

الأبحاث

آفاق صناعة تكرير النفط في العالم (الجزء الثاني)

عماد مكي

واقع وآفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية

(الجزء الثاني)

وائل حامد عبد المعطي

البيبلوغرافيا : العربية



النفط والتعاون العربي

النفط والتعاون العربي

الاشتراك السنوي : 4 أعداد (ويشمل أجور البريد)

البلدان العربية

للأفراد : 8 د. ك أو 25 دولاراً أمريكياً

للمؤسسات : 12 د.ك أو 45 دولاراً أمريكياً

البلدان الأخرى

للأفراد : 30 دولاراً أمريكياً

للمؤسسات : 50 دولاراً أمريكياً

الاشتراكات باسم : منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول

جميع حقوق الطبع محفوظة ولا يجوز إعادة النشر أو الاقتباس من دون إذن مسبق من الأمانة العامة لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول.

النفط والتعاون العربي

العدد 151

المجلد الأربعون



رئيس التحرير

عباس علي النقي

نائب رئيس التحرير

عبد الكريم عايد

هيئة التحرير

أسامة الجمالي
مأمون عيسى حلي
عاطف الجميلي
سعد عكاشة
أحمد الكواز
سمير القرعيش
عبد الفتاح دندي

تعريف بالمجلة وأهدافها

إن الهدف الرئيسي لمجلة النفط والتعاون العربي هو المساهمة في نشر الوعي، وتنمية الفكر العربي المشترك، حول العلاقة بين قطاع النفط والتنمية الاقتصادية والاجتماعية في الوطن العربي. ونظراً لوجود عدد من المجالات والنشرات العربية المتخصصة في شؤون وأخبار النفط، فقد رأينا أن يختلف طابع هذه المجلة عن تلك المجالات والنشرات من حيث الهدف والمضمون، وذلك تفاعلياً للاندواجية والتكرار. وذلك حرصاً على المساهمة في تنمية أسلوب الدراسة والتحليل، لقضية العلاقة بين النفط كأحد الموارد الأساسية الطبيعية، والتنمية في بلادنا، كأقطار منفردة وكأمة عربية واحدة تتطلع إلى خلق وبناء اقتصاد عربي متكامل في قطاعات السلع والخدمات، يتمتع بحرية التنقل في عناصر الإنتاج بين أقطاره المختلفة، وفقاً لمصالح المجتمع والفرد في آن واحد.

وتأكيداً لفلسفة المجلة ضمن هذا الإطار، ووعياً منها بضرورة تعميق وتنمية أسلوب الدراسة والتحليل، فإنها تقوم بنشر الأبحاث الأصلية والمبتكرة في مجال الصناعة البترولية، التي تهدف إلى إحداث إضافات جديدة في حقل الفكر الاقتصادي العربي.

مواضيع البحث

ترحب مجلة النفط والتعاون العربي بكل البحوث المبنية على أسس علمية سليمة وموضوعية ومبدعة، والتي يمكن أن تساهم في تطوير الاقتصاد العربي في إطار أهداف وفلسفة المجلة. وتتوجه بالدعوة لكل الباحثين والكتاب الذين يهتمون بالمسائل البترولية والإنمائية لمشاركتنا بمقالاتهم وبحوثهم لنشرها في مجلتنا تعميماً للفائدة.

ولتحقيق ذلك يتعين الالتزام بقواعد النشر التالية:-

- 1 - تنشر المجلة الأبحاث العلمية الأصلية في مجالات النفط والغاز والطاقة والتنمية الاقتصادية التي تلتزم بمنهجية البحث العلمي وخطواته المتعارف عليها دولياً ومكتوبة باللغة العربية.
- 2 - ينبغي أن يشتمل البحث على ما بين 15 إلى 40 صفحة مع طبعها على الكمبيوتر، ويقدم الاصل مطبوعاً على ورق A4 بخط (Simplified Arabic) على أن ترقيم الصفحات ترقيماً متسلسلاً.
- 3 - ينبغي تقديم ملخص وصفي باللغة الانكليزية، يوجز الغرض ومجال وأساليب البحث، وأهم الأفكار الواردة فيه والاستنتاجات، على أن يكون في حدود 2 إلى 3 صفحات، ويجب أن يكتب بصيغة الغائب، وأن يكون واضحاً ومفهوماً من دون الرجوع إلى البحث الرئيسي،
- 4 - أن تحتوى الصفحة الأولى من البحث على عنوان واسم الباحث أو الباحثين وجهة العمل، والعنوان، ورقم الهاتف والبريد الإلكتروني، مع مراعاة عدم ذكر اسم الباحث في متن البحث الرئيسي.
- 5 - يشار إلى المصادر جميعها بأرقام الهوامش التي تنشر في أواخر البحث وتراعى الأصول العلمية المتعارفة في التوثيق والإشارة بأن تتضمن:

أسم الكتاب / أسم المؤلف / أسم الناشر / مكان النشر / رقم الطبعة / سنة النشر / رقم الصفحة.

- هذا عند ذكر المصدر أول مرة، ويذكر اسم الكتاب ورقم الصفحة عند تكرار استعماله.
- 6 - يزود البحث بقائمة المصادر منفصلة عن الهوامش وفي حالة وجود مصادر أجنبية تضاف قائمة بها منفصلة عن قائمة المصادر العربية ويراعى في إعدادها الترتيب الأبجدي لأسماء الكتب أو البحوث في المجالات.
- 7- أرفاق نسخة من السيرة العلمية إذا كان الباحث يتعاون مع المجلة للمرة الأولى.
- 8- أن لا يكون البحث مستلاً أو مقتبساً من رسالة أو اطروحة جامعية، ولم يسبق نشره، وليس مقدماً إلى أية وسيلة نشر أخرى، وعلى الباحث تقديم تعهد مستقل بذلك.
- 9- تعبر جميع الافكار المنشورة في المجلة عن آراء كاتبها ولا تعبر بالضرورة عن وجهة نظر جهة الإصدار ويخضع ترتيب الأبحاث المنشورة لموجبات فنية.
- 10- تخضع البحوث لتقويم سري لبيان صلاحيتها للنشر ولا تعاد البحوث إلى اصحابها سواء قبلت للنشر أم لم تقبل وفق الآلية التالية:
- يبلغ الباحث بتسلم المادة المرسله للنشر خلال مدة أقصاها ثلاثة أسابيع من تاريخ التسلم.
 - يخطر أصحاب البحوث المقبولة للنشر بموافقة هيئة التحرير على نشرها وموعد نشرها المتوقع.
 - البحوث التي يرى المقومون وجوب اجراء تعديلات أو إضافات عليها قبل نشرها تعاد إلى اصحابها مع الملاحظات المحددة كي يعملوا على اعدادها.
 - البحوث المرفوضة يبلغ اصحابها من دون ضرورة ابداء الأسباب.
 - يصبح البحث ملكاً للمجلة بعد النشر.
 - يمنح لكل كاتب للبحث خمسة أعداد من العدد الذي نشر فيه بحثه

التقارير

ينبغي أن تكون التقارير مطبوعة على الكمبيوتر وتتداول وقائع مؤتمر أو ندوة بترولية أو اقتصادية حضرها الكاتب، شريطة أن تكون مواضيعها ذات صلة بالبترول أو الاقتصاد والتنمية، كما يشترط استئذان الجهة التي أوفدته للمؤتمر أو المؤسسات المشرفة عليه لكي تسمح له بنشرها في مجلتنا.

ترسل المقالات والمراجعات باسم رئيس التحرير، مجلة النفط والتعاون العربي، أوابك،
ص.ب: 20501 الصفاة- الرمز البريدي: 13066 دولة الكويت
الهاتف: 00965- 24959000 أو 00965-24959779
الفاكس: 00965 - 24959755
البريد الإلكتروني oapec@oapecorg.org
موقع الأوابك على الانترنت www.oapecorg.org

النفط والتعاون العربي



العدد 151

المجلد الأربعون

الأبحاث

(الجزء الثاني)

آفاق صناعة تكرير النفط في العالم

7 _____ عماد مكي

واقع وآفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية

(الجزء الثاني)

165 _____ وائل حامد عبد المعطي

البيبلوغرافيا

251 _____ عربية

7 _____ انجليزي

مجلة عربية تهتم بدراسة دور النفط والغاز الطبيعي في التنمية والتعاون العربي

المقالات المنشورة في هذه المجلة تعكس آراء مؤلفيها ولا تعبر بالضرورة عن رأي منظمة
الأقطار العربية المصدرة للبترول - أوابك

البحث الأول

آفاق صناعة تكرير النفط في العالم

الجزء الثاني

* عماد مكي

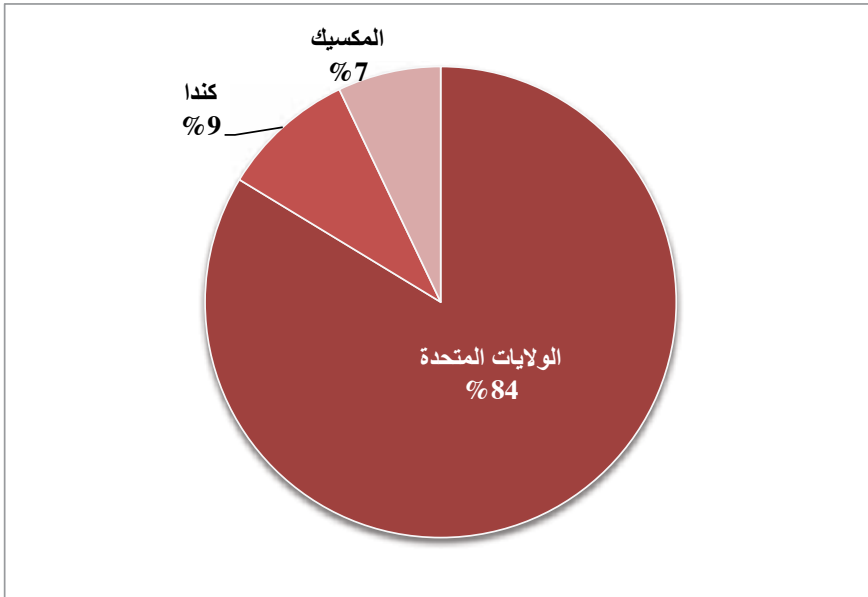
لقد تم نشر هذه الدراسة في عام 2014 ضمن سلسلة للدراسات التي تصدرها الأمانة العامة، وتم نشرها للفائدة العامة
* خبير أول تكرير - إدارة الشؤون الفنية - أوابك - الكويت

الفصل الرابع

تطورات صناعة تكرير النفط في أمريكا الشمالية

تبلغ الطاقة التكريرية في منطقة أمريكا الشمالية 21748 ألف ب/ي، وتأتي في المرتبة الثانية بعد آسيا الباسيفيك، بنسبة 24% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 148 مصفاة في بداية عام 2014. يبين الشكل (1-4) توزيع نسبة الطاقة التكريرية في دول أمريكا الشمالية في بداية عام 2014، كما يبين الجدول (1-4) الطاقة التكريرية، وإجمالي طاقة العمليات التحويلية، ومتوسط مؤشر درجة تعقيد مصافي النفط العاملة في دول أمريكا الشمالية، بداية عام 2014.

الشكل 1-4: توزيع نسب الطاقة التكريرية في دول أمريكا الشمالية بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الجدول 1-4: طاقة وعدد مصافي النفط العاملة في دول أمريكا الشمالية
بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

البلد	عدد المصافي	تقطير جوي	تكسير المخلفات الثقيلة	تحسين الرقم الأوكتاني	المعالجة الهيدروجينية	متوسط مؤشر تعقيد نيلسون
الولايات المتحدة	125	18202.14	10474.04	4185.85	13356.15	9.62
كندا	17	2005.9	865.58	408.04	1388.84	7.79
المكسيك	6	1540	571.5	279.3	926.05	7.56
إجمالي أمريكا الشمالية	148	21748.04	11911.11	4873.18	15674.54	9.30

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تتوزع ملكية مصافي النفط في منطقة أمريكا الشمالية بين أكثر من سبعين شركة حسب إحصاءات عام 2013، إلا أن ملكية حوالي 44.2% من إجمالي الطاقة التكريرية تنحصر في خمس شركات رئيسية، هي: مؤسسة فاليرو إنرجي، تليها شركة كونوكو فيليبس (Conoco Phillips)، ثم مؤسسة إكسون موبيل (ExxonMobil)، ثم بي بي- بي إل سي (Bp-Plc)، ومؤسسة ماراثون بترولوم (Marathon Petroleum).

1-4: طاقة مصافي النفط العاملة في أمريكا الشمالية

تحتل الولايات المتحدة الأمريكية المرتبة الأولى من حيث الطاقة التكريرية 18202 ألف ب/ي وعدد المصافي 125 مصفاة، في بداية عام 2014، وتشكل نسبة 84% من إجمالي الطاقة التكريرية في أمريكا الشمالية. يبين الجدول (2-4) طاقة مصافي النفط العاملة في الولايات المتحدة الأمريكية، وتاريخ إنشائها ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 2-4: طاقة مصافي النفط العاملة في الولايات المتحدة الأمريكية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك/المشغل	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	الولاية/ اسم المصفاة	
تكساس					
Motiva Enterprises LLC	5.45	1903	600.00	Port Arthur	بورت آرثر
ExxonMobil Refining & Supply Co.	10.06	1920	560.50	Baytown	بايتاون
BP PLC	13.66	1922	451.25	Texas City	تكساس
ExxonMobil Refining & Supply Co.	9.63	1902	344.50	Beaumont	بيومونت
Shell Deer Park Refining Co.	8.57	1929	327.00	Deer Park	دير بارك
Valero Energy Corp.	10.99	1901	310.00	Port Arthur	بورت آرثر
Flint Hills Resources	9.11	1958	279.30	Corpus Christi	كورباس كريستي
LyondellBasell Industries	11.71	1918	268.00	Houston	هيوستن
Phillips 66	12.19	1998	247.00	Sweeny	سويني
Valero Energy Corp.	9.01	1908	245.00	Texas City	تكساس سيتي
Valero Energy Corp.	14.18	1983	205.00	Corpus Christi	كورباس كريستي
Valero Energy Corp.	7.99	1933	170.00	Sunray	سانراي
Total SA	17.55	1936	168.77	Port Arthur	بورت آرثر
Citgo Petroleum Corp.	13.51	1936	156.75	Corpus Christi	كورباس كريستي
WRB Refining LLC	12.30	1927	146.00	Borger	بورغر
Western Refining Inc.	4.79	1928	125.00	El Paso	إل باسو
Pasadena Refining System	8.14	1919	117.00	Pasadena	باسادينا
Valero Energy Corp.	9.05	1974	100.00	Three Rivers	ثري ريفر
Valero Energy Corp.	11.75	1942	90.00	Houston	هيوستن
Marathon Petroleum Co. LP	8.01	1931	80.00	Texas City	تكساس سيتي
Alon USA	9.77	1929	70.00	Big Spring	بيج سبرينغ
Delek Refining Ltd.	8.57	1933	60.00	Tyler	تايلير
NuStar Energy LP	1.83	1910	14.50	San Antonio	سان أنتونيو
	10.13		5135.57		إجمالي تكساس
لويزيانا					
Marathon Petroleum Co. LP	11.35	1976	522	Grayville	غريفيل
ExxonMobil Refining & Supply Co.	10.16	1909	502.5	Baton Rouge	باتون روج
Citgo Petroleum Corp.	8.21	1944	440	Lake Charles	ليك تشارلز
Valero Energy Corp.	8.88	1980	250	Norco	نوركو
Phillips 66	10.89	1941	247	Belle Chasse	بيل تشيس
Phillips 66	10.35	1941	239	Westlake	ويست ليك
Motiva Enterprises LLC	10.14	1967	227	Convent	كونفينت
Motiva Enterprises LLC	9.76	1918	220	Norco	نوركو
Chalmette Refining LLC	10.30	1951	189	Chalmette	تشالميت

الولاية/ اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك/المشغل	
ميروكس	Meraux	135	1920	8.60	Valero Energy Corp.
كروتزسبرينغ	Krotz Springs	83	1980	5.45	Alon USA
ليك تشارلز	Lake Charles	60	1945	2.73	Citgo Oil Corp.
بورت ألين	Port Allen	56.05	1956	8.27	Placid Refining Co. LLC
سانت روز	St. Rose	55	1938	1.66	Shell Chemical Co.
شريفورت	Shreveport	35	1950	7.29	Calumet Lubricants Co.
ليك تشارلز	Lake Charles	32	1977	1.00	Calcasieu Refining Co.
كوتن فالي	Cotton Valley	9.5	1920	2.32	Calumet Lubricants Co.
برينستون	Princeton	9.5	1947	11.35	Calumet Lubricants Co.
إجمالي لويزيانا		3311.55		9.41	
كاليفورنيا					
كارسون	Carson	252.7	1938	11.21	BP PLC
إلسيغونديو	El Segundo	269	1911	10.09	Chevron Corp.
ريتشموند	Richmond	257	1902	13.28	Chevron Corp.
بينيسيا	Benicia	170	1968	11.03	Valero Energy Corp.
غولدين إيغل	Golden Eagle	161	1955	12.60	Tesoro Corp.
تورانس	Torrance	149.5	1929	14.05	ExxonMobil Refining & Supply Co.
مارتينيز	Martinez	145	1915	13.64	Shell Oil Products US
لوس أنجيلوس	Los Angeles	138.7	1923	12.65	Phillips 66
ويلمينغتون	Wilmington	135	1969	12.80	Valero Energy Corp.
روديو & سانتا ماريا	Rodeo & Santa Maria	120	1955	11.60	Phillips 66
ويلمينغتون	Wilmington	100	1923	15.42	Tesoro Corp.
بارامونت	Paramount	88	1932	6.16	Alon USA
بيكرز فيلد	Bakersfield	25	1934	4.33	Kern Oil & Refining Co.
بيكرز فيلد	Bakersfield	24.3	1969	4.33	San Joaquin Refining Co. Inc.
إجمالي كاليفورنيا		2035.2		11.85	
إلينوي					
وودريفر	Wood River	311	1917	10.68	WRB Refining LLC
جوليت	Joliet	238	1972	13.30	ExxonMobil Refining & Supply Co.
روبينسون	Robinson	206	1906	10.93	Marathon Petroleum Co. LP
ليمونت	Lemont	158.65	1920	11.70	Citgo Petroleum Corp.
إجمالي إلينوي		913.65		11.60	
بنسلفانيا					
فيلادلفيا	Philadelphia	330	1866	7.16	Sunoco Inc.
ترينر	Trainer	185	1925	7.78	Delta Air Lines

الولاية/ اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك/المشغل	
ماركوس هوك	Marcus Hook	175	1930	6.72	Sunoco Inc.
وارين	Warren	66.7	1932	7.68	United Refining Co.
باردفورد	Bradford	10	1881	18.56	American Refining Group
إجمالي بنسلفانيا		766.7		7.41	
اشنطن					
فيرنديل	Ferndale	222.3	1971	8.34	BP PLC
أناكورتيس	Anacortes	148.6	1958	11.73	Shell Oil Products US
أناكورتيس	Anacortes	120	1912	7.23	Tesoro West Coast Co.
فيرنديل	Ferndale	101	1943	9.16	Phillips 66
تاكوما	Tacoma	39	1934	3.88	US Oil & Refining Co.
إجمالي واشنطن		630.9		8.78	
أوهايو					
توليدو	Toledo	170	1894	7.39	PBF Holding Co. LLC
ليما	Lima	161.5	1886	8.59	Husky Energy Corp.
توليدو	Toledo	152	1919	9.97	BP PLC
كانتون	Canton	80	1931	8.96	Marathon Petroleum Co. LP
إجمالي أوهايو		563.5		8.65	
أوكلاهوما					
بونكا سيتي	Ponca City	190	1918	10.23	Phillips 66
تولسا	Tulsa	125	1910	1.24	Holly Frontier Corp.
أردمور	Ardmore	91.5	1913	7.95	Valero Energy Corp.
فينيود	Wynnewood	70	1923	6.76	Wynnewood Refining Co.
إجمالي أوكلاهوما		476.5		6.93	
نيوجيرسي					
ليندين	Linden	238	1909	10.58	Phillips 66
بولزبورو	Paulsboro	185	1917	11.99	PBF Holding Co. LLC
إجمالي نيوجيرسي		423		11.20	
إنديانا					
وايتينغ	Whiting	392.35	1889	8.83	BP PLC
ماونت فيرنون	Mount Vernon	27	1940	7.66	Countrymark Cooperative Inc.
إجمالي إنديانا		419.35		8.76	
الاسكا					
القطب الشمالي	North Pole	215.18	1977	1.11	Flint Hills Resources
كيناي	Kenai	72.00	1969	3.80	Tesoro Corp.
فالدز	Valdez	48.00	1933	1.00	Petro Star Inc.
القطب الشمالي	North Pole	17.50	1985	1.00	Petro Star Inc.

الولاية/ اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك/المشغل	
برودوي باي	Prudhoe Bay	15.00	1977	8.50	BP PLC
كوباروك	Kuparuk	14.50	1981	8.50	Phillips 66
إجمالي ألاسكا		382.18		2.17	
مينيسوتا					
روزماونت	Rosemount	304	1955	12.75	Flint Hills Resources
سانت بول بارك	St. Paul Park	74	1935	8.81	Northern Tier Energy LLC
إجمالي مينيسوتا		378		11.98	
كنساس					
إلدورادو	El Dorado	133	1917	9.36	HollyFrontier Corp.
كوفيفيل	Coffeyville	120	1906	12.29	Coffeyville Resources LLC
ماكفيرسون	McPherson	82.7	1933	11.22	National Cooperative Refining Asso.
إجمالي كنساس		335.7		10.87	
ميسيسيبي					
باسكاغولا	Pascagoula	330	1963	10.33	Chevron Corp.
فيكسبورغ	Vicksburg	23	1902	7.47	Ergon Refining Inc.
إجمالي ميسيسيبي		353		10.15	
كنتاكي					
كاتلتزبيرغ	Catlettsburg	240	1924	10.04	Marathon Petroleum Co. LP
سمرسيت	Somerset	5.5	1930	3.27	Continental Refining Co.
إجمالي كنتاكي		245.5		9.89	
تانيسي					
ميمفيس	Memphis	195	1941	6.79	Valero Energy Corp.
ديلاور					
ديلاور	Delaware City	190	1956	7.13	PBF Energy Co. LLC
مونتانا					
بيلينغز	Billings	60	1949	9.12	ExxonMobil Refining & Supply Co.
بيلينغز	Billings	58	1949	13.36	Phillips 66
لوريل	Laurel	55	1933	11.08	CHS Inc.
غريت فولز	Great Falls	9.5	1922	8.15	Montana Refining Co.
إجمالي مونتانا		182.5		11.01	
ألباما					
سارالاند	Saraland	85	1921	8.72	Shell Chemical Co.
توسكالووزا	Tuscaloosa	72	1921	9.39	Hunt Refining Co.
موبايل باي	Mobile Bay	20	1921	1.98	Gulf Atlantic Operations
إجمالي ألباما		177		8.23	
أوتاها					

الولاية/ اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك/المشغل
سالت ليك سيتي	60	1908	5.57	Tesoro West Coast Co.
سالت ليك سيتي	45	1948	11.87	Chevron Corp.
سالت ليك سيتي	30	1948	10.68	Big West Oil LLC
وودز كروس	29.45	1932	7.67	HollyFrontier Corp.
وودز كروس	6.25	1954	13.10	Silver Eagle Refining Inc.
إجمالي أوتاه	170.7		8.77	
ويمينغ				
سينكلير	66	1937	3.21	Sinclair Oil Corp.
كيبين	52	1940	9.28	HollyFrontier Corp.
كاسبر	22.5	1923	7.67	Sinclair / Little America
نيوكاسل	12.5	1922	7.51	Wyoming Refining Co.
إجمالي ويمينغ	153		6.28	
هاواي				
كابولاي	93.7	1965	4.16	Tesoro Hawaii Corp.
كابولاي	54	1963	4.82	Chevron Corp.
إجمالي هاواي	147.7		4.40	
أركنساس				
إل دورادو	140	1922	10.82	Lion Oil Co.
سماكوفر	7	1923	5.10	Cross Oil & Refining Co. Inc.
إجمالي أركنساس	147		10.55	
نيومكسيكو				
أرتيسيا	100	1931	8.15	HollyFrontier Corp.
غالوب	40	1916	4.78	Western Refining Inc.
إجمالي نيومكسيكو	140		7.19	
ميشيغان				
ديترويت	120	1930	7.48	Marathon Petroleum Co. LP
كولورادو				
كوميرس سيتي	98	1932	12.80	Suncor Energy
نورث داكوتا				
ماندان	58	1954	6.89	Tesoro West Coast Co.
ويسكونسون				
سوبيريور	33.25	1950	7.16	Calumet Specialty Products
ويست فيرجينيا				
نيوال	20	1972	9.84	Ergon-West Virginia Inc.
إجمالي الولايات المتحدة	18202.44		9.62	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تأتي كندا في المرتبة الثانية بطاقة تكريرية إجمالية قدرها 2006 ألف ب/ي ونسبة 9% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة أمريكا الشمالية، وعدد المصافي 17 مصفاة في بداية عام 2014. **يبين الجدول (3-4) طاقة مصافي النفط العاملة في كندا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.**

الجدول 3-4: طاقة مصافي النفط العاملة في كندا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	البلد/ اسم المصفاة	
Irving Oil Ltd.	6.57	1960	300	St. John	سانت جون
Valero Energy Corp.	7.13	1978	235	Levis	ليفيس
Imperial Oil	7.25	1976	187	Edmonton	إدمونتون
Suncor Energy	9.92	1935	137	Montreal	مونتريال
Suncor Energy	9.98	1971	135	Edmonton	إدمونتون
Consumers' Cooperative Refineries Ltd.	7.18	1935	135	Regina	ريجينا
Imperial Oil	9.86	1897	121	Sarnia	سارنيا
North Atlantic Refining Ltd.	7.70	1974	115	Come By Chance	كوم باي تشانس
Imperial Oil	9.28	1978	112	Nanticoke	نانتيكوك
Shell Canada Ltd.	6.75	1981	110	Scotford	سكوتفورد
Imperial Oil	6.73	1918	88	Dartmouth	دارتماوث
Suncor Energy Products	12.08	1953	85	Sarnia	سارنيا
Nova Chemicals (Canada) Ltd.	5.27	1977	80	Corunna	كورونا
Shell Canada Ltd.	6.26	1975	71	Sarnia	سارنيا
Chevron Corp.	7.32	1935	55	Burnaby	برنابي
Husky Oil Operations Ltd.	4.24	1947	28.9	Lloydminster	لويدمنستر
Husky Oil Operations Ltd.	7.11	1967	11	Prince George	برينس جورج
	7.79		2005.9		إجمالي كندا

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

أما المكسيك فتأتي في المرتبة الثالثة وتمتلك ست مصاف فقط، بطاقة تكريرية إجمالية قدرها 1540 ألف ب/ي، ونسبة 6% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة أمريكا الشمالية. يبين الجدول (4-4) طاقة مصافي النفط العاملة في المكسيك، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 4-4: طاقة مصافي النفط العاملة في المكسيك بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	البلد/ اسم المصفاة	
Petroleos Mexicanos	7.16	1979	330	Salina Cruz	سالينا كروز
Petroleos Mexicanos	7.84	1997	315	Tula Hidalgo	تولا هيدالغو
Petroleos Mexicanos	8.49	1979	275	Cadereyta	كاديرياتا
Petroleos Mexicanos	5.50	1950	245	Salamanca	سالامانكا
Petroleos Mexicanos	9.79	1918	190	Cd. Madero	سيدي ماديرو
Petroleos Mexicanos	6.88	1906	185	Minatitlan	ميناتيتلان
	7.56		1540	إجمالي المكسيك	

المصدر: أوإبك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-2: مصافي النفط المغلقة في أمريكا الشمالية (2000-2013)

استمرت ظاهرة إغلاق مصافي النفط التي بدأت في مطلع عقد الثمانينات من القرن الماضي في منطقة أمريكا الشمالية، وخاصة في الولايات المتحدة الأمريكية التي انخفض فيها عدد المصافي من 320 مصفاة عام 1980 إلى 160 مصفاة عام 2000 ثم إلى 125 مصفاة في بداية عام 2014، كما انخفضت الطاقة التكريرية من 18.5 مليون ب/ي إلى 16.4 مليون ب/ي في عام 2000، ثم عادت للارتفاع إلى 18.2 مليون ب/ي في بداية عام 2014، بينما لم يسجل أي إغلاق لمصافي النفط في كل من كندا والمكسيك.

على الرغم من إغلاق العديد من المصافي إلا أن إجمالي الطاقة التكريرية استمر في الزيادة بمعدل منخفض نسبياً نتيجة تطوير وتوسيع المصافي القائمة،

كمشروع رفع طاقة مصفاة موتيفا في ولاية تكساس من 325 ألف ب/ي إلى 600 ألف ب/ي في عام 2013. (EIA, 2013) يبين الجدول (4-5) مصافي النفط التي أغلقت في الولايات المتحدة خلال الفترة 2000-2013.

