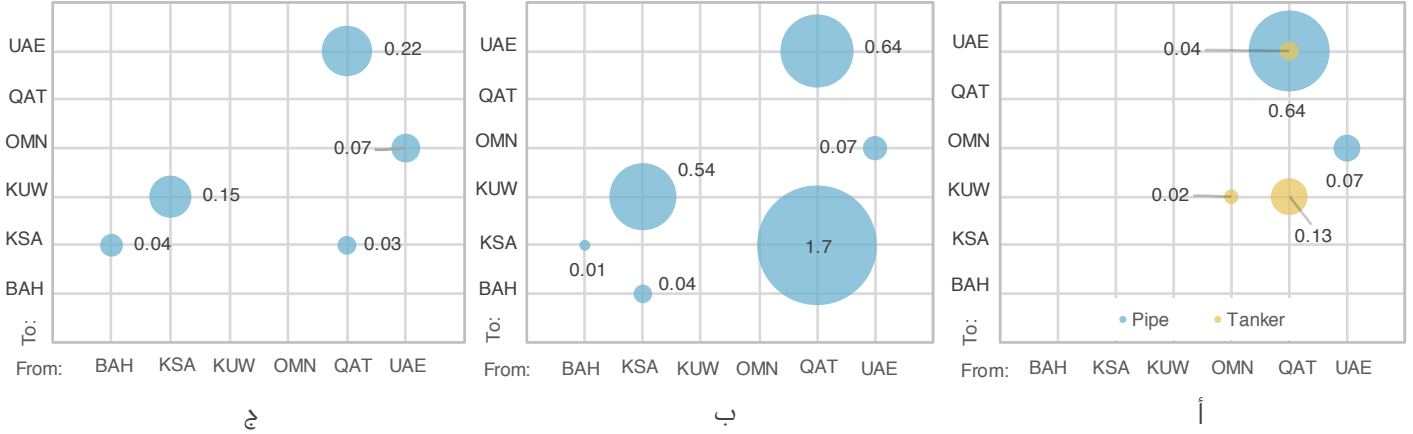
يتم في ظل سيناريو التقنيات الموجودة، تحقيق مكاسب اقتصادية سنوية تقدر بحوالي 4.1 مليار دولار أمريكي، مقارنة بمعايرة عام 2018. ويتم عند تحسين مزيج الوقود الإقليمي، إعطاء الغاز أولوية الاستخدام المحلي، مما يؤدي إلى زيادة الطلب بمقدار 1.5 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية أو بنسبة 29%. فضلاً عن ازدياد صادرات دول الخليج من النفط الخام بحوالي 1.0 مليون برميل يوميا، الأمر الذي يؤدي بدوره إلى زيادة الإيرادات الإقليمية لتصدير النفط، لا سيما بالنسبة للمملكة العربية السعودية والكويت.

غير أنه لا يمكن تحقيق جزء كبير من هذه المكاسب التي تقدر بحوالي 3.13 مليار دولار أمريكي، إلا عند توسعة شبكة الغاز في دول مجلس التعاون الخليجي لتقليل تكاليف إمدادات الغاز الإقليمية. أما بخلاف ذلك، فإنّ التكلفة المرتفعة لنقل الغاز إلى جميع دول الخليج التي تعاني من حالات نقص تعوّض المكاسب الاقتصادية (أيّ توفير النفط الخام لتصديره). لذا، فإن هذا الأمر يوضح لنا كيف يمكن للسياسات الإقليمية الهادفة إلى زيادة استخدام الغاز في قطاعي الكهرباء والمياه الاستفادة من توسعة شبكة الغاز في دول مجلس التعاون الخليجي.

ولقد جرى توضيح تجارة خطوط الأنابيب وناقلات الغاز الطبيعي المسال العابرة للحدود في الرسم البياني 1 لسيناريوهات المعايرة والتقنيات الموجودة والسياسات الحالية، حيث تمثل المحاور الأفقية الدولة المصدر، بينما تمثل المحاور الرأسية الوجهة. وتغطي قطر في سيناريو التقنيات الموجودة نمو الطلب على الغاز عبر خط رئيس إلى المملكة العربية السعودية (1.7 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية)، والكويت (0.54 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية)، مما يعوّض شحنات الغاز الطبيعي المسال في سيناريو المعايرة. وعموماً، فلقد انخفضت تجارة الغاز الطبيعي المسال في دول الخليج والصادرات إلى بقية العالم بنسبة 32%.

## دراسة حالة: تجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

**الرسم البياني 1.** خطوط الأنابيب وشحنات الناقلات في ظل سيناريوهات المعايير والتقنيات الموجودة والسياسات الحالية بالكوادريليون وحدة حرارية بريطانية.



المصدر: تحليل كابسارك

شبكة الغاز مكاسب سنوية كبيرة بالتزامن مع زيادة الطلب الإقليمي على الغاز على افتراض وجود علاوة على النفط.

### تجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية: السياسات الحالية

نراعي في سيناريو السياسات الراهنة التعديل الأمثل للتقنيات التي يستخدمها قطاعا الكهرباء والمياه في عام 2018، وافترض أنه كان يتوفر للمنتجين وقت كافٍ للاستثمار. ولقد جرى توضيح الاستثمارات في الملحق الثالث "ج" (الرسم البياني ج.1).

كان من الممكن فيما يتعلق بسيناريو معيار 2018، تحقيق مكاسب اقتصادية بقيمة 12.6 مليار دولار أمريكي عن طريق خفض الطلب على الوقود من خلال تطوير تقنيات جديدة (تشمل مصادر الطاقة المتجددة والطاقة النووية)، وتحويل التوربينات الحالية ذات الدورة المفتوحة إلى توربينات ذات دورة مركبة أكثر كفاءة. إذ سيوفر هذا حوالي 0.29 مليون برميل يوميا من النفط الخام لأغراض التصدير. كذلك يتيح سيناريو السياسات الحالية عموما خفض الطلب على الغاز بمقدار 0.75 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية (15%) مقارنة

تم بالمجمل تطوير 1.9 مليار دولار أمريكي من رأس مال خط الأنابيب الجديد الممتد العابر للحدود، وهو ما يمثل 2.4% من تكلفة تطوير رأس المال بعد الخصم لجميع مشاريع الغاز غير المصاحب في دول مجلس التعاون الخليجي المقدره لفترة 30 عاما القادمة، بيد أن القيمة الإجمالية لهذه المشاريع مقدره بحوالي 79.5 مليار دولار أمريكي وفقا لبيانات (UCube (Rystad 2019).

ويجب أن تكون هذه المكاسب حساسة للقيمة المخصصة لإيرادات تصدير الوقود لكل من النفط (72 دولار أمريكي للبرميل) والغاز (10 دولار أمريكي لكل مليون وحدة حرارية بريطانية). وللتطرق لهذه المسألة، أجرينا تحليل حساسية لتكلفة الفرصة البديلة للطلب المحلي على الوقود، مع خصم أسعار تصدير النفط والغاز بنسبة 50% بما يتراوح ما بين 36 دولار أمريكي للبرميل و5 دولارات أمريكية لكل مليون وحدة حرارية بريطانية، على التوالي. ونجد أن انخفاض قيمة إيرادات الغاز الطبيعي المسال المفقودة (من زيادة الطلب المحلي على الغاز) يعوض انخفاض تكلفة الفرصة البديلة لزيادة صادرات النفط الخام. بل في الواقع، تزيد المكاسب الاقتصادية السنوية لاستثمارات خطوط الأنابيب بصورة بسيطة لتبلغ 3.27 مليار دولار أمريكي. غير أن هذه النتيجة ستعتمد على تكاليف الفرص البديلة النسبية للنفط والغاز، كما ستتحقق

قيمة أقل.

يمكن من ناحية أخرى، أن تظهر فرص جديدة من خلال نمو الطلب الصناعي وزيادة الاستعاضة عن الوقود السائل بالغاز والتطورات الإستراتيجية في البنية التحتية (مثل مراكز معالجة الغاز الطبيعي المسال) والتجارة مع الدول المجاورة في مجلس التعاون لدول الخليج العربية. ونشير إلى أنه تم ترك التحليل التطلعي الديناميكي للتدريبات المستقبلية، ولقد جرى البحث في مدي تأثير تحرير الأسعار والإصلاحات الإقليمية على تحول الوقود وتغييره وكذلك التجارة الإستراتيجية للغاز الطبيعي المسال في الأقسام التالية من هذا البحث.

### تجارة الغاز الإستراتيجية: سيناريو الغاز الطبيعي المسال القطري

يمكن أن يكون لإستراتيجيات الغاز الطبيعي المسال التجارية للدول الأعضاء في مجلس التعاون لدول الخليج العربية تأثير على تطوير شبكة الغاز. إذ نجد في سوق منطقة الآسيان على سبيل المثال، أن تطوير منشآت استيراد الغاز الطبيعي المسال حل محل إنتاج الغاز الإقليمي الجديد، مما أثر على كيفية استخدام شبكة الغاز. في حين يمكن أن تدعم واردات الغاز الطبيعي المسال إمدادات الغاز في بعض دول مجلس التعاون، كذلك نجد أنه يمكن الحصول على الغاز بسهولة من داخل دول المجلس نظرا لوفرة الإنتاج الإقليمي، هذا على الرغم من أن الغاز الطبيعي المسال يعد أكثر تكلفة من خطوط الأنابيب إلا أنه يوفر مستوى مرونة تجارية أكبر.

قمنا بوضع سيناريو جديد أطلقنا عليه اسم "التقنيات الموجودة للغاز الطبيعي المسال في قطر"، حيث تحصل قطر على عقد لتوريد ما لا يقل عن 3 ملايين طن سنويا من الغاز الطبيعي المسال للكوييت، بناء على الاتفاقيات المعلن عنها مؤخرا (Hagagy, 2020). كما أنها تختار الامتناع عن بناء خطوط أنابيب جديدة عابرة للحدود، معطية بذلك الأولوية للطلب الإقليمي على منشآت التسييل التابعة لها.

بسيناريو المعايير، مما يسمح لصادرات الغاز الطبيعي المسال الإضافية المقدرة ب 12 مليون طن سنويا أن تحل محل بعض صادرات قطر من الغاز الطبيعي المسال، وأن تصبح المملكة العربية السعودية والبحرين مصدرين صافيين للكوييت. فضلا عن استمرار قطر بالاضطلاع بدورها المتمثل في بيع الغاز إلى الإمارات العربية المتحدة وسلطنة عمان (الرسم البياني ج 1).

إن من شأن توسعة شبكة الغاز الخليجية في ظل شروط تسعير الوقود، أن تحقق مكاسب سنوية تقدر بحوالي 0.52 مليار دولار أمريكي. وكما هو الحال في سيناريو التقنيات الموجودة، فإن شبكة الغاز تحل محل التجارة البحرية للغاز الطبيعي المسال التي تعد أكثر تكلفة وتعوض 2.77 مليار دولار أمريكي من إجمالي رأس المال المستثمر في محطات التسييل الجديدة، كما ستخفض استثمارات خطوط الأنابيب بالنظر إلى انخفاض الطلب الإجمالي على الغاز، إلى 0.17 مليار دولار أمريكي. بينما لا يوجد أي تغيير كبير في صادرات النفط نظرا لاستمرار السياسات القائمة في تخصيص الوقود السائل بأسعار تنافسية مدارة.

كذلك يزيد تطبيق نفس تحليل الحساسية السابق، أي تقليل تكلفة الفرصة البديلة لصادرات النفط الخام والغاز الطبيعي المسال بنسبة 50% من المكاسب المترتبة على توسعة شبكة خطوط الأنابيب لتصل إلى 0.86 مليار دولار أمريكي، بينما سيزيد قطاعا الكهرباء والمياه في ظل هذه الظروف من استهلاك الغاز وتجارته بأسعار محررة أكثر تنافسية تزيد عن حصص النفط والغاز المدارة.

يوضح هذا السيناريو مدى حساسية قيمة شبكة الغاز للتغيرات في موازين العرض والطلب الإقليمية على الوقود، وكذلك سياسات تسعير الوقود المحلي المستمرة. وكيف ستؤثر هذه العوامل على التدفقات التجارية المحتملة خلال العقد المقبل. الجدير بالذكر هنا، أنه إذا حققت كل دولة عضو في مجلس التعاون لدول الخليج العربية الاكتفاء الذاتي من الغاز من خلال زيادة الإنتاج وتحسينات التكنولوجيا، و/أو إعطاء الأولوية لاستهلاك الوقود السائل، فإن ذلك سيسهم في إعطاء الشبكة

## دراسة حالة: تجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

إلى 1.65 مليار دولار أمريكي، بمعدل انخفاض يبلغ 47% مقارنة بحوالي 3.13 مليار دولار أمريكي في ظل سيناريو التقنيات الموجودة.