الجدول 4-5: المصافي المغلقة في الولايات المتحدة خلال الفترة 2000-2013 (ألف ب/ي)

المالك	تاريخ الإغلاق	الطاقة التكريرية	البلد/ اسم المصفاة	
Calumet Lubricants Co LP	2000	12.8	Rouseville, PA	روزوفيل
Chevron USA Inc	2000	6.2	Richmond Beach, WA	ريتشموند بيتش
Berry Petroleum Co.	2000	6.7	Stephens, AR	ستيفنس
Premcor Refining Group Inc	2001	80.5	Blue Island	بلو آيسلاند
Dow Haltermann Products	2001	5	Channelview	تشانيلفيو
Premcor Refining Group Inc	2002	64	Hartford, IL	هارتفورد
Foreland Refining Corp.	2002	3	Tonopah, NV	تونوباه
Tricor Refining LLC	2002	14	Bakersfield, CA	بيكرفيلد
Chevron Philips Chem	2002	30	Guayama, PR	غوياما
Young Refining Corp.	2004	5.4	Douglasville, GA	دوغلاسفيل
Caribbean Petroleum Corp	2005	42	San Juan, PR	سان جوان
Hunt Southland Refining Co.	2006	5.8	Lumberton, MS	لومبرتون
Gulf Atlantic Operations LLC	2007	16.7	Mobile, AL	موبيل
Paramount Petroleum Corp.	2008	10	Protland, OR	بروتلاند
Shell Chem Yabucoa Inc	2009	77	Yabucoa, PR	يابوكوا
Sunoco Inc	2010	145	Westville, NJ	ويستفيل
Western Refining	2011	66.3	Yorktown, VA	يورك타운
Tenby Inc	2011	2.8	Oxnard, CA	أوكسنارد
Sunoco Inc	2011	178	Marcus Hook, PA	ماركوس هوك
Chevron USA Inc	2012	80	Perth Amboy, NJ	بيرث أمبوي
Western Refining Southwest Inc.	2012	16.8	Bloomfield, NM	بلومفيلد
Hovensa LLC	2012	350	Kingshill,	كنغشيل

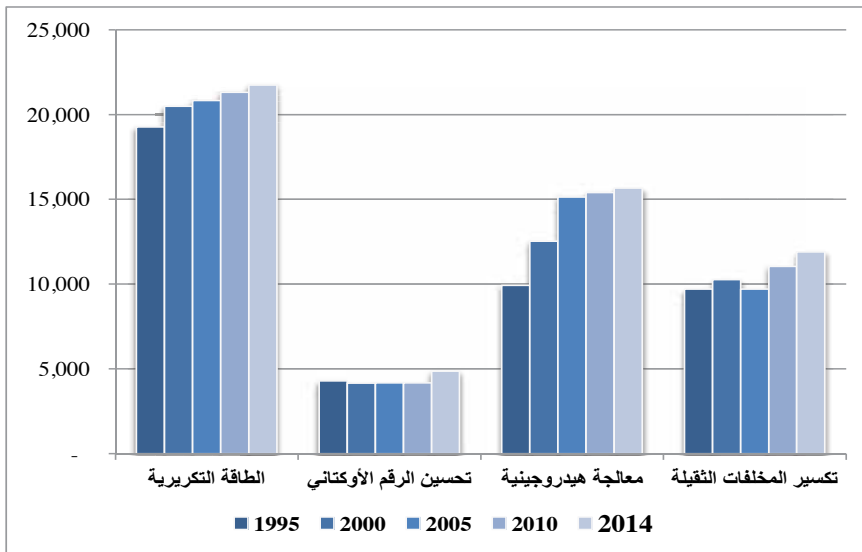
المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-4: الأداء التشغيلي لمصافي النفط في أمريكا الشمالية

تحتل صناعة التكرير في منطقة أمريكا الشمالية المرتبة الأولى في العالم من حيث ارتفاع درجة التعقيد، حيث بلغ متوسط مؤشر نيلسون 9.30 مقابل 6.25 متوسط إجمالي مؤشر تعقيد مصافي العالم في بداية عام 2014، وذلك نظراً لاعتمادها على الوحدات اللاحقة في تحويل القطفات الثقيلة إلى منتجات خفيفة ذات مواصفات عالية الجودة.

ساهم التطور التكنولوجي في دول أمريكا الشمالية في نزوح صناعة تكرير النفط في هذه المنطقة، ويلاحظ في العقدين الماضيين أن تطور طاقة العمليات التحويلية كان طفيفاً باستثناء طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية، نظراً لاستمرار الحاجة إلى تلبية متطلبات التشريعات البيئية الخاصة بتخفيض نسبة الكبريت في المنتجات النفطية. يبين الشكل (2-4) تطور الطاقة التكريرية وطاقة العمليات اللاحقة في مصافي أمريكا الشمالية خلال الفترة (1995-2014).

الشكل 2-4: تطور الطاقة التكريرية وطاقة العمليات اللاحقة في مصافي أمريكا الشمالية (1995-2014) ألف ب/ي

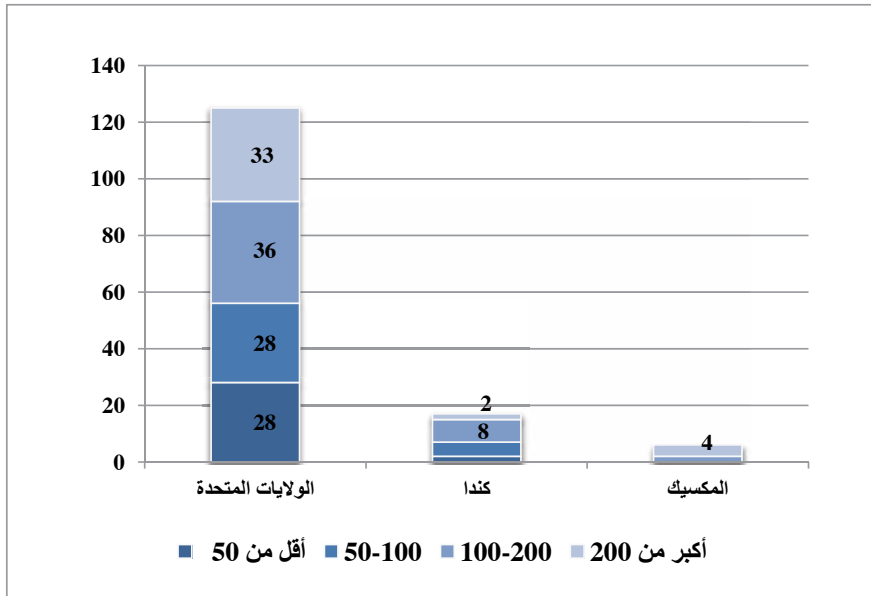


المصدر: أوابك- تقرير الأمين العام السنوي

1-3-4: تصنيف مصافي النفط في أمريكا الشمالية حسب الحجم

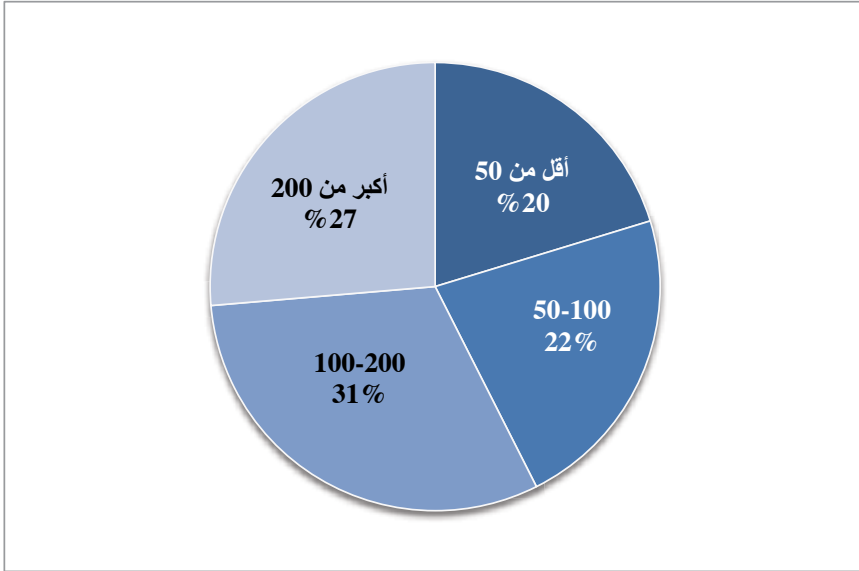
معظم مصافي النفط في منطقة أمريكا الشمالية ذات طاقة تكريرية من الحجم الكبير والمتوسط، حيث بلغ عدد المصافي التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 39 مصفاة في بداية عام 2014، بنسبة 27% من إجمالي عدد المصافي، كما وصل عدد المصافي متوسطة الحجم التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي إلى 46 مصفاة بنسبة 31%، وعدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها من 50-100 ألف ب/ي 33 مصفاة بنسبة 22%، بينما وصل عدد المصافي الصغيرة جداً التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي إلى 30 مصفاة، بنسبة 20% من إجمالي عدد مصافي أمريكا الشمالية. يبين الشكل (3-4) تصنيف مصافي النفط في دول أمريكا الشمالية حسب الحجم بداية عام 2014، كما يبين الشكل (4-4) توزيع نسب مصافي أمريكا الشمالية حسب الحجم بداية عام 2014.

الشكل 3-4: تصنيف في النفط في أمريكا الشمالية حسب الحجم بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 4-4: توزيع نسب مصافي النفط في أمريكا الشمالية حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

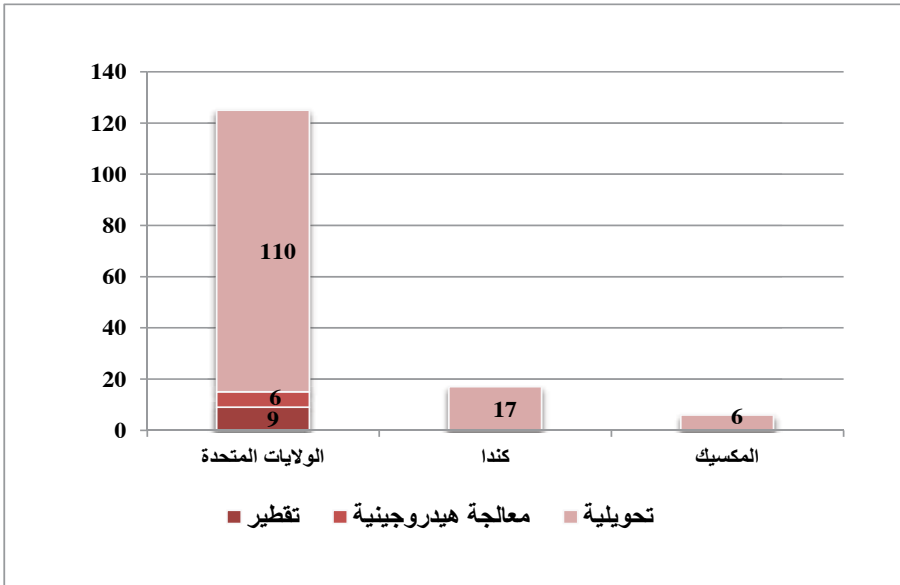


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-3-4: تصنيف مصافي النفط في أمريكا الشمالية حسب النوع

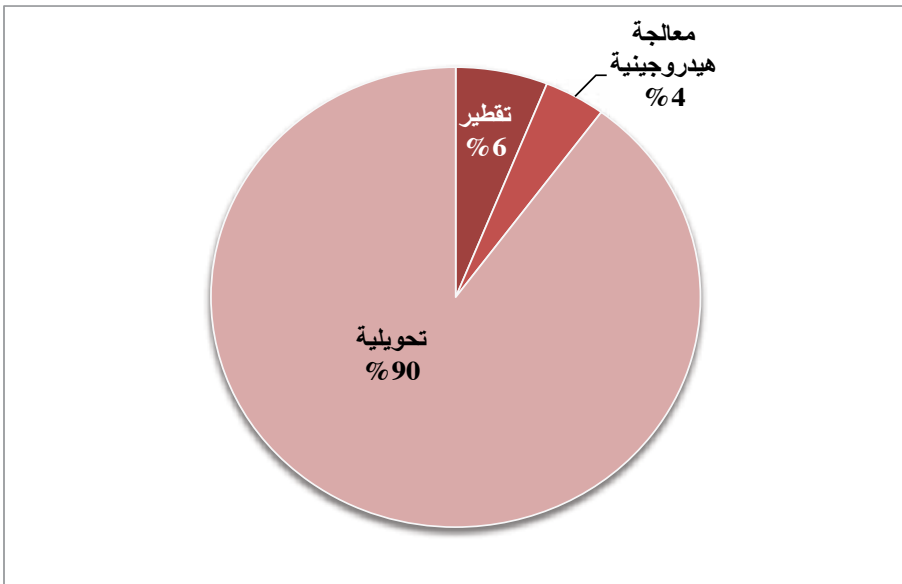
بلغ عدد المصافي التحويلية 133 مصفاة في بداية عام 2014 بنسبة 90% من إجمالي عدد المصافي في دول منطقة أمريكا الشمالية، كما بلغ عدد مصافي التقطير 9 بنسبة 6%، أما مصافي المعالجة الهيدروجينية فبلغ عددها 6 مصافي فقط بنسبة 4% من إجمالي عدد المصافي في أمريكا الشمالية، وتحتصر مصافي التقطير والمعالجة الهيدروجينية في الولايات المتحدة الأمريكية، بينما كافة مصافي كندا والمكسيك تحويلية. يبين الشكل (4-5) تصنيف عدد مصافي النفط في دول أمريكا الشمالية حسب النوع بداية عام 2014، كما يبين الشكل (4-6) النسبة المئوية لتصنيف مصافي أمريكا الشمالية حسب النوع بداية عام 2014.

الشكل 4-5: تصنيف مصافي النفط في دول أمريكا الشمالية حسب النوع بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 4-6: توزيع نسب مصافي أمريكا الشمالية حسب النوع بداية عام 2014

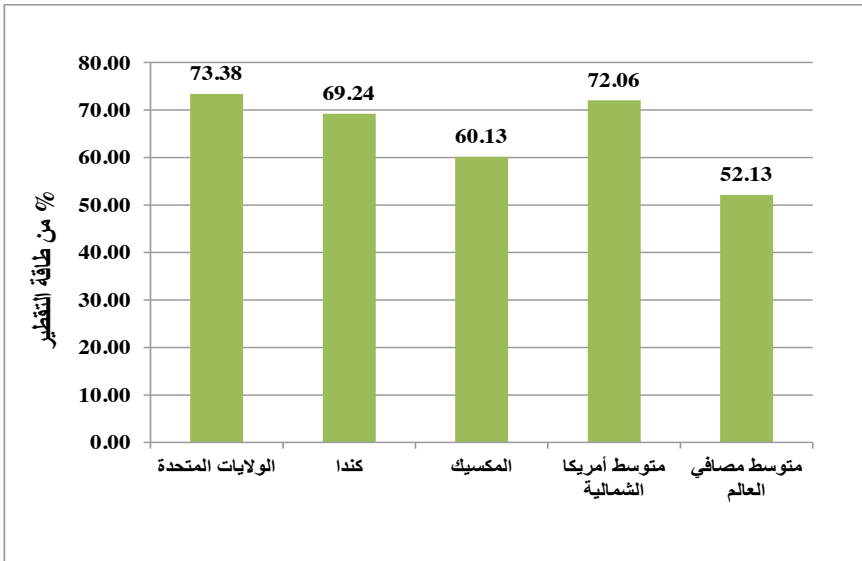


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-3-4: طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية

بلغت نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أمريكا الشمالية 72.06% بداية عام 2014، وهي أعلى من متوسط مصافي العالم، وذلك نظراً للاهتمام الكبير بتحسين مواصفات المنتجات النفطية وتلبية متطلبات المعايير الخاصة بحماية البيئة من التلوث. يبين الشكل (4-7) نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أمريكا الشمالية بداية عام 2014.

الشكل 4-7: نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة التقطير في مصافي أمريكا الشمالية بداية عام 2014

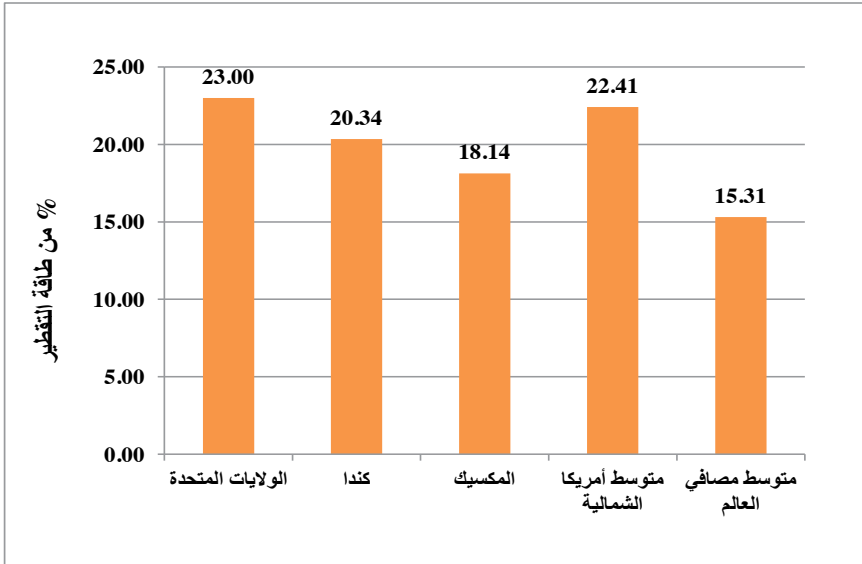


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-3-4: طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين

بلغت نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني في مصافي دول أمريكا الشمالية 22.41% من طاقة تقطير النفط بداية عام 2014، وهي أعلى من متوسط مصافي العالم. يبين الشكل (4-8) نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أمريكا الشمالية بداية عام 2014.

الشكل 4-8: نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني إلى طاقة التقطير في مصافي دول أمريكا الشمالية بداية عام 2014



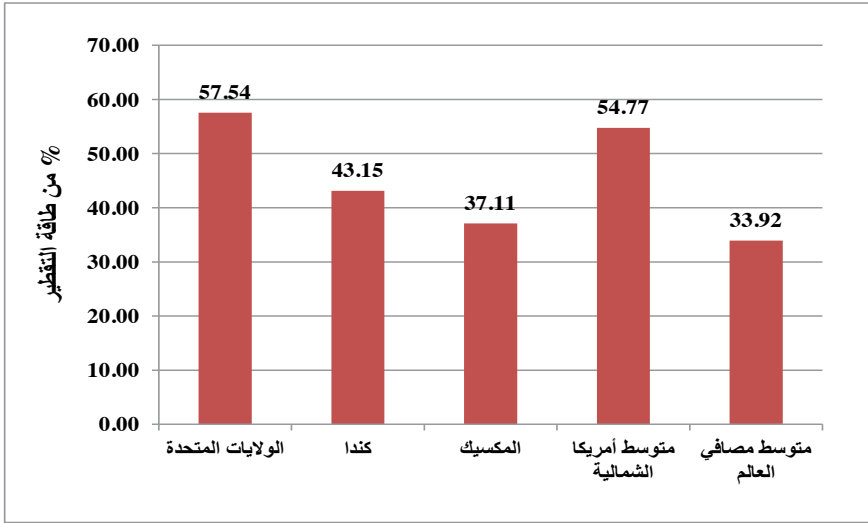
المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-3-5: طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة

تحتل أمريكا الشمالية المرتبة الأولى في العالم من حيث ارتفاع طاقة عمليات تحويل المخلفات الثقيلة إلى مشتقات خفيفة عالية الجودة، مدفوعة بتحسين ربحية المصافي وتعديل هيكل الإنتاج بما يتوافق مع هيكل الطلب على المشتقات النفطية، وخاصة بعد انخفاض الطلب على المنتجات الثقيلة نتيجة التشريعات البيئية الصارمة التي تحظر حرق الوقود الحاوي على نسب مرتفعة من الكبريت والشوائب الملوثة للبيئة.

بلغت نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تكرير النفط في مصافي دول أمريكا الشمالية 54.77%، وهي أعلى من متوسط مصافي العالم. يبين **الشكل (4-9)** نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أمريكا الشمالية بداية عام 2014.

الشكل 4-9: نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة التقطير في مصافي أمريكا الشمالية بداية عام 2014



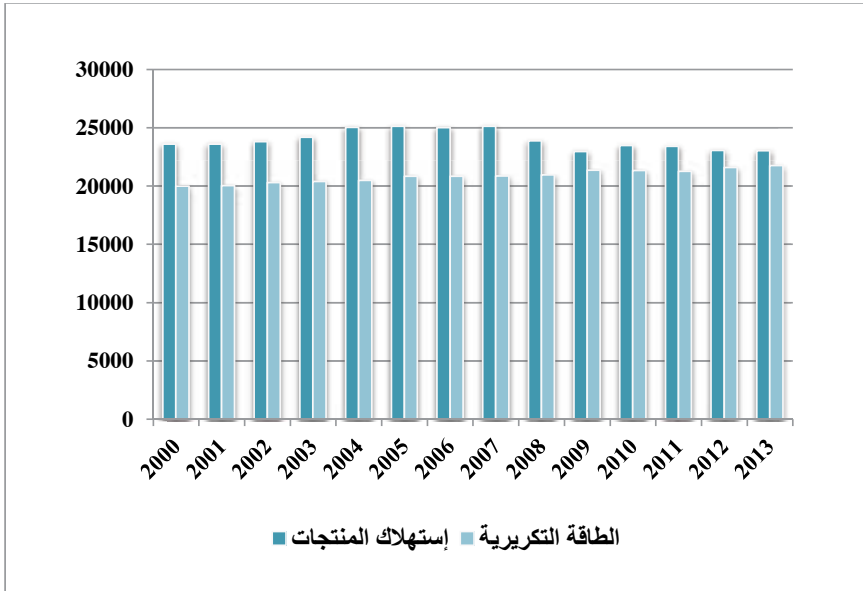
المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-4: تطور الطاقة التكريرية والطلب على المنتجات النفطية

تميزت منطقة أمريكا الشمالية باستقرار الطاقة التكريرية خلال العقود الثلاثة الماضية، حيث لم تشهد إنشاء أية مصفاة جديدة، بل اقتصر على تطوير وتوسيع المصافي القائمة مع التوسع في طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى منتجات خفيفة، وذلك لأسباب تعود إلى ضعف ربحية صناعة التكرير مقارنة بالصناعات الأخرى في المنطقة، وتطبيق برامج ترشيد الاستهلاك، وتشجيع استخدام الوقود الحيوي في وسائل النقل. (Mackenzie, 2011)

كما واجهت مصافي النفط في أمريكا الشمالية العديد من التقلبات في الطلب على المنتجات النفطية في الأسواق المحلية، كان آخرها فترة الركود الذي أصاب الاقتصاد العالمي عام 2008، وعلى الرغم من تحسن معدل الطلب بعد التعافي من الأزمة لم تشهد الطاقة التكريرية في السنوات العشر الماضية ارتفاعاً ملحوظاً باستثناء بعض التوسعات في المصافي القائمة. **الشكل (4-10)** تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في منطقة أمريكا الشمالية خلال الفترة 2000-2013.

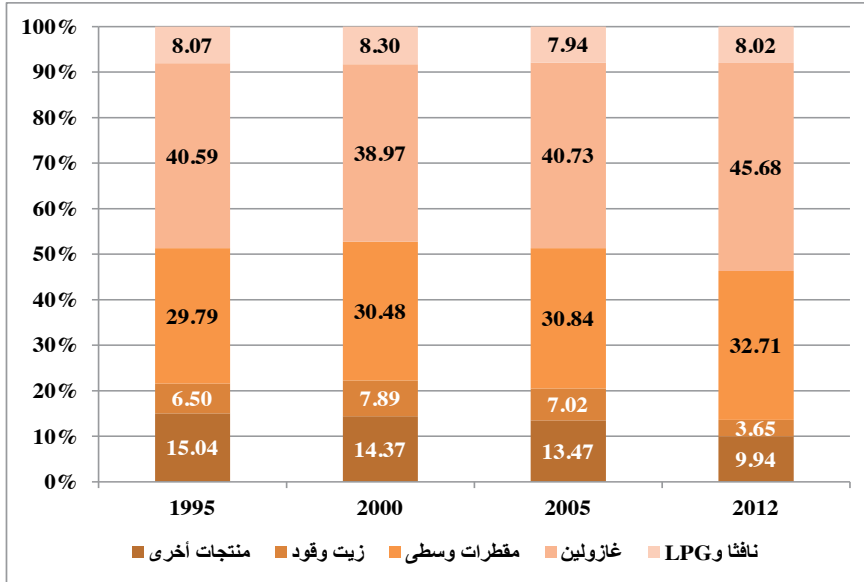
الشكل 4-10: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في أمريكا الشمالية خلال الفترة (2000-2013)



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

واجهت مصافي النفط في منطقة أمريكا الشمالية مشكلة تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية في الأسواق المحلية في العقدين الماضيين، حيث ارتفعت نسبة الطلب على المنتجات الخفيفة المكونة من الغازولين والغاز البترولي المسال والنافثا من 48.66% عام 1995 إلى 53.7% في عام 2012، بينما انخفض معدل الطلب على زيت الوقود من 6.50% إلى 3.65% في تلك الفترة، ويعود السبب الرئيسي لهذا التغير إلى التشريعات البيئية التي تحظر استخدام الوقود الثقيل الحاوي على نسبة مرتفعة من الكبريت بهدف تلبية متطلبات التشريعات الخاصة بحماية البيئة من التلوث. يبين الشكل (4-11) تطور هيكل الطلب على المنتجات النفطية خلال الفترة (1995- 2012).

الشكل 4-11: تطور هيكل الطلب على المنتجات النفطية في أمريكا الشمالية خلال الفترة (1995-2012)

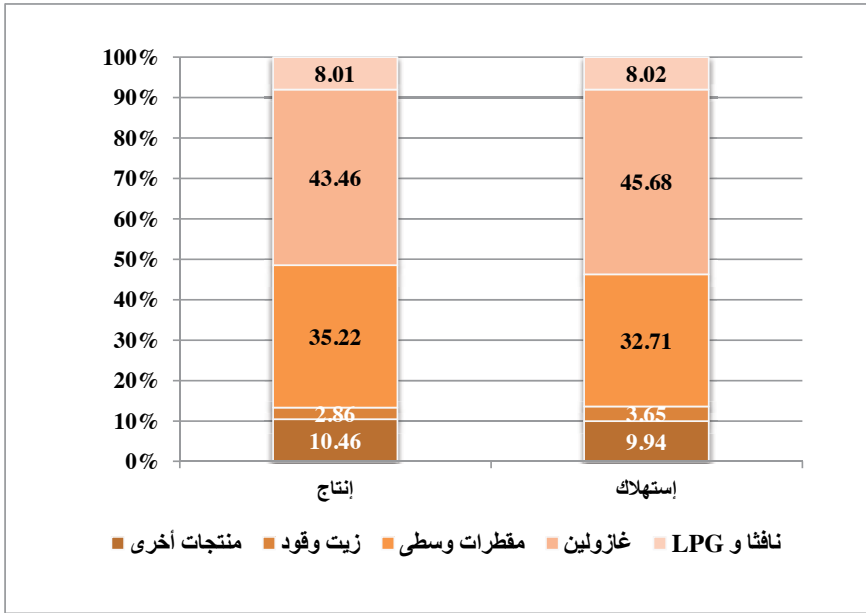


المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

إن نضوج صناعة تكرير النفط في أمريكا الشمالية ساهم في تمكين المصافي من مواكبة تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية، مع وجود تباين طفيف في كل من الغازولين والمقطرات الوسطى والمقطرات الوسطى، حيث بلغت نسبة الغازولين في هيكل الاستهلاك 45.68% بينما في هيكل الإنتاج 43.46% في عام 2012، كما بلغت نسبة المقطرات الوسطى في هيكل الإستهلاك 32.71% بينما في هيكل الإنتاج 35.22%. أما زيت الوقود فبلغت نسبته في هيكل الإنتاج 2.86% بينما في هيكل الاستهلاك 3.65% في عام 2012. وهي نسبة منخفضة تدل على قدرة مصافي النفط على تحويل المخلفات الثقيلة إلى منتجات خفيفة عالية الجودة من خلال العمليات التحويلية المتطورة. (Ensys, 2012)

الشكل 4-12: ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في منطقة أمريكا الشمالية عام 2012.

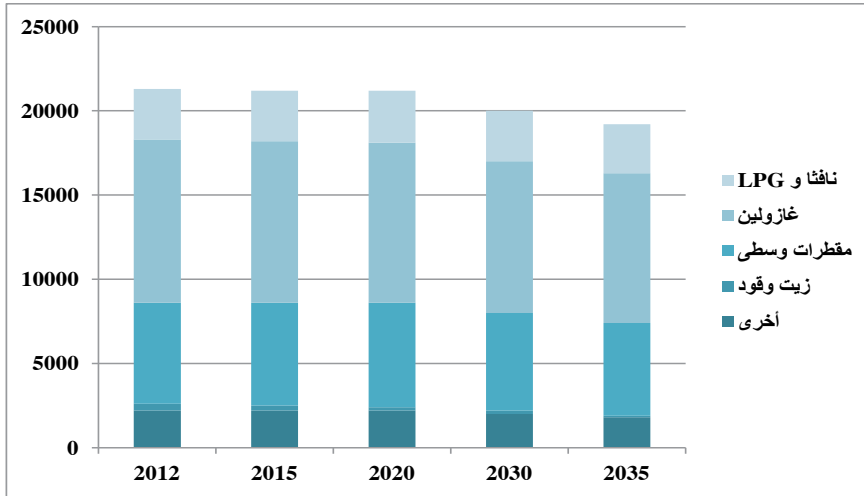
الشكل 4-12: ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في أمريكا الشمالية عام 2012



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

كما يتوقع استمرار تراجع معدل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أمريكا الشمالية في العقدین القادمین، وذلك بتأثیر تنامي الاعتماد على الغاز الطبيعي نتيجة الارتفاع المتوقع لمعدل إنتاج الغاز الصخري، حيث سينخفض إجمالي الطلب من 21.2 مليون ب/ي في عام 2012 إلى 19.2 مليون ب/ي بحلول عام 2035، وسيبقى معدل الطلب على كل من الغازولين والديزل ثابتاً، بينما سيتراجع على زيت الوقود بشكل كبير. يبين الشكل (4-13) توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في أمريكا الشمالية خلال العقدین القادمین.

الشكل 4-13: توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في أمريكا الشمالية خلال الفترة (2012-2035) ألف ب/ي



المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2013

4-5: التشريعات البيئية ومواصفات المنتجات

تأتي منطقة أمريكا الشمالية، وخاصة الولايات المتحدة الأمريكية في المرتبة الثانية بعد أوروبا الغربية من حيث صرامة معايير مواصفات المنتجات البترولية بما يتوافق مع الاهتمام بحماية البيئة من التلوث، مما يضيف أعباء كبيرة على شركات تكرير النفط لتلبية متطلبات تلك المعايير. يبين الجدول (4-6) تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في أمريكا الشمالية ومقارنتها مع أوروبا الغربية.

الجدول 4-6: تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في أمريكا الشمالية

البلد	2013	2015	2020	2025	2030	2035
في الغازولين (جزء في المليون)						
أمريكا الشمالية	30	30	10	10	10	10
أوروبا الغربية	12	10	10	10	10	10
في الديزل (جزء في المليون)						
أمريكا الشمالية	15	15	15	10	10	10
أوروبا الغربية	13	10	10	10	10	10

المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2013

4-6: التطورات المستقبلية لصناعة التكرير في أمريكا الشمالية

تشهد منطقة أمريكا الشمالية تطورات هامة في مجال تطوير المصافي القائمة لتمكينها من تكرير النفط غير التقليدي المتوقع إنتاجها محلياً، كالنفط الصخري الثقيل وغاز السجيل (Shale Oil and Gas) في الولايات المتحدة، ورمال القار (Tar Sand) في كندا. وقد أشار تقرير صدر عن إدارة بيانات الطاقة الأمريكية عام 2013 إلى توقع ازدهار ربحية صناعة التكرير في الولايات المتحدة في المستقبل، على الرغم من ارتفاع أسعار النفط الخام في الأسواق العالمية، وذلك نتيجة تنامي معدل الإنتاج المحلي من النفط والغاز الصخري الذي وفرته التقنيات الحديثة لعمليات الحفر والإنتاج، والذي سيساهم في تأمين اللقائم إلى المصافي بأسعار منخفضة، وهذا ما دفع العديد من المصافي العاملة في الولايات المتحدة إلى إدخال التعديلات اللازمة لتعزيز قدرتها على تكرير النفط الخام الصناعي الثقيل (Heavy Syncrude) المستخلص من رمال القار المنتج محلياً أو المستورد من كندا، وبنسب مختلفة تتراوح من 1-100% من إجمالي النفط الخام المكرر في المصفاة.

يبين الجدول (4-7) مصافي تكرير النفط الخام الصناعي الثقيل (البيتومين)

في الولايات المتحدة الأمريكية في عام 2012.

ساهمت هذه التطورات في تحويل الولايات المتحدة الأمريكية من مستورد للمنتجات النفطية إلى مصدر إلى الأسواق العالمية، حيث أشارت إدارة معلومات الطاقة (EIA) إلى أن صادرات الولايات المتحدة الأمريكية من المنتجات النفطية النهائية قد تضاعفت منذ عام 2007 فوصلت إلى 2.6 مليون ب/ي في عام 2012 ومثلها في عام 2013. معظم هذه الصادرات كانت من المقطرات الوسطى، وخاصة الديزل الحاوي على نسبة منخفضة جداً من الكبريت (ULSD)، يليه في المرتبة الثانية الغازولين والفحم البترولي، إضافة إلى غاز البترول المسال (LPG). (Sanger, A., 2012)

يبين الشكل (4-14) تطور صادرات المنتجات النفطية النهائية في الولايات

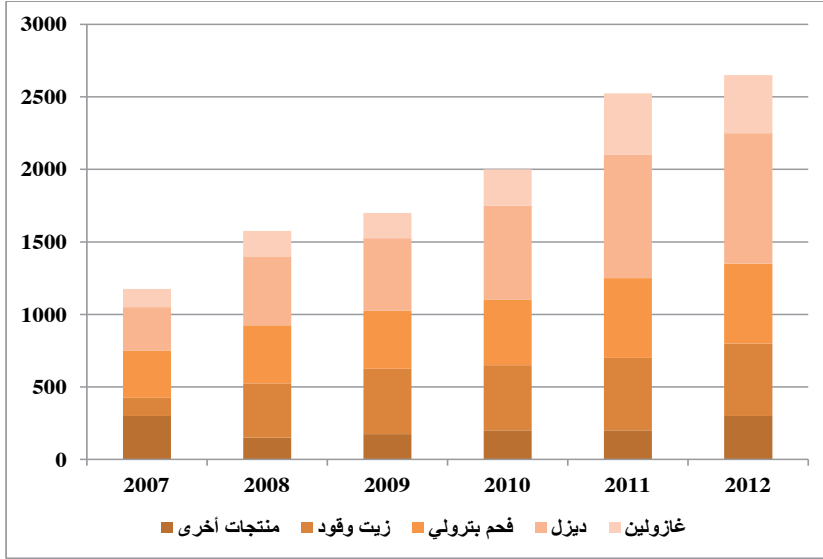
المتحدة الأمريكية خلال الفترة (2007-2012).

الجدول 4-7: مصافي تكرير في الولايات المتحدة الأمريكية (ألف ب/ي)

نسبة البيتومين	المالك	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
1%	ExxonMobil	570.5	Baytown (TX)	بايتاون
13%	BP	392.2	Whiting (IN)	وايتينغ
8%	ExxonMobil	344.5	Beaumont (TX)	بيومونت
60%	Flint Hills Resources	304	Rosemount (MN)	روزماونت
2%	ConocoPhillips	247	Sweeny (TX)	سويني
49%	ExxonMobil	238	Joliet (IL)	جولييت
2%	ConocoPhillips	222.3	Ferndale (WA)	فرينديل
8%	ConocoPhillips	190	Ponca City (OK)	بونكا سيتي
62%	CITGO	158.65	Lemont (IL)	ليمونت
37%	BP	152	Toledo (OH)	توليدو
1%	ExxonMobil	149.5	Torrance (CA)	تورانس
9%	ConocoPhillips	138.7	Los Angeles (CA)	لوس أنجلوس
14%	HollyFrontier	133	El Dorado (KS)	إلدورادو
7%	Coffeyville Resources	120	Coffeyville (KS)	كوفيفيل
4%	Cenex/NCRA	82.7	McPherson (KS)	ماك فيرسون
31%	ExxonMobil	60	Billings (MT)	بيلينغز
49%	ConocoPhillips	58	Billings (MT)	بيلينغز
52%	CHS	55	Laurel (MT)	لوريل
44%	HollyFrontier	52	Cheyenne (WY)	تشينين
8%	Chevron	45	Salt Lake City (UT)	سالت ليك سيتي
100%	Montana Refining Co.	9.5	Great Falls (MT)	غريت فولز

المصدر: Sanger, A., 2012

الشكل 4-14: تطور صادرات المنتجات النفطية النهائية في الولايات المتحدة الأمريكية خلال الفترة (2007-2012) ألف ب/ي



المصدر: EIA, 2013

تخطط الولايات المتحدة لإنشاء ثلاث مصاف جديدة في السنوات الخمس القادمة، وهي: مصفاة يوما (Yuma) للوقود النظيف بولاية أريزونا، ومصفاة داكوتا (Dakota)، ومصفاة متكثفات إيغل فورد (Eagle Ford).

تخطط كندا لإنشاء مصفاة جديدة في بيسريفر (Peace river)، بعد توقف دام ثلاثين عاماً منذ إنشاء آخر مصفاة في سكوتفورد (Scotford) في ألبرتا عام 1984، تبلغ طاقتها التكريرية 50 ألف ب/ي، ويتوقع أن تبدأ الإنتاج في نهاية عام 2014، وسيخصص معظم إنتاجها للتصدير، نظراً لوجود فائض في كمية المنتجات عن حاجة السوق المحلية (Koottungal, L., 2013).

كما تقوم كندا بتطوير مصافي النفط القائمة القريبة من حقول إنتاج البيتومين في ألبرتا، وذلك لتمكينها من تكرير النفط الثقيل الصناعي المنتج من هذه الحقول.

يبين الجدول (4-8) قائمة المصافي المخطط إنشاؤها في منطقة أمريكا الشمالية خلال الفترة (2012-2017).

الجدول 4-8: مصافي النفط المخطط إنشاؤها في أمريكا الشمالية (2012-2017) ألف ب/ي

اسم المصفاة	البلد	الطاقة التكريرية	تاريخ التشغيل
يوما- أريزونا	Yuma	الولايات المتحدة	160
داكوتا	Dakota	الولايات المتحدة	20
إيغل فورد	Eagle Ford	الولايات المتحدة	25
بيس ريفر	Peace River	كندا	50

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

من الأهداف الأخرى لمشاريع تطوير صناعة التكرير في كل من الولايات المتحدة الأمريكية وكندا الاستمرار في تعميق قدرة المصافي القائمة على تلبية متطلبات المعايير البيئية التي تفرض تخفيض نسبة الكبريت في الغازولين والديزل، وذلك من خلال إضافة طاقات جديدة من العمليات التحويلية، وخاصة عمليات المعالجة الهيدروجينية.

4-7: الخلاصة والاستنتاجات

تعتبر منطقة أمريكا الشمالية من أقدم مناطق العالم في صناعة تكرير النفط، حيث يعود تاريخ انطلاقها إلى أواخر القرن التاسع عشر، كما تعرضت لضغوط شديدة من هيئات حماية البيئة ومنظمات المجتمع المدني لتخفيف الانبعاثات الملوثة للبيئة، مما دفعها إلى إدخال العديد من التطورات التي جعلتها في مقدمة مصافي النفط في العالم من حيث درجة التعقيد ونوع التقنيات المستخدمة في عمليات التكرير.

تأتي منطقة أمريكا الشمالية في المرتبة الثانية بعد آسيا الباسيفيك، بطاقة تكريرية قدرها 21748 ألف ب/ي بنسبة 24% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 148 مصفاة. تأتي الولايات المتحدة الأمريكية في المرتبة الأولى بطاقة تكريرية قدرها 18202 ألف ب/ي، ونسبة 84% من إجمالي الطاقة التكريرية في أمريكا الشمالية، وعدد المصافي 125 مصفاة، تليها كندا في المرتبة الثانية بطاقة تكريرية إجمالية قدرها 2006 ألف ب/ي، ونسبة 9% من إجمالي

الطاقة التكريرية في منطقة أمريكا الشمالية، وعدد المصافي 17 مصفاة، أما المكسيك فتأتي في المرتبة الثالثة وتمتلك ستة مصاف فقط، بطاقة تكريرية إجمالية قدرها 1540 ألف ب/ي، ونسبة 6% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة أمريكا الشمالية بداية عام 2014.

استمرت ظاهرة إغلاق مصافي النفط التي بدأت في مطلع عقد الثمانينات من القرن الماضي في منطقة أمريكا الشمالية، وخاصة في الولايات المتحدة الأمريكية التي انخفض فيها عدد المصافي من 320 مصفاة عام 1980 إلى 160 مصفاة عام 2000 ثم إلى 125 مصفاة في بداية عام 2014، كما انخفضت الطاقة التكريرية من 18.5 مليون ب/ي إلى 16.4 مليون ب/ي في عام 2000، ثم عادت للارتفاع إلى 18.2 مليون ب/ي في بداية عام 2014.

تحتل صناعة التكرير في منطقة أمريكا الشمالية المرتبة الأولى في العالم من حيث ارتفاع درجة التعقيد، وذلك نظراً لاعتمادها على الوحدات اللاحقة في تحويل القطرات الثقيلة إلى منتجات خفيفة ذات مواصفات عالية الجودة. كما ساهم التطور التكنولوجي في دول أمريكا الشمالية في نضوج هذه الصناعة، ويلاحظ أن تطور طاقة عمليات التكرير في العقدين الماضيين كان طفيفاً باستثناء طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية، نظراً لبلوغها مستويات عالية من درجة التعقيد منذ عقود.

معظم مصافي النفط في منطقة أمريكا الشمالية ذات طاقة تكريرية من الحجم الكبير والمتوسط، حيث بلغ عدد المصافي التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 39 مصفاة في بداية عام 2014، بنسبة 27% من إجمالي عدد المصافي، كما بلغ عدد المصافي متوسطة الحجم التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي إلى 46 مصفاة بنسبة 31%، وعدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها من 50-100 ألف ب/ي 33 مصفاة، بينما بلغ عدد المصافي الصغيرة جداً التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي إلى 30 مصفاة، بنسبة 20% من إجمالي عدد مصافي أمريكا الشمالية.

بلغ عدد المصافي التحويلية 133 مصفاة في بداية عام 2014 بنسبة 90% من إجمالي عدد المصافي في دول منطقة أمريكا الشمالية، كما بلغ عدد مصافي التقطير 9 بنسبة 6%. أما مصافي المعالجة الهيدروجينية فبلغ عددها 6 مصافي فقط بنسبة 4% من إجمالي عدد المصافي في أمريكا الشمالية، وتتحصر مصافي التقطير والمعالجة الهيدروجينية في الولايات المتحدة الأمريكية، بينما كافة مصافي كندا والمكسيك تحويلية.

بلغت نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني حوالي 22.41% من طاقة تقطير النفط، وهي أعلى من متوسط مصافي العالم. أما نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط فقد بلغت 72.06%، وهي أعلى من متوسط مصافي العالم، وذلك نظراً للاهتمام الكبير بتحسين مواصفات المشتقات النفطية وتلبية متطلبات المعايير الخاصة بحماية البيئة من التلوث.

تحتل أمريكا الشمالية المرتبة الأولى في العالم من حيث ارتفاع طاقة عمليات تحويل المخلفات الثقيلة إلى مشتقات خفيفة عالية الجودة، مدفوعة بتحسين ربحية المصافي وتعديل هيكل الإنتاج بما يتوافق مع هيكل الطلب على المشتقات النفطية، وخاصة بعد انخفاض الطلب على المنتجات الثقيلة نتيجة التشريعات البيئية الصارمة التي تحظر حرق الوقود الحاوي على نسب مرتفعة من الكبريت والشوائب الملوثة للبيئة، فقد بلغت نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تكرير النفط في مصافي دول أمريكا الشمالية 54.77%، وهي أعلى من متوسط مصافي العالم.

تميزت منطقة أمريكا الشمالية باستقرار الطاقة التكريرية خلال العقود الثلاثة الماضية، حيث لم تشهد إنشاء أي مصفاة جديدة، بل اقتصر على تطوير وتوسيع المصافي القائمة مع التوسع في طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى منتجات خفيفة.

واجهت مصافي النفط في منطقة أمريكا الشمالية مشكلة تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية في الأسواق المحلية في العقدين الماضيين، حيث ارتفعت نسبة

الطلب على المنتجات الخفيفة المكونة من الغازولين والغاز البترولي المسال والنافثا، بينما انخفض معدل الطلب على زيت الوقود، ويعود السبب الرئيسي لهذا التغير إلى التوجه نحو تخفيض استخدام الوقود الثقيل الحاوي على نسبة مرتفعة من الكبريت بهدف تلبية متطلبات التشريعات الخاصة بحماية البيئة من التلوث.

كما يتوقع استمرار تراجع معدل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أمريكا الشمالية في العقدين القادمين، وسيبقى معدل الطلب على كل من الغازولين والديزل ثابتاً، بينما سيتراجع على زيت الوقود.

تأتي منطقة أمريكا الشمالية، وخاصة الولايات المتحدة الأمريكية في المرتبة الثانية بعد أوروبا الغربية من حيث صرامة معايير مواصفات المنتجات النفطية بما يتوافق مع الاهتمام بحماية البيئة من التلوث، مما يضيف أعباء كبيرة على شركات تكرير النفط لتلبية متطلبات تلك المعايير.

استفادت منطقة أمريكا الشمالية من موقعها المجاور لحقول إنتاج رمال القار في كندا، حيث تمكنت من الحصول على أسعار مخفضة للنفط الصناعي المنتج من هذه الحقول نظراً لصعوبة تصديره إلى أماكن بعيدة، فلجأت العديد من مصافي النفط، وخاصة في الولايات المتحدة الأمريكية، إلى اغتنام هذه الفرصة لتكرير هذه النفوط الرخيصة بعد إدخال التعديلات المناسبة، ويتوقع المحللون أن تؤدي هذه التطورات إلى تحويل الولايات المتحدة الأمريكية من مستورد إلى مصدر للمنتجات النفطية إلى الأسواق العالمية.

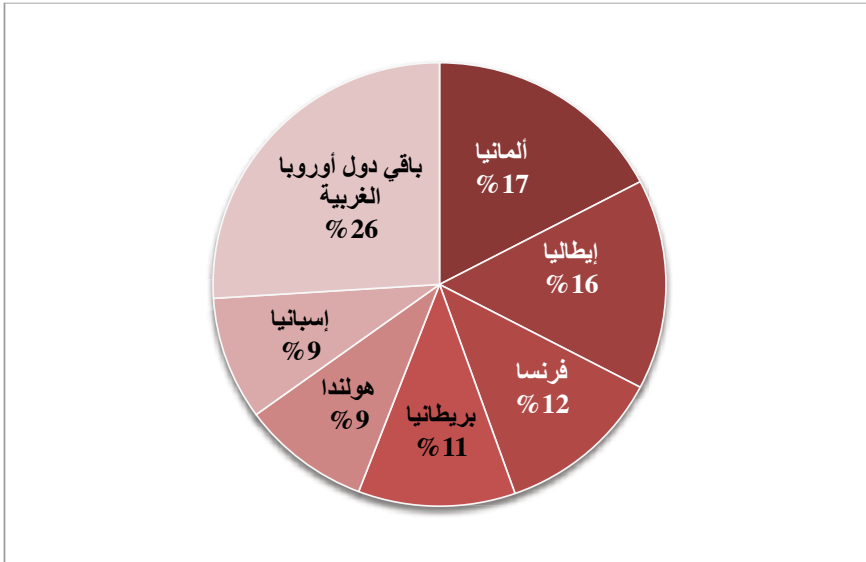
على الرغم من الفوائد الاقتصادية لتكرير النفط الخام غير التقليدي المنتج من رمال القار إلا أنه يشكل تحدياً كبيراً لصناعة التكرير في الولايات المتحدة، وذلك بسبب الأضرار التي تحدثها انبعاثات المصافي التي تكرر هذه الأنواع من النفوط الثقيلة على صحة الإنسان والبيئة.

الفصل الخامس

تطورات صناعة تكرير النفط في أوروبا الغربية

تبلغ الطاقة التكريرية في منطقة أوروبا الغربية 14407.4 ألف ب/ي، وتأتي في المرتبة الثالثة بنسبة 16% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم بداية عام 2014، وعدد المصافي العاملة 93 مصفاة. تتركز صناعة التكرير النفط في كل من ألمانيا وإيطاليا وفرنسا وبريطانيا وإسبانيا وهولندا. يبين الشكل (5-1) توزيع نسب الطاقة التكريرية في دول أوروبا الغربية بداية عام 2014. كما يبين الجدول (5-1) الطاقة التكريرية، وإجمالي طاقة العمليات التحويلية، ومتوسط مؤشر درجة تعقيد مصافي النفط العاملة في دول أوروبا الغربية بداية عام 2014.

الشكل 5-1: نسب الطاقة التكريرية في دول أوروبا الغربية بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الجدول 1-5: طاقة وعدد مصافي النفط في دول أوروبا الغربية بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

البلد	عدد المصافي	تقطير جوي	تكسير المخلفات الثقيلة	تحسين الرقم الأوكتاني	المعالجة الهيدروجينية	متوسط مؤشر تعقيد نيلسون
ألمانيا	15	2497.1	881	501.05	2023.02	7.41
إيطاليا	16	2210	1085	371.33	1277.75	6.97
فرنسا	11	1717.4	485	266.67	1176.56	5.94
بريطانيا	7	1617	586	407.34	1169.63	7.37
هولندا	6	1326	449	186.4	1090.87	7.58
إسبانيا	9	1294.5	533	232.75	825.38	6.99
بلجيكا	4	775	156	104.32	688.785	6.02
تركيا	4	613.28	106	52.217	232.605	4.00
السويد	5	493	145	99.19	268.54	5.45
اليونان	4	423	168	72.85	361.635	7.33
النرويج	2	319	106	38.74	126	4.71
البرتغال	2	304.17	86.2	50.182	201.537	6.17
فنلندا	2	258	181	50.06	298.325	11.16
النمسا	2	178	64.6	28.39	42.76	3.55
الدنمارك	1	175	43.1	47.125	139.4	6.17
سويسرا	2	136	40.8	36.8	66.4	5.74
إيرلندا	1	71	0	18.6	44.6	3.68
الإجمالي	93	14407	5117	2564	10033.8	6.73

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

5-1: طاقة مصافي النفط في دول أوروبا الغربية

تأتي ألمانيا في المرتبة الأولى، بطاقة تكريرية قدرها 2497.1 ألف ب/ي، بنسبة 17% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الغربية، وعدد المصافي 15 مصفاة بداية عام 2014.

تستورد ألمانيا كافة كميات النفط الخام اللازمة لتشغيل المصافي من روسيا (32%) والنرويج (18%)، والشرق الأوسط (13%)، والمملكة المتحدة (13%)، وليبيا (11%) (GBI, 2012)، يبين الجدول (2-5) طاقة مصافي النفط العاملة في ألمانيا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 2-5: طاقة مصافي النفط العاملة في ألمانيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Deutsche Shell AG	9.13	1965	327	Rheinland	رينلاند
Mineraloelraffinerie Oberrhein GMBH	8.46	1969	285	Karlsruhe	كارلسروه
Conoco Philips	4.55	1976	260	Wilhelmshaven	ويلهيمشيفن
BP PLC	9.88	1935	240	Gelsenkirchen	غيلسينكيرشين
PCK Raffinerie GMBH	8.45	1963	240	Schwedt	شويدت
Total SA	7.45	1994	227.4	Leuna, Spergau	ليوننا، سبيرغو
Bayernoil Raffineriegesellschaft mbH	5.95	1967	120	Vohburg-Byreuil	فوهبورغ-بيرن أويل
Tamoil	4.92	1935	110	Hamburg	هامبورغ
BP PLC	6.40	1968	110	Emsland Lingen	إنغولستادت
Deutsche Shell AG	4.92	1929	110	Harburg	هاربيرغ
Petroleum Holding AG	6.40	1963	110	Petroleum Ingolstadt	بترووليبوس
Holborn Europa Raffinerie GMBH	4.71	1972	105	Harburg	هاربورغ
Deutsche BP AG Erdol Raffinerie GMBH	11.26	1953	90.2	Lingen	لينغن
Klesch & Co.	7.05	1940	90	Heide	هايدي
OMV AG	6.52	1966	72.5	Burghausen	بيرغوسين
	7.41		2497.1	إجمالي ألمانيا	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تحتل إيطاليا المرتبة الثانية بطاقة تكريرية قدرها 2110 ألف ب/ي ونسبة 16% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الغربية، وعدد المصافي 16 مصفاة بداية عام 2014. يبين الجدول (3-5) طاقة مصافي النفط العاملة في إيطاليا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 3-5: طاقة مصافي النفط العاملة في إيطاليا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Saras SPA	9.12	1966	300	Sarroch	ساروك
Raffineria di Milazzo SPA & KPI	5.87	1961	240	Milazzo, Messina	ميلازو، ميسينا
ERG Raffinerie Medditerranee South	7.54	1955	238	Melilli, Sicily	ميليلي-سيسيلي
ERG Raffinerie Medditerranee North	3.47	1956	225	Priolo, Sicily	بريولو، سيسيلي
ExxonMobil Refining & Supply Co.	6.52	1949	190	Augusta, Siracusa	أوغوستا ساركوزا
Enii SPA	7.66	1963	160	Sannazzaro, Pavia	سانازارو، بافيا
Lukoil Europe Holding BV & ERG SpA	7.55	1960	160	Impianti Nord	إمبianti نوردي
ExxonMobil Refining & Supply Co.	7.29	1948	120	S. Martino Di Trecate	إس. مارتنو دي تريكات
Enii SPA	12.41	1963	100	Gela, Ragusa	غيل، راغو
Enii SPA	8.26	1967	90	Taranto	تاراننتو
ERG & Total	5.10	1965	90	Rome	روما
Api Raffineria di Ancona SPA	7.27	1950	85	Falconara,	فالكونارا
Eni SPA	4.27	1963	84	Livorno	ليفورنو
Italiana Energia E Servizi SPA	10.05	1946	55	Mantova	مانتوفا
Iplom SPA	3.11	1943	40	Busalla	بوسالا
Arcola Petrolifera SPA	1.00	1954	33	La Spezia	لاسبيزيا
	6.97		2210		إجمالي إيطاليا

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

تأتي فرنسا في المرتبة الثالثة، بطاقة تكريرية قدرها 1717.4 ألف ب/ي، ونسبة 12% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الغربية، وعدد المصافي 11 مصفاة بداية عام 2014. يبين الجدول (4-5) طاقة مصافي النفط العاملة في فرنسا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها، بداية عام 2014.