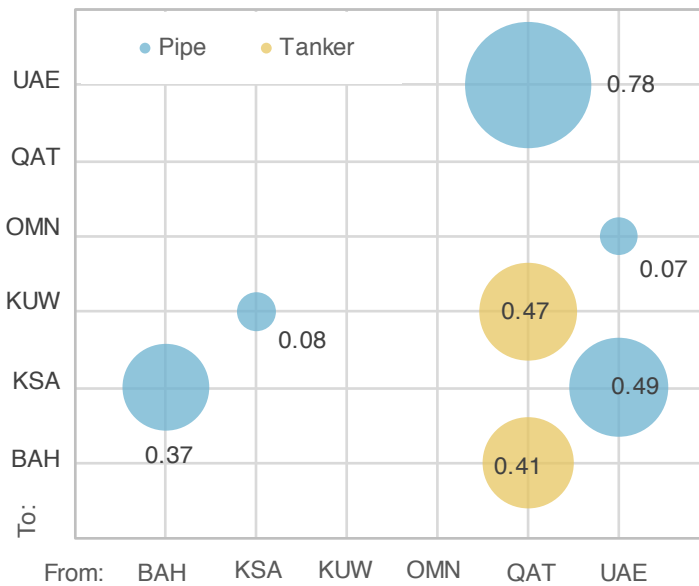
يوضح الجدول (6) التغيرات في المكاسب الاقتصادية والطلب والنفقات الرأس مالية وصادرات الغاز بالنسبة لسيناريو الغاز الطبيعي المسال في قطر. حيث تقلل تجارة الغاز الطبيعي المسال من قيمة شبكة الغاز لتصل

**الجدول 6.** نتائج سيناريو الغاز الطبيعي المسال القطري. التغير في القيمة الموضوعية وخط الأنابيب والنفقات الرأس مالية للغاز الطبيعي المسال بالمليار دولار أمريكي: طلب قطاعي الكهرباء والمياه على الغاز: صادرات الغاز الطبيعي المسال بالكوادريليون الوحدة الحرارية البريطانية.

التغير مقارنة بالسيناريو الافتراضي دون استثمارات خطوط الأنابيب					التغير مقارنة بسيناريو المعايير 2018		سيناريو المليار دولار أمريكي
نسبة صادرات الغاز الطبيعي المسال لكل كوادريليون وحدة حرارية بريطانية	نسبة الطلب على الغاز لكل كوادريليون وحدة حرارية بريطانية	النفقات الرأس مالية للغاز الطبيعي المسال	النفقات الرأس مالية لخط الأنابيب	القيمة الموضوعية	نسبة الطلب على الغاز لكل كوادريليون وحدة حرارية بريطانية	القيمة الموضوعية	
-0.45 (-10%)	0.51 (8%)	-4.94	0.99	1.65	1.26 (25%)	2.91	التقنيات الموجودة للغاز الطبيعي المسال القطري

المصدر: تحليل كابسارك.

**الرسم البياني 2.** تدفقات الناقلات وخطوط الأنابيب العابرة للحدود في ظل سيناريو التقنيات الموجودة للغاز الطبيعي المسال القطري.



المصدر: تحليل كابسارك.

يوضح الجدول (7) التغيير في أسعار الوقود في ظل سيناريو الأسعار المحررة، حيث تمثل الأسعار أكثر من ضعف المستويات المُدارة المطبقة في عام 2018 (السياسات الحالية) في العديد من دول مجلس التعاون الخليجي. وتعكس الأسعار في هذا السيناريو صافي أسعار تصدير الغاز الطبيعي المسال وانخفاض تكاليف التسييل والنقل. ومن ثم قمنا بإعداد سيناريو لسقف الأسعار المحررة بهدف معالجة مدى تأثير أسعار الغاز على القدرة التنافسية للمستخدمين النهائيين، حيث يقوم أعضاء مجلس التعاون لدول الخليج العربية في هذه الحالة بتنسيق أسعار الغاز الإقليمية لتكون مرتبطة بتكاليف الإنتاج الحدية الإقليمية، بدلا من تكلفة الفرصة البديلة لتصدير الغاز الطبيعي المسال.

كذلك نشرح في الملحق (أ. 3) كيفية استخدام التراخي التكميلي لتمثيل برنامج التسعير الهجين ضمن نموذج مسألة التكامل. ويتم باختصار، تحديد الخصم للأسعار الإقليمية التي تعكس مدى الاختلافات الموجودة بين تكلفة الفرصة البديلة للغاز (صافي أسعار التصدير) وتكلفة الإنتاج الإقليمية. نستخدم على سبيل المثال 4 دولارات أمريكية لكل مليون وحدة حرارية بريطانية باعتبارها تكلفة إنتاج حدية تمثيلية طويلة الأجل للمنطقة، كما ورد في بحث Matar and Shabaneh 2019. ثم قمنا بتعيين الحد الأقصى للسعر المرجعي في قطر باعتبارها مركزا رئيسا لإمداد الغاز في المنطقة، غير أن الجدير بالذكر أن هذا الحد يعتبر مقاربا لأعلى مستوى وصلت إليه أسعار الغاز المدارة المطبقة في الكهبت (الحدود 7).

تعمل قطر على زيادة معدلات تجارة الغاز الطبيعي المسال مع الكويت والبحرين كما هو موضح في الرسم البياني (2)، بينما تستورد الكويت 0.47 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية، أي ما يعادل 9.5 مليون طن سنويا أكثر من ثلاث أضعاف عن القيمة المنصوص عليها في العقد المقترح. في حين أن قطر لا تقوم ببناء خط أنابيب جديد، نجد أن المملكة العربية السعودية والكويت تستوردان بدرجات أقل الغاز من خلال خطوط الأنابيب المتصلة بالإمارات العربية المتحدة، وخط أنابيب دولفين الذي يربطها بقطر. كما تبني البحرين خط أنابيب مع المملكة العربية السعودية يدعمه الغاز الطبيعي المسال المستورد عبر منشآت إعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية.

### المكاسب الاقتصادية المرجوة من تجارة الغاز الإقليمية: سيناريوهات الأسعار المحررة

نستكشف أخيراً، دور شبكة الغاز في التحول إلى سوق وقود أكثر تحرراً، الأمر الذي يمثل رؤية طويلة المدى لإصلاح الأسعار وإعادة الهيكلة الصناعية في تجارة الغاز. حيث يشتري قطاعا الطاقة والمياه الآن الغاز (وأنواع الوقود السائل الأخرى) بسعر رمزي تحده شبكات الإمداد الإقليمية (خطوط الأنابيب والغاز الطبيعي المسال) مما يوفر لمستهلكي الغاز تكلفة الفرصة البديلة لصادرات النفط والغاز.

**الجدول 7.** متوسط أسعار الغاز الطبيعي في القطاع الصناعي لكل دولة في مجلس التعاون لدول الخليج العربية بالدولار الأمريكي لكل مليون وحدة حرارية بريطانية. نوضح الأسعار في سيناريو الأسعار المحررة مع توسعة شبكة الغاز وبدونها.

السيناريو	البحرين	المملكة العربية السعودية	الكويت	سلطنة عمان	قطر	الإمارات العربية المتحدة	المتوسط
السياسات الحالية	3.28	1.25	3.90	3.28	1.00	2.42	2.18
الأسعار المحررة	7.07	7.20	7.29	7.01	7.01	7.05	7.11
سقف الأسعار المحررة	4.08	4.21	4.33	3.83	4.00	3.93	4.07

المصدر: تحليل كابسارك.



ارتفاع تكلفة نقل الغاز في صورة غاز طبيعي مسال. ومع ذلك وبدلاً من استيراد الغاز بصورة غاز طبيعي مسال، فإن المناطق التي توجد بها خطوط أنابيب تصل إلى دول مجلس التعاون الخليجي الأخرى ستختار استيراد الكهرباء من الدول التي لديها فائض من الغاز. ويتضمن هذا التوسعة الكبيرة لشبكة الربط الكهربائي الإقليمية، بالتزامن مع وصول تجارة الكهرباء في دول مجلس التعاون الخليجي إلى 137 تيراواط في الساعة مقابل 27 تيراواط في الساعة مقارنة بشبكة الغاز، مما يمثل انخفاضاً بنسبة 80%. وعلى الرغم من أن ذلك يعد أكثر كفاءة من حيث التكلفة مقارنة بشحن الغاز مباشرة بصورة غاز طبيعي مسال، إلا أن الاستثمارات في خطوط النقل الجديدة (7 مليارات دولار أمريكي) والقدرة الكهربائية (3 مليارات دولار أمريكي) تعتبر أكثر استهلاكاً لرأس المال مقارنة ببناء خطوط أنابيب جديدة (2.6 مليار دولار أمريكي).

إلا أن هناك نهجاً آخر لتحليل سيناريو الأسعار المحررة مع انخفاض أسعار الوقود، يتمثل في تقليل تكلفة الفرصة البديلة للوقود من خلال تطبيق نفس تحليل الحساسية الذي تم عرضه مسبقاً الذي تزيد بموجبه المكاسب الاقتصادية للشبكة في السيناريو المحررين (مع سقف الأسعار ودونه) إلى 2 مليار دولار أمريكي. وتزيد الدول الأعضاء في مجلس التعاون لدول الخليج العربية في ظل انخفاض تكلفة الفرصة البديلة للغاز الطبيعي المسال من الطلب على الغاز وبالتالي تزيد من وفورات التكاليف من خلال زيادة التجارة عبر خطوط الأنابيب.

يوضح الجدول (8) التغيرات في القيمة الاقتصادية والطلب على الغاز والنفقات الرأس مالية، وصادرات الغاز في ظل سيناريو هين للأسعار المحررة. ينخفض الطلب في السيناريو الأول بمقدار 1.22 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية (24%)، حيث يحفز ارتفاع السعر تحول المولدات إلى تقنيات الكهرباء البديلة التي تشمل 68 جيجاواط من الطاقة الشمسية الكهروضوئية و14 جيجاواط من طاقة الرياح وتحلية المياه الأكثر كفاءة بتقنية التناضح العكسي (يرجى الاطلاع على الملحق الثالث "ج")، ويحد انخفاض الطلب على الغاز الناتج عن التحول إلى مصادر الطاقة المتجددة من فوائد استثمارات خطوط الأنابيب بمقدار 0.12 مليار دولار أمريكي فقط.

يوجد حافز أقل لتطوير مصادر الطاقة المتجددة في سيناريو سقف الأسعار المحررة، مع إعطاء قطاعي الكهرباء والمياه الأولية للغاز على أنواع الوقود السائل الأخرى. ويؤدي إدخال تقنيات جديدة (مثل المحطة النووية في الإمارات العربية المتحدة) وتحسين الكفاءات إلى إعادة توزيع الطلب على الغاز عبر دول المجلس، كما توفر شبكة الغاز من خلال التعويض عن تكاليف نقل الطاقة في هذا السيناريو 1.61 مليار دولار أمريكي المتأتية من المكاسب السنوية، بما فيها 0.09 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية من شحنات ناقلات الغاز الطبيعي المسال إلى الكويت.

الجدير بالذكر هنا، أن المناطق التي تعاني من نقص الغاز ستواجه من دون توسعة شبكة الغاز أسعاراً تتجاوز 6 دولارات أمريكية للمليون وحدة حرارية بريطانية بسبب



## دراسة حالة: تجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية

**الجدول 8.** نتائج سيناريوهات الأسعار المحررة. التغير في القيمة الموضوعية والنفقات الرأس مالية لخط الأنابيب والغاز الطبيعي المسال بالمليار دولار أمريكي: طلب قطاعي الكهرباء والمياه على الغاز: صادرات الغاز الطبيعي المسال بالكواتريليون وحدة الحرارة البريطانية.

مقارنة بنفس السيناريو الافتراضي دون استثمارات خطوط الأنابيب الممتدة العابرة للحدود					مقارنة بسيناريو المعايير 2018		سيناريو المليار دولار
صادرات الغاز الطبيعي المسال بالكواتريليون وحدة حرارية بريطانية (%)	الطلب على الغاز بالكواتريليون وحدة حرارية بريطانية (%)	النفقات الرأس مالية للغاز الطبيعي المسال	النفقات الرأس مالية لخط الأنابيب	القيمة الموضوعية	الطلب على الغاز بالكواتريليون وحدة حرارية بريطانية (%)	القيمة الموضوعية	
-0.12 (%-2)	0.13 (%3.5)	-2.99	0.17	0.12	-1.22 (%-24)	21.1	المحرر
-0.21 (%-4)	0.14 (%2.8)	0.00	1.07	1.61	0.01 (%0.2)	18.7	سقف الأسعار المحررة

المصدر: تحليل كابسارك.

## تكامل قطاع الكهرباء

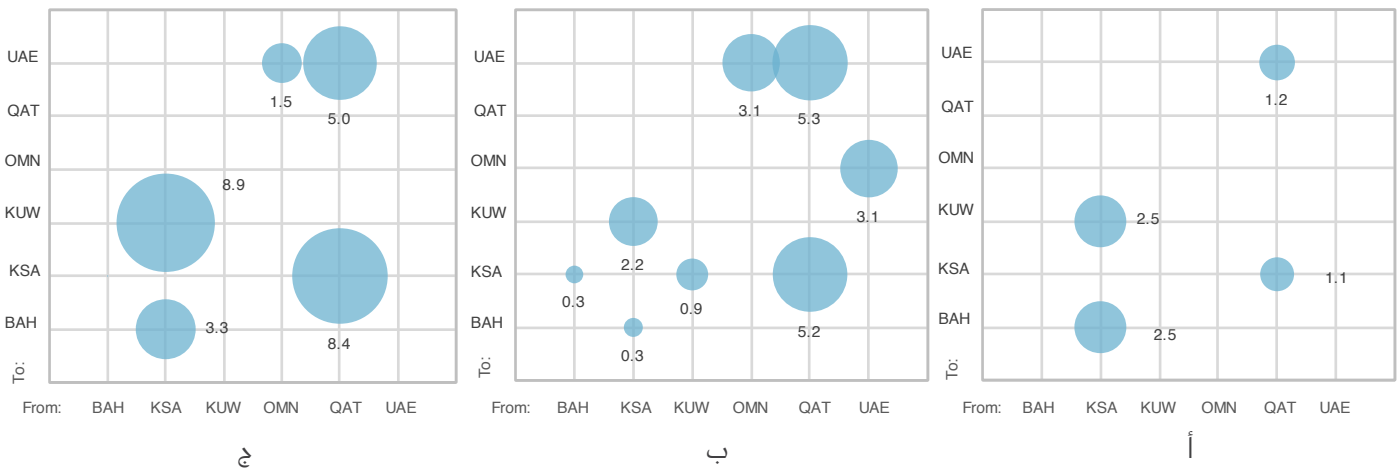
يمكن لإصلاحات الأسعار المنسقة كذلك التأثير على تكامل البنى التحتية الأخرى، مثل شبكة الربط الكهربائي في دول مجلس التعاون الخليجي. تقدم شبكة الغاز الخليجية بحسب ما ورد في سيناريو سقف الأسعار المحررة وفورات في التكاليف من خلال التعويض عن تجارة الكهرباء بإمداد دول مجلس التعاون الخليجي بالوقود من أجل توطين إنتاج الكهرباء باستخدام قدرة التوليد المتوفرة والفعالة. كذلك يمكن أن تسمح شبكة الغاز في نظام فعال اقتصاديا بالتجارة المنسقة بين الدول الأعضاء من خلال تحفيز الدول على شراء الكهرباء من وحدات التوليد المتوفرة والفعالة في الدول المجاورة.

إلا أن التباينات في أسعار الوقود المدارة عبر دول الخليج يمكنها أن تؤدي إلى تشويه وعرقلة هذه الفوائد بدرجة كبيرة، ولقد اعتبر Wogan et al. (2019) تسرب إعانات الوقود حاجز تجاري رئيس.

ويوضح الرسم البياني (3) تجارة الطاقة الإقليمية بين

دول مجلس التعاون في سيناريو السياسات الحالية وسيناريو الأسعار المحررة وسيناريو سقف الأسعار المحررة، الجدير بالذكر أنه عند دمج شبكة الغاز الإقليمية مع تكامل أسعار المستخدم النهائي (في سيناريو الأسعار المحررة) تزداد تجارة الكهرباء عبر شبكة الربط الكهربائي ازديادا كبيرا مقارنة بتجارة 7.3 تيراواط في الساعة في ظل سيناريو السياسات الحالية. كما تزداد التجارة في سيناريو الأسعار المحررة وسيناريو سقف الأسعار المحررة إلى 20.5 تيراواط في الساعة و 27.1 تيراواط في الساعة، على التوالي. تتدفق التجارة في السيناريو الأول، في كلا الاتجاهين بين العديد من الدول في جميع فصول السنة وكافة مجموعات الطلب في الساعة (المجمعة في الرسم البياني)، مما يمثل الاستخدام الأوسع لشبكة الربط الكهربائي. ويعكس هذا التنوع في مزيج توليد الكهرباء- بإضافة المزيد من مصادر الطاقة المتجددة- حيث توفر شبكة الربط خدمات لموازنة الحمل الكهربائي الإقليمي.

**الرسم البياني 3. تجارة الطاقة الإقليمية (جميع فصول السنة) لسيناريو السياسات الحالية (أ) وسيناريو الأسعار المحررة (ب) وسيناريو سقف الأسعار المحررة (ج) بالتيراواط في الساعة.**



المصدر: تحليل كابسارك.

سياسات التسعير الحالية يحد من فرص استبدال الوقود السائل بالغاز ويقلص بدرجة كبيرة القيمة الكلية لزيادة التجارة عبر خطوط الأنابيب. ونتوقع أن تحقق المكاسب السنوية الناجمة عن توسعة شبكة خطوط الأنابيب في ظل نظام تسعير الوقود المعاد هيكلته والتسعير المحرر للغاز الذي يعطي الأولوية للقدرة التنافسية لمستخدمي الغاز النهائيين عبر قطاعات الطاقة في دول مجلس التعاون الخليجي (سيناريو سقف الأسعار المحررة)، مبلغ 1.65 مليار دولار أمريكي. وتعتبر هذه النتائج قوية مقارنة بتكلفة الفرصة البديلة المطبقة على النفط المحلي، والطلب بناء على أسعار تصدير الوقود. والجدير بالذكر أن معظم المكاسب المذكورة في هذا البحث ناتجة عن تحسين تكاليف النقل واستثمارات البنية التحتية.

كذلك يساعد تكامل أسعار الوقود الإقليمي في سيناريو التحرير على إزالة الحواجز (أي تسرب إعانات الوقود) من أمام تجارة الكهرباء، مما يشجع على الاستخدام الأكبر لشبكة الكهرباء الخليجية الموجودة. ولا تعتبر مثل هذه المكاسب فريدة من نوعها في المنطقة، إذ تسلط وكالة الطاقة الدولية الضوء على تجارة الكهرباء باعتبارها أولوية سياسية لسوق الآسيان. بينما ذكرت هيئة الربط الكهربائي لدول مجلس التعاون الخليجي (2019) و (Wogan et al. 2019) أن المكاسب المتوقعة التي تصل إلى 1 مليار دولار أمريكي سنويا ستأتي من زيادة استخدام شبكة الربط الكهربائي.

يمكن للتحرير أن يعمل على معالجة التغيرات في موازين العرض والطلب بصورة أفضل، مما يضمن تسليم الغاز للمكان الذي يقدم قيمة أعلى، ويستوعب التغيرات المحتملة في اتجاه التجارة على طول الشبكة. وبالرغم من عدم التطرق إلى هذا الأمر في هذا التحليل، إلا أن أسعار الغاز المتكاملة ستشير إلى التغيرات في الطلب الموسمي على الغاز وتدعم تشغيل منشآت تخزين الغاز الطبيعي.

تظهر التجارب السابقة أن الجوانب غير التجارية مثل

يمكن لبنية خط أنابيب الغاز الطبيعي التحتية أن تعمل على تعزيز واستدامة التجارة والتعاون الإقليمي في مجال الطاقة، مما يوفر الفوائد الاقتصادية وأمن الطاقة الإقليمي. غير أن تجارب الدول والمناطق الأخرى تظهر أن تحقيق مثل هذه الفوائد ينطوي عليه إصلاحات سوقية عميقة. إلا أن التجارب بين المناطق تعد متباينة، ففي حين ساعد تحرير أسواق الغاز أوروبا على تحقيق شبكة غاز متكاملة، نجد أن سوق الآسيان لا تزال أمامها شوطاً طويلاً تقطعه قبل أن تتحقق الإمكانية المقترحة لشبكة برنامج خط أنابيب الغاز عبر دول الآسيان. بينما يشكل النمو في وفرة الغاز الطبيعي المسال ومرونته في السوق العالمية عاملاً مهماً في كل من أوروبا ودول الآسيان. غير أن تطور الهيكل السوقي والتنظيمي في أوروبا ساهم في تيسير الاستخدام الفعال للغاز وتجارته عبر شبكة خط الأنابيب.

تبحث هذه الدراسة في القيمة التي يمكن لمنطقة الخليج إيجادها من تطوير شبكة غاز الغاز الطبيعي المسال عبر الناقلات ونقل الغاز بعد تحويله إلى كهرباء عبر الأسلاك. ونحدد قيمة شبكة الغاز عبر دول مجلس التعاون الخليجي بموجب فرضيات مختلفة للسياسات الإقليمية وإستراتيجيات إصلاح الأسعار بناء على الشروط المذكورة في عام 2018. ونجد أن الفائدة الاقتصادية من تجارة الغاز العابرة للحدود قائمة على عاملين. يتمثل العامل الأول في تحقيق وفورات التكاليف المرتبطة بنقل الطاقة، بما فيها التحول إلى خط الأنابيب مقابل شحنات الغاز الطبيعي المسال الأكثر تكلفة أو التوسعة المستهلكة لرأس المال لتجارة الكهرباء العابرة للحدود. فيما يتمثل العامل الثاني في زيادة إيرادات الصادرات النفطية من خلال عملية إحلال الغاز محل النفط لتجنب ارتفاع تكلفة الفرصة البديلة للاستهلاك المحلي للنفط.

ويتم في سيناريو التقنيات الموجودة (الإنتاج الكهربائي والمياه)، إعطاء الأولوية للغاز من أجل الإنتاج المحلي وتوفير النفط الخام للتصدير. وكان من الممكن في هذا السيناريو لشبكة الغاز الخليجية توفير 3.1 مليار دولار أمريكي من المكاسب الاقتصادية، إلا أن استمرار

كما تناولنا على وجه الخصوص قيمة الغاز الطبيعي لأغراض الاستخدام الصناعي المحلي الحالي ولتجنب تكلفة الفرصة البديلة لحرق الوقود السائل لإنتاج الكهرباء. غير أننا لا ننظر في تحويل القطاعات الصناعية الأخرى للوقود أو فرص تحولات الطاقة مثل تزويد السفن بالغاز الطبيعي المسال لأغراض النقل البحري النظيف أو الهيدروجين الأزرق (أي إصلاح الغاز الطبيعي مع احتجاز الكربون) لأغراض التصدير العالمي، كما ستؤثر التغييرات في العرض والطلب على تجارة الغاز. ونظراً لأن هذه المنطقة مستمرة في تنمية قاعدة مواردها من الغاز الطبيعي، فقد تثبت هذه الفرص قيمتها وتجعل من التطوير قصير الأجل لشبكة الغاز في دول مجلس التعاون الخليجي أحد الأصول الإقليمية الهامة في السنوات المقبلة.

الأبعاد الجيوسياسية ستلعب دوراً هاماً في تجارة الغاز في دول مجلس التعاون الخليجي. فعلى سبيل المثال، تقضي السيناريوهات التي تعطي فيها قطر الأولوية لتجارة الغاز الطبيعي المسال على جزء كبير من القيمة الناتجة عن شبكة الغاز. كما تنخفض القيمة التي تقدمها شبكة الغاز بصورة كبيرة عند حساب التغييرات في موازين العرض والطلب على الغاز، مثل إعادة هيكلة قطاعي الكهرباء والمياه للطلب على الغاز. أما في ظل سيناريو السياسات الحالية (أسعار الوقود المدارة في عام 2018)، فيؤدي استمرار الطلب على الوقود السائل وانخفاض الطلب على الغاز إلى خفض قيمة الشبكة إلى 500 مليون دولار أمريكي.

تظهر هذه الدراسة بإيجاز الإمكانيات الاقتصادية لتكامل سوق الغاز الخليجية. وكما يتضح من وضع الآسيان، قد يستلزم الإكمال الناجح لهذا المشروع الضخم التغلب على العديد من التحديات الاجتماعية والسياسية التي تتجاوز تلك التحديات الاقتصادية البحتة. لذلك، قد تمثل هذه الدراسة أساساً لصناع السياسات الإقليميين لتقييم كيفية استفادة دول مجلس التعاون من التنسيق الإقليمي للغاز الطبيعي بهدف تطبيقه على المدى الطويل أثناء مواجهة التحول العالمي غير المؤكد في مجال الطاقة.

<sup>1</sup> لاحظ أنه في سيناريوهات الاستثمار في قطاع الطاقة، نقوم بتضمين منشآت جديدة تمت الموافقة عليها أو مكتملة منذ عام 2018. وتشمل محطة براق للطاقمة النووية بقدرة 5.6 جيجاواط ومحطة الطاقة الشمسية المركزة بقدرة 0.95 جيجاواط ومحطة الفحم بقدرة 2.4 جيجاواط في الإمارات العربية المتحدة ومحطات الطاقة الكهروضوئية في الإمارات العربية المتحدة والمملكة العربية السعودية وسلطنة عمان وقطر بقدرة (1.78 و0.3 و0.5 و0.7 جيجاواط، على التوالي).

<sup>2</sup> إننا لا نقوم بتمثيل ونمذجة أنشطة التكرير بشكل صريح؛ لذلك لا نأخذ في الحسبان عائدات التصدير المحتملة من انخفاض استهلاك المنتجات المكررة، وإلا لكان من الممكن أن يؤدي ذلك إلى زيادة المكاسب الاقتصادية مقارنة بسيناريو المعاييرة.

<sup>3</sup> كانت قطر وسلطنة عمان المصدرتين الرئيسيتين للغاز الطبيعي المسال إلى الكويت في عام 2018. واستوردت الكويت الغاز الطبيعي المسال كذلك من خارج دول مجلس التعاون الخليجي. ومع ذلك، نفترض ببساطة في النموذج أن يتم استبدالها بإمدادات الغاز الطبيعي المسال من دول مجلس التعاون الخليجي.

<sup>4</sup> تمتاز الناقلات بمرونة تأجيرها لنقل الصادرات إلى المستهلكين خارج دول مجلس التعاون الخليجي، وهو الأمر الذي لا يمكن القيام به باستخدام خطوط الأنابيب الثابتة. وإن تضمين التكلفة المتناقصة لسعة ناقلات دول مجلس التعاون الخليجي الحالية في تكلفة النقل يعكس القيمة المكتسبة من مرونة تأجير الناقلات بغرض التجارة خارج دول مجلس التعاون الخليجي.