الجدول 4-5: طاقة مصافي النفط العاملة في فرنسا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
ExxonMobil Refining & Supply Co.	5.90	1933	270	Port Jerome	بورت جيروم
Total SA	7.86	1932	240	Gonfreville	غونفريفيل
Total SA	5.53	1933	231	Donges	دونغيس
Ineos	4.59	1933	210	Lavera	لافيرا
Petroplus Holdings AG	4.37	1929	161.8	Petit Couronne	بيتيت كورون
Total SA	6.46	1935	155	La Mede	لاميدي
ExxonMobil Refining & Supply Co.	5.89	1965	143	Fos sur Mer	فوس سير مير
Total SA	5.94	1964	120	Feyzin	فايزين
Total SA	7.18	1966	100	Grandpuits	غراندبوتس
LyondellBasell Industries	5.69	1931	80	Berre l'Etang	بيرري ليتانغ
Calos	7.23	1932	6.6	Dunkirk	دنكيرك
	5.94		1,717.4	إجمالي فرنسا	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تحتل بريطانيا المرتبة الرابعة، بطاقة تكريرية قدرها 1617 ألف ب/ي، بنسبة 11% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الغربية، وعدد المصافي 7 مصافي. يبين الجدول (5-5) طاقة مصافي النفط العاملة في بريطانيا وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 5-5: طاقة مصافي النفط العاملة في بريطانيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
ExxonMobil Refining & Supply Co.	7.08	1921	330	Fawley	فاولي
Essar UK Ltd.	6.42	1924	296	Stanlow	ستانلو
Conoco Phillips	10.89	1969	230	South Killingholme	ساوث كيلينغهوم
Total SA	6.02	1968	223	Humberside	هومبيرسايد
Valero Energy Corp.	8.94	1964	220	Pembroke	بيمبروك
Ineos	4.73	1924	210	Grangemouth	غرانغيموث
Murco Petroleum Ltd.	8.10	1973	108	Milford Haven	ميلفورد هافين
	7.37		1617	إجمالي بريطانيا	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تأتي هولندا في المرتبة الخامسة بطاقة تكريرية قدرها 1326 ألف ب/ي، ونسبة 9% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الغربية، وعدد المصافي (6) مصافي بداية عام 2014. يبين الجدول (5-6) طاقة مصافي النفط العاملة في هولندا وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 5-6: طاقة مصافي النفط العاملة في هولندا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
روتردام	400	1967	7.42	PLC BP
برنيس	416	1954	6.17	Nederland Raffinaderij BV Shell
روتردام	190	1960	10.72	Supply Co & Refining ExxonMobil
فيسينغن	160	1970	8.80	Total SA & Lukoil
روتردام	80	1994	6.54	Europort Kock
روتردام	80	1985	6.54	Petroleum Europoort BV Kuwait
إجمالي هولندا	1326		7.58	

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

تعتبر إسبانيا من الدول الأوروبية التي تتميز أيضاً بامتلاك صناعة تكرير نفط متطورة وتأتي في المرتبة السادسة بطاقة تكريرية إجمالية قدرها 1294.5 ألف ب/ي بنسبة 9% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الغربية وعدد المصافي (9) مصافي بداية عام 2014. يبين الجدول (5-7) طاقة مصافي النفط العاملة في إسبانيا وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 5-7: طاقة مصافي النفط العاملة في إسبانيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
كاديذ	240	1967	5.72	Cia. Espanola de Petroles SA
موسكيز فيسكيا	240	1951	6.94	Petronor SA
تيراغونا	160	1968	7.21	Repsol YPF SA
بيورتيلانو	140	1965	9.59	Repsol YPF SA
لاكورونا	120	1966	7.68	Repsol YPF SA
كاستيلون ديلا بلانا	104.5	1978	9.09	BP PLC
هولفا	100	1967	8.10	Cia. Espanola de Petroles SA
كارتاغينا موركي	100	1958	4.20	Repsol YPF SA
تنبيريفي	90	1930	4.52	Cia. Espanola de Petroles SA
إجمالي إسبانيا	1,294.5		6.99	

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

أما باقي دول أوروبا الغربية فتمتلك مصافي نفط متنوعة من حيث الطاقة التكريرية ودرجة التعقيد، بطاقة تكريرية إجمالية قدرها 3727.3 ألف ب/ي، بنسبة 26% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الغربية، وعدد المصافي 29 مصفاة في بداية عام 2014. **الجدول (5-8)** طاقة مصافي النفط العاملة في باقي دول أوروبا الغربية، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 5-8: طاقة مصافي النفط العاملة في باقي دول أوروبا الغربية
بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	البلد/ اسم المصفاة	
بلجيكا					
AB Nynas Petroleum NV	6.99	1951	360	Antwerp	أنتويرب
ExxonMobil Refining & Supply Co.	6.76	1953	270	Antwerp	أنتويرب
Vitol Group	2.19	1968	110	Antwerp	أنتويرب
Total SA	2.38	1950	35	Antwerp	أنتويرب
	6.02		775		إجمالي بلجيكا
تركيا					
Turkish Petroleum Refineries Corp.	4.29	1961	251.6	Izmit	إزميت
Turkish Petroleum Refineries Corp.	3.59	1972	226.44	Aliaga-Izmir	ألياجا- إزمير
Turkish Petroleum Refineries Corp.	4.52	1986	113.22	Kirikkale	كيريكال
Turkish Petroleum Refineries Corp.	2.31	1955	22.015	Batman, Siirt	باتمان، سييرت
	4		613.275		إجمالي تركيا
السويد					
AB Nynas Petroleum	7.09	1975	210	Brofjorden	بروفجوردين
AB Nynas Petroleum	5.18	1967	100	Gothenburg	غوثنبرغ
Preem Raffinaderi AB	2.04	1928	90	Nynashamn	نيناشامن
Preem Raffinaderi AB	5.66	1946	80	Gothenburg	غوثنبرغ
Shell Raffinaderi AB	3.3	1930	13	Gothenburg	غوثنبرغ
	5.45		493		إجمالي السويد
اليونان					
Hellenic Petroleum SA	8.68	1962	146.5	Aspropyrgos	أسبروبيرغوس
Hellenic Petroleum SA	13.05	1978	110	Aghii Theodori	أغي ثيودوري

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	البلد/ اسم المصفاة	
Hellenic Petroleum SA	1.06	1964	100	Elefsis	إليفسيس
Motor Oil (Hellas) Corinth Refineries SA	4.35	1967	66.5	Thessaloniki	ثيسالونيكي
	7.33		423		إجمالي اليونان
النرويج					
Mongstad Refining	5.23	1972	203	Mongstad	مونغستاد
ExxonMobil Refining & Supply Co.	3.8	1961	116	Slagen	سلاغين
	4.71		319		إجمالي النرويج
البرتغال					
Galp Energia	5.93	1978	212.895	Sines	ساينيس
Galp Energia	6.74	1969	91.277	Leca da Palmeira,	ليكا دابالمبيرا
	6.17		304.172		إجمالي البرتغال
فنلندا					
Neste Oil	12.4	1965	200	Porvoo	بورفو
Neste Oil	6.89	1958	58	Naantali	نانتالي
	11.16		258		إجمالي فنلندا
الدنمارك					
Dansk Statoil AS	2.91	1960	110	Kalundborg	كالونديبرغ
AS Dansk Shell	4.58	1966	68	Fredericia	فريدريكيا
	3.55		178		إجمالي الدنمارك
النمسا					
OMV AG	6.17	1960	175	Schwechat	شويخات
سويسرا					
Tamoil SA	5.74	1962	68	Collombey	كولومبي
Petroplus Refining Cessier	5.74	1966	68	Cessies-Petroplus	سيسيس- بترولاس
	5.74		136		إجمالي سويسرا
إيرلندا					
Phillips 66	3.68	1954	71	Whitegate	وايت غيت
			3745.5		إجمالي باقي دول أوروبا الغربية

المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-5: المصافي المغلقة في أوروبا الغربية

شهدت أوروبا الغربية في العقدين الماضيين إغلاق العديد من المصافي لأسباب مختلفة يعود معظمها إلى تراجع الطلب على المنتجات النفطية، وتزايد شدة المنافسة، والتوجه نحو استخدام الوقود البديل، إضافة إلى أسباب أخرى فنية تتعلق بضعف كفاءة المصفاة وارتفاع تكاليف التشغيل والصيانة. (CGES, 2012) يبين الجدول (5-9) طاقة مصافي النفط التي أغلقت في أوروبا الغربية في الفترة (2000-2013). كما شهدت أوروبا الغربية في تلك الفترة بيع بعض مصافي النفط إلى شركات أجنبية. (Elliott, S., 2013) يبين الجدول (5-10) صفقات نقل ملكية مصافي النفط في أوروبا الغربية في الفترة (2000-2013).

الجدول 5-9: مصافي النفط المغلقة في أوروبا الغربية في الفترة (2000-2013) ألف ب/ي

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	المالك	تاريخ الإغلاق
ألمانيا			
فوهرغ/ إنغولشتاد	80	Bayernoil Raffineriegesellschaft GMBH	2008
سالزبرغن	30	H&R Chemisch-Pharmazeutische Spezialitaeten GMBH	2009
هامبرغ	70	H&R Oelwerke Schindler GMBH	2011
فرنسا			
فلاندرس	160	Total SA	2010
ريتشستيت-فيندينهايم	85	Petroplus Holdings AG	2010
إيطاليا			
كريمونا	90	Timoil	2011
بورتو مارغيرا	70	Enni SPA	2013
هولندا			
أمستردام	10	Smid & Hollander Raffinaderij BV	2009
تركيا			
مرسين	95	Anadolu Tasfiyehanesi AS	2007
نارلي/كهرمانماراس	6	Ersan Petrol Sanayii AS	2002
المملكة المتحدة			
إيستام	27	AB Nynas Petroleum	2010
كوريتون إسكس	222	Petroplus Holdings AG	2012
تيسايد-بتروليبوس	117	Petroplus Holdings AG	2012

المصدر: (CGES, 2012)

الجدول 5-10: صفقات نقل ملكية مصافي النفط في أوروبا الغربية في الفترة (2000-2013) ألف ب/ي

التاريخ	البائع	الطاقة التكريرية	المشتري	اسم المصفاة/الموقع	
2011	Royal Dutch Shell	296	Essar Energy	StanlowUK	ستانلو: المملكة المتحدة
2011	Chevron	220	Valero Energy	Pembroke,UK	بيمبروك- المملكة المتحدة
2011	Ineos	420	PetroChina	Grangemouth,UK	غرانغماوث، المملكة المتحدة
2010	Royal Dutch Shell	87	Keele Oy	Gothenburg	غوثنبرج، السويد
2010	Royal Dutch Shell	90	Klesch & Co.	Heide,	هايدي، ألمانيا
2009	Total	158	Lukoil	TRN	تي آر تي، هولندا
2008	ERG	320	Lukoil	ISAB,	آي س آي بي، إيطاليا
2008	Royal Dutch Shell	239	Petrolplus	Petit Couronne and Peichstett	بنيت كورني و بيشستي، فرنسا
2008	Royal Dutch Shell	105	LyondellBasell	Berre L'Etang,	بري إل إيتانج، فرنسا
2007	Total	108	Petroleum Murco	Milford Haven, UK	ميلفورد هافن، المملكة المتحدة
2007	IES	52	MOL	Mantova, Italy	مانتوفا، إيطاليا
2007	BP	172	Petroplus	Coryton, UK	كوريون، المملكة المتحدة
2007	ConocoPhillips	165	Eni	Kralupy and Litvinov	كرالبي و ليتفينوف، التشيك
2007	ExxonMobil	110	Petroplus	Ingolstadt	انغولستات، ألمانيا
2007	Chevron	400	BP	Rotterdam,	روتردام، هولندا
2006	Yukos-Lithuanian	260	PKN Orlen	Mazeikiu Nafta,	مازنكيو نافتا، ليتوانيا
2006	European Petroleum Holdings	115	Petroplus	BRC, Belgium	بي آر سي، بلجيكا
2006	Louis Dreyfus Energy Holdings	275	ConocoPhillips	Wilhelmshaven	ويلهيلمشافين، ألمانيا
2003	BP	260	OMV	Bayernoil,	بايرن أويل، ألمانيا

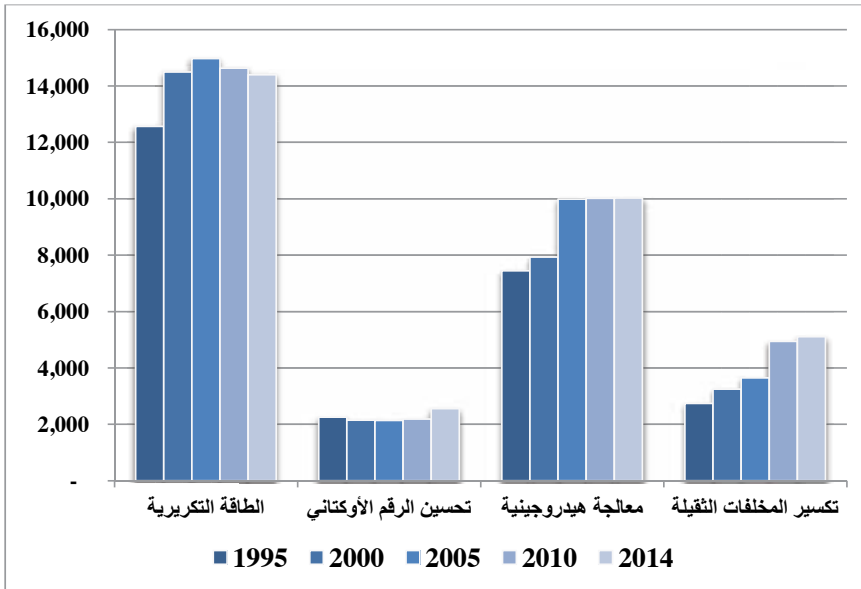
المصدر: KPMG, 2012

نشأ في الآونة الأخيرة جدل في مراكز الأبحاث الأوروبية حول الانعكاسات المحتملة من إغلاق العديد من مصافي النفط لعجزها عن المنافسة في الأسواق العالمية والمحلية، ويعتقد العديد من المحللين أن ذلك سيؤثر سلباً على أمن الطاقة في دول أوروبا الغربية، واحتمال تنامي الاعتماد على الاستيراد لتلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية. (KPMG, 2012)

3-5: الأداء التشغيلي لمصافي النفط في أوروبا الغربية

تتميز معظم مصافي النفط في أوروبا الغربية بارتفاع درجة تعقيدها لاحتوائها على طاقات عالية من العمليات اللاحقة، كوحدات تكسير المخلفات الثقيلة، ووحدات المعالجة الهيدروجينية، مما يمكنها من إنتاج مشتقات نفطية ذات جودة عالية من حيث مطابقتها لمتطلبات المعايير البيئية. كما ساهم تخفيض الطاقة التكريرية في أوروبا الغربية الناتج عن إغلاق العديد من المصافي الصغيرة في تحسين أداء صناعة التكرير خلال العقد الماضي، مع استمرار الزيادة في طاقة العمليات اللاحقة. **الشكل (2-5)** تطور الطاقة التكريرية وطاقة العمليات اللاحقة في مصافي أوروبا الغربية خلال الفترة (1995-2014).

الشكل 2-5: تطور الطاقة التكريرية وطاقة العمليات اللاحقة في مصافي أوروبا الغربية خلال الفترة (1995-2014) ألف ب/ي

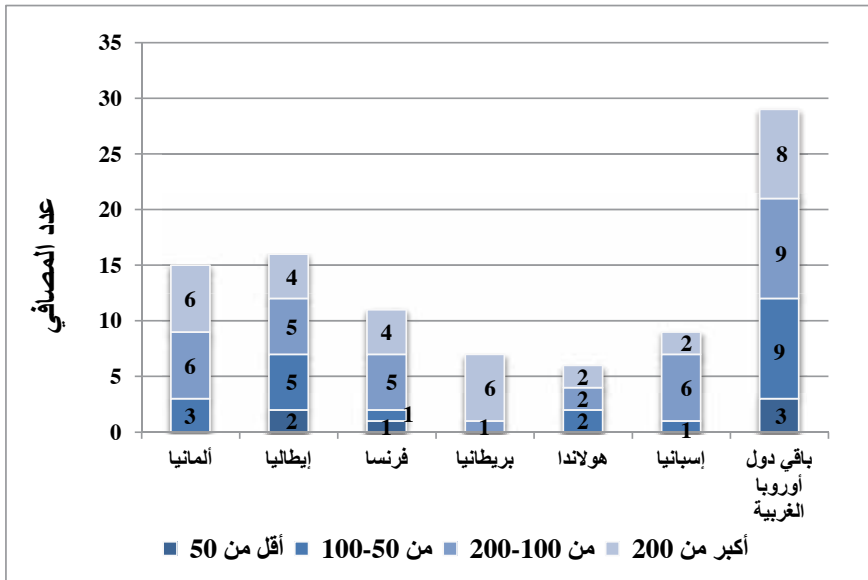


المصدر: أوابك- تقرير الأمين العام السنوي

1-3-5: تصنيف مصافي النفط في أوروبا الغربية حسب الحجم

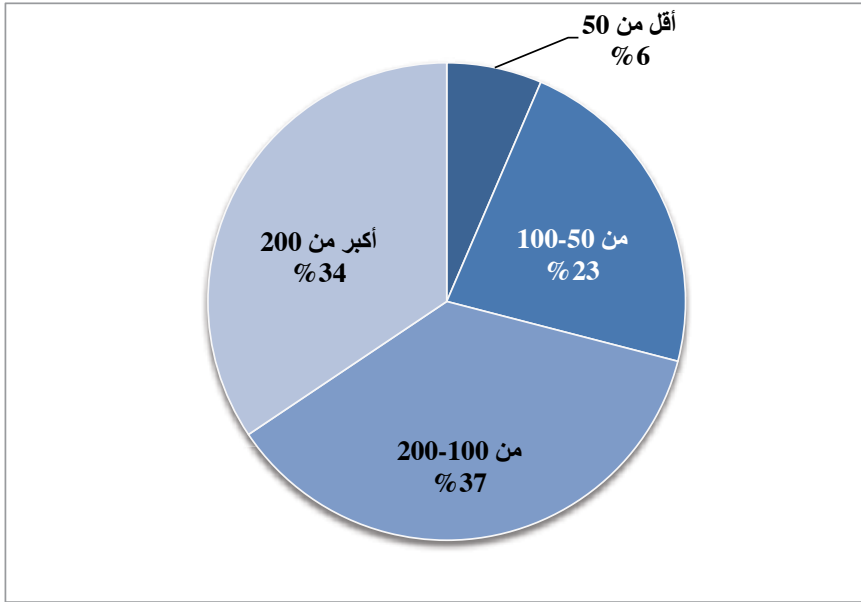
معظم مصافي النفط في أوروبا الغربية ذات طاقة تكريرية من الحجم الكبير والمتوسط، حيث بلغ عدد المصافي التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 32 مصفاة في عام 2014، بنسبة 34% من إجمالي عدد المصافي، كما وصل عدد المصافي متوسطة الحجم التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي إلى 34 مصفاة بنسبة 37%، وعدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها بين 50-100 ألف ب/ي 21 مصفاة، بينما بلغ عدد المصافي الصغيرة جداً، التي لا تزيد طاقتها عن 50 ألف ب/ي 6 مصافي فقط، بنسبة 6% من إجمالي مصافي النفط العاملة في أوروبا الغربية. يبين الشكل (3-5) تصنيف مصافي النفط في أوروبا الغربية حسب الحجم بداية عام 2014، كما يبين الشكل (4-5) توزيع نسب مصافي أوروبا الغربية حسب الحجم بداية عام 2014.

الشكل 3-5: تصنيف مصافي النفط في دول أوروبا الغربية حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 4-5: توزيع نسب مصافي أوروبا الغربية حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

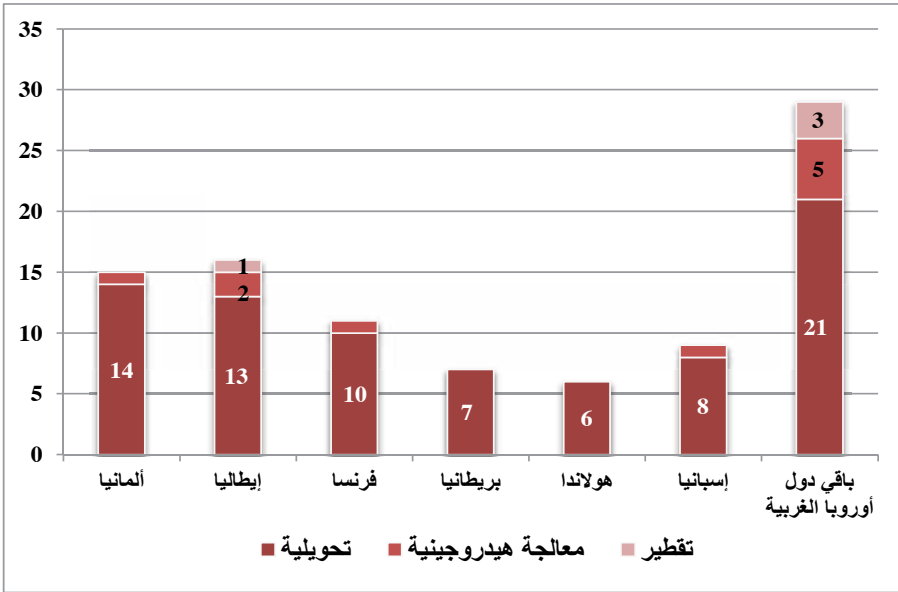


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

5-3-2: تصنيف مصافي النفط في أوروبا الغربية حسب النوع

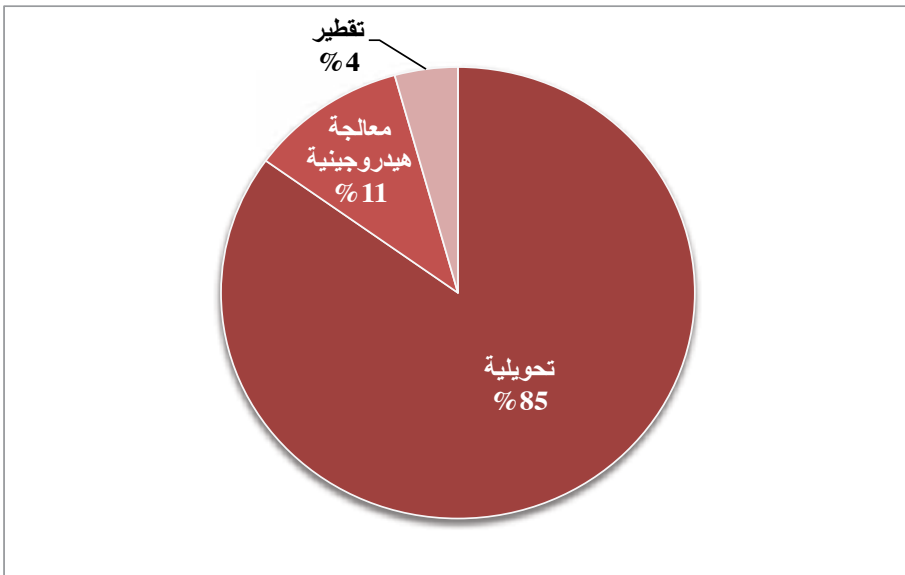
بلغ عدد المصافي التحويلية 81 مصفاة عام 2014 بنسبة 85% من إجمالي عدد المصافي في أوروبا الغربية، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 10 مصافي بنسبة 11%، أما مصافي التقطير فبلغ عددها 4 مصافي فقط بنسبة 4%. يبين **الشكل (5-5)** تصنيف عدد مصافي النفط في أوروبا الغربية حسب النوع عام 2014، كما يبين **الشكل (6-5)** توزيع نسب مصافي أوروبا الغربية حسب النوع بداية عام 2014.

الشكل 5-5: تصنيف مصافي النفط في دول أوروبا الغربية حسب النوع بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 5-6: توزيع نسب مصافي أوروبا الغربية حسب النوع بداية عام 2014

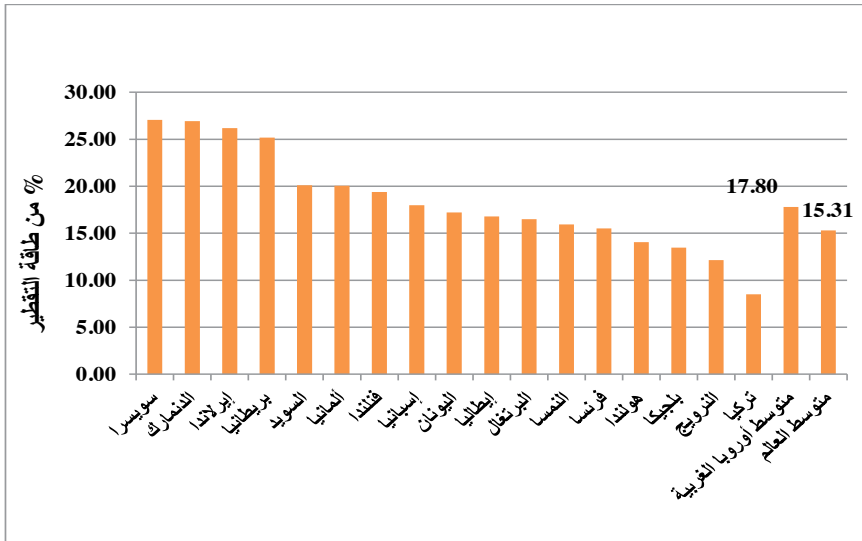


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-3-5: طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين

بلغت نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين في مصافي دول أوروبا الغربية 17.80% من طاقة تقطير النفط بداية عام 2014، وهي أعلى من متوسط مصافي العالم. يبين الشكل (5-7) نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أوروبا الغربية بداية عام 2014.

الشكل 5-7: نسبة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني إلى تقطير النفط في مصافي أوروبا الغربية بداية عام 2014

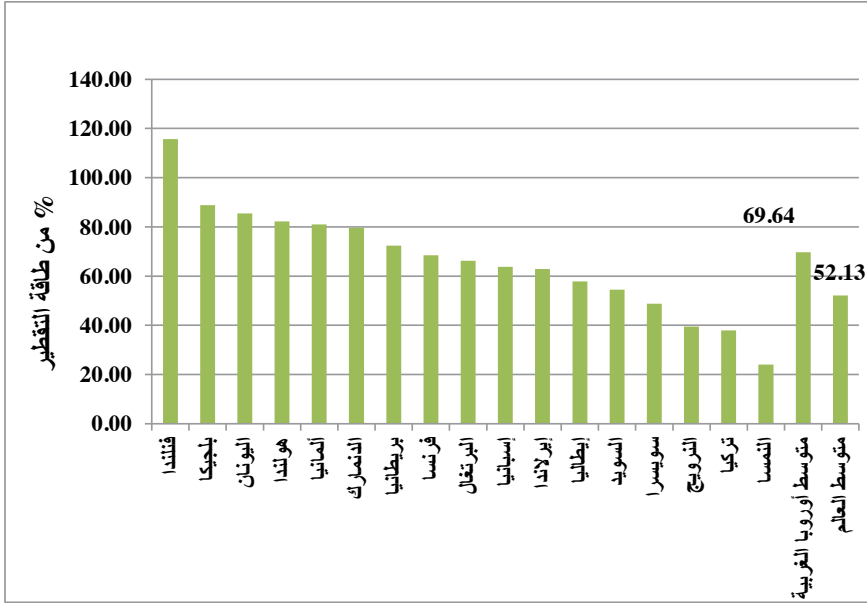


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-3-5: طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية

بلغت نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الغربية 69.64% بداية عام 2014، وهي نسبة أعلى من متوسط مصافي العالم. وهذا يعكس مدى التزام الدول الأوروبية بتحسين مواصفات المنتجات النفطية بما يتلاءم مع متطلبات المعايير الخاصة بحماية البيئة من التلوث. يبين الشكل (5-8) نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الغربية بداية عام 2014.

الشكل 5-8: نسبة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أوروبا الغربية بداية عام 2014

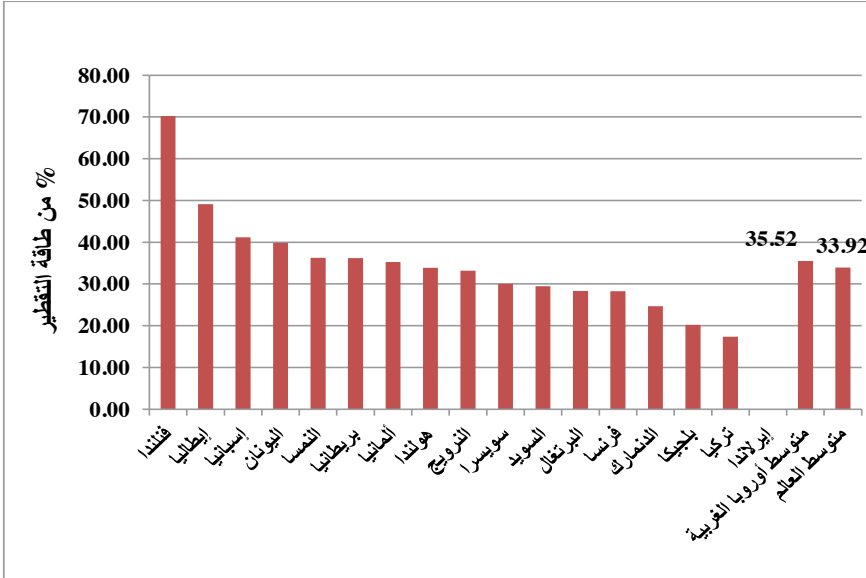


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

5-3-5: طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة

بلغت نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة التي تتكون من عمليات التكسير الحراري والهيدروجيني للمخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الغربية 35.48% من طاقة تقطير النفط الخام بداية عام 2014، وهي أعلى من متوسط مصافي العالم. يبين الشكل (5-9) نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أوروبا الغربية بداية عام 2014.