- ASEAN Centre for Energy (ACE). 2017. "The 5th ASEAN Energy Outlook 2015-2040." *CBU International Conference Proceedings*. Jakarta. <https://aseanenergy.org/the-5th-asean-energy-outlook/>.
- Alex, Frolely. 2019. "Global Spot LNG Prices Slide below \$6/MMBtu." Independent Commodity Intelligence Services. <https://www.icis.com/energy-connections/2019/03/global-spot-lng-prices-slide/>.
- Anggraeni, Silvia Dian. 2019. "Trans-Asean Gas Pipeline (Tagp) Cooperation and the Projection of Indonesia's Energy Security." *Asia Pacific Journal of Advanced Business and Social Studies* 5 (1): 141–51. <https://doi.org/10.25275/apjabssv5i1ss13>.
- Blyhammar, Annette Berkhahn, Yvonne Fuller, and Michael Kruse. 2018. "Analysis of the Proposed Gas Directive Amendment." Arthur D. Little. [https://www.adlittle.com/sites/default/files/viewpoints/adl\\_review\\_gas\\_directive\\_amendment.pdf](https://www.adlittle.com/sites/default/files/viewpoints/adl_review_gas_directive_amendment.pdf).
- CEDIGAZ. 2019. "UNDERGROUND GAS STORAGE IN THE WORLD – 2019 STATUS." *CEDIGAZ INSIGHTS* 35. <https://www.cedigaz.org/wp-content/uploads/Cedigaz-Insights-n°-35-Overview-of-underground-gas-storage-in-the-world-2018.pdf>.
- Central Europe Energy Partners (CEEP). 2018. "Cross-Border Energy Cooperation in Central Europe: Towards Flexible, Secure and Sustainable Regional Energy Markets." <https://www.ceep.be/www/wp-content/uploads/2018/11/CEDE-2018-policy-papper.pdf>.
- Chyong, Chi Kong. 2019. "European Natural Gas Markets: Taking Stock and Looking Forward." *Review of Industrial Organization* 55 (1): 89–109. <https://doi.org/10.1007/s11151-019-09697-3>.
- Drahos, Nikolai. 2019. "LNG Spot Price Forecasting and the Futures Curve." The Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/06/LNG-Spot-Price-Forecasting-and-the-Futures-Curve-NG147.pdf>.
- Egging, Rudolf G., and Steven A. Gabriel. 2006. "Examining Market Power in the European Natural Gas Market." *Energy Policy* 34 (17): 2762–78. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2005.04.018>.
- Feijoo, Felipe, Daniel Huppmann, Larissa Sakiyama, and Sauleh Siddiqui. 2016. "North American Natural Gas Model: Impact of Cross-Border Trade with Mexico." *Energy* 112: 1084–95. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.133>.
- Fünfgeld, Anna. 2019. "ASEAN Energy Connectivity: Energy, Infrastructure and Regional Cooperation in Southeast Asia." *The Indonesian Quarterly* 46 (January): 315–45.
- Gabriel, Steven A., Jifang Zhuang, and Supat Kiet. 2005. "A Large-Scale Linear Complementarity Model of the North American Natural Gas Market." *Energy Economics* 27 (4): 639–65. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2005.03.007>.
- Global Gas & Oil Network. 2020. "Global Fossil Infrastructure Tracker." <http://ggon.org/fossil-tracker/>.
- Graaf, Thijs Van de, and Benjamin K. Sovacool. 2014. "Thinking Big: Politics, Progress, and Security in the Management of Asian and European Energy Megaprojects." *Energy Policy* 74 (C): 16–27. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.06.027>.
- Gross, Samantha, and Adel Abdel Ghafar. 2019. "The Shifting Energy Landscape and the Gulf Economies Diversification Challenge." [https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/2019/12/FP\\_20191210\\_gcc\\_energy\\_ghafar\\_gross.pdf](https://www.brookings.edu/wp-content/uploads/2019/12/FP_20191210_gcc_energy_ghafar_gross.pdf).

- Henderson, James. 2020. "Quarterly Gas Review : Short and Medium Term Outlook for Gas Markets." 2020. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/07/Quarterly-Gas-Review-Issue-10.pdf>.
- Holz, Franziska, Christian von Hirschhausen, and Claudia Kemfert. 2008. "A Strategic Model of European Gas Supply (GASMOD)." *Energy Economics* 30 (3): 766–88. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2007.01.018>.
- International Energy Agency (IEA). 2015. "WEO-2015 Special Report: Southeast Asia Energy Outlook." <https://webstore.iea.org/weo-2015-special-report-southeast-asia-energy-outlook>.
- . 2019a. "Establishing Multilateral Power Trade in ASEAN." <https://www.oecd.org/publications/establishing-multilateral-power-trade-in-asean-0c4a10e5-en.htm>.
- . 2019b. "World Energy Outlook 2019." Paris. <https://webstore.iea.org/world-energy-outlook-2019>.
- . 2020. "Gas 2020." Paris. <https://www.iea.org/reports/gas-2020/2020-meltdown>.
- International Gas Union (IGU). 2020. "Wholesale Gas Price Survey - 2020 Edition." *International Gas Union World Gas Conference Papers*. Vol. 4. <https://www.igu.org/resources/wholesale-price-survey-2020-edition/>.
- KAPSARC. 2015. "The KAPSARC Energy Model for Saudi Arabia." [https://www.kapsarc.org/wp-content/uploads/2016/11/KEM-SA\\_documentation\\_v9.16.pdf](https://www.kapsarc.org/wp-content/uploads/2016/11/KEM-SA_documentation_v9.16.pdf).
- . 2020. "KAPSARC Energy Model: A Framework for Energy Economics." <https://kapsarc.github.io/kem/web/software.html>.
- Karanfil, Fatih, and Axel Pierru. 2020. "The Opportunity Cost of Domestic Oil Consumption for an Oil Exporter: Illustration for Saudi Arabia." March. <https://doi.org/10.30573/KS--2020-DP05>.
- Krane, Jim, and Steven Wright. 2014. "Qatar 'Rises above' Its Region: Geopolitics and the Rejection of the GCC Gas Market." *The London School of Economics and Political Science* 35 (35): 2–22. [http://eprints.lse.ac.uk/55336/1/\\_lse.ac.uk\\_storage\\_LIBRARY\\_Secondary\\_libfile\\_shared\\_repository\\_Content\\_Kuwait\\_Programme\\_Krane\\_2014.pdf](http://eprints.lse.ac.uk/55336/1/_lse.ac.uk_storage_LIBRARY_Secondary_libfile_shared_repository_Content_Kuwait_Programme_Krane_2014.pdf).
- Kumar, Maggie, and Jonathan Stern. 2020. "Gas Industry Reform and the Evolution of a Competitive Gas Market in Malaysia." <https://doi.org/10.26889/9781784671570>.
- Malek, Miriam. 2019. "Saudi Arabia-GCC Gas Pipeline Studies to Commence Within Weeks: Falih." *S&P Global Platts*, April 8. <https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/040819-saudi-arabia-gcc-gas-pipeline-studies-to-commence-within-weeks-falih>.
- Matar, Walid, Frederic Murphy, Axel Pierru, and Bertrand Rioux. 2015. "Lowering Saudi Arabia's Fuel Consumption and Energy System Costs Without Increasing End Consumer Prices." *Energy Economics* 49: 558–69. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2015.03.019>.
- Matar, Walid, Frederic Murphy, Axel Pierru, Bertrand Rioux, and David Wogan. 2017. "Efficient Industrial Energy Use: The First Step in Transitioning Saudi Arabia's Energy Mix." *Energy Policy* 105 (July): 80–92. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.02.029>.
- Matar, Walid, and Rami Shabaneh. 2019. "Viability of Seasonal Natural Gas Storage in the Saudi Energy System." *SSRN Electronic Journal*, no. 19-418. February. <https://doi.org/10.2139/ssrn.3485992>.



- MEES. 2006. "Kuwait's Qatar Natural Gas Import Plan Shelved For Foreseeable Future." <http://archives.mees.com/issues/300/articles/12246>.
- Murphy, Frederic, Axel Pierru, and Yves Smeers. 2019. "Measuring the Effects of Price Controls Using Mixed Complementarity Models." *European Journal of Operational Research* 275 (2): 666–76. <https://doi.org/10.1016/j.ejor.2018.11.051>.
- National Oil and Gas Authority, Bahrain (NOGA). 2017. "Opportunities for Pan GCC Natural Gas Grid." *Regional Gas Industry Issues and Opportunities*. Muscat.
- Ouki, Mostefa. 2020. "MENA - Could Intra-Regional Gas Trade Be Refocused as a Result of the Ongoing Global Crisis?" <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2020/05/MENA-Could-intra-regional-gas-trade-be-refocussed-as-a-result-of-the-ongoing-global-crises-.pdf>.
- Pollitt, Michael G. 2012. "The Role of Policy in Energy Transitions: Lessons from the Energy Liberalisation Era." *Energy Policy* 50: 128–37. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.03.004>.
- Rioux, Bertrand, Philipp Galkin, Frederic Murphy, Felipe Feijoo, Axel Pierru, Artem Malov, Yan Li, and Kang Wu. 2019. "The Economic Impact of Price Controls on China's Natural Gas Supply Chain." *Energy Economics* 80: 394–410. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2018.12.026>.
- Rioux, Bertrand, Philipp Galkin, Frederic Murphy, and Axel Pierru. 2017. "How Do Price Caps in China's Electricity Sector Impact the Economics of Coal, Power and Wind? Potential Gains from Reforms." *Energy Journal* 38: 63–75. <https://doi.org/10.5547/01956574.38.SI1.brio>.
- Rioux, Bertrand, Abdullah Al Jarboua, Frederic Murphy, and Axel Pierru. 2020. "Implementing Alternative Pricing Policies in Economic Equilibrium Models Using the Extended Mathematical Programming Framework," no. March: 1–32. <https://doi.org/10.30573/KS--2020-MP01>.
- Rystad. 2019. "Rystad Energy UCube." September. <https://www.rystadenergy.com/energy-themes/oil--gas/upstream/u-cube/>.
- Sartori, Nicolo. 2019. "GCC: Rapid Change in the Energy Sector." <https://www.eni.com/static/en-IT/world-energy-magazine/gulf-vision.html#slide12>.
- Secretariat General of the GCC. 2020. "About GCC: The Charter." <https://www.gcc-sg.org/en-us/AboutGCC/Pages/Primarylaw.aspx>.
- Sertin, Carla. 2020. "Samsung Engineering Wins \$1.85bn Aramco Gas Storage Contract." *Oil & Gas Middle East*. <https://www.oilandgasmiddleeast.com/products-services/35917-samsung-engineering-wins-185bn-aramco-gas-storage-contract%0AMay%20be%20worth%20mentioning%0A>.
- Shabaneh, Rami, Bertrand Rioux, and Steve Griffiths. 2020. "Can Cooperation Enhance Natural Gas Utilization in the GCC?" Riyadh. <https://www.kapsarc.org/research/publications/can-cooperation-enhance-natural-gas-utilization-in-the-gcc/>.
- Shi, Xunpeng, Hari Malamakkavu Padinjare Variam, and Yifan Shen. 2019. "Trans-ASEAN Gas Pipeline and ASEAN Gas Market Integration: Insights from a Scenario Analysis." *Energy Policy* 132 (May): 83–95. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.05.025>.
- Snam, IGU, and BCG. 2019. "Global Gas Report 2019." <https://media-publications.bcg.com/SNAM-2019-GGR.pdf>.



Songhurst, Brian. 2019. "Floating LNG Update – Liquefaction and Import Terminals." <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/09/Floating-LNG-Update-Liquefaction-and-Import-Terminals-NG149.pdf>.

Sovacool, Benjamin K. 2009. "Energy Policy and Cooperation in Southeast Asia: The History, Challenges, and Implications of the Trans-ASEAN Gas Pipeline (TAGP) Network." *Energy Policy* 37 (6): 2356–67. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2009.02.014>.

Statista. 2020. "Average Annual Brent Crude Oil Price from 1976 to 2020." <https://www.statista.com/statistics/262860/uk-brent-crude-oil-price-changes-since-1976/>.

Tavares, Felipe Botelho, Thomas Mitro, Nicolas Maennling, and Perrine Toledano. 2018. "Manual for the Open LNG Regasification Model." <http://ccsi.columbia.edu/files/2018/03/LNG-Import-Model-Manual-CCSI-2018.pdf>.

The Lantau Group. 2019. "Role of Gas in Ensuring Energy Sustainability in South East Asia."

The World Bank. 2013. "Regional Gas Trade Projects in Arab Countries." 1 (76114). <https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail/692191468276383876/main-report>.

Timera Energy. 2018. "Deconstructing LNG Shipping Costs." <https://timera-energy.com/deconstructing-lng-shipping-costs/>.

Tuomiranta, Arttu, Muniba Abdul Aziz, and Hosni Ghedira. 2017. "Zoning Study for Deployment of Photovoltaic Power Stations in the UAE Zoning Study for Deployment of Photovoltaic Power Stations in the United Arab Emirates." <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.35826.61122>.

Wogan, David, Frederic Murphy, and Axel Pierru. 2019. "The Costs and Gains of Policy Options for Coordinating Electricity Generation in the Gulf Cooperation Council." *Energy Policy* 127 (November): 452–63. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.11.046>.

# الملحق الأول (أ). وحدة تجارة الغاز في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية في نموذج كابسارك للطاقة

الجدول أ. 1 مكونات النموذج.

## المؤثرات

$a$	أصل إنتاج الغاز
$c, cc$	الدولة
$f$	الوقود: نפט خام، غاز طبيعي
$r, rr$	المناطق في كل دولة
$s$	الفصل

## المتغيرات

$z$	القيمة الموضوعية
$d_{f,r,s}$	الطلب على الوقود الذي حددته صناعتي الكهرباء والمياه، متغير خارج عن مسألة مورد الوقود
$e_{f,r,s}$	صادرات الوقود في الموسم
$f_r^{liq}, f_r^{reg}$	نشاط البناء اليومي لقدرات التسييل وإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية
$q_{a,r,s}$	إنتاج الوقود في الفصل
$l_{f,r,s}^{in}, l_{f,r,s}^{out}$	تحميل وتفريغ شحنات الناقلات من الوقود (مثلا التسييل/ إعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية)
$t_{f,r,rr,s}^{pipe}, t_{f,r,rr,s}^{tank}$	نقل خط الأنابيب والناقلة للوقود في الموسم
$u_{f,r,rr,s}$	نشاط بناء خط الأنابيب

## المعاملات

$C_{a,f,r}$	تكلفة الإنتاج الهامشية للوقود من الأصل في المنطقة
$Q_{a,f,r}$	قدرة الإنتاج اليومية الموجودة للوقود من الأصل
$F_r^{liq}, F_r^{reg}$	القدرات اليومية الموجودة للتسييل وإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية
$K^{liq}, K^{reg}$	النفقات الرأسمالية للتسييل وإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية
$K_{f,r,rr}^{pipe}$	النفقات الرأسمالية لخط الأنابيب
$N_s$	عدد الأيام في الفصل
$O_f^{in}, O_f^{out}$	التكلفة الحدية لشحن وتفريغ الناقلات (مثلا التسييل/ إعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية)
$O_{f,r,rr}^{pipe}, O_{f,r,rr}^{tank}$	التكلفة الحدية لنقل الوقود عبر خطوط الأنابيب والناقلات من المنطقة $r$ إلى $rr$
$P_{f,s}$	السعر العالمي للوقود (الموسمي)
$U_{f,r,rr}$	القدرة اليومية الحالية لنقل الوقود عبر خط الأنابيب من المنطقة $r$ إلى $rr$
$Y_{f,r,rr}^{pipe}, Y_{f,r,rr}^{tank}$	إيرادات النقل عبر خطوط الأنابيب والناقلات
$Y_f^{in}, Y_f^{out}$	عوائد تحميل وتفريغ شحنات الناقلات (مثلا التسييل/ تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية)

## مسألة تحسين مورد الوقود

(A1)

$$\max z = \sum_{f,r,s} e_{f,r,s} P_{f,s} - \sum_{a,f,r,s} (q_{a,f,r,s} C_{a,f,r,s}) - \sum_{f,r,rr,s} (t_{f,r,rr,s}^{pipe} O_{f,r,rr}^{pipe} + t_{f,r,rr,s}^{tank} O_{f,r,rr}^{tanker} + u_{f,r,rr,s} K_{f,r,rr}^{pipe}) - \sum_r \left( \sum_{f,s} (l_{f,r,s}^{in} O_f^{in} + l_{f,r,s}^{out} O_f^{out}) + f_r^{liq} K^{liq} + f_r^{reg} K^{reg} \right)$$

Subject to

$$Q_{a,f,r} - q_{a,r,s}/N_s \geq 0 \quad \perp \alpha_{a,f,r,s} \geq 0 \quad (A1.1)$$

$$F_r^{liq} + f_r^{liq} - \sum_{f=CH_4} l_{f,r,s}^{in}/N_s \geq 0 \quad \perp \rho_{r,s}^{liq} \geq 0 \quad (A1.2)$$

$$F_r^{reg} + f_r^{reg} - \sum_{f=CH_4} l_{f,r,s}^{out}/N_s \geq 0 \quad \perp \rho_{r,s}^{reg} \geq 0 \quad (A1.3)$$

$$U_{f,r,rr} + u_{f,r,rr,s} \geq t_{f,r,rr,s}^{pipe}/N_s \quad \perp \lambda_{f,r,rr,s} \geq 0 \quad (A1.4)$$

$$l_{f,r}^{in} - e_{f,r,s} - \sum_{rr} t_{f,r,rr,s}^{tank} \geq 0 \quad \perp \sigma_{f,r,s} \geq 0 \quad (A1.5)$$

$$\sum_{rr} t_{f,r,rr,s}^{tank} Y_{f,r,rr}^{out} - l_{f,r}^{out} \geq 0 \quad \perp \varphi_{f,r,s} \geq 0 \quad (A1.6)$$

$$\perp \pi_{f,r,s} \geq 0 \quad (A1.7)$$

$$(\sum_a q_{a,f,r,s} + l_{f,r,s}^{out}) Y_{f,r,r}^{pipe} + \sum_{rr} (t_{rr,r,s}^{pipe} Y_{f,rr,r}^{pipe} - t_{r,rr,s}^{pipe}) - l_{f,r,s}^{in}/Y^{in} \geq d_{f,r,s}$$

تحدد مجموعة المعادلات (1) مسائل التحسين لمسألة مورد الوقود لجميع الدول الأعضاء في مجلس التعاون لدول الخليج العربية بحسب المناطق المختلفة  $r$ . وهذا يعني أن الزيادة في عائدات التصدير الأقل من حيث نفقات التشغيل والنفقات الرأس مالية السنوية لإنتاج ونقل جميع أنواع الوقود  $f$  بين المناطق  $r$  و  $rr$  في كل موسم  $s$  تخضع للقيود من (A1.1) إلى (A1.7). ويتم تحديد القيم الهامشية أو المتغيرات المزدوجة المرتبطة بكل قيد على الجانب الأيمن باعتبارها شروط تكامل متعامدة كما هو متفق عليه. وهذا يعني أنه عندما يكون القيد الأولي ملزماً، يمكن أن تكون قيمة المتغير المزدوج المقابل غير سالبة؛ وإلا فستكون قيمته صفراً. وتستخدم هذه لتكوين شروط الأمثلية لمسألة مورد الوقود في القسم التالي.

تم سرد جميع المؤشرات والمتغيرات والمعاملات وتحديدها في الجدول أ.1. يحدد الشرط الأول في المعادلة (1) عائدات تصدير الوقود  $e_{f,r,s}$  إلى الأسواق العالمية بسعر ثابت  $P_{f,s}$ . يطرح الشرط الثاني تكلفة الإنتاج المتغيرة  $C_{a,f,r,s}$  لإنتاج الوقود  $q_{a,f,r,s}$  من كل نشاط إمداد خطي مفهرس ب  $a$ . ويطرح الشرط التالي تكلفة النقل المتغيرة المجمعة لشحنات خط الأنابيب  $t_{f,r,rr,s}^{pipe}$  بين المناطق وشحنات الناقلات البحرية  $t_{f,r,rr,s}^{tank}$  والتكلفة الرأس مالية السنوية لبناء قدرة نقل جديدة لخط الأنابيب  $u_{f,r,rr,s}$ . وأخيراً تطرح التكاليف التشغيلية المتغيرة  $O_f^{in}$  و  $O_f^{out}$  لتحميل الوقود في  $l_{f,r,s}^{in}$  وتفريغه  $l_{f,r,s}^{out}$  من الناقلات البحرية بالإضافة إلى التكاليف الرأس مالية السنوية ذات الصلة ل  $K^{liq}$  و  $K^{reg}$  لبناء منشآت جديدة لتسييل  $b_r^{liq}$  وإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية  $b_r^{reg}$ .

# الملحق الأول (أ). وحدة تجارة الغاز بدول مجلس التعاون لدول الخليج العربية في نموذج كابسارك للطاقة

يستخدم القيد (A1.1) قدرة الإنتاج اليومية الحالية لكل نشاط إمداد خطي  $Q_{a,f,r}$ ، كالحده الأعلى لإنتاج الوقود الموسمي مقسومة على عدد الأيام في كل موسم  $N_s$ . تحدد القيود (A1.2) و (A1.3) و (A1.4) إجمالي القدرة المتوفرة للتسييل وإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية ونقل خطوط الأنابيب، على التوالي، بما في ذلك البنية التحتية الموجودة والمبنية حديثاً لكل نشاط.

تحدد المعادلة (A1.5) الحد الأعلى للصادرات والنقل البحري الإقليمي كمقدار الوقود الذي تم تحميل الناقل به في كل منطقة. وفي الوقت نفسه يتطلب (A1.6) أن يكون إجمالي كمية الوقود التي تم تفريغها من الناقلات أقل من سعة الناقل الواردة، بما في ذلك عائدات التفريغ والنقل الإقليمي (على سبيل المثال، إعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية)  $Y_{f,rr,r}^{out}$  و  $Y_{f,rr,r}^{tank}$ ، على التوالي.

ولقد جرى توضيح قيد الطلب النهائي على الوقود الذي يتم تسليمه عبر خطوط الأنابيب في المعادلة (A1.7). وتجدد الإشارة إلى أنه يجب أن يتجاوز إجمالي الإنتاج بالإضافة إلى الوقود الذي يتم تفريغه من الناقلات (مع مراعاة عائد التسليم داخل المنطقة  $Y_{f,r,r}^{pipe}$ )، بالإضافة إلى صافي تدفقات خطوط الأنابيب إلى كل منطقة والقليل من الوقود الذي يتم تحميل الناقلات به (مع مراعاة عائدات التحميل مثل التسييل) الطلب الموسمي على الوقود  $d_{f,r,s}$ .

## تحليل بشروط الأمثلية للتسعير التنافسي للغاز

### الجدول أ.2. المتغيرات المزدوجة من قيود مورد الوقود في مجموعة المعادلات (1)

$\alpha_{a,f,r,s}$	علاوة الندرة على أنشطة إمداد الوقود الخطية
$\rho_r^{liq}$	علاوة الندرة على التسييل
$\rho_r^{reg}$	علاوة الندرة عند تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية
$\lambda_{r,rr}$	علاوة الندرة على النقل عبر خطوط الأنابيب
$\sigma_{f,r,s}$	القيمة الهامشية لتحميل الناقلات وصادرات الوقود
$\varphi_{f,r,s}$	القيمة الهامشية لعمليات تسليم الناقلات الإقليمية
$\pi_{f,r,s}$	القيمة الهامشية لعمليات التسليم عبر خطوط الأنابيب، أو أسعار خطوط الأنابيب التنافسية

$$P_{f,s} - \sigma_{f,r,s} \leq 0 \quad \perp e_{f,r,s} \geq 0 \quad (A2.1)$$

$$\pi_{f,r,s} - \alpha_{a,f,r,s} \leq C_{a,f,r,s} \quad \perp q_{a,r,s} \geq 0 \quad (A2.2)$$

$$\sigma_{f,r,s} - \rho_{r,s}^{liq} N_s |_{f=CH_4} - \pi_{f,r,s} / Y_f^{in} \leq O_f^{in} \quad \perp l_{f,r,s}^{in} \geq 0 \quad (A2.3)$$

$$\pi_{f,r,s} Y_{f,r,r}^{pipe} - \rho_{r,s}^{reg} N_s |_{f=CH_4} - \varphi_{f,r,s} \leq O_f^{out} \quad \perp l_{f,r,s}^{out} \geq 0 \quad (A2.4)$$

$$\pi_{f,rr,s} - \pi_{f,r,s} - \lambda_{f,r,rr,s} N_s \leq O_{f,r,rr}^{pipe} \quad \perp t_{f,r,rr,s}^{pipe} \geq 0 \quad (A2.5)$$

$$\varphi_{f,rr,s} Y_{f,r,rr}^{tank} Y_f^{out} - \sigma_{f,r,s} \leq O_{r,rr}^{tank} \quad \perp t_{f,r,rr,s}^{tank} \geq 0 \quad (A2.6)$$

$$\lambda_{r,rr} \leq K_{r,rr}^{pipe} \quad \perp u_{f,r,rr,s} \geq 0 \quad (A2.7)$$

$$\rho_r^{liq} \leq K_r^{liq} \quad \perp f_r^{liq} \geq 0 \quad (A2.8)$$

$$\rho_r^{reg} \leq K_r^{reg} \quad \perp f_r^{reg} \geq 0 \quad (A2.9)$$

تم تحديد أزواج التكامل المتعامدة المشتقة لكل متغير في المسألة الأولية (A1)، باستخدام المتغيرات المزدوجة المدرجة في الجدول A.2 في المعادلات من (A2.1) إلى (A2.9). ويتم دمجها مع القيود الأولية الأصلية من (A1.1) إلى (A1.7) لإنشاء مسألة التكامل الخطي لمورد الوقود.

يتم دمج مسألة التكامل الخطي لقطاع إمداد الوقود مع مسألة التكامل الخطي لقطاعات الطاقة والمياه والنقل (غير موضحة) التي تحدد الطلب الخارجي للصناعات على الوقود  $d_{f,r,s}$ . ونشير إلى الدراسات التي أجراها (Matar et al. (2015, 2017) و (Wogan et al. (2019) للتعرف على وصف القطاعات الصناعية الأخرى في نموذج كابسارك للطاقة. ويمكن في هذا الهيكل تعيين قواعد تسعير مختلفة للطلب الخارجي على الوقود، بالإضافة إلى قيود تخصيص الوقود الإقليمية. ينتج عن ذلك نموذج مسألة التكامل المختلطة لقطاعات الطاقة المتكاملة في ظل القيود التنظيمية الحالية.

ونشير إلى (Rioux et al. (2020) فيما يخص الوصف الفني لكيفية تكوين مسألة التكامل المختلطة متعددة القطاعات مع تنظيم الأسعار باستخدام إطار البرمجة الرياضية الموسعة في نظام النمذجة الجبرية العامة.

### شروط تراخي التكامل لسيناريو سقف الأسعار المدررة

$$\pi_{f,r,s} - L_{f,r,s} \leq \delta_{f,s} \quad \perp \quad \varepsilon_{f,r,s} \geq 0 \quad (A3.1)$$

$$1 \leq \sum_r \varepsilon_{f,r,s} \quad \perp \quad \delta_{f,s} \geq 0 \quad (A3.2)$$

نقوم بإدخال شروط تراخي التكامل- على النحو المحدد في (A3.1) و (A3.2)- في مسألة التكامل الخطي لمورد الوقود لإنشاء سيناريو الحد الأقصى للسعر. وندخل متغيراً جديداً  $\delta_{f,r,s}$  في (A3.1) يمثل أقصى فرق بين قيمة الإمداد الهامشية  $\pi_{f,r,s}$  ومتوسط معامل تكلفة الإنتاج الهامشية طويلة الأجل في كل منطقة  $L_{f,r,s}$ . ثم يتم تعيين أسعار وقود المستخدم النهائي  $\pi_{f,r,s} - \delta_{f,r,s}$ . يعمل هذا على قصر أسعار الوقود الإقليمية على  $L_{f,r,s}$  في المنطقة التي تكون فيها  $\delta_{f,r,s}$  الأعلى، لكنها تحافظ على الاختلافات بين الأسعار الإقليمية بسبب تكاليف النقل والعلاوات.