الشكل 5-9: نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أوروبا الغربية بداية عام 2014

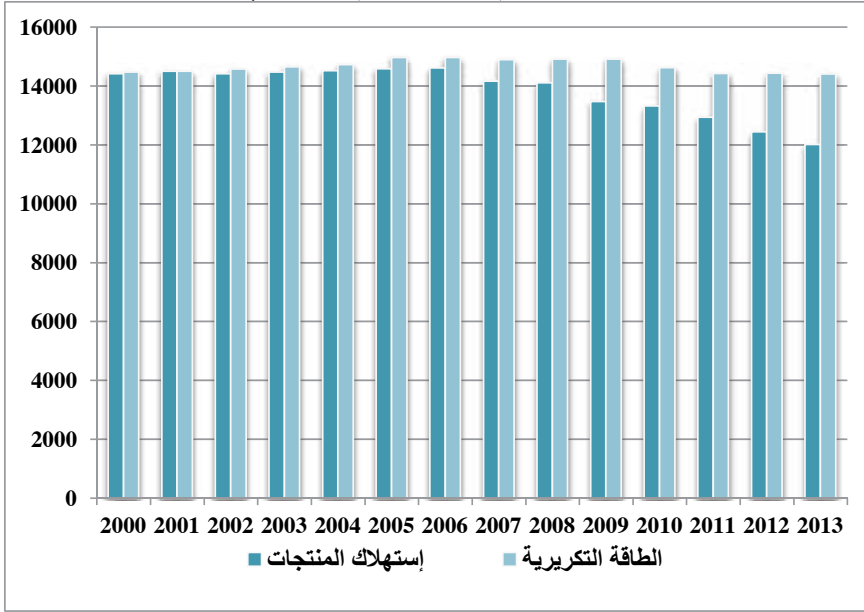


المصدر: أوإبك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-5: تطور الطاقة التكريرية والطلب على المنتجات النفطية

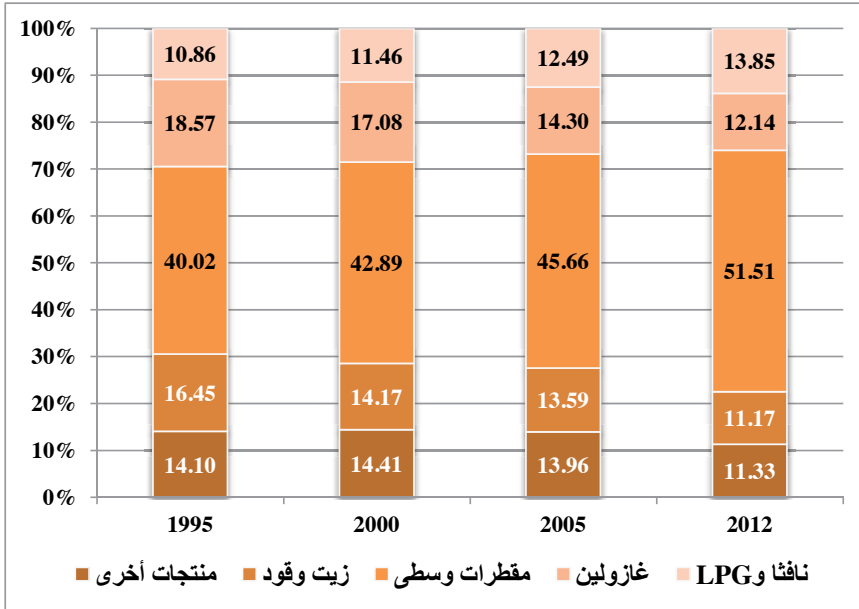
واجهت صناعة التكرير في أوروبا الغربية مشكلة انخفاض ربحيتها بسبب تراجع الطلب على المنتجات النفطية، مما أدى إلى إغلاق العديد من المصافي، وبالتالي تراجع الطاقة التكريرية خلال العقود الأربعة الماضية، ولم تشهد المنطقة إنشاء أية مصفاة جديدة، بل ركزت على تطوير وتوسيع المصافي القائمة، مع التوسع في طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة لتحويلها إلى منتجات خفيفة، بهدف تحسين ربحيتها وتمكينها من تعديل هيكل الإنتاج بما يتوافق مع هيكل الطلب على المنتجات النفطية في السوق المحلية، فارتفعت نسبة عمليات التكرير اللاحقة إلى طاقة التقطير في العقود الماضية بالتزامن مع تراجع الطاقة التكريرية. **الشكل (5-10)** تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في منطقة أوروبا الغربية خلال الفترة (2000-2013).

الشكل 5-10: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في أوروبا الغربية خلال الفترة (2000-2013) ألف ب/ي



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

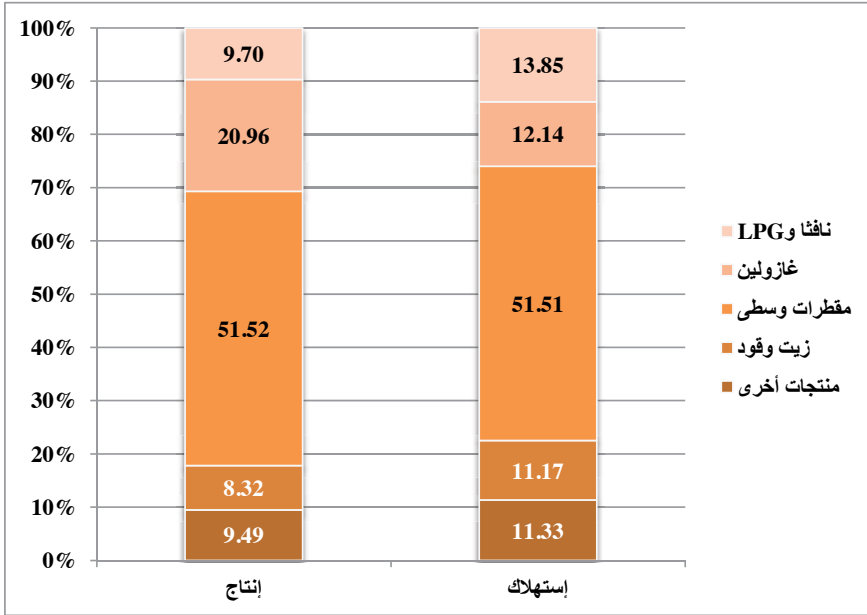
واجهت مصافي النفط في أوروبا الغربية مشكلة تنامي الطلب على المنتجات الوسطى، وخاصة وقود الديزل، وانخفاضه على الغازولين وزيت الوقود، حيث ارتفعت نسبة استهلاك المقطرات الوسطى من 40.02% من إجمالي استهلاك المنتجات النفطية في عام 1995 إلى 51.51% في عام 2012، بينما انخفضت نسبة الطلب على الغازولين من 18.57% في عام 1995 إلى 12.14% في عام 2012، كما انخفضت نسبة زيت الوقود من 16.45% في عام 1995 إلى 11.17% من إجمالي استهلاك المنتجات في عام 2012. ويبين **الشكل 5-11** تطور هيكل استهلاك المنتجات النفطية في أوروبا الغربية خلال الفترة (1995-2012). (Calzado, F., et al., 2013)

الشكل 5-11: تطور هيكل استهلاك المنتجات النفطية في أوروبا الغربية (1995-2012)

المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

على الرغم من التغير في هيكل الطلب على المنتجات النفطية حافظ ميزان الإنتاج والاستهلاك على توازنه في منطقة أوروبا الغربية، باستثناء غاز البترول المسال (LPG) والنافثا وزيت الوقود، حيث بلغت نسبة الغاز البترولي المسال والنافثا في هيكل الطلب 9.70% بينما بلغت في هيكل الإنتاج 13.85%، وبلغت نسبة زيت الوقود في هيكل الإنتاج 8.32% بينما بلغت نسبته في هيكل الطلب 11.17% في عام 2012، أما نسبة المقطرات الوسطى في هيكل الطلب فبلغت 51.51%، بينما في هيكل الإنتاج 51.52% مما يشير إلى مواكبة الإنتاج لمستوى الطلب، ويعود ذلك إلى قدرة المصافي على التحكم بنوعية المنتجات وسياسة توجيه الاستهلاك لتحقيق التوازن بين العرض والطلب. يبين الشكل (5-12) ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في أوروبا الغربية عام 2012.

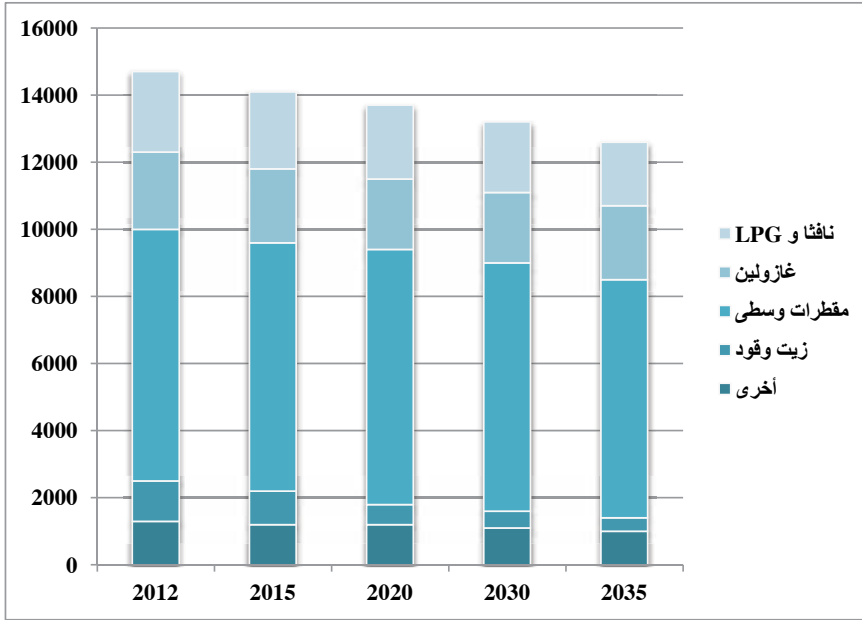
الشكل 5-12: ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات في أوروبا الغربية عام 2012



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013.

كما يتوقع استمرار تراجع معدل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أوروبا الغربية في العقدين القادمين، وذلك نتيجة سياسة دعم وتشجيع الوقود الحيوي، وتطبيق برامج ترشيد استهلاك الطاقة وتحسين كفاءة استخدامها في محركات وسائل النقل، حيث سينخفض إجمالي الطلب من 14.7 مليون ب/ي في عام 2012 إلى 12.6 مليون ب/ي بحلول عام 2035، وسيبقى معدل الطلب على كل من الغازولين والديزل ثابتاً نظراً لتوقع تراجع معدل التحول من استهلاك الغازولين إلى الديزل في الأعوام القادمة، بينما سيتراجع الطلب على زيت الوقود بشكل ملحوظ. يبين الشكل (5-13) توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في أوروبا الغربية خلال العقدين القادمين. (Cuthbert, N., et al, 2011).

الشكل 5-13: توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في أوروبا الغربية خلال الفترة (2012-2035) ألف ب/ي



المصدر: أوبك 2013، World Oil Outlook

5-5: التشريعات البيئية ومواصفات المنتجات

تتصدر أوروبا الغربية المرتبة الأولى في العالم من حيث صرامة معايير مواصفات المنتجات النفطية بما يتوافق مع الاهتمام بحماية البيئة من التلوث، وأصبحت نموذجاً للمقارنة في تقييم مدى قدرة المصفاة على تلبية متطلبات التشريعات البيئية في مواصفات المنتجات النفطية. وقد تدرجت عملية إصدار تشريعات مواصفات المنتجات في عدة مراحل منذ تسعينات القرن الماضي إلى أن وصلت إلى هذه المرحلة المتقدمة في عام 2009. يبين الجدول (5-11) التطور التاريخي لنسبة الكبريت في الغازولين والديزل في معايير الاتحاد الأوروبي، كما يبين الجدول (5-12) التطور المتوقع لنسبة الكبريت في الغازولين والديزل في أوروبا الغربية في العقدَيْن القادمين. (GBI, 2012)

الجدول 11-5: التطور التاريخي لنسبة الكبريت في الغازولين والديزل في الاتحاد الأوروبي

التاريخ	1993	1996	2000	2005	2009
المعيار	يورو-1	يورو-2	يورو-3	يورو-4	يورو-5
نسبة الكبريت في الغازولين، جزء في المليون، حد أقصى	1000	500	150	50	10
نسبة الكبريت في الديزل، جزء في المليون حد أقصى	2000	500	350	50	10

المصدر: Hart Energy, 2013

الجدول 12-5: توقعات تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في أوروبا الغربية (جزء في المليون)

المنتج	2013	2015	2020	2025	2030	2035
الغازولين	12	10	10	10	10	10
الديزل	13	10	10	10	10	10

المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2013

5-6: التطورات المستقبلية لصناعة التكرير في منطقة أوروبا الغربية

إن وجود فائض في الطاقة التكريرية جعل مشاريع توسيع طاقة تقطير النفط الخام في أوروبا الغربية محدودة في كل من البرتغال من خلال مشروع مصفاة غالب إنيرجيا (Galp Energia) بطاقة تكريرية قدرها 70 ألف ب/ي، وتركيا التي تخطط لإنشاء ثلاث مصاف جديدة بطاقة تكريرية إجمالية قدرها 710 ألف ب/ي، بينما يتوقع أن تستمر مشاريع تطوير المصافي القائمة لرفع درجة تعقيدها بهدف تعديل هيكل الإنتاج بما يتوافق مع زيادة الطلب على الديزل وانخفاضه على الغازولين وزيت الوقود، وذلك من خلال إنشاء وحدات تحويلية تركز على عمليات التكسير الهيدروجيني أكثر من عمليات التكسير بالعامل الحفاز المائع، إضافة إلى التركيز على إنشاء عمليات معالجة هيدروجينية للمشتقات الوسطى لتحسين التزام المصافي بمتطلبات التشريعات البيئية الصارمة الخاصة بتخفيض محتوى الكبريت في وقود وسائل النقل، وخاصة الديزل والغازولين. يبين الجدول (5-13) مصافي النفط المخطط إنشاؤها في أوروبا الغربية خلال الفترة (2012-2018).

الجدول 5-13: المصافي المخطط إنشاؤها في أوروبا الغربية (2012-2018) ألف ب/ي

البلد / اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	المالك	تاريخ التشغيل
البرتغال			
غالبا إنبرجيا	Galp Energia	70	Galp Energia
تركيا			
ألياغا	Aliaga	201	Socar/Turcas
جيهان	Ceyhan	300	Calic/Indian Oil
جيهان	Ceyhan	200	Petrol Ofisi/OMV

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

7-5: الخلاصة والاستنتاجات

تبلغ الطاقة التكريرية في منطقة أوروبا الغربية 14407.4 ألف ب/ي، وتأتي في المرتبة الثالثة بنسبة 16% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي العاملة 93 مصفاة بداية عام 2014.

تأتي ألمانيا في المرتبة الأولى، بطاقة تكريرية قدرها 2497.1 ألف ب/ي، بنسبة 17% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الغربية، وعدد المصافي 15 مصفاة، تليها إيطاليا بنسبة 16%، بطاقة تكريرية قدرها 2110 ألف ب/ي وعدد المصافي 16 مصفاة. وتأتي فرنسا في المرتبة الثالثة، بطاقة تكريرية قدرها 1717.4 ألف ب/ي، بنسبة 12%، وعدد المصافي 11 مصفاة، كما تأتي بريطانيا في المرتبة الرابعة، بطاقة تكريرية قدرها 1617 ألف ب/ي، بنسبة 11%، وعدد المصافي 7 مصافي، وفي المرتبة الخامسة تأتي هولندا بطاقة تكريرية قدرها 1326 ألف ب/ي، ونسبة 9%، وعدد المصافي 6 مصافي. أما باقي دول أوروبا الغربية فتمتلك مصافي نفط متنوعة من حيث الطاقة التكريرية ودرجة التعقيد، بطاقة تكريرية إجمالية قدرها 3727.3 ألف ب/ي، ونسبة 26% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الغربية، وعدد المصافي 29 مصفاة بداية عام 2014.

شهدت أوروبا الغربية في العقدین الماضیین إغلاق العديد من المصافي لأسباب مختلفة يعود معظمها إلى تراجع الطلب على المنتجات النفطية، وتزايد شدة المنافسة، والتوجه نحو استخدام الوقود البديل، إضافة إلى أسباب أخرى فنية تتعلق بضعف كفاءة المصفاة وارتفاع تكاليف التشغيل والصيانة.

تتميز معظم مصافي النفط في أوروبا الغربية بارتفاع درجة تعقيدها لاحتوائها على طاقات عالية من العمليات التحويلة اللاحقة، كوحدات تحويل المخلفات الثقيلة، ووحدات المعالجة الهيدروجينية، مما يمكنها من إنتاج مشتقات نفطية ذات جودة عالية تلبي متطلبات المعايير البيئية الأكثر صرامة في العالم.

معظم مصافي النفط في أوروبا الغربية ذات طاقة تكريرية من الحجم الكبير والمتوسط، حيث بلغ عدد المصافي التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 32 مصفاة في عام 2014، بنسبة 34% من إجمالي عدد المصافي، كما وصل عدد المصافي متوسطة الحجم التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي إلى 34 مصفاة بنسبة 37%، وعدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها بين 50-100 ألف ب/ي 21 مصفاة بنسبة 23%، بينما بلغ عدد المصافي الصغيرة جداً، التي لا تزيد طاقتها عن 50 ألف ب/ي 6 مصافي فقط، بنسبة 6% من إجمالي عدد مصافي أوروبا الغربية بداية عام 2014.

بلغ عدد المصافي التحويلية 81 مصفاة عام 2014 بنسبة 85% من إجمالي عدد المصافي في أوروبا الغربية، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 10 مصافي بنسبة 11%، أما مصافي التقطير فبلغ عددها 4 مصافي فقط بنسبة 4%.

بلغت نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين في مصافي دول أوروبا الغربية 17.18% من طاقة تقطير النفط بداية عام 2014، وهي أعلى من متوسط مصافي العالم.

كما بلغت نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الغربية 69.64% بداية عام 2014، وهي أعلى من متوسط مصافي العالم.

واجهت مصافي النفط في أوروبا الغربية مشكلة تنامي الطلب على المنتجات الوسطى، وخاصة وقود الديزل، وانخفاضه على الغازولين وزيت الوقود. وعلى الرغم من التغير في هيكل الطلب على المنتجات النفطية، حافظ ميزان الإنتاج والاستهلاك على توازنه، مما يشير إلى مواكبة الإنتاج لمستوى الطلب، ويعود ذلك إلى قدرة المصافي على التحكم بنوعية المنتجات وسياسة توجيه الاستهلاك المتبعة لتحقيق التوازن بين العرض والطلب.

كما يتوقع استمرار تراجع معدل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أوروبا الغربية في العقدين القادمين، وذلك نتيجة سياسة دعم وتشجيع استخدام الوقود الحيوي، وتطبيق برامج ترشيد استهلاك الطاقة وتحسين كفاءة استخدامها في محركات وسائل النقل، وسيبقى معدل الطلب على كل من الغازولين والديزل ثابتاً نظراً لتوقع تراجع معدل التحول من استهلاك الغازولين إلى الديزل في الأعوام القادمة، بينما سيتراجع الطلب على زيت الوقود بشكل ملحوظ.

تتصدر أوروبا الغربية المرتبة الأولى في العالم من حيث صرامة معايير مواصفات المنتجات البترولية بما يتوافق مع الاهتمام بحماية البيئة من التلوث، وأصبحت نموذجاً لتقدير مدى قدرة المصفاة على تلبية متطلبات التشريعات البيئية في مواصفات المنتجات النفطية. وقد تدرجت عملية إصدار تشريعات مواصفات المنتجات في عدة مراحل منذ تسعينات القرن الماضي إلى أن وصلت إلى هذه المرحلة المتقدمة في عام 2009.

إن وجود فائض في الطاقة التكريرية جعل مشاريع توسيع طاقة تقطير النفط الخام في أوروبا الغربية محدودة في كل من البرتغال وتركيا، بينما يتوقع أن تستمر مشاريع تطوير المصافي القائمة لرفع درجة تعقيدها بهدف تعديل هيكل الإنتاج بما

يتوافق مع زيادة الطلب على الديزل وانخفاضه على الغازولين وزيت الوقود، وذلك من خلال إنشاء وحدات تحويلية تركز على عمليات التكسير الهيدروجيني أكثر من عمليات التكسير بالعامل الحفاز المائع، إضافة إلى التركيز على إنشاء عمليات معالجة هيدروجينية للمشتقات الوسطى لتحسين التزام المصافي بمتطلبات التشريعات البيئية الصارمة الخاصة بتخفيض محتوى الكبريت في وقود وسائل النقل، وخاصة الديزل والغازولين.

تواجه مصافي النفط في أوروبا الغربية منافسة شديدة ناتجة عن انخفاض معدل نمو الطلب على المشتقات النفطية، مقارنة بمناطق العالم الأخرى، إضافة إلى تأثير سياسة ترشيد الاستهلاك، وتشجيع الاعتماد على أنواع الوقود البديل. وقد ساهمت التشريعات الصارمة التي فرضتها الحكومات في الحد من توسيع الطاقة التكريرية لمصافي النفط.

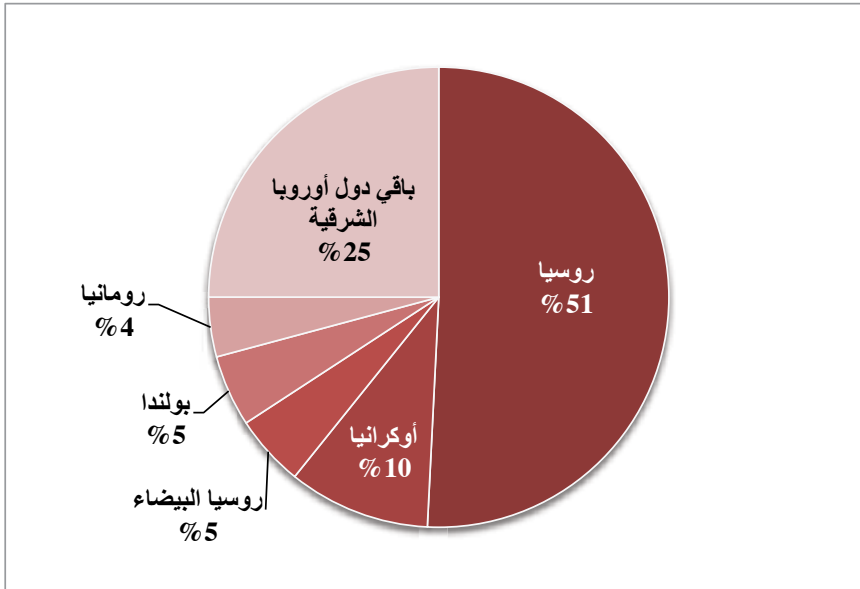
نشأ في الآونة الأخيرة جدل في مراكز الأبحاث الأوروبية حول الانعكاسات المحتملة من إغلاق العديد من مصافي النفط لعجزها عن المنافسة في الأسواق العالمية والمحلية، ويعتقد العديد من المحللين أن ذلك سيؤثر سلباً على أمن الطاقة في دول أوروبا الغربية، واحتمال تنامي الاعتماد على الاستيراد لتلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية.

الفصل السادس

تطورات صناعة تكرير النفط في أوروبا الشرقية

تبلغ الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية 9810.4 ألف ب/ي بنسبة 11% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 84 مصفاة بداية عام 2014. **يبين الشكل (1-6)** توزيع نسبة الطاقة التكريرية في دول أوروبا الشرقية في بداية عام 2014. كما **يبين الجدول (1-6)** الطاقة التكريرية، وإجمالي طاقة العمليات التحويلية، ومتوسط مؤشر درجة تعقيد مصافي النفط العاملة في دول أوروبا الشرقية بداية عام 2014.

الشكل 1-6: توزيع نسب الطاقة التكريرية في دول أوروبا الشرقية بداية عام 2014



المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

الجدول 6-1: طاقة وعدد مصافي النفط العاملة في دول أوروبا الشرقية بداية 2014

البلد	عدد المصافي	تقطير جوي	تكمير المخففات الثقيلة	تحسين الرقم الأوكتاني	المعالجة الهيدروجينية	متوسط مؤشر تعقيد نيلسون
روسيا	41	4982.95	899.96	770.60	2094.83	4.54
أوكرانيا	6	978.63	116.74	146.74	315.01	3.82
روسيا البيضاء	2	493.32	134.00	96.50	262.10	5.05
بولندا	2	492.95	178.89	75.71	259.51	7.16
رومانيا	6	410.65	157.94	50.38	203.94	6.23
أذربيجان	2	390.00	96.28	24.47	67.49	3.88
كازاخستان	3	332.43	115.42	51.59	177.89	5.40
تركمانستان	2	236.97	43.72	52.54	63.50	4.67
أوزبكستان	3	224.27	27.25	23.49	30.80	2.87
صربيا	2	214.80	39.29	18.82	50.91	3.36
ليتوانيا	1	190.00	72.00	64.80	153.90	7.85
التشيك	3	180.00	51.43	34.68	103.78	6.12
كرواتيا	2	163.00	59.26	34.88	43.48	5.30
هنغاريا	1	162.00	54.90	33.10	120.70	7.78
بلغاريا	1	115.00	78.90	12.00	81.93	8.63
سلوفاكيا	1	110.00	60.00	27.00	87.80	10.81
مكدونيا	1	50.00	0.00	15.25	22.05	3.45
ألبانيا	2	30.00	12.00	3.50	17.40	7.17
البوسنة	1	30.00	0.00	6.00	18.00	3.85
سلوفينيا	1	13.50	0.00	0.00	0.00	1.00
قرغيزستان	1	10.00	0.00	0.00	0.00	1.00
الإجمالي	84	9810.4	2197.9	1542.03	4175.02	4.91

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

6-1: الطاقة التكريرية لمصافي النفط في أوروبا الشرقية

تأتي روسيا في المرتبة الأولى، بطاقة تكريرية قدرها 4982.9 ألف ب/ي بنسبة 51% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية، وعدد المصافي 41 مصفاة بداية عام 2014. **الجدول (6-2)** طاقة مصافي النفط العاملة في روسيا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 6-2: طاقة مصافي النفط العاملة في روسيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Surgutneftegaz	3.56	1966	366	Kirishi	كيريشي
Lukoil	3.43	1958	359	Kstovo, Novgorod	كستوفو/نوفغورود
TNK-BP	3.40	1960	323	Ryazan	ريازان
GazpromNefit	7.52	1955	286	Omsk	أومسك
Bashneftekhimzavody	4.81	1951	285	Novo-Ufa	نوفو - أفا
Lukoil	6.68	1958	260	Perm	بيرم
Rosneft	6.23	1955	220	Angarsk	أنغارسك
Central Fuel Co.	5.68	1983	200	Moscow	موسكو
Lukoil	3.58	1957	193	Volgograd	فولغوغراد
Bashneftekhimzavody	5.06	1937	190	Ufa	أفا
Slavneft	6.38	1961	186	Yanos	يانوس
Bashneftekhimzavody	5.63	1957	184	Ufaneftkhim	أوفانيفتيخيم
Rosneft	5.08	1942	178	Syzran	سيزران
Gazprom	4.82	1955	168	Salavat	سالاتات
Rosneft	6.26	1951	160	Novo-Kuibishev	نوفو-كوبيشيف
Rosneft	3.70	1942	140	Komsomolsk	كومسومولسك
Tatneft	2.85	1979	140	Tartarstan	تارتاستان
Sidanco	3.23	1935	134.4	Cracking-Saratov	كراكينغ-ساراتوف
TNK-BP	3.78	1935	132	Orsk	أورسك
Rosneft	4.18	1982	130.5	Achinsk	أكينسك
Rosneft	6.14	1945	130	Samara-Kuibishev	سامارا-كوبيشيف
TNK-BP	1.00	1934	108	Saratov	ساراتوف
Rosneft	1.67	1929	88	Tuapse	توايس
Lukoil	4.77	1934	72	Ukhta	أوختا
NefteGazIndustria Group	3.07	1964	72	Afipsky	أفيسكي
Glencor Energy UK Ltd.	5.14	2006	72	Tyumen-Antipin	تيومين-أنتيبين

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Alyans Group	2.95	1935	70	Khabarovsk	خاباروفسك
Krasnodareconeft	4.46	1911	34	Krasno	كرازنو
TNK-BP	1.00	1998	25.1	Niszhnevartovsk	نيسز هينيفار توفسك
Mari El Refinery	4.22	1998	25	Mari Republic	ماري ريپابليك
Lukoil	1.00	1954	10	Kogalym	كوغاليم
GazpromNeft/TNK-BP	1.00	1979	8	Yaroslav	ياروسلاف
Tatneft	3.48	1935	8	Kichuyi	كيتشويي
Tomsk Refining	1.00	2008	5.4	Tomsk	تومسك
Krasnodareconeft	1.00	1965	4.5	Krasnoleninsk	كرازنولينسك
Rosneft	1.00	1942	4.02	Strezhevoy	ستريز هيفوي
Dagestan Oil	1.00	1952	4.	Makhachkala	ماخاكتشكالا
Yakutsk Refinery	1.00	1951	2.5	Yakutsk	ياكوتسك
Chernogorneft Refinery	1.00	1951	2	Chernogorneft	تشيرنوغورنيفت
Rosneft	1.00	1930	2	Tarasovskoye	تلراسوفسكوي
Uray	1.00	1943	1.5	OAo Lukoil	أو إي أو لوك أويل
	4.54		4982.95	إجمالي روسيا	

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

تأتي أوكرانيا في المرتبة الثانية، بطاقة تكريرية قدرها 978.6 ألف ب/ي ونسبة 10% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية، وعدد المصافي 6 مصافي بداية عام 2014. يبين الجدول (3-6) طاقة مصافي النفط العاملة في أوكرانيا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها، بداية عام 2014.