تقترن المعادلة (A3.1) بالمتغير المزدوج  $\varepsilon_{f,r,s}$  المحدد في (A3.2)، بحيث إذا كان موجبا  $\delta_{f,s}$  (A3.1) فيجب أن تكون  $(\pi_{f,r,s} - L_{f,r,s} = \delta_{f,s})$  ملزمة في المنطقة التي بها الاختلاف الأكبر.

# الملحق الثاني (ب). مسألة بيانات المعايرة

## ب. 1 إنتاج وطلب الغاز

تتم نمذجة إنتاج الوقود في تحليلنا بصورة أنشطة خطية تتميز بتكلفة إمداد هامشية وبافتراض قدرة إنتاج ثابتة.

نستخدم تمثيلاً خطياً بسيطاً لأنشطة الإنتاج الأولية التي تتضمن كلا من النفط والغاز. وتتم معايرة قدرة وتكلفة إنتاج النفط الخام ومبيعات الغاز (الميثان) إلى قاعدة بيانات عام 2018 لريستاد يوكيوب (Rystad UCube) الخاصة بكل دولة. ويشمل هذا تكاليف الإنتاج قصيرة المدى للغاز غير المصاحب والنفط والخام والغاز المصاحب. وتجدر الإشارة إلى أنه تم الحصول على توقعات قدرات الإنتاج المستقبلية والتكاليف من شركة ريستاد (Rystad) ويمكن استخدامها في السيناريوهات الديناميكية (غير المعروضة في التحليل الحالي).

نقوم بحساب الموسمية في الطلب على الغاز بناء على خصائص منحنيات الحمل الكهربائي المستخدم في نموذج نقل الكهرباء. ولقد جرى تصنيف الفصول كالآتي: الصيف والخريف/الربيع والشتاء. ويتم التعامل مع جميع الطلبات الصناعية الأخرى على أنها ثابتة. فضلاً عن ذلك، تتم معايرة الطلب على الغاز مع تقارير دول مجلس التعاون الخليجي المتاحة للعمامة والتقارير حول الغاز في الشرق الأوسط وشمال أفريقيا التي يمكن الوصول إليها عبر الاشتراك في شركة فاكوتس غلوبال إنرجي (Facts Global Energy).

## ب. 2 خطوط الأنابيب وشبكات ناقلات الغاز الطبيعي المسال

تم الحصول على متوسط التكلفة الرأسمالية لخط الأنابيب البالغ 0.005 دولار/ مليون وحدة حرارية بريطانية/ كم لخطوط الأنابيب البرية (الجدول 3) من متوسط مشروع خط أنابيب عربي لا يقل قطره عن 36 بوصة نشره البنك الدولي (2013). ويتضاعف ذلك بالنسبة لخطوط الأنابيب البحرية. وإن متوسط التكاليف التشغيلية يقدر بـ 0.01 دولار/ 1000 كم مع معدل خسارة (الاستخدام الداخلي للضواغط) يصل إلى 0.003% / كم. الجدير بالذكر أنه تم تحديد عمر مشاريع خطوط الأنابيب (لغرض الخصم) عند 35 عاماً.

وبالنسبة لمعالجة الغاز الطبيعي المسال، نستخدم بيانات (2019) Songhurst حول التكاليف الرأسمالية والتشغيلية للمنشآت العائمة للتسييل وإعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية. ونفترض وجود خسائر في التسييل (الاستهلاك الداخلي) بنسبة 10%. وتم الحصول على التكاليف التشغيلية وخسائر معالجة واردات الغاز الطبيعي المسال من (Tavares et al. (2018).

أما بالنسبة لحركة ناقلات الغاز الطبيعي المسال، فنستخدم تقديرات استئجار الناقلات وتكاليف الوقود المستمدة من القيم الواردة في (2018) Timera Energy والتي يتم استخدامها لتقدير التكاليف الهامشية طويلة الأجل لاستخدام ناقلات الغاز الطبيعي المسال في التجارة داخل دول مجلس التعاون الخليجي.

تعتمد النفقات التشغيلية لشحن الغاز الطبيعي المسال على القيم الواردة في (2018) Timera Energy وتشمل تكاليف استئجار الناقلات. لا تجسد هذه الدراسة صراحة مخزونات أو استثمارات قدرة ناقلات الغاز الطبيعي المسال. وهذا يضمن أن يوضع النموذج القيمة الاقتصادية النسبية لخطوط الأنابيب الثابتة مقابل شحنات ناقلات الغاز الطبيعي المسال الأكثر مرونة. وتعكس 4 خسائر للنقل عبر خطوط الأنابيب الاستهلاك الداخلي للطاقة (انكماش الغاز) من

## الملحق الثاني (ب). مسألة بيانات المعايرة

ضواغط التشغيل على طول خط الأنابيب، وتعكس خسائر ناقلة الغاز الطبيعي المسال تبخر الغاز من حاويات الناقلية بنسبة 0.1% يوميا، والتي يصل متوسط سرعتها إلى 15 عقدة.

يقدم الملحق ب قائمة بمدخلات وحدات قطاع الكهرباء والمياه، بما في ذلك تقنيات التوليد المتوفرة، ومعدلاتها الحرارية، والتكاليف الثابتة، والمتغيرة. تشمل تقنيات التوليد التقليدية توربينات البخار وتوربينات الغاز وتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة والوحدات التي تعمل بالطاقة النووية والفحم. يمكن أيضا تكوين كل وحدة كوحدة توليد مشتركة للمياه باستخدام تقنيات التحلية الحرارية المفصلة في الملحق. وتشمل التقنيات المتجددة الطاقة الشمسية الكهروضوئية والطاقة الشمسية المركزة وطاقة الرياح. ويتم تقدير منحنيات مصادر الطاقة المتجددة باستخدام بيانات المحطات المنتشرة في شبه الجزيرة العربية بحسب ما ورد في (Matar et al. (2017, 2015). كما يتم استخدام حاسبة شمس الإماراتية التي طورها معهد مصدر (Tuomiranta et al. 2017).

### الجدول ب.1 القدرات السنوية لخط الأنابيب الممتد بين الأقاليم.

الكمية (كوادريليون وحدة حرارية بريطانية)	من- إلى
0.80	من قطر إلى الإمارات العربية المتحدة (أبو ظبي) الإمارات العربية المتحدة من (أبو ظبي) إلى (الفجيرة)
0.74	من الإمارات العربية المتحدة (الفجيرة) إلى سلطنة عمان
3.60	من (المنطقة الشرقية) إلى (المنطقة الوسطى) في المملكة العربية السعودية من (المنطقة الوسطى) إلى (المنطقة الغربية) في المملكة العربية السعودية

الدول: المملكة العربية السعودية والإمارات العربية المتحدة. المناطق: أبو ظبي ودبي والفجيرة والشارقة  
المصدر: نموذج كابسارك للطاقة

### الجدول ب.2. القدرات السنوية للتسييل وإعادة الغاز المسال إلى حالته الغازية وخطوط الأنابيب بوحدة المليون طن سنويا.

إعادة تحويل الغاز المسال إلى حالته الغازية (مليون طن سنويا)	التسييل (مليون طن سنويا)	الدولة
9	-	البحرين
9.6	-	الكويت
-	10.8	سلطنة عمان
-	77.4	قطر
10.8	8.4	الإمارات العربية المتحدة

المصدر: Global Gas & Oil Network (2020)

## الملحق الثاني (ب). مسألة بيانات المعايير

الجدول ب.3. مسافات النقل عبر خطوط الأنابيب والناقلات. ونظرا لكون الجدول متماثل فإننا ندرج القيم ما دون الخط القطري فقط.

الناقلة البحرية أو خط الأنابيب البري				خط الأنابيب البري			الناقلة البحرية أو خط الأنابيب أسفل البحر			المفتاح
الإمارات العربية المتحدة	الإمارات العربية المتحدة	الإمارات العربية المتحدة	المملكة العربية السعودية	المملكة العربية السعودية	المملكة العربية السعودية	قطر	سلطنة عمان	البحرين	الكويت	الدولة
الفجيرة	دبي	أبو ظبي	الغربية	الجنوبية	الشرقية	الوسطى				المنطقة
										البحرين
										الكويت
									1300	سلطنة عمان
							850	600	250	قطر
										الوسطى
					400	400	1000	400	160	المملكة العربية السعودية
						1700	4000	3000	4500	الشرقية
							4500	3500	5000	الجنوبية
			650	2200	900					الغربية
			4900	1500	700		500	650	850	أبو ظبي
				4850	4200	600	750	575	850	دبي
		130	250	4700	4000	850	450	500	850	الإمارات العربية المتحدة
										الفجيرة
140	100	220								الشارقة

الدول: المملكة العربية السعودية والإمارات العربية المتحدة ومملكة البحرين والكويت وسلطنة عمان وقطر. المناطق: أبو ظبي ودبي والفجيرة والشارقة. المصدر: نموذج كابسارك للطاقة.

تم سرد قدرات خطوط الأنابيب الحالية في الجدول ب.1 بينما تم عرض وحدات التسييل وإعادة الغاز المسال إلى حالته الغازية المركبة في الجدول ب.2. ويوضح الجدول ب.3 المسافات المستخدمة لتكوين شبكة الغاز الإقليمية. ونفرض عقود غاز خط أنابيب دولفين التالية عند معايرة النموذج: 0.64 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية من قطر إلى الإمارات العربية المتحدة و0.07 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية من الإمارات العربية المتحدة إلى سلطنة عمان. وبعد العمل بالسيناريو المرجعي، نعين الحدود الدنيا لشحنات الناقلات: 0.56 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية من قطر إلى الكويت و0.021 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية من سلطنة عمان إلى الكويت. ومع ذلك، تمت إزالة هذه القيود عند العمل بالسيناريو الافتراضي الموصوف في تحليلنا العددي لشبكة الغاز في دول مجلس التعاون الخليجي، بافتراض عدم خضوع شحنات ناقلات الغاز الطبيعي المسال للدول الأعضاء في المجلس للعقود طويلة الأجل. ومع ذلك، نبحث في السيناريو الذي تلتزم قطر فيه بعقد توفير 3 ملايين طن سنويا من الغاز الطبيعي المسال للكويت باعتبارها المستورد الرئيس للغاز الطبيعي المسال في المنطقة كما ناقشنا في النص الرئيس.



### ب.3 بيانات قطاع الكهرباء والمياه

تقدم الجداول من ب.4 إلى ب.6 جميع تقنيات التوليد ومعاملات المعايير (مثل التكاليف) لقطاعي الكهرباء والمياه (التحلية). ويتم استخدامها لمعايير الوحدات المقابلة في نموذج كابسارك للطاقة. وتشمل توربينات البخار وتوربينات الغاز وتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة وتقنيات توليد الوقود النووي ومصادر الطاقة المتجددة بما فيها الطاقة الشمسية الكهروضوئية والطاقة الشمسية المركزة والرياح. ونستخدم معدل خصم بنسبة 6% عند حساب تكاليف الاستثمار السنوية خلال الفترة المتوقعة للمشروع، بحسب ماورد في (Matar et al. (2017).

ويقدم الجدول ب.5 قياس أداء المبخر ومعدل استهلاك الكهرباء الداخلي للتبخير متعدد التأثير والتبخير الوميضي متعدد المراحل. ويتم استخدام قيم قياس أداء المبخر لحساب الاستهلاك الداخلي للوقود مع مراعاة كفاءة المرجل ومحتوى الطاقة للبخار المتولد. ويمكن دمج كل من محطات التبخير متعدد التأثير والتبخير الوميضي متعدد المراحل مع وحدات توربينات البخار وتوربينات الغاز وتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة لتشكيل وحدات توليد مشترك للكهرباء والمياه بنسب معينة، وفقا لما تم سرده في الجدول ب.6. ويشمل هذا وحدات التوليد المشترك مع متغير نسبة الكهرباء إلى المياه (CoV).

#### الجدول ب.4. تكاليف وكفاءة محطات الكهرباء وعمرها المتوقع.

العمر بالسنوات	نسبة صافي الكفاءة الحرارية	التكاليف المتغيرة (غير المرتبطة بالوقود) (دولار/ ميغاواط في الساعة)	التكاليف الثابتة (دولار/ كيلوواط)	التكلفة الرأسمالية (دولار/ كيلوواط)	نوع المحطة
30	37%	1.87	11.2	1026	توربينات البخار
25	30%	4.56	11.2	882	توربينات الغاز
30	50%	3.76	12.4	1032	توربينات الغاز ذات الدورة المركبة
20	42%	4.33	12.4	240	تحويل توربينات الغاز إلى توربينات غاز ذات دورة مركبة
35	33%	2.56	68.8	5288	نووية
25	-	-	9	1250	كهروضوئية
30	-	3.08	70	5204	الطاقة الشمسية المركزة
20	-	-	35	1400	الرياح

المصدر: نموذج كابسارك للطاقة.

## الملحق الثاني (ب). مسألة بيانات المعايير

**الجدول ب.5.** تكاليف محطة المياه، ومقياس أداء المبخر واستهلاك الطاقة والعمر المتوقع. التكلفة بالدولار بكل متر مكعب يوميا أو ألف متر مكعب.

العمر بالسنوات	مقياس أداء المبخر: استخدام الطاقة (كيلوواط في الساعة/ متر مكعب)	التكلفة المتغيرة غير المرتبطة بالوقود (دولار/ ألف متر مكعب)	التكلفة الثابتة (دولار/ متر مكعب/ يوم)	التكلفة الرأسمالية (دولار/متر مكعب/ يوم)	
30	10; 2	80	33.0	1485	التبخير متعدد التأثير
30	8; 3	80	33.0	2104	التبخير الوميضي متعدد المراحل
25	-; 5	100	48.0	2723	التناضح العكسي للمياه المالحة

المصدر: نموذج كابسارك للطاقة.

**الجدول ب.6** نسبة الكهرباء إلى الماء وصافي الكفاءة الحرارية لمحطات التوليد المشترك للمياه. ورد ذكر نسبة الكهرباء إلى الماء بوحدة الميجاواط لكل مليون جالون يوميا.

نسبة الكفاءة	نسبة الكهرباء إلى الماء (ميجاواط/ مليون جالون يوميا)	
نسبة الكهرباء إلى الماء ثابتة		
0.23	5	التوليد المشترك لتوربينات البخار (التبخير الوميضي متعدد المراحل)
0.28	8	التوليد المشترك لتوربينات الغاز (التبخير الوميضي متعدد المراحل)
0.42	10	التوليد المشترك لتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة (التبخير متعدد التأثير)
0.42	16	التوليد المشترك لتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة (التبخير الوميضي متعدد المراحل)
نسبة الكهرباء إلى الماء متغيرة (الحد الأدنى)		
0.28	10	التوليد المشترك المتغير لتوربينات البخار
0.28	8	التوليد المشترك المتغير لتوربينات الغاز
0.45	12	التوليد المشترك المتغير لتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة (التبخير متعدد التأثير)
0.45	19	التوليد المشترك المتغير لتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة (التبخير الوميضي متعدد المراحل)

المصدر: نموذج كابسارك للطاقة.

## الملحق الثاني (ب). مسألة بيانات المعايرة

الجدول ب.7 قدرات التوليد المشترك لقطاعي الكهرباء والمياه بوحدة الجيجاواط.

سلطنة عمان	البحرين	الكويت	قطر	الإمارات العربية المتحدة	المملكة العربية السعودية	نوع المحطة
		1.20			29.61	توربينات البخار
1.42	0.71		1.25	5.70	33.15	توربينات الغاز
8.05	0.95	2.30	2.01	2.38	16.03	توربينات الغاز ذات الدورة المركبة
0.10		0.13		0.51	0.02	الكهروضوئية
				2.23	4.96	التوليد المشترك لتوربينات البخار (التبخير الوميضي متعدد المراحل)
			1.67	0.00	0.20	التوليد المشترك لتوربينات الغاز (التبخير الوميضي متعدد المراحل)
				5.00	3.44	التوليد المشترك لتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة (التبخير متعدد التأثير)
0.47	1.03	2.30	4.51	13.34	2.12	التوليد المشترك لتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة (التبخير الوميضي متعدد المراحل)
		8.97			2.27	التوليد المشترك المتغير لتوربينات البخار
		4.80				التوليد المشترك المتغير لتوربينات الغاز
					2.23	التوليد المشترك المتغير لتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة (التبخير متعدد التأثير)
					0.53	التوليد المشترك المتغير لتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة (التبخير الوميضي متعدد المراحل)

المصدر: نموذج كابسارك للطاقة.

الجدول ب.8 قدرات توليد المياه المستقلة بوحدة المليون متر مكعب يوميا.

سلطنة عمان	البحرين	الكويت	قطر	الإمارات العربية المتحدة	المملكة العربية السعودية	مليون متر مكعب يوميا
	0.02				0.08	التبخير متعدد التأثير
	0.07		0.31			التبخير الوميضي متعدد المراحل
0.87	0.52	3.20	0.16	1.47	3.51	التناضح العكسي للمياه المالحة

المصدر: نموذج كابسارك للطاقة.

## الملحق الثاني (ب). مسألة بيانات المعايير

تستخدم الوحدات الفرعية لنقل الطاقة في دول مجلس التعاون الخليجي نفس هيكل الطلب والتفصيل الإقليمي المستخدم في (Wogan et al. 2019). وتشمل الشبكة الوطنية في المملكة العربية السعودية مناطق التشغيل الوسطى، والشرقية، والجنوبية، والغربية. بالإضافة إلى ذلك، تضم دولة الإمارات العربية المتحدة هيئات كهرباء ومياه أبو ظبي، ودبي، والفجيرة، والشارقة. وتتميز مملكة البحرين والكويت وسلطنة عمان وقطر بكونها منطقة واحدة.

يتم تنظيم الطلب في مجموعات توضع الحمل الكهربائي على مدار ثماني ساعات في فصول السنة (الصيف، الربيع/الخريف، والشتاء). يتم إنشاؤها من منحنيات الأحمال الكهربائية بالساعة التي أبلغت عنها شركات الكهرباء المملوكة للدولة في السنوات السابقة لعام 2018. ومن ثم يتم إعادة قياسها لتعكس إجمالي توليد الكهرباء في كل دولة (الجدول ب.9).

**الجدول ب.9** طلب قطاعي الكهرباء والمياه بالتيارواط في الساعة والمليار متر مكعب.

سلطنة عمان	البحرين	الكويت	قطر	الإمارات العربية المتحدة	المملكة العربية السعودية	
37	16	75	37	135	339	الطلب على الكهرباء بالتيارواط في الساعة
0.24	0.24	0.61	0.55	2.01	2.00	الطلب على المياه بالمليار متر مكعب

المصدر: نموذج كابسارك للطاقة.

## الملحق الثاني (ب). مسألة بيانات المعايرة

الجدول ب.10 الطلب الإقليمي على الوقود (الحصص) في عام 2018 لقطاعي الكهرباء والمياه وأسعار الوقود المدارة.

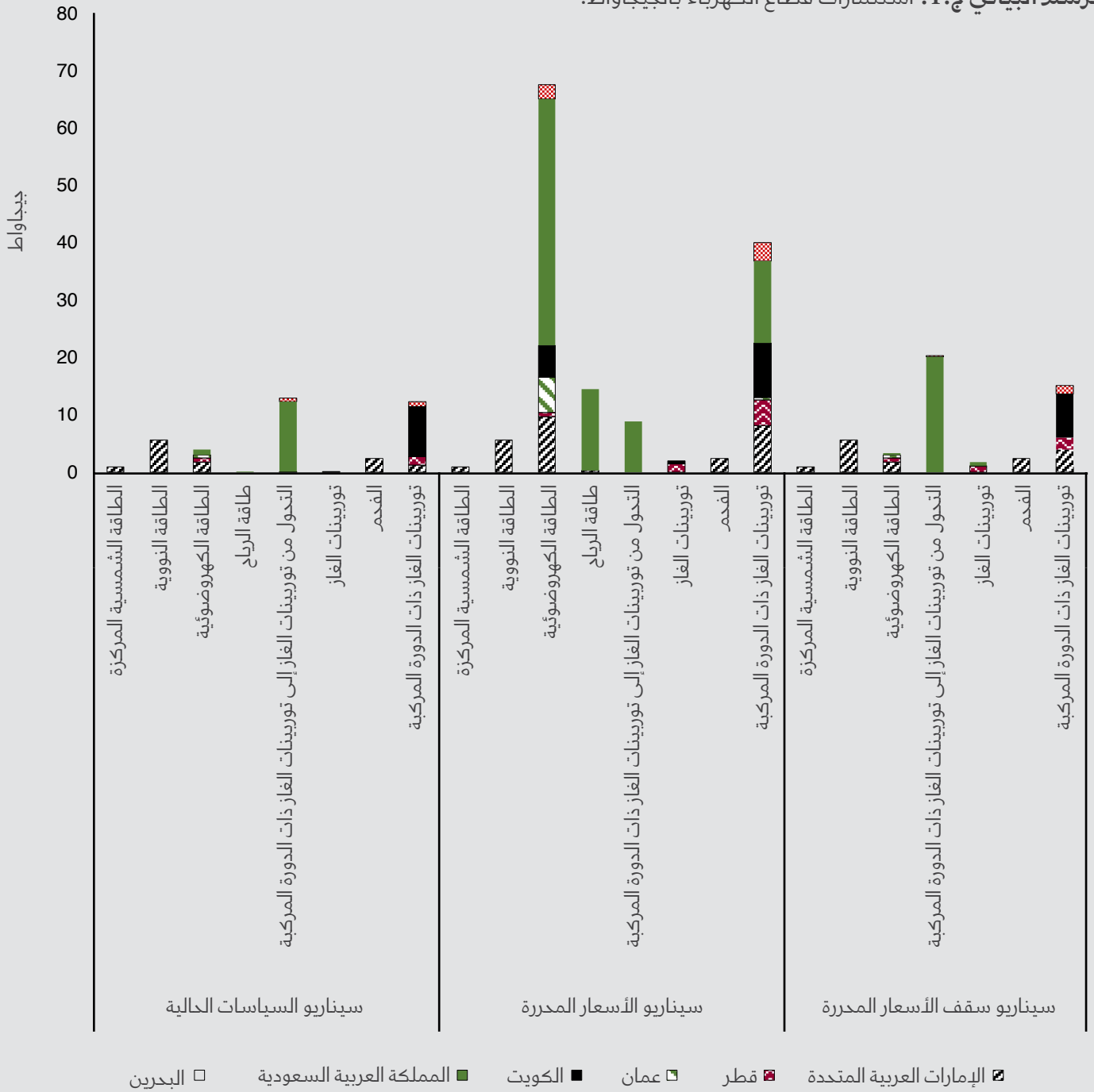
الوقود	الدولة (المنطقة)	السعر	الحصة
النفط الخام مليون برميل	المملكة العربية السعودية	6.35 دولار للبرميل	131.5 مليون برميل
	الكويت	25 دولار للبرميل	7.9 مليون برميل
الديزل مليون طن	المملكة العربية السعودية	116.8 دولار للطن	2.856 مليون طن
	الكويت	200 دولار للطن	0.61 مليون طن
زيت الوقود الثقيل مليون طن	المملكة العربية السعودية	31.82 دولار للطن	21.42 مليون طن
	الكويت	175 دولار للطن	8.1 مليون طن
الغاز الطبيعي كوادريليون وحدة حرارية بريطانية	البحرين	3.28 دولار لمليون وحدة حرارية بريطانية	0.249 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية
	المملكة العربية السعودية	1.25 دولار لمليون وحدة حرارية بريطانية	2.226 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية
	الكويت	3.9 دولار لمليون وحدة حرارية بريطانية	0.415 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية
	سلطنة عمان	3.28 دولار لمليون وحدة حرارية بريطانية	0.332 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية
	قطر	دولار لمليون وحدة حرارية بريطانية	0.391 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية
	الإمارات العربية المتحدة	2.42 دولار لمليون وحدة حرارية بريطانية	1.568 كوادريليون وحدة حرارية بريطانية

المصدر: نموذج كابسارك للطاقة.

تشمل شبكة الربط الكهربائي لدول مجلس التعاون الخليجي خطًا رئيسًا بقدرة 1.2 جيجاواط يربط بين الكويت والمنطقة الشرقية من المملكة العربية السعودية وقطر والإمارات العربية المتحدة (أبو ظبي). كما تشمل خطًا فرعيًا بقدرة 0.6 جيجاواط يربط بين المملكة العربية السعودية والبحرين. وتتضمن الشبكة الوطنية للمملكة العربية السعودية خطوطًا بقدرة 4.8 جيجاواط تربط شرق المملكة بوسطها وبقدرة 1.2 جيجاواط تربط وسط المملكة بغربها وبقدرة 2.5 جيجاواط تربط غرب المملكة بجنوبها وبقدرة 0.25 جيجاواط تربط وسط المملكة بجنوبها. وتضم الشبكة الوطنية لدولة الإمارات العربية المتحدة خطوطًا بقدرة 1.15 جيجاواط تربط أبو ظبي ودبي والشارقة وبقدرة 1 جيجاواط تربط بين أبو ظبي والشارقة والفجيرة وبقدرة 1.2 جيجاواط تربط بين دبي والفجيرة وأخيرًا بقدرة 0.4 جيجاواط تربط الإمارات العربية المتحدة (الفجيرة) بسلطنة عمان، استكمالًا لشبكة دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية.

# الملحق ج. نتائج إضافية للسيناريو

الرسم البياني ج.1. استثمارات قطاع الكهرباء بالجيجاواط.



يلخص الرسم البياني (ج.1) استثمارات التوليد المشترك لقطاع الكهرباء في سيناريو السياسات الحالية والأسعار المحددة. ويظهر السيناريو هان المستويات المحصورة لتحويلات المحطات من التوربينات ذات الدورة المفتوحة إلى التوربينات ذات الدورة المركبة الأكثر كفاءة في سيناريو السياسات الحالية والمزيد من مصادر الطاقة المتجددة وتوربينات الغاز ذات الدورة المركبة في سيناريو الأسعار المحددة.

## الملحق ج. نتائج إضافية للسيناريو

ونظرا لكون مصادر الطاقة المتجددة أكثر تنافسية في ظل الأسعار المحررة (الجدول 7)، تزداد قدرات الطاقة الكهروضوئية وطاقة الرياح بمقدار 35 جيجاواط و5 جيجاواط، على التوالي. علاوة على ذلك، هناك استثمارات كبيرة في وحدات أكثر كفاءة تعمل بالغاز. ومع زيادة الاستثمار في توليد الطاقة من الشمس والرياح، يتم تقييم توربينات الغاز ذات الدورة الواحدة كاحتياطات دارة لموازنة التقطع في قدرة الطاقة المتجددة. يلعب تطوير شبكة الغاز دوراً مهماً في دعم توفر الغاز بالإضافة إلى موثوقية شبكة الطاقة الإقليمية مع زيادة دخول مصادر الطاقة المتجددة المتقطعة.