الجدول 3-6: طاقة مصافي النفط العاملة في أوكرانيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Ukratnafta	3.19	1960	372	Kremenchug	كريمينشاغ
TNK-Ukraine	4.64	1976	320	Lisichansk	ليزيتشانسك
Alliance Oil Co.	2.96	1938	137.6	Kherson	خيرسون
Lukoil	3.86	1937	70	Odessa	أوديسا
Ukraine Oil Co.	4.59	1951	40	Drogobich	دروغوبيتش
Ukratnafta	5.16	1949	39	Nadvornaja	نادفوناجا
	3.82		978.6	إجمالي أوكرانيا	

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

تأتي روسيا البيضاء في المرتبة الثالثة، بطاقة تكريرية قدرها 493.3 ألف ب/ي، ونسبة 5% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية، وعدد المصافي (2) مصفاة بداية عام 2014. يبين الجدول (4-6) طاقة مصافي النفط العاملة في روسيا البيضاء، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 4-6: طاقة مصافي النفط العاملة في روسيا البيضاء بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
موزير	Mozyr	323.3	1975	4.71	Slavneft
نوفوبولوتسك	Novopolotsk	170	1963	5.70	P.O. Naftan Refinery
إجمالي روسيا البيضاء		493.3		5.05	

المصدر: أوإبك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

كما تأتي بولندا في المرتبة الرابعة، بطاقة تكريرية قدرها 492.9 ألف ب/ي، ونسبة 5% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية، وعدد المصافي 2 مصفاة بداية عام 2014. يبين الجدول (5-6) طاقة مصافي النفط العاملة في بولندا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها، بداية عام 2014.

الجدول 5-6: طاقة مصافي النفط العاملة في بولندا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
بلوك/ تريزيبينا	Plock/Trezebina	372.9	1964	7.59	PKN Orlen SA
غدانسك	Gdansk	120	1976	5.82	Grupa Lotos SA
إجمالي بولندا		492.9		7.16	

المصدر: أوإبك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

وفي المرتبة الخامسة تأتي رومانيا بطاقة تكريرية قدرها 410.6 ألف ب/ي، ونسبة 4% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية، وعدد المصافي 6 مصافي بداية عام 2014. يبين الجدول (6-6) طاقة مصافي النفط العاملة في رومانيا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 6-6: طاقة مصافي النفط العاملة في رومانيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Petrotel SA	7.38	1904	105.00	Midia	ميديا
Petrobraz SA	6.00	1977	100.00	Ploiesti	بلويستي
Petrobraz SA	5.50	1934	90.60	Ploiesti	بلويستي
Rafo SA	7.86	1964	80.00	Onesti, Bacau	أونيستي باكو
Rompetrol SA Vega Refinery	1.49	1904	20.00	Ploiesti	بلويستي فيغا
Steaua Romania SA	1.66	1895	15.00	Cimpina	سيمبينا
	6.23		410.60	إجمالي رومانيا	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

أما باقي دول أوروبا الشرقية فجميعها تمتلك مصاف محدودة العدد، وذات طاقة تكريرية منخفضة نسبياً، صممت لتلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية. **يبين الجدول (6-7) طاقة مصافي النفط العاملة في باقي دول أوروبا الشرقية، وتاريخ إنشائها ومؤشر درجة تعقيدها بداية عام 2014.**

الجدول 7-6: الطاقة التكريرية لمصافي النفط العاملة في باقي دول أوروبا الشرقية بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	البلد/ اسم المصفاة	
أذربيجان					
SOCAR	1.41	1930	230	Baku	باكو
SOCAR	7.43	1953	160	New Baku	نيوباكو
	3.88		390		إجمالي أذربيجان
كازاخستان					
Kazakoil	7.58	1978	150	Pavlodar	بافلودار
Kazakoil	2.96	1945	104.4	Atyrau	أتيراو
PetroKazakhstan	4.49	1985	78	Shymkent	شيمكنت
	5.4		332.4		إجمالي كازاخستان
تركمستان					
Ministry of Oil & Gas	3.08	1991	120.5	Chardzou	تشاردزو
Turkmenneftgas	6.31	1985	116.5	Turkmenbashi	توركمانباشي
	4.67		237		إجمالي تركمانستان

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	البلد/ اسم المصفاة	
أوزبكستان					
Uzbekneftegaz	4.63	1959	108	Fergana	فيرغانا
Uzbekneftegaz	1.4	1945	66.3	Alty-Arik	ألتي-أريك
Uzbekneftegaz	1	1997	50	Bukhara	بخارى
	2.87		224.3		إجمالي أوزبكستان
صربيا					
NIS-Oil Refinery Novi Sad	2.23	1968	116.8	Novi Sad	نوفي ساد
NIS-Rafinerija Nafta Pancevo	4.7	1968	98	Pancevo	بانسيفو
	3.36		214.8		إجمالي صربيا
لوتوانيا					
AB Mazeikiu Nafta	7.85	1980	190	Mazeikiai	مازيكياناي
التشيك					
Czech Refining Co.	7.21	1942	110	Litvinov	لوتفينوف
Czech Refining Co.	4.82	1975	55	Kralupy	كرالوبي
Paramo AS	2.91	1889	15	Pardubice	باردوبيك
	6.12		180		إجمالي التشيك
كرواتيا					
Ina-Industrija Nafta d.d.	5.46	1883	102	Rijeka	ريجيكا
Ina-Industrija Nafta d.d.	5.02	1923	61	Sisak	سيساك
	5.3		163		إجمالي كرواتيا
هنغاريا					
MOL Hungarian Oil & Gas Co.	7.78	1965	162	Szazhalombatta	سزاز هالومباتا
بلغاريا					
Neftochim	8.63	1963	115	Bourgas	بورغاس
سلوفاكيا					
Slovnaft Joint Stock Co.	10.81	1957	110	Bratislava	براتيسلافا
مكدونيا					
Hellenic Petroleum SA	3.45	1982	50	Skopje	سكوبي
ألبانيا					
Albpetrol	9.86	1978	20	Ballshi	بالشي
Albpetrol	1.78	1965	10	Fieri	فيرى
	7.17		30		إجمالي ألبانيا
البوسنة					
Rafinerija Nafta Brod	3.85	1892	30	Brod	برود

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	البلد/ اسم المصفاة	
سلوفينيا					
Nafte Lendava	1	1952	13.5	Lendava	ليندافا
قرغيزستان					
Kyrgoil	1	1996	10	Dzhalalabad	جلال أباد
			2451.9	إجمالي باقي دول أوروبا الشرقية	

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-6: مصافي النفط المغلقة في أوروبا الشرقية

تعاني مصافي النفط في معظم دول أوروبا الشرقية من ضعف ربحيتها بسبب قدمها، وصغر حجمها، واعتمادها على تلبية الطلب المحلي، باستثناء مصافي روسيا التي خصص العديد منها لتصدير المنتجات إلى الأسواق الخارجية. ساهمت مشاريع التطوير المستمرة في المحافظة على استمرار عمل هذه المصافي، بينما أغلق بعضها لعدم جدوى تطويرها.

تركزت حالات الإغلاق في كل من رومانيا وكرواتيا والتشيك وجورجيا، وجميعها مصافي ذات طاقة تكريرية منخفضة. يبين الجدول (6-8) الطاقة التكريرية لمصافي النفط التي أغلقت في أوروبا الشرقية خلال الفترة (2000-2013).

الجدول 6-8: المصافي المغلقة في أوروبا الشرقية خلال الفترة 2000-2013 (ألف ب/ي)

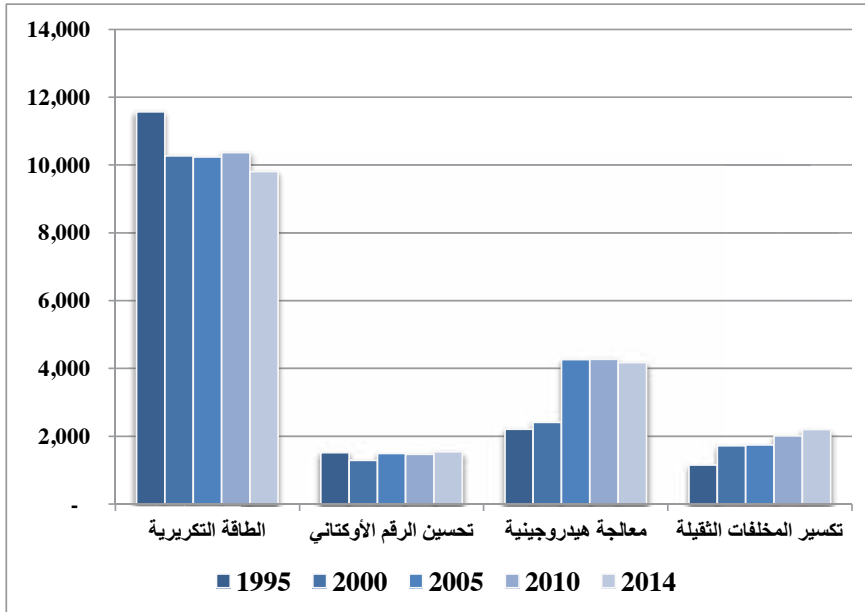
تاريخ الإغلاق	المالك	الطاقة التكريرية	البلد/ اسم المصفاة	
كرواتيا				
2006	Ina-Industrija Nafte d.d.	80	Zagreb	زغرب
رومانيا				
2012	Arpechim	70	Petrom	بتروم
2011	Astra SA	56	Ploiesti	بلويستي
2005	Petrolsub SA	8	Bacau	باكو
2003	Rafinaria Darmanesti SA	16	Darmanesti	دارمانيسي
التشيك				
2012	Paramo	20	Unipetrol	يونيبترول
جورجيا				
2004		106.4	Batumi	باتومي

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-6: الأداء التشغيلي لمصافي النفط في أوروبا الشرقية

يغلب على مصافي النفط في أوروبا الشرقية صفة انخفاض نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة تقطير النفط الخام، ويعود السبب في ذلك إلى أن معظم المصافي مصممة لتلبية حاجة السوق المحلية، وعدم وجود تشريعات بيئية صارمة خاصة بمواصفات المنتجات النفطية. ونظراً لوجود فائض في الطاقة التكريرية في بعض الدول، وخاصة في روسيا فقد شهدت خلال العقد الماضي تراجعاً في إجمالي الطاقة التكريرية بسبب إغلاق بعض المصافي ذات الكفاءة المنخفضة، مع تحسن في طاقة العمليات التحويلية بهدف تعديل هيكل الإنتاج بما يتوافق مع هيكل الطلب في السوق المحلية. يبين الشكل (2-6) تطور الطاقة التكريرية وطاقة العمليات التحويلية اللاحقة في مصافي أوروبا الشرقية خلال الفترة (1995-2014).

الشكل 2-6: تطور الطاقة التكريرية وطاقة العمليات اللاحقة في مصافي أوروبا الشرقية (1995-2014) ألف ب/ي

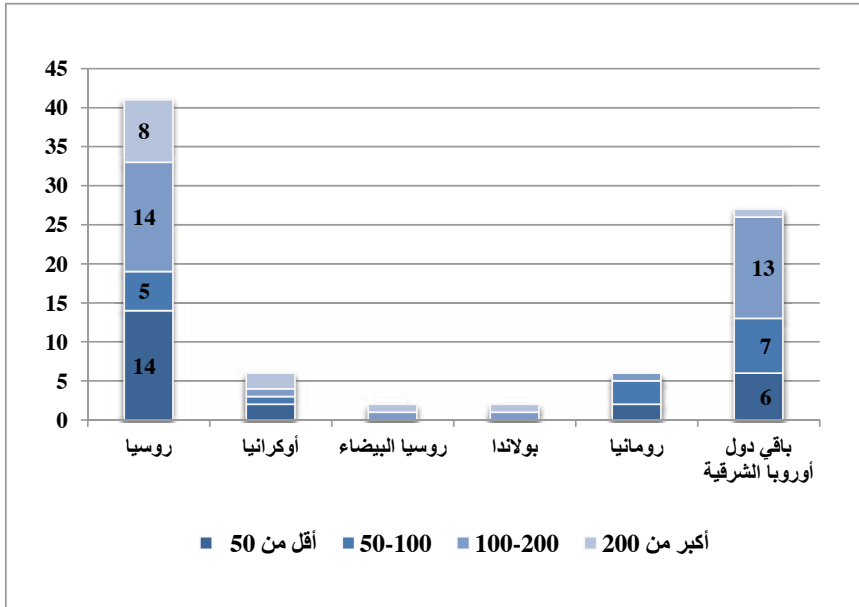


المصدر: أوابك- تقرير الأمين العام السنوي

1-3-6: تصنيف مصافي النفط في أوروبا الشرقية حسب الحجم

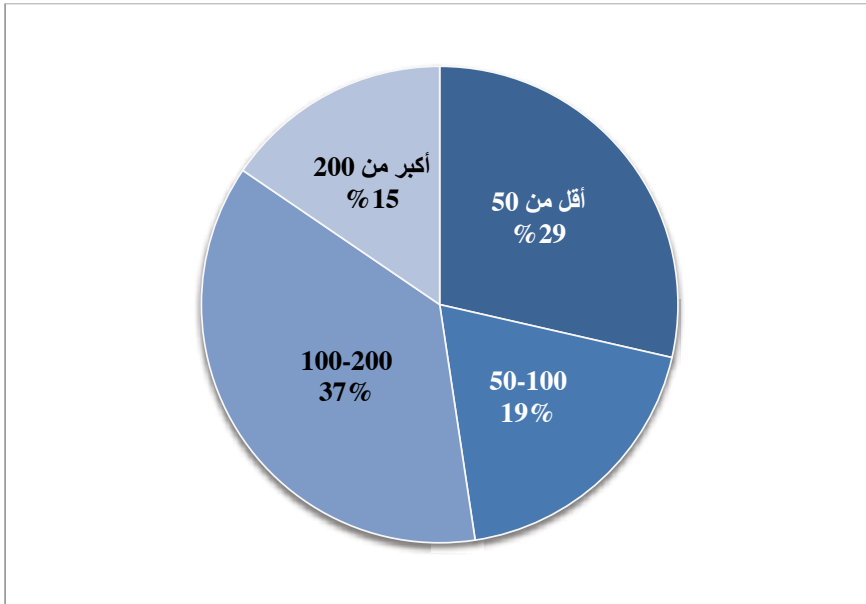
بلغ عدد المصافي التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 13 مصفاة بنسبة 15% فقط من إجمالي عدد المصافي العاملة في أوروبا الشرقية بداية عام 2014، كما بلغ عدد المصافي متوسطة الحجم التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي 31 مصفاة بنسبة 37%، بينما بلغ عدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 50-100 ألف ب/ي 16 مصفاة بنسبة 19%، كما بلغ عدد المصافي الصغيرة جداً، التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي 24 مصفاة بنسبة 29% من إجمالي عدد مصافي النفط العاملة في أوروبا الشرقية. يبين الشكل (3-6) تصنيف مصافي النفط العاملة في أوروبا الشرقية حسب الحجم بداية عام 2014، كما يبين الشكل (4-6) توزيع نسب مصافي النفط في أوروبا الشرقية حسب الحجم بداية عام 2014.

الشكل 3-6: تصنيف مصافي النفط في أوروبا الشرقية حسب الحجم عام 2014 (ألف ب/ي)



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 4-6: توزيع نسب مصافي أوروبا الشرقية حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

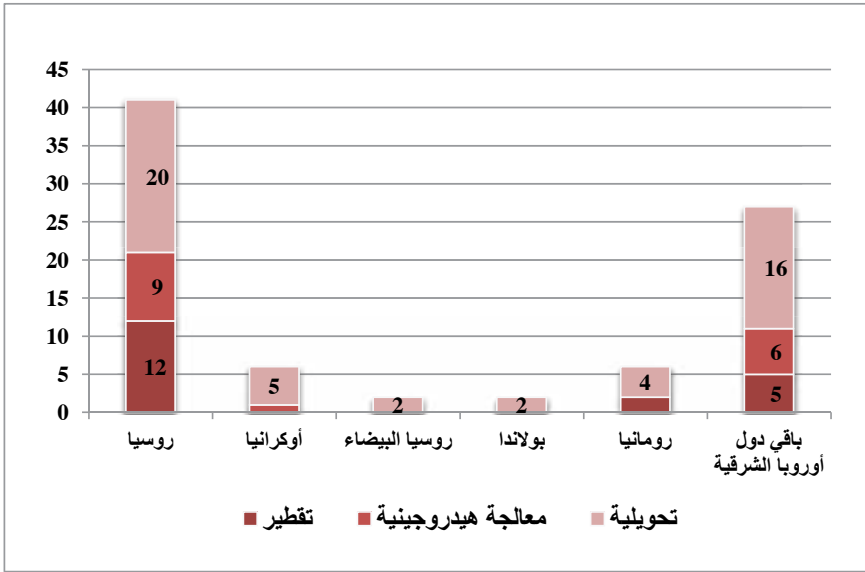


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-3-6: تصنيف مصافي النفط في أوروبا الشرقية حسب النوع

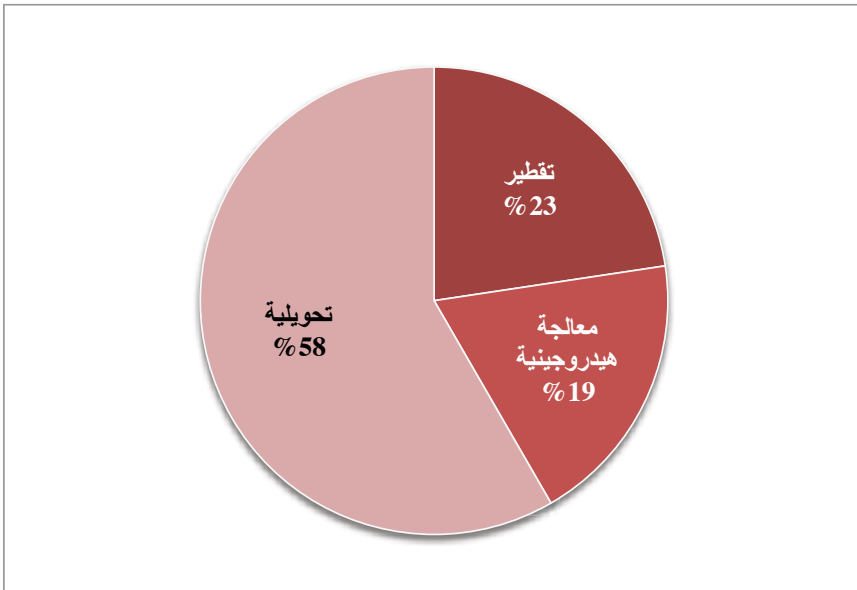
بلغ عدد المصافي التحويلية 49 مصفاة بداية عام 2014 بنسبة 58% من إجمالي عدد المصافي العاملة في أوروبا الشرقية، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 16 مصفاة بنسبة 19%، أما مصافي التقطير فبلغ عددها 19 مصفاة بنسبة 23%. يبين الشكل (5-6) تصنيف مصافي النفط في أوروبا الشرقية حسب النوع عام 2014، كما يبين الشكل (6-6) توزيع نسب مصافي أوروبا الشرقية حسب النوع بداية عام 2014.

الشكل 5-6: تصنيف مصافي النفط في دول أوروبا الغربية حسب النوع بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 6-6: توزيع نسب مصافي أوروبا الشرقية حسب النوع بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-3-6: طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين

بلغت نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين إلى طاقة تقطير النفط الخام في مصافي دول أوروبا الشرقية 15.72% بداية عام 2014، وهي أعلى بقليل من متوسط مصافي العالم. يبين الشكل (6-7) نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الشرقية بداية عام 2014.

الشكل 6-7: نسبة طاقة تحسين الرقم الأوكتاني إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الشرقية بداية عام 2014

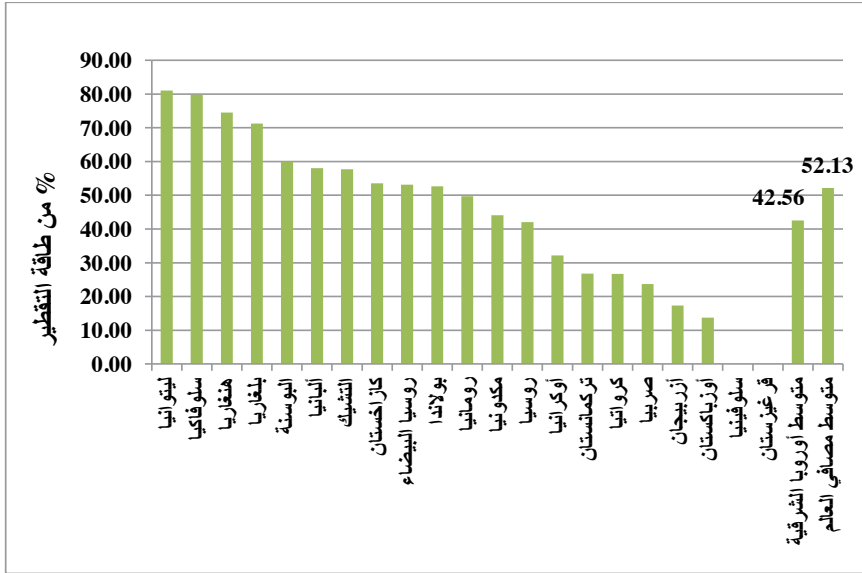


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-3-6: طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية

بلغت نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الشرقية 42.56% بداية عام 2014، وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم. يبين الشكل (6-8) نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الشرقية بداية عام 2014.

الشكل 6-8: نسبة طاقة المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أوروبا الشرقية بداية عام 2014

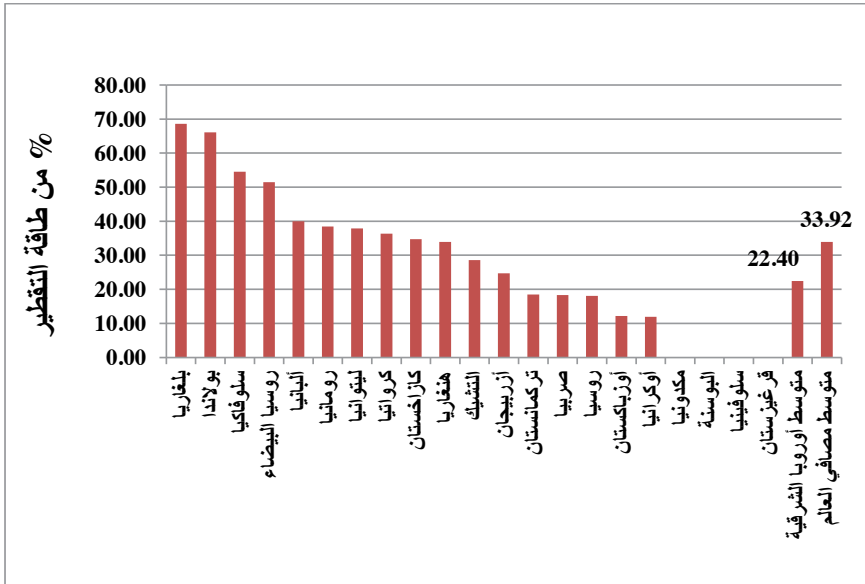


المصدر: أوبك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

5-3-6: طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة

بلغت نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة التي تتكون من عمليات التكسير الحراري والهيدروجيني إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الشرقية 22.40% بداية عام 2014، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم. يبين **الشكل (6-9)** نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أوروبا الشرقية بداية عام 2014.

الشكل 6-9: نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أوروبا الشرقية بداية عام 2014

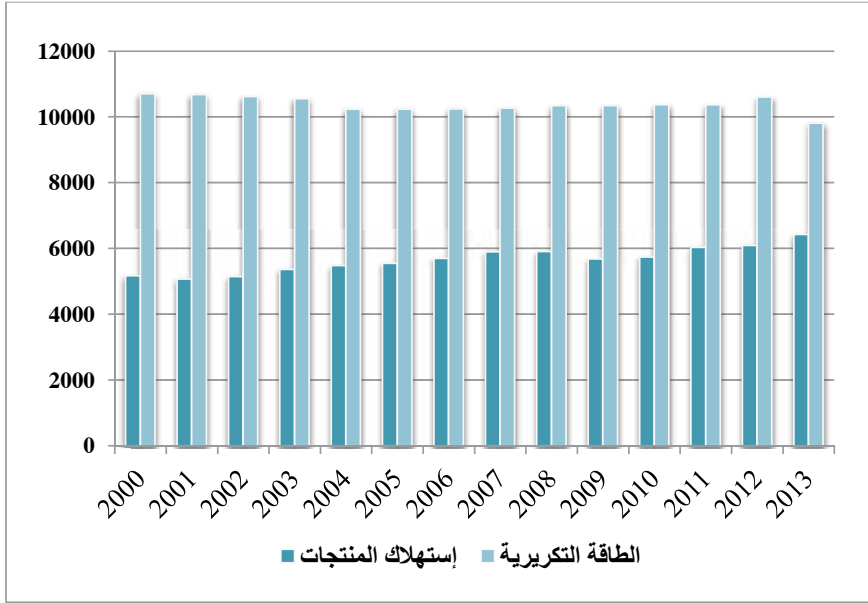


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-6: تطور الطاقة التكريرية والطلب على المنتجات النفطية في أوروبا الشرقية

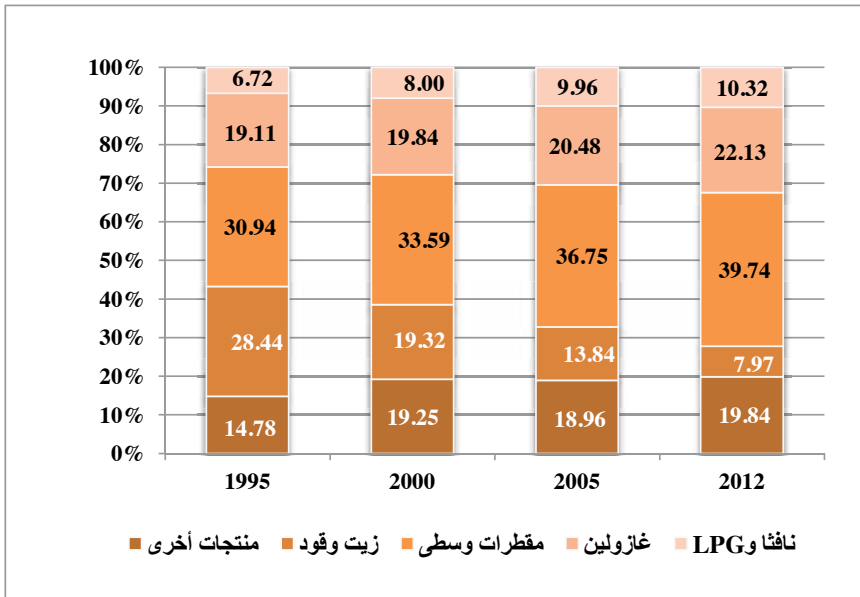
تراجعت الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية في العقد الماضي بسبب إغلاق بعض المصافي الصغيرة، مع وجود فائض في الطاقة التكريرية في روسيا بسبب اعتمادها على صناعة التكرير في تحسين القيمة المضافة للنفط الخام وتصدير المنتجات إلى الأسواق الخارجية بدلاً من تصديره كمادة خام. يبين الشكل (6-10) تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في أوروبا الشرقية خلال الفترة (2000-2013).

الشكل 6-10: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في أوروبا الشرقية (2000-2013) ألف ب/ي



المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

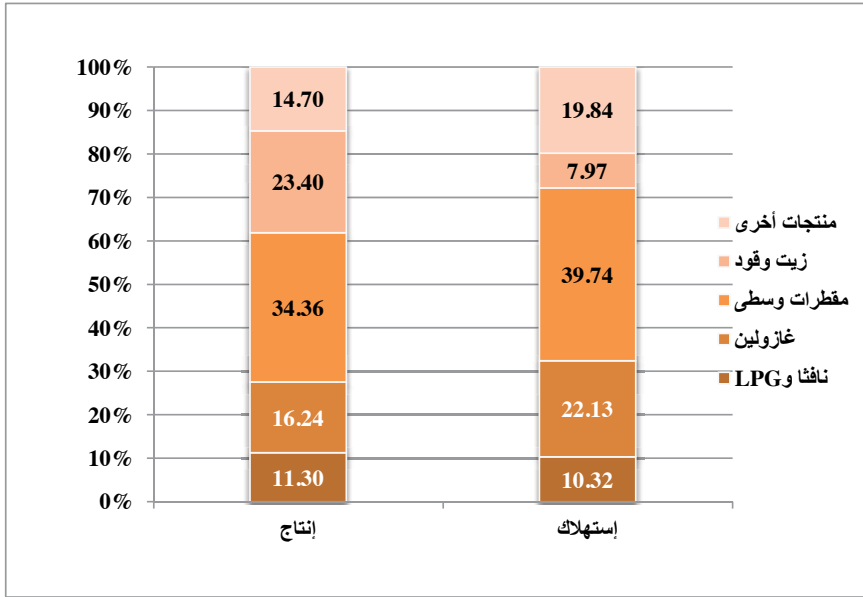
واجهت مصافي النفط في أوروبا الشرقية مشكلة تنامي الطلب على المنتجات الوسطى، والغازولين، وانخفاضه بشكل حاد على زيت الوقود، حيث ارتفعت نسبة استهلاك المقطرات الوسطى من 30.94% من إجمالي استهلاك المنتجات النفطية في عام 1995 إلى 39.74% في عام 2012، كما ارتفعت نسبة الطلب على الغازولين من 19.11% في عام 1995 إلى 22.13% في عام 2012، بينما انخفضت نسبة زيت الوقود من 28.44% في عام 1995 إلى 7.97% من إجمالي استهلاك المنتجات في عام 2012. ويبين الشكل (6-11) تطور هيكل استهلاك المنتجات النفطية في أوروبا الشرقية خلال الفترة (1995-2012).

الشكل 6-11: تطور هيكل استهلاك المنتجات النفطية في أوروبا الشرقية (1995-2012)

المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

لم يترافق التغير في هيكل الطلب مع التغير في هيكل الإنتاج، حيث يلاحظ وجود فائض في زيت الوقود وعجز في المقطرات الوسطى والغازولين، فقد بلغت نسبة الغازولين في هيكل الإنتاج 16.24% بينما في هيكل الطلب 22.13%. كما بلغت نسبة المقطرات الوسطى 34.36% في هيكل الإنتاج بينما بلغت في هيكل الطلب 39.74%. أما زيت الوقود فبلغت نسبته في هيكل الإنتاج 23.40% بينما تبلغ نسبته في هيكل الطلب 7.97% في عام 2012. يبين الشكل (6-12) ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في أوروبا الشرقية عام 2012.

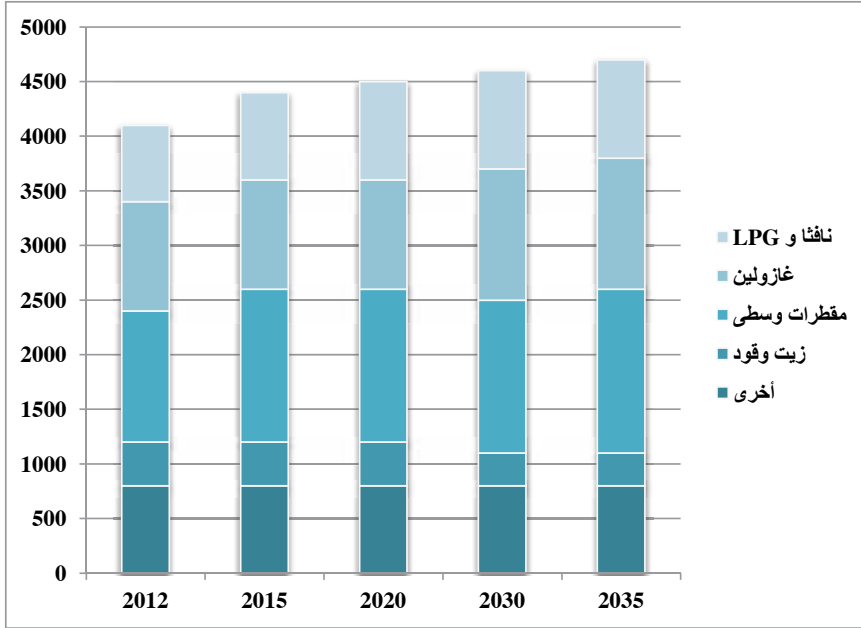
الشكل 6-12: ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات في أوروبا الشرقية عام 2012



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

كما يتوقع استمرار تنامي معدل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أوروبا الشرقية في العقدین القادمین، ولكن بقيمة معتدلة مقارنة بمناطق العالم الأخرى، حيث سيرتفع إجمالي الطلب على الغازولين والديزل من 2.2 مليون ب/ي في عام 2012 إلى 2.7 مليون ب/ي بحلول عام 2035، بينما سيتراجع الطلب على زيت الوقود من 0.4 مليون ب/ي عام 2012 إلى 0.3 مليون ب/ي بحلول عام 2035. يبين الشكل (6-13) توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في أوروبا الشرقية خلال العقدین القادمین.

الشكل 6-13: توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في أوروبا الشرقية (2012-2035) ألف ب/ي



المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2013

5-6: التشريعات البيئية ومواصفات المنتجات

تختلف دول أوروبا الشرقية عن جارتها الغربية من حيث مواصفات المنتجات النفطية، وذلك بسبب أن ملكية معظم المصافي تعود إلى القطاع العام وغياب التشريعات البيئية النازمة لمواصفات المنتجات. وقد بدأت عملية إصدار تشريعات محلية لتحسين مواصفات المنتجات، وخاصة في الدول التي تعتمد على تصدير المنتجات إلى الأسواق المجاورة التي تعتمد معايير صارمة. **يبين الجدول (6-9)** تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل، المنتج في أوروبا الشرقية، ومقارنتها مع أوروبا الغربية.

الجدول 6-9: تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في أوروبا الشرقية

البلد	2013	2015	2020	2025	2030	2035
الغازولين (جزء في المليون)						
أوروبا الشرقية	180	105	45	17	13	10
أوروبا الغربية	12	10	10	10	10	10
الديزل (جزء في المليون)						
أوروبا الشرقية	400	220	80	25	15	10
أوروبا الغربية	13	10	10	10	10	10

المصدر: أوبك، World Oil Outlook, 2013

6-6: التطورات المستقبلية لصناعة التكرير في أوروبا الشرقية

تتركز مشاريع تطوير صناعة التكرير في أوروبا الشرقية في كل من روسيا و كازاخستان وتركمانستان، من خلال تطوير المصافي القائمة وإنشاء مصاف جديدة، وذلك لتحقيق الأهداف التالية:

- الاستفادة من القيمة المضافة للنفط المنتج من خلال تصدير المنتجات النفطية بدلاً من تصدير النفط الخام. ولتشجيع تصدير المنتجات بدلاً من النفط الخام قامت الحكومة الروسية بإدخال تعديلات على نظام ضريبة التصدير على المنتجات النفطية.
- تلبية الطلب المتنامي على المنتجات النفطية في السوق المحلية، وخاصة الغازولين والديزل.
- تعديل هيكل إنتاج مصافي النفط لرفع نسبة المنتجات الخفيفة على حساب الثقيلة بما يتوافق مع هيكل الطلب في السوق المحلية ومتطلبات أسواق التصدير الخارجية.

ساهم النظام الضريبي الجديد الذي أدخلته الحكومة الروسية لتشجيع تصدير المنتجات الخفيفة في تحفيز صناعة التكرير على رفع درجة تعقيد المصافي القائمة وإضافة طاقة عمليات تحويلية جديدة، تقدر بحوالي 0.5 مليون ب/ي بحلول عام

2017، وذلك لتعويض النقص الذي حصل نتيجة إغلاق بعض الوحدات القديمة.
(Fattouh, B. and Henderson J. 2012)

7-6: الخلاصة والاستنتاجات

تبلغ الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية 9810.4 ألف ب/ي، بنسبة 12% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 84 مصفاة بداية عام 2014. تأتي روسيا في المرتبة الأولى، بنسبة 51% من إجمالي الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية، بطاقة تكريرية قدرها 4982.9 ألف ب/ي، وعدد المصافي 41 مصفاة، تليها أوكرانيا في المرتبة الثانية بنسبة 10% بطاقة تكريرية 978.6 ألف ب/ي، وعدد المصافي (6) مصافي، كما تأتي روسيا البيضاء في المرتبة الثالثة بنسبة 5% بطاقة تكريرية قدرها 493.3 ألف ب/ي وعدد المصافي (2) مصفاة، وفي المرتبة الرابعة تأتي بولندا بنسبة 5% وطاقة تكريرية قدرها 492.9 ألف ب/ي وعدد المصافي (2) مصفاة، وفي المرتبة الخامسة تأتي رومانيا بنسبة 4% وطاقة تكريرية 410.6 ألف ب/ي وعدد المصافي (6)، أما باقي دول أوروبا الشرقية فجميعها تمتلك مصاف محدودة العدد وذات طاقة تكريرية منخفضة نسبياً صممت لتلبية الطلب المحلي.

تعاني مصافي النفط في معظم دول أوروبا الشرقية من ضعف ربحيتها بسبب قدمها، وصغر حجمها، واعتمادها على تلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية باستثناء مصافي روسيا التي خصص العديد منها لتصدير المشتقات إلى الأسواق الخارجية. وقد ساهمت مشاريع التطوير المستمرة في المحافظة على استمرار عمل هذه المصافي، بينما أغلق بعضها لعدم جدوى تطويرها.

بلغ عدد المصافي التي تزيد طاقتها التكريرية عن 200 ألف ب/ي 13 مصفاة بنسبة 15% فقط من إجمالي عدد المصافي بداية عام 2014، كما بلغ عدد المصافي متوسطة الحجم التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 100-200 ألف ب/ي 31 مصفاة بنسبة 37%، بينما بلغ عدد المصافي الصغيرة التي تتراوح طاقتها التكريرية بين

50-100 ألف ب/ي 16 مصفاة بنسبة 19%، كما بلغ عدد المصافي الصغيرة جداً، التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي 24 مصفاة بنسبة 29% من إجمالي عدد مصافي أوروبا الشرقية.

بلغ عدد المصافي التحويلية 49 مصفاة بداية عام 2014 بنسبة 58% من إجمالي عدد المصافي العاملة في أوروبا الشرقية، وعدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 16 مصفاة بنسبة 19%، أما مصافي التقطير فبلغ عددها 19 مصفاة بنسبة 23%.

بلغت نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين إلى طاقة تقطير النفط الخام في مصافي أوروبا الشرقية 15.72% بداية عام 2014، وهي أعلى بقليل من متوسط مصافي العالم.

بلغت نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الشرقية 42.56% بداية عام 2014، وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم.

بلغت نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة التي تتكون من عمليات التكسير الحراري والهيدروجيني إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أوروبا الشرقية 22.40%، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم.

تراجعت الطاقة التكريرية في أوروبا الشرقية في العقد الماضي بسبب إغلاق بعض المصافي الصغيرة، ووجود فائض في الطاقة التكريرية.

واجهت مصافي النفط في أوروبا الشرقية مشكلة تنامي الطلب على المنتجات الوسطى، والغازولين، وانخفاضه بشكل حاد على زيت الوقود، ولم يترافق التغير في هيكل الطلب مع تغير في هيكل الإنتاج، حيث يلاحظ وجود فائض في زيت الوقود وعجز في المقطرات الوسطى والغازولين، كما يتوقع استمرار تنامي معدل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أوروبا الشرقية في العقد القادمين، ولكن بقيمة معتدلة مقارنة بمناطق العالم الأخرى.

تختلف دول أوروبا الشرقية عن جارتها الغربية من حيث مواصفات المنتجات النفطية، وذلك بسبب تبعية معظم المصافي إلى القطاع العام، وغياب التشريعات البيئية النازمة لمواصفات المنتجات. وقد بدأت عملية إصدار تشريعات محلية لتحسين مواصفات المنتجات، وخاصة في الدول التي تعتمد على تصدير المنتجات إلى الأسواق المجاورة التي تعتمد معايير صارمة.

ساهم النظام الضريبي الجديد الذي أدخلته الحكومة الروسية لتشجيع تصدير المنتجات الخفيفة في تحفيز صناعة التكرير على رفع درجة تعقيد المصافي القائمة وإضافة طاقة عمليات تحويلية جديدة.

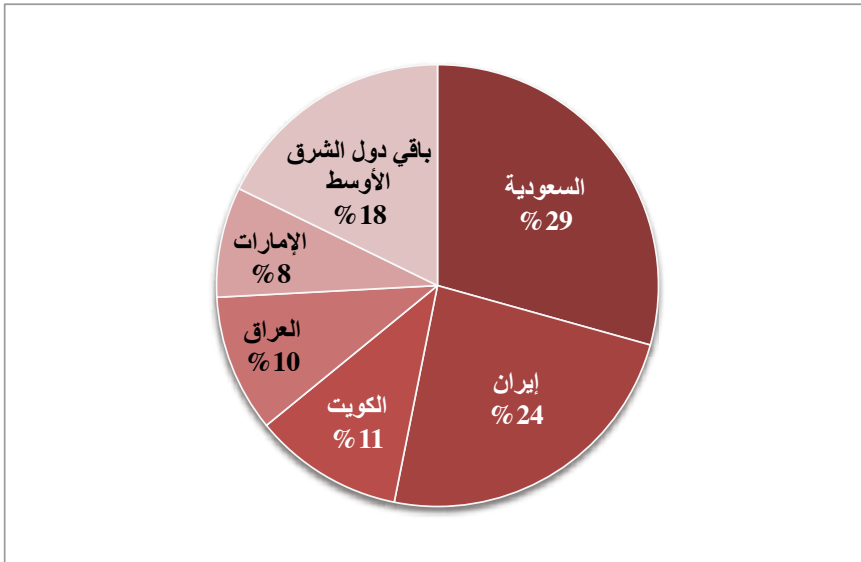
تتركز مشاريع تطوير وتوسيع الطاقة التكريرية التكرير في أوروبا الشرقية في كل من روسيا و كازاخستان وتركمانستان، وذلك لتعزيز القيمة المضافة للنفط المنتج من خلال تصدير المنتجات النفطية بدلاً من تصدير النفط الخام، وتلبية الطلب المتنامي على المنتجات النفطية في السوق المحلية، وخاصة الغازولين والديزل، إضافة إلى تعديل هيكل إنتاج مصافي النفط لرفع نسبة المنتجات الخفيفة على حساب الثقيلة بما يتوافق مع هيكل الطلب في السوق المحلية ومتطلبات أسواق التصدير الخارجية.

الفصل السابع

تطورات صناعة تكرير النفط في الشرق الأوسط

تبلغ الطاقة التكريرية في دول منطقة الشرق الأوسط 8545.4 ألف ب/ي بنسبة 9% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 49 مصفاة بداية عام 2014. يبين الشكل (1-7) توزيع نسب الطاقة التكريرية في دول منطقة الشرق الأوسط بداية عام 2014. كما يبين الجدول (1-7) الطاقة التكريرية، وإجمالي طاقة العمليات التحويلية، ومتوسط مؤشر درجة تعقيد مصافي النفط العاملة في دول الشرق الأوسط بداية عام 2014.

الشكل 1-7: توزيع نسب الطاقة التكريرية في الشرق الأوسط بداية عام 2014



المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

الجدول 1-7: الطاقة التكريرية وعدد المصافي في الشرق الأوسط بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

متوسط مؤشر تعقيد نيلسون	المعالجة الهيدروجينية	تحسين الرقم الأوكتاني	تكسير المخلفات الثقيلة	تقطير جوي	عدد المصافي	الدولة
4.39	798.5	238.8	593.4	2507	8	السعودية
3.46	197.2	200.7	521.3	2034	10	إيران
6.56	592.8	60.6	281.4	936	3	الكويت
3.94	281.0	106.5	76.74	860	12	العراق
3.34	215.3	94.2	68.0	690	4	الإمارات
5.13	145.5	70.7	80.0	283	2	قطر
4.89	96.0	26.5	115.5	276	2	فلسطين المحتلة
7.17	163.0	18.0	116.0	267	1	البحرين
5.72	105.5	46.1	84.2	240	2	سورية
4.56	50.0	49.0	75.0	222	2	عمان
1.65	0.0	14.5	0.0	140	2	اليمن
3.21	17.3	10.9	9.6	90	1	الأردن
4.39	2662.0	936.5	2021	8545	49	الإجمالي

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

1-7: الطاقة التكريرية لمصافي النفط في الشرق الأوسط

تأتي المملكة العربية السعودية في المرتبة الأولى بطاقة تكريرية قدرها 2507 ألف ب/ي، ونسبة 29% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة الشرق الأوسط، وعدد المصافي 8 مصفاة. يبين الجدول (2-7) طاقة مصافي النفط العاملة في المملكة العربية السعودية، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 2-7: طاقة مصافي النفط العاملة في السعودية بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
راس تنورة	550	1945	5.45	Saudi Aramco
رابغ	400	1986	1.67	Saudi Aramco
ينبع- تصدير (سامرف)	400	1990	6.08	Saudi Aramco-Mobil
الجبيل (ساتورب)	400	2014	8.64	Saudi Aramco-Total
الجبيل (ساسرف)	310	1985	6.13	Saudi Aramco Shell Refinery Co.
ينبع محلي	235	1983	2.64	Saudi Aramco
الرياض	124	1972	7.64	Saudi Aramco
جدة	88	1968	9.24	Saudi Aramco
إجمالي السعودية	2507		4.39	

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

كما تأتي إيران في المرتبة الثانية بطاقة تكريرية قدرها 2034 ألف ب/ي ونسبة 24% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة الشرق الأوسط، وعدد المصافي 10 مصافي. يبين **الجدول (3-7)** طاقة مصافي النفط العاملة في إيران، وتواريخ إنشائها، ومؤشر درجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 3-7: طاقة مصافي النفط العاملة في إيران بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
عبدان	429	1912	2.60	National Iranian Oil Co.
أصفهان	370	1979	3.26	National Iranian Oil Co.
بندر عباس	320	1997	3.47	National Iranian Oil Co.
بندر عباس-II	300	2012	3.63	National Iranian Oil Co.
طهران	250	1969	3.94	National Iranian Oil Co.
أراك	150	1993	4.65	National Iranian Oil Co.
تبريز	110	1978	4.40	National Iranian Oil Co.
شيراز	50	1973	4.57	National Iranian Oil Co.
جزيرة لافان	30	1976	2.62	National Iranian Oil Co.
كرمانشاه	25	1971	1.83	National Iranian Oil Co.
إجمالي إيران	2034		3.46	

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

وفي المرتبة الثالثة تأتي دولة الكويت بطاقة تكريرية قدرها 936 ألف ب/ي ونسبة 11% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة الشرق الأوسط، وعدد المصافي (3) مصافي. يبين الجدول (4-7) طاقة مصافي النفط العاملة في دولة الكويت وتاريخ إنشائها، ومؤشر درجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 4-7: طاقة مصافي النفط العاملة في الكويت بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
ميناء الأحمدى	466	1949	5.52	Kuwait National Petroleum Co.
ميناء عبد الله	270	1958	6.7	Kuwait National Petroleum Co.
الشعيبة	200	1968	8..8	Kuwait National Petroleum Co.
إجمالي الكويت	936		6.56	

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

كما تأتي العراق في المرتبة الرابعة بطاقة تكريرية قدرها 860 ألف ب/ي ونسبة 10% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة الشرق الأوسط، وعدد المصافي (12) مصفاة. يبين الجدول (5-7) طاقة مصافي النفط العاملة في العراق، وتاريخ إنشائها، ومؤشر درجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 5-7: طاقة مصافي النفط العاملة في العراق بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
بيجي	310	1982	5.87	Oil Refineries Administration
الدورة	165	1955	4.07	Midland Refineries Co.
بصرة	140	1975	3.93	Oil Refineries Administration
مصافي متنقلة	58	1976	1.00	Oil Refineries Administration
إربيل	40	2009	2.50	Kar Group
كركوك	30	1973	1.00	Iraqi Co. for Oil Operations
السماوة	30	1978	1.00	Oil Refineries Administration
الناصرية	30	1981	1.57	Oil Refineries Administration
النجف	30	2005	1.75	Oil Refineries Administration
الصينينة	27	1992	1.00	Oil Refineries Administration
إجمالي العراق	860		3.94	

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

تأتي دولة الإمارات العربية المتحدة في المرتبة الخامسة بطاقة تكريرية قدرها 690 ألف ب/ي ونسبة 8% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة الشرق الأوسط، وعدد المصافي (4) مصافي. يبين **الجدول (6-7)** طاقة مصافي النفط العاملة في الإمارات العربية المتحدة، وتاريخ إنشائها، ومؤشر درجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 6-7: طاقة مصافي النفط العاملة في الإمارات بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة		الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
رويس	Ruwais	400	1981	3.56	Takreer
جبل علي	Jebel Ali	120	2000	4.17	Emirates National Oil Co.
أم النار	Umm Al-Nar	85	1976	3.24	Takreer
الفجيرة	Fujairah	85	1996	1.26	Fujairah Refinery Co. Ltd.
إجمالي الإمارات		690		3.34	

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

أما باقي دول الشرق الأوسط فمعظمها يمتلك عدد محدود من المصافي وطاقة تكريرية منخفضة نسبياً. يبين **الجدول (7-7)** طاقة مصافي النفط العاملة في باقي دول منطقة الشرق الأوسط وتاريخ إنشائها، ومؤشر درجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 7-7: طاقة مصافي النفط العاملة في باقي دول الشرق الأوسط بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك	
قطر					
راس لفان	Ras Laffan	146	2009	6.07	Laffan Refinery Co. Ltd.
مسيعيد	Meseieed	137	1952	4.13	National Oil Distribution Co.
إجمالي قطر		283		5.13	
فلسطين المحتلة					
حيفا	Haifa	196	1939	3.84	Oil Refineries Ltd.
أشدود	Ashdod	80	1973	7.48	Paz Oil Co. Ltd.
إجمالي فلسطين المحتلة		276		4.89	
البحرين					
سترة	Sitra	267	1936	7.17	Bahrain Petroleum Co.

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
سورية				
بانياس	133	1979	6.6	Banias Refining Co.
حمص	107	1959	4.63	Homs Refinery Co.
إجمالي سورية	240		5.72	
عمان				
مينا الفحل	106	1982	2.56	Oman Refinery Co.
صحار	116	2007	6.39	Oman Refinery Co.
إجمالي عمان	222		4.56	
اليمن				
عدن	130	1954	1.6	Aden Refinery Co.
مأرب	10	1986	2.25	Yemen Oil Co.
إجمالي اليمن	140		1.65	
الأردن				
الزرقاء	90	1964	3.21	Jordan Petroleum Refinery
إجمالي باقي دول الشرق الأوسط	1518			

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

7-2: مصافي النفط المغلقة في الشرق الأوسط

لم تسجل عمليات إغلاق هامة لمصافي النفط في الشرق الأوسط في الفترة (2000-2013)، وتركزت في إغلاق عدد محدود من المصافي الصغيرة الحجم في كل من العراق والسعودية، وذلك لضعف كفاءتها وعدم جدوى تشغيلها. يبين الجدول (7-8) المصافي المغلقة في الشرق الأوسط في الفترة (2000-2013).

الجدول 7-8: المصافي المغلقة في الشرق الأوسط في الفترة (2000-2013) ألف ب/ي

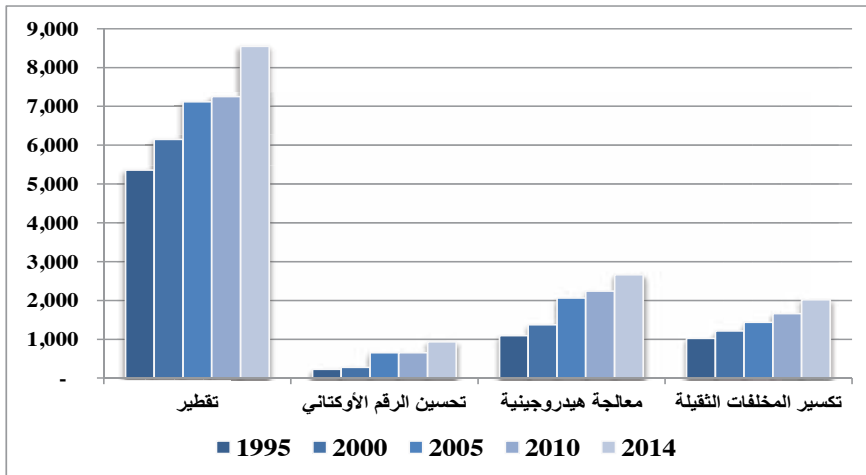
اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	المالك	تاريخ الإغلاق
السعودية				
الخفجي	30	1966	Saudi Aramco	2000
العراق				
مصافي متنقلة	10	1990	Oil Refineries Administration	2003

المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

7-3: الأداء التشغيلي لمصافي النفط في الشرق الأوسط

صممت مصافي النفط في منطقة الشرق الأوسط بشكل أساسي لتلبية حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية، أما في الدول المصدرة للبترول التي تمتلك احتياطات نفطية ومعدلات إنتاج عالية، مثل السعودية وإيران والكويت والإمارات العربية المتحدة، فقد صممت المصافي لتلبية السوق المحلية وتصدير الفائض إلى الأسواق الخارجية. إلا أنه مع ازدياد الطلب المحلي على المنتجات النفطية تحول بعض هذه المصافي إلى تلبية السوق المحلية، فضلاً عن أن بعضها الآخر غير قادر على إنتاج مشتقات ذات مواصفات متوافقة مع متطلبات الأسواق العالمية المستهلكة، بسبب انخفاض نسبة طاقة العمليات التحويلية. وفي السنوات العشر الماضية شهدت المنطقة تنفيذ العديد من مشاريع التطوير لتحسين الأداء من خلال رفع نسبة العمليات التحويلية اللاحقة إلى طاقة تقطير النفط، إضافة إلى التوسع في الطاقة التكريرية وإنشاء مصاف جديدة متطورة، كمصفاة عبدان في إيران والجبيل في السعودية، وراس لفان في قطر. يبين الشكل (7-2) تطور طاقة العمليات اللاحقة والطاقة التكريرية في الشرق الأوسط خلال الفترة (1995-2014).

الشكل 7-2: تطور طاقة العمليات اللاحقة والطاقة التكريرية في الشرق الأوسط خلال الفترة (1995-2014) ألف ب/ي

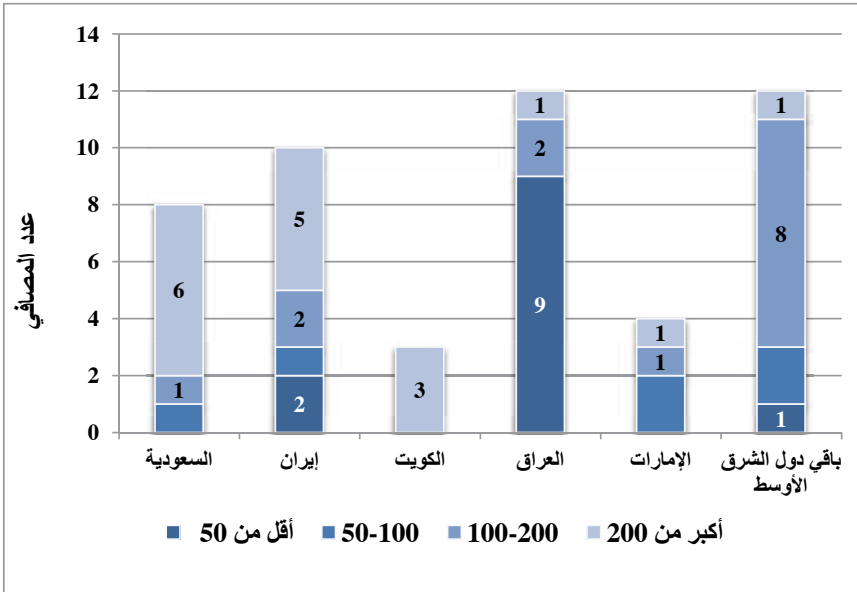


المصدر: أوابك-تقرير الأمين العام السنوي

7-3-1: تصنيف مصافي النفط في الشرق الأوسط حسب الحجم

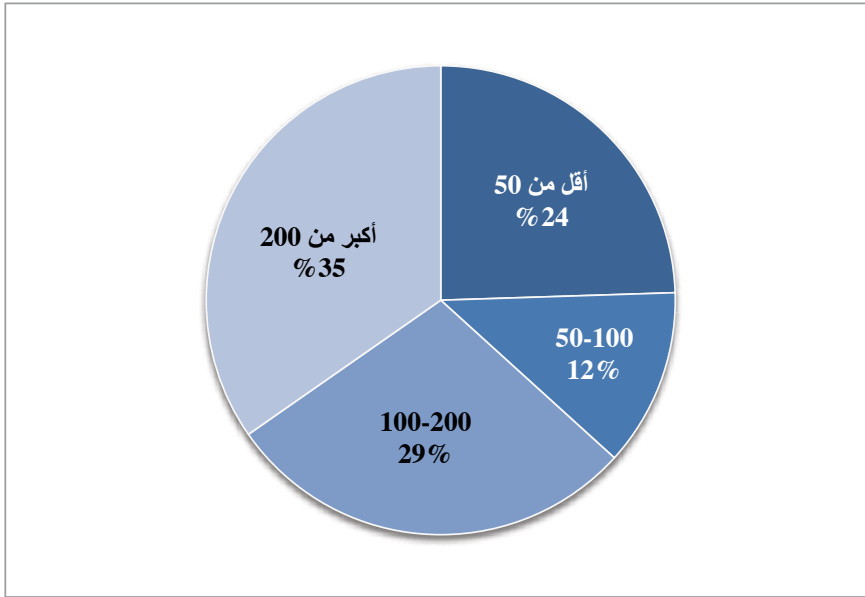
بلغ عدد المصافي الصغيرة التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي 12 مصفاة بنسبة 24% من إجمالي مصافي النفط في الشرق الأوسط، كما بلغ عدد المصافي التي تتراوح طاقتها التكريرية بين 50-100 ألف ب/ي 6 مصافي بنسبة 12%، كما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية ضمن المجال 100-200 ألف ب/ي 14 مصفاة بنسبة 29%، بينما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية الأعلى من 200 ألف ب/ي 17 مصفاة، بنسبة 35% من إجمالي مصافي النفط في الشرق الأوسط في بداية عام 2014. يبين الشكل (7-3) تصنيف مصافي النفط في دول الشرق الأوسط حسب الحجم بداية عام 2014، كما يبين الشكل (7-4) توزيع نسب مصافي النفط في دول الشرق الأوسط حسب الحجم بداية عام 2014.