يستثمر قطاع المياه (غير موضح) أيضاً في وحدات التناضح العكسي للمياه المالحة الأكثر كفاءة للتخلص التدريجي من استخدام تحلية المياه الحرارية كثيفة الاستهلاك للطاقة. وهذا يشمل ما يقارب 1 و6.6 مليون متر مكعب من السعة الجديدة يومياً بموجب السياسات الحالية وسيناريوهات الأسعار المحررة، على التوالي.

لم نتطرق حتى الآن إلى كيفية توزيع المكاسب الناتجة عن توسيع شبكة الغاز بين دول مجلس التعاون الخليجي وكيف تؤثر على القطاعات المختلفة. يوضح الشكل ج.2 التغيرات في القيمة الاقتصادية لسيناريو افتراضي عند إدخال الاستثمارات في خطوط الأنابيب الممتدة العابرة للحدود. ويتم تقسيم القطاعات إلى قطاعات إنتاج الوقود والنقل (إمداد الوقود) وقطاعات أخرى تحرك الطلب على الوقود، مثل إنتاج الكهرباء ونقلها وإنتاج المياه.

**الرسم البياني ج.2** تفصيل المكاسب الاقتصادية من استثمارات خطوط الأنابيب في كل سيناريو افتراضي حسب البلد وإمدادات الوقود وقطاعات الطلب الأخرى (الكهرباء والمياه ونقل الكهرباء).



المصدر: تحليل كابسارك.



تعتمد كيفية تقسيم المكاسب عملياً على الاتفاقيات التجارية بين الدول وكذلك القطاعات، مثل بيع الوقود لقطاعي الكهرباء والمياه. ونفترض في هذه الرسوم البيانية أن التجارة العابرة للحدود وبين القطاعات يتم تسعيرها بأسعار القيمة الهامشية، بينما تتوافق مبيعات الوقود القطاعية مع سيناريو محدد (الأسعار المُدارة أو المحررة) كما هو موضح في النص الرئيس. ويمكن للأطراف تطبيق اتفاقيات بديلة لتسهيل تقاسم الإيجار. ومن الأمثلة على ذلك اتفاقية التجارة الثنائية طويلة الأجل التي اعتمدها خط أنابيب دولفين ومعظم دول خط أنابيب الغاز العابر لآسيان في قارة آسيا.

لا يفوتنا هنا أن نشير إلى أنه وفي ظل سيناريو التقنيات الموجودة، يتم رفع حصص الوقود السائل الحالية (الخاضعة للأسعار المُدارة)، ونحدد التخصيص الأمثل للغاز بناءً على مزيج التكنولوجيا الحالي. أولاً، تحقق قطاعات استهلاك الوقود الأخرى مكاسب اقتصادية صافية من توسع شبكة الغاز في الكويت والمملكة العربية السعودية. ويرجع ذلك إلى زيادة إمكانية الوصول وتوافر الغاز الذي يعوض تكلفة استهلاك الوقود السائل الأكثر تكلفة. وفي دولة الكويت، تستفيد مشتريات الوقود في مرحلة العمليات الوسطى، وهي جزء من قطاع إمداد الوقود، من انخفاض شحنات الغاز الطبيعي المسال البحرية الأكثر تكلفة وزيادة عائدات التصدير. ومع ذلك، يفقد قطاع إمداد الوقود السعودي قيمته من خلال توفير الغاز لقطاعي الطاقة والمياه بأقل من قيمة الإمداد الهامشية (تكلفة الواردات).

## الملحق ج. نتائج إضافية للسيناريو

الجدول ج.1. موازين العرض والطلب على الغاز الطبيعي في كل سيناريو افتراضي بوحدة الكوادريليون وحدة حرارية بريطانية.

المجموع	الدولة						السييناريو
	الإمارات العربية المتحدة	قطر	سلطنة عمان	الكويت	المملكة العربية السعودية	البحرين	
							السياسات الحالية
<b>28240</b>	<b>4415</b>	<b>6731</b>	<b>2156</b>	<b>2615</b>	<b>11626</b>	<b>697</b>	الإنتاج
<b>15034</b>	<b>2970</b>	<b>1894</b>	<b>1028</b>	<b>1832</b>	<b>6187</b>	<b>1123</b>	الطلب
5997	941	375	293	557	3625	205	قطاعا الكهرباء والمياه
9038	2029	1519	735	1275	2562	918	القطاعات الأخرى
<b>676</b>	<b>222</b>		<b>70</b>	<b>150</b>	<b>74</b>	<b>160</b>	الواردات
669	216		70	150	74	160	الواردات عبر خطوط الأنابيب
6	6			0			الواردات عبر الناقلات
<b>15654</b>	<b>2282</b>	<b>4752</b>	<b>1186</b>	<b>1622</b>	<b>5693</b>	<b>118</b>	الصادرات
677	71	249			312	44	الصادرات عبر خطوط الأنابيب
14977	2211	4502	1186	1622	5381	74	الصادرات عبر الناقلات
							التقنيات الحالية
<b>28240</b>	<b>4415</b>	<b>6731</b>	<b>2156</b>	<b>2615</b>	<b>11626</b>	<b>697</b>	الإنتاج
<b>16010</b>	<b>3500</b>	<b>2058</b>	<b>1035</b>	<b>2076</b>	<b>6147</b>	<b>1194</b>	الطلب
6972	1471	539	300	801	3585	276	قطاعا الكهرباء والمياه
9038	2029	1519	735	1275	2562	918	القطاعات الأخرى
<b>3168</b>	<b>638</b>		<b>70</b>	<b>536</b>	<b>1722</b>	<b>201</b>	الواردات
3168	638		70	536	1722	201	الواردات عبر خطوط الأنابيب
0	0			0	0	0	الواردات عبر الناقلات
<b>16504</b>	<b>2185</b>	<b>4817</b>	<b>1180</b>	<b>1622</b>	<b>6611</b>	<b>89</b>	الصادرات
3207	71	2376			745	14	الصادرات عبر خطوط الأنابيب
13297	2114	2441	1180	1622	5866	74	الصادرات عبر الناقلات
							الأسعار المحررة
<b>28240</b>	<b>4415</b>	<b>6731</b>	<b>2156</b>	<b>2615</b>	<b>11626</b>	<b>697</b>	الإنتاج
<b>12586</b>	<b>2437</b>	<b>1881</b>	<b>948</b>	<b>1752</b>	<b>4501</b>	<b>1068</b>	الطلب
3548	407	362	213	477	1939	150	قطاعا الكهرباء والمياه
9038	2029	1519	735	1275	2562	918	القطاعات الأخرى
<b>382</b>	<b>11</b>		<b>0</b>	<b>212</b>	<b>0</b>	<b>160</b>	الواردات
372	0		0	212	0	160	الواردات عبر خطوط الأنابيب
11	11			0			الواردات عبر الناقلات
<b>16751</b>	<b>2563</b>	<b>4739</b>	<b>1195</b>	<b>1622</b>	<b>6469</b>	<b>163</b>	الصادرات
375	0	0			375	0	الصادرات عبر خطوط الأنابيب
16376	2563	4739	1195	1622	6094	163	الصادرات عبر الناقلات
							سقف الأسعار المحررة
<b>28240</b>	<b>4415</b>	<b>6731</b>	<b>2156</b>	<b>2615</b>	<b>11626</b>	<b>697</b>	الإنتاج
<b>14183</b>	<b>2753</b>	<b>1912</b>	<b>1040</b>	<b>1800</b>	<b>5571</b>	<b>1106</b>	الطلب
5145	724	393	305	525	3009	188	قطاعا الكهرباء والمياه
9038	2029	1519	735	1275	2562	918	القطاعات الأخرى
<b>1455</b>	<b>11</b>		<b>0</b>	<b>260</b>	<b>1024</b>	<b>160</b>	الواردات
1444	0		0	260	1024	160	الواردات عبر خطوط الأنابيب
11	11			0			الواردات عبر الناقلات
<b>16333</b>	<b>2285</b>	<b>4801</b>	<b>1112</b>	<b>1622</b>	<b>6378</b>	<b>135</b>	الصادرات
1461	73	903			424	61	الصادرات عبر خطوط الأنابيب
14872	2211	3898	1112	1622	5954	74	الصادرات عبر الناقلات

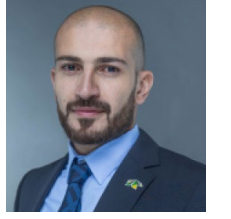
المصدر: تحليل كابسارك.

يعتبر قطاع إمداد الوقود في الكويت في ظل سيناريو السياسات الحالية المستفيد الرئيس من خفض تكلفة استيراد الغاز الطبيعي المسال الأكثر تكلفة. والجدير بالذكر أن قطر والمملكة العربية السعودية، باعتبارهما مصدرتين صافيتين، لا تحققان أرباحاً كبيرة أو تتكبدان خسائر فادحة وقد تبحثان عن هياكل تجارية مختلفة لتقاسم المكاسب التي حققتها الكويت.

تتوازن المكاسب التي يضمنها إمداد الوقود والقطاعات الأخرى تقريباً مع المكاسب الهامشية للكويت من انخفاض تكاليف شراء الغاز للقطاعات الأخرى المستهلكة للوقود في سيناريو الأسعار المحررة. وعند تحديد سقف لأسعار الغاز المتكاملة (4 دولارات/مليون وحدة حرارية بريطانية كحد أقصى في قطر)، تستفيد القطاعات المستهلكة للوقود في الكويت والسعودية من أسعار الغاز الأرخص من خلال الاستثمار في خطوط أنابيب جديدة ممتدة عابرة للحدود. وتساعد خطوط الأنابيب أيضاً على تعويض استثمارات قطاع الكهرباء كثيفة رأس المال بما في ذلك توسيع نطاق شبكة الربط الكهربائي في دول مجلس التعاون الخليجي وتجارة الطاقة. ومع ذلك، يتحمل قطاع التنقيب والاستكشاف والإنتاج وقطاع العمليات الوسطى في الكويت والمملكة العربية السعودية تكاليف متزايدة من تجارة الغاز، مما يلغي هذه المكاسب. وتعمل قطر (وبدرجة أقل الإمارات العربية المتحدة) في الوقت نفسه على زيادة الإجراءات من تصدير الغاز الطبيعي داخل دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية وخارجها.

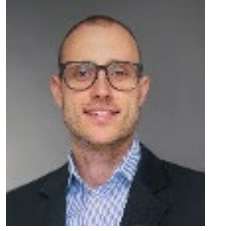
## نبذة عن الباحثين

### رامي شبانة



باحث مشارك أول في مركز الملك عبد الله للدراسات والبحوث البترولية (كابسارك)، ينصب تركيزه على أسواق الغاز والسوائل العالمية، ويمتلك خبرة لأكثر من 13 عاماً في البحوث والصناعات، حيث يحلل أسواق وسياسات الطاقة. عمل رامي قبل انضمامه إلى كابسارك محللاً لأساسيات السوق في شركة كنوفس للطاقة؛ حيث قدّم الدعم التحليلي بشأن قضايا محددة تؤثر على أسواق الغاز والغاز الطبيعي المسال والمكثف في أمريكا الشمالية، وكان عمله يتضمن إطلاع الشركة على إستراتيجيات الاحتراز، وقد كان قبل ذلك عضواً أساسياً لمدة ثلاث سنوات في فريق أبحاث الوقود والطاقة في المعهد الكندي لأبحاث الطاقة. وهو حاصل على درجة الماجستير في تنمية الطاقة المستدامة ودرجة البكالوريوس في العلوم الأكتوارية من جامعة كالغاري.

### برتراند ريو



زميل باحث في مركز الملك عبد الله للدراسات والبحوث البترولية (كابسارك) متخصص في تصميم أسواق الطاقة ونمذجة أنظمة الطاقة. حاصل على درجة الماجستير في ديناميات الموائع الحسابية من جامعة الملك عبد الله للعلوم والتقنية (كاوست)، ودرجة الماجستير في العملات الرقمية من جامعة نيقوسيا.

### ستيف غريفيثز



هو نائب الرئيس الأول للبحث والتطوير وأستاذ الممارسات في جامعة خليفة للعلوم والتكنولوجيا في الإمارات العربية المتحدة، متخصص في سياسات وإستراتيجيات أنظمة الطاقة خصوصاً في منطقة الشرق الأوسط وشمال إفريقيا. حاصل على درجة الدكتوراه في الهندسة الكيميائية من معهد ماساتشوستس للتكنولوجيا ودرجة الماجستير في إدارة الأعمال من كلية سلوان للإدارة التابعة له.

## نبذة عن المشروع

يعتبر الغاز الطبيعي عاملاً رئيساً في تنوع الطاقة وزيادة التصنيع في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية. ولقد كان هناك تحول واضح من دول مجلس التعاون الخليجي نحو زيادة استخدام الغاز بعد الانخفاض الكبير في أسعار النفط في الفترة ما بين عامي 2014 و 2015 ، حيث وضعت العديد من الدول أهدافاً طموحة لتطوير احتياطياتها الوفيرة من الغاز غير المصاحب. ويهدف هذا المشروع إلى تحديد الفرص والتحديات التي تواجه تطوير وتنسيق الغاز في المملكة العربية السعودية والدول الأخرى في مجلس التعاون لدول الخليج العربية.



[www.kapsarc.org](http://www.kapsarc.org)