الشكل 7-3: تصنيف مصافي النفط في دول الشرق الأوسط حسب الحجم
بداية عام 2014 (ألف ب/ي)



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 7-4: توزيع نسب مصافي الشرق الأوسط حسب الحجم عام 2014 (ألف ب/ي)

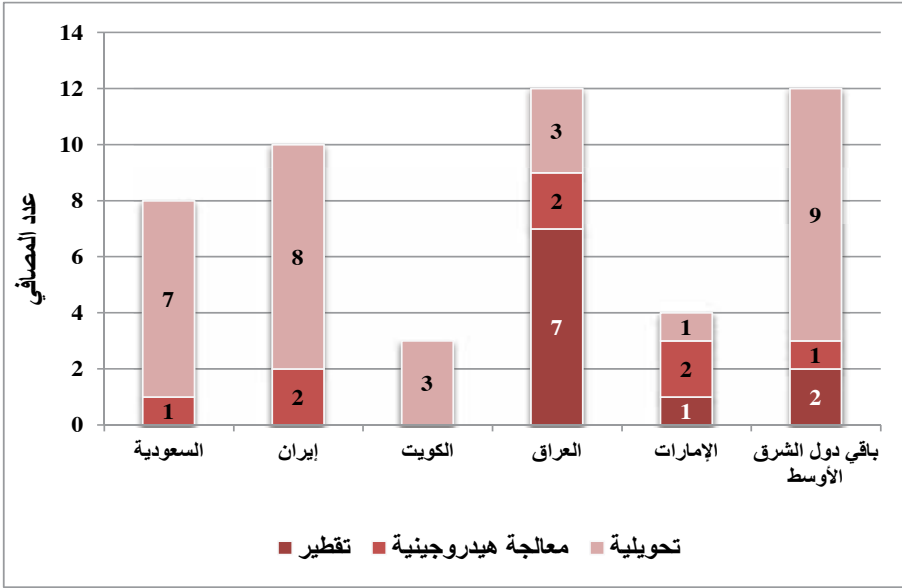


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

7-3-2: تصنيف مصافي النفط في الشرق الأوسط حسب النوع

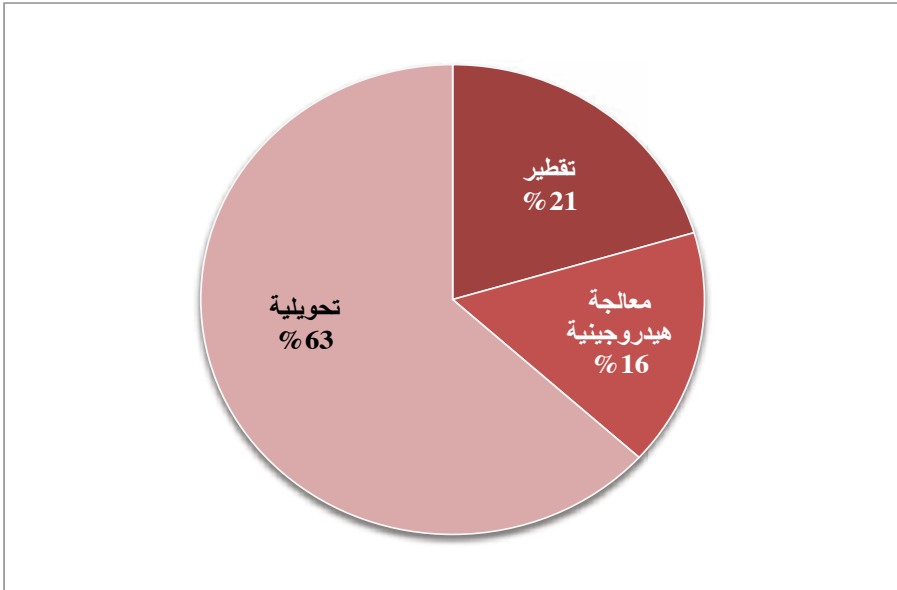
بلغ عدد المصافي البسيطة التي تحتوي على وحدة تقطير 10 مصافي بنسبة 21% من إجمالي عدد المصافي في الشرق الأوسط بداية عام 2014 وتركزت في العراق وباقي دول الشرق الأوسط، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 8 مصافي بنسبة 16%، أما عدد المصافي التحويلية فبلغ 31 مصفاة بنسبة 63% من إجمالي عدد المصافي في دول الشرق الأوسط. يبين **الشكل (7-5)** تصنيف مصافي النفط في دول الشرق الأوسط حسب النوع عام 2014، كما يبين **الشكل (7-6)** توزيع نسب مصافي الشرق الأوسط حسب النوع بداية عام 2014.

الشكل 5-7: تصنيف مصافي النفط في دول الشرق الأوسط حسب النوع عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 6-7: توزيع نسب مصافي النفط في الشرق الأوسط حسب النوع عام 2014

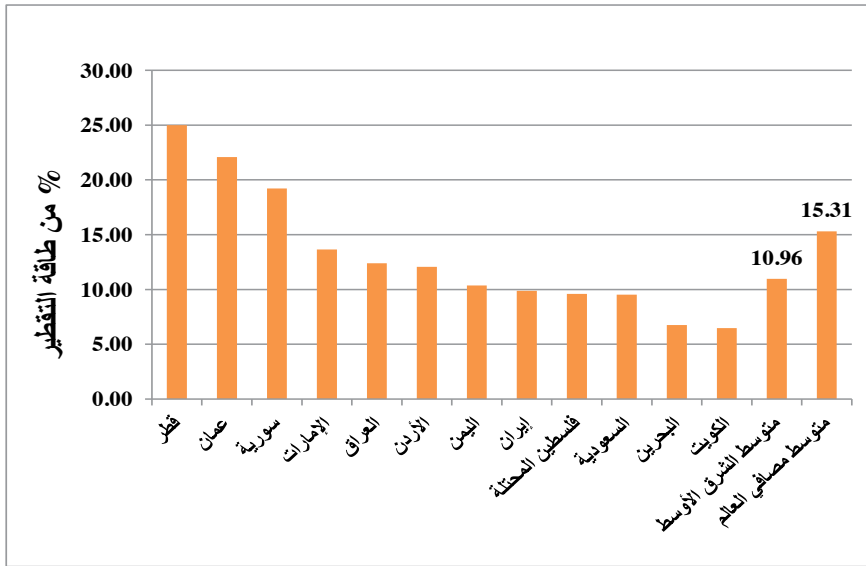


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

7-3-3: طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين في مصافي دول الشرق الأوسط 10.96% من طاقة تقطير النفط بداية عام 2014، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم. يبين الشكل (7-7) نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الشرق الأوسط بداية عام 2014.

الشكل 7-7: نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الشرق الأوسط بداية عام 2014



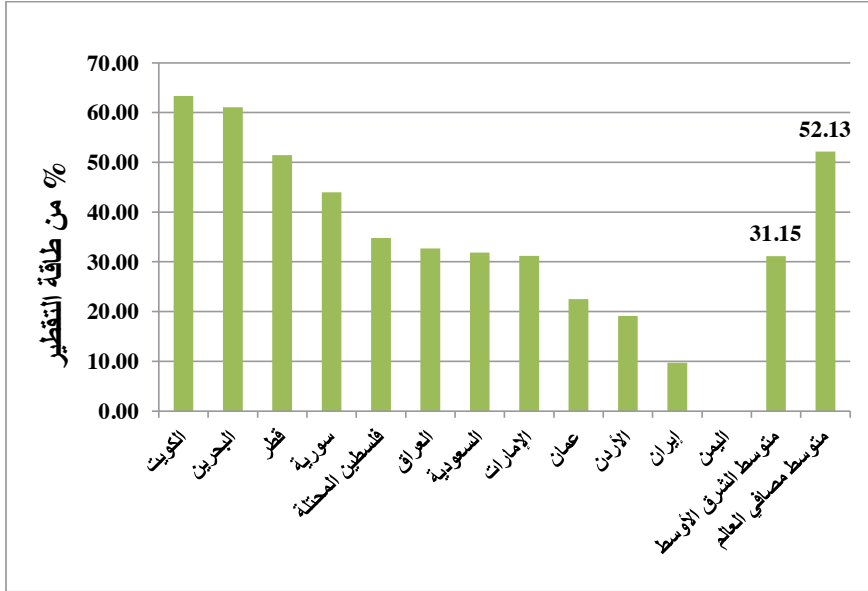
المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

7-3-4: طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول الشرق الأوسط 31.15% بداية عام 2014، وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم، وذلك نظراً لغياب تشريعات ملزمة لتحسين مواصفات المنتجات النفطية، وتصميم معظم المصافي لتلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية باستثناء البحرين وقطر والكويت وبعض مصافي السعودية والإمارات. يبين

الشكل (8-7) نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول الشرق الأوسط بداية عام 2014.

الشكل 8-7: نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الشرق الأوسط بداية عام 2014

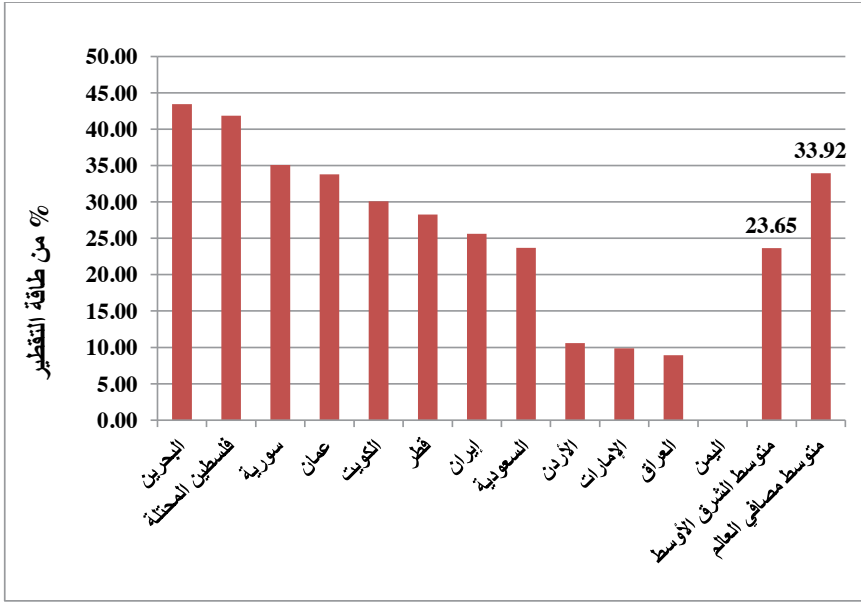


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

5-3-7: طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة

بلغت نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تكرير النفط في مصافي دول الشرق الأوسط 23.65% بداية عام 2014، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم. يبين **الشكل (9-7)** نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول الشرق الأوسط بداية عام 2014.

الشكل 7-9: نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي الشرق الأوسط بداية عام 2014

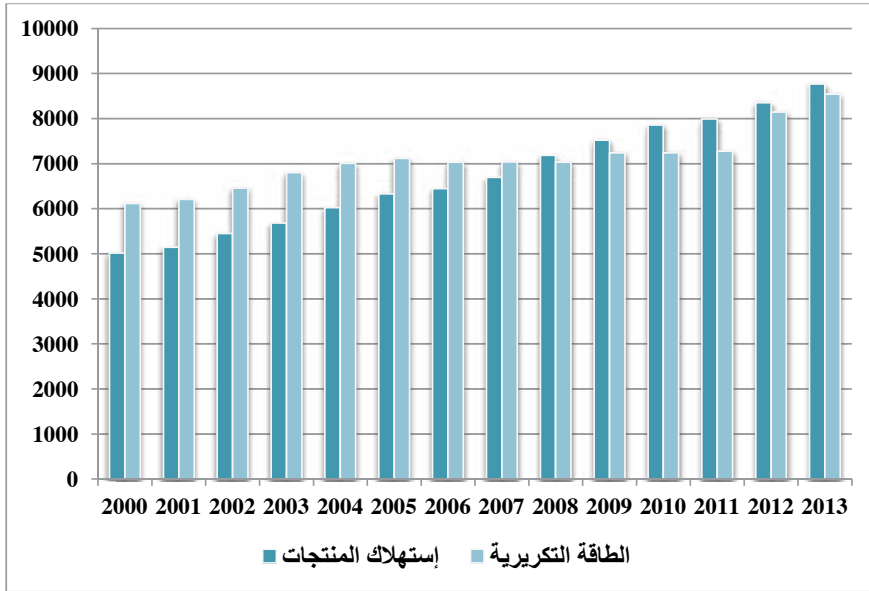


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-7: تطور الطاقة التكريرية والطلب على المنتجات النفطية

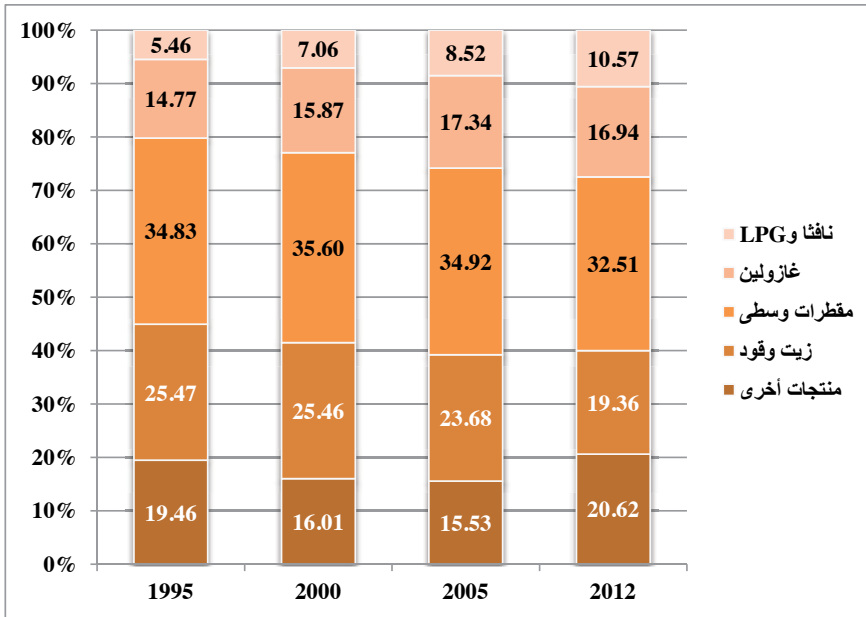
تعتبر منطقة الشرق الأوسط من المناطق التي ينمو فيها معدل الطلب على المنتجات النفطية بمستويات عالية بسبب النهضة الصناعية والاقتصادية التي شهدتها في العقود الماضية وخاصة الدول المنتجة للنفط، وقد ترافق ارتفاع الطلب بتوسيع الطاقة التكريرية من خلال إنشاء مصاف جديدة أو توسيع المصافي القائمة. يبين **الشكل (7-10)** تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في الشرق الأوسط خلال الفترة (2000-2013).

الشكل 10-7: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في الشرق الأوسط خلال الفترة (2000-2013) ألف ب/ي



المصدر: أو.أ.ب. - قاعدة بيانات صناعة التكرير

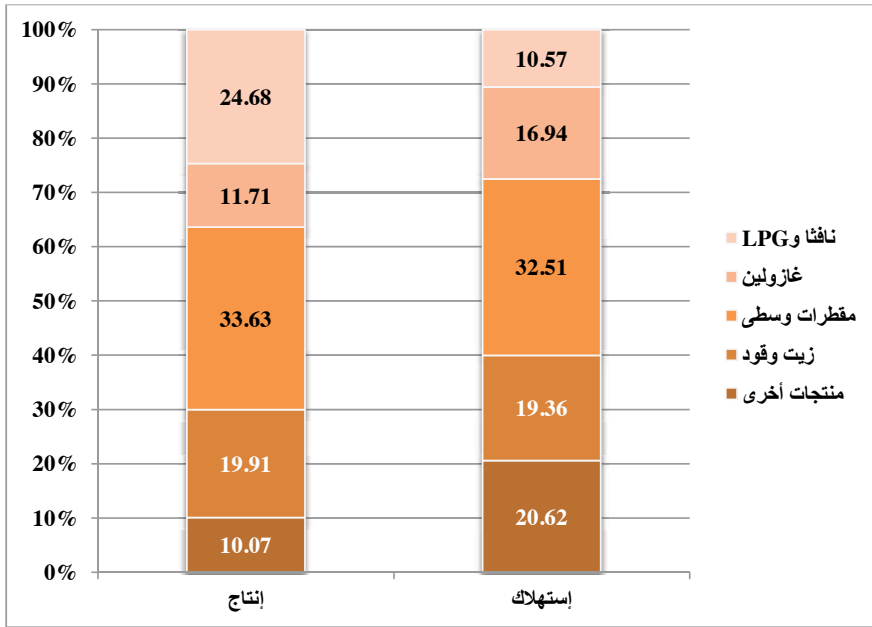
واجهت مصافي النفط في الشرق الأوسط مشكلة تنامي الطلب على الغازولين والنافثا وغاز البترول المسال، وانخفاضه على زيت الوقود، حيث ارتفعت نسبة استهلاك الغازولين من 14.77% من إجمالي استهلاك المنتجات النفطية في عام 1995 إلى 16.94% في عام 2012، كما ارتفعت نسبة الطلب على النافثا وغاز البترول المسال من 5.46% في عام 1995 إلى 16.94% في عام 2012، بينما انخفضت نسبة زيت الوقود من 28.44% في عام 1995 إلى 10.57% من إجمالي استهلاك المنتجات في عام 2012. **الشكل (7-11)** تطور هيكل استهلاك المنتجات النفطية في الشرق الأوسط خلال الفترة (1995-2012)

الشكل 7-11: تطور هيكل استهلاك المنتجات النفطية في الشرق الأوسط (1995-2012)

المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

ترافق التغير في هيكل الطلب مع تغير في هيكل الإنتاج من خلال التطوير المستمر لمصافي النفط وخاصة في الدول المنتجة للنفط التي تمتلك المقومات التي تمكنها من تنفيذ مشاريع استثمارية مكلفة، إلا أن العديد من الدول تستورد بعض المنتجات وتصدر أخرى بسبب التباين بين الطلب والإنتاج. تركز التباين في الغازولين حيث بلغت نسبته في هيكل الطلب 16.94% بينما في هيكل الإنتاج بلغت 11.71%، كما بلغت نسبة النافثا وغاز البترول المسال في هيكل الطلب 10.57% بينما في هيكل الإنتاج 24.68%. يبين الشكل (7-12) ميزان هيكل الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في الشرق الأوسط عام 2012.

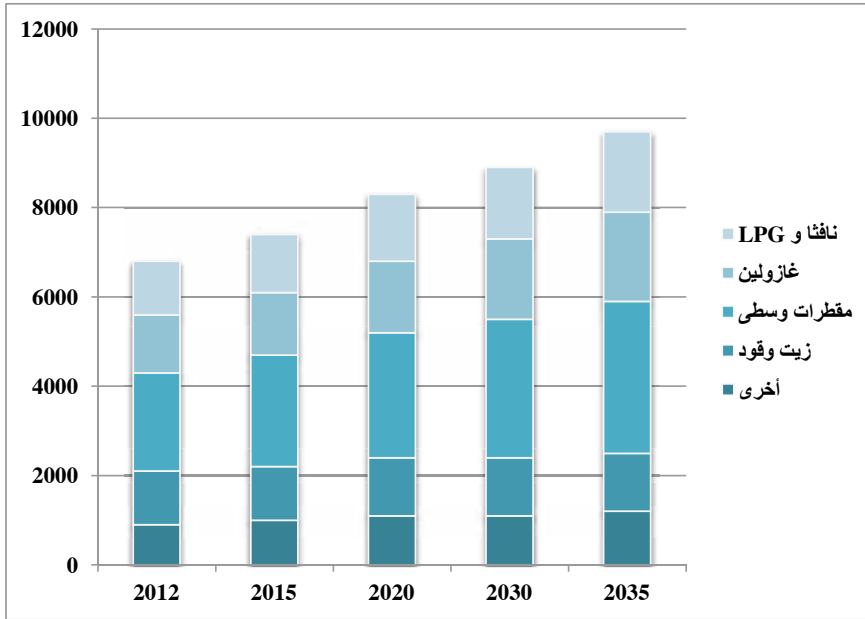
الشكل 12-7: ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات في الشرق الأوسط عام 2012



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

كما يتوقع استمرار تنامي الطلب على المنتجات النفطية في منطقة الشرق الأوسط في العامين القادمين، حيث سيرتفع إجمالي الطلب من 7 مليون ب/ي في عام 2012 إلى 9.7 مليون ب/ي بحلول عام 2035، وستتركز الزيادة في كل من الغازولين والديزل، بينما سيتراجع الطلب على زيت الوقود. يبين الشكل (4-13) توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في دول الشرق الأوسط خلال العامين القادمين.

الشكل 7-13: توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في الشرق الأوسط خلال الفترة (2012-2035) ألف ب/ي



المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2013

5-7: التشريعات البيئية ومواصفات المنتجات

تعاني صناعة التكرير في منطقة الشرق الأوسط من ضعف التشريعات البيئية النازمة لمواصفات المنتجات النفطية، بسبب أن ملكية معظم المصافي تعود إلى شركات القطاع العام. وقد بدأت عملية إصدار تشريعات محلية لتحسين مواصفات المنتجات، وخاصة في الدول التي تعتمد على تصدير المنتجات إلى الأسواق التي تتطلب مواصفات صارمة، إضافة إلى تنامي الوعي بضرورة المحافظة على سلامة البيئة من التلوث. يبين الجدول (7-9) تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في الشرق الأوسط، ومقارنتها مع أوروبا الغربية.

الجدول 7-9: تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في الشرق الأوسط

2035	2030	2025	2020	2015	2013	المنطقة
في الغازولين (جزء في المليون)						
10	13	20	75	280	500	الشرق الأوسط
10	10	10	10	10	12	أوروبا الغربية
في الديزل (جزء في المليون)						
10	20	50	130	385	1130	الشرق الأوسط
10	10	10	10	10	13	أوروبا الغربية

المصدر: أوبك 2013, World Oil Outlook

6-7: التطورات المستقبلية لصناعة التكرير في الشرق الأوسط

تشهد منطقة الشرق الأوسط تطورات هامة في مجال تطوير مصافي النفط، وذلك لتلبية الطلب المتنامي على المنتجات النفطية في السوق المحلية. ويتركز معظم هذه المشاريع في المملكة العربية السعودية وإيران وجمهورية العراق ودولة الكويت ودولة الإمارات العربية المتحدة.

يبين **الجدول (7-10)** قائمة المصافي المخطط إنشاؤها في منطقة الشرق الأوسط خلال الفترة (2012-2017)

الجدول 7-10: المصافي الجاري إنشاؤها في الشرق الأوسط خلال الفترة (2012-2017) ألف ب/ي

تاريخ التشغيل	الطاقة التكريرية	البلد	اسم المصفاة	
2014	420	الإمارات	Ruwais	الرويس
2015	300	إيران	Bandar Abbas-1	بندر عباس -1
2014	260	إيران	Bandar Abbas-2	بندر عباس-2
2015	120	إيران	Pars	فارس
2015	260	إيران	qazwin	قزوین
2015	30	إيران	Keshm	قشم
2016	120	سورية	Dair alzour	دير الزور
2017	400	السعودية	Jazan	جازان
2016	400	السعودية	Yanbu	ينبع

اسم المصفاة	البلد	الطاقة التكريرية	تاريخ التشغيل
راس تنورة	Rasstannura	السعودية	400
الناصرية	Al-Nassirya	العراق	300
كربلاء	Karbala	العراق	140
ميسان	Missan	العراق	150
كركوك	Kirkuk	العراق	150
مينا الزور	Mina Alzour	الكويت	615
الشاهين	Al-Shaheen	قطر	260
الدقم	Al-Dukum	عمان	230

المصدر: MEES, 2013

7-7: الخلاصة والاستنتاجات

تبلغ الطاقة التكريرية في منطقة الشرق الأوسط 8545 ألف ب/ي بنسبة 9% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 49 مصفاة. تأتي المملكة العربية السعودية في المرتبة الأولى بطاقة تكريرية قدرها 2507 ألف ب/ي ونسبة 29% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة الشرق الأوسط، وعدد المصافي 8 مصافي، تليها إيران في المرتبة الثانية بطاقة تكريرية قدرها 2034 ألف ب/ي ونسبة 24%، وعدد المصافي 10 مصافي. وفي المرتبة الثالثة تأتي دولة الكويت بطاقة تكريرية قدرها 936 ألف ب/ي ونسبة 11%، وعدد المصافي (3) مصافي. كما تأتي العراق في المرتبة الرابعة بطاقة تكريرية قدرها 860 ألف ب/ي، ونسبة 10%، وعدد المصافي (12) مصفاة. وتأتي دولة الإمارات العربية المتحدة في المرتبة الخامسة بطاقة تكريرية قدرها 690 ألف ب/ي، ونسبة 8% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة الشرق الأوسط، وعدد المصافي (4) مصافي. أما باقي دول الشرق الأوسط فمعظمها يمتلك عدد محدود من المصافي وطاقة تكريرية منخفضة نسبياً.

لم تسجل عمليات إغلاق هامة لمصافي النفط في الشرق الأوسط في الفترة (2000-2013) وانحصرت في إغلاق عدد محدود من المصافي الصغيرة الحجم في كل من العراق والسعودية وذلك لضعف كفاءتها وعدم جدوى تشغيلها.

صممت معظم مصافي النفط في منطقة الشرق الأوسط بشكل أساسي لتلبية حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية، أما في الدول المصدرة للبترول التي تمتلك احتياطات ومعدلات إنتاج عالية، مثل المملكة العربية السعودية وإيران ودولة الكويت ودولة الإمارات العربية المتحدة، فقد صممت لتلبية السوق المحلية وتصدير الفائض إلى الأسواق الخارجية. إلا أنه مع ازدياد الطلب المحلي على المنتجات النفطية أصبحت هذه المصافي غير قادرة على التصدير، فضلاً عن أن بعضها غير قادر على إنتاج مشتقات ذات مواصفات متوافقة مع متطلبات الأسواق العالمية المستهلكة، بسبب انخفاض نسبة طاقة العمليات التحويلية. وفي السنوات العشر الماضية شهدت المنطقة تنفيذ العديد من مشاريع التطوير لتحسين الأداء من خلال رفع نسبة العمليات اللاحقة إلى طاقة تقطير النفط، إضافة إلى التوسع في الطاقة التكريرية وإنشاء مصاف جديدة متطورة، كمصفاة عبدان في إيران والجبيل في السعودية، وراس لفان في قطر.

بلغ عدد المصافي الصغيرة التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي 12 مصفاة بنسبة 24% من إجمالي مصافي النفط في الشرق الأوسط، كما بلغ عدد المصافي التي تبلغ طاقتها التكريرية من 50-100 ألف ب/ي 6 مصافي بنسبة 12%، كما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية ضمن المجال 100-200 ألف ب/ي 14 مصفاة بنسبة 29%، بينما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية الأعلى من 200 ألف ب/ي 17 مصفاة بنسبة 35% من إجمالي مصافي النفط في الشرق الأوسط في بداية عام 2014.

بلغ عدد المصافي البسيطة التي تحتوي على وحدة تقطير 10 مصافي بنسبة 21% من إجمالي عدد المصافي في الشرق الأوسط بداية عام 2014، وتركزت في

العراق وبعض دول الشرق الأوسط الأخرى، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 8 مصافي بنسبة 16%، أما عدد المصافي التحويلية فبلغ 31 مصفاة بنسبة 63% من إجمالي عدد المصافي في دول منطقة الشرق الأوسط بداية عام 2014.

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني في مصافي دول الشرق الأوسط 10.96% من طاقة تقطير النفط بداية عام 2014، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم، كما بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط 31.15%، وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم، وذلك بسبب غياب تشريعات ملزمة لتحسين مواصفات المشتقات النفطية، وتصميم معظم المصافي لتلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية باستثناء مصافي البحرين والسعودية وقطر والكويت والإمارات. أما متوسط نسبة طاقة العمليات التحويلية إلى طاقة تكرير النفط فقد بلغ 23.65%، وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم.

تعتبر منطقة الشرق الأوسط من المناطق التي ينمو فيها معدل نمو الطلب على المنتجات النفطية بمستويات عالية بسبب النهضة الصناعية والاقتصادية التي شهدتها في العقود الماضية وخاصة الدول المنتجة للنفط، وقد ترافق ارتفاع الطلب بتوسيع الطاقة التكريرية من خلال إنشاء مصافي جديدة أو توسيع المصافي القائمة.

واجهت مصافي النفط في منطقة الشرق الأوسط مشكلة تنامي الطلب على الغازولين وغاز البترول المسال، وانخفاضه على زيت الوقود. ترافق التغير في هيكل الطلب مع تغير في هيكل الإنتاج من خلال التطوير المستمر لمصافي النفط، وخاصة في الدول المنتجة للنفط التي تمتلك مقومات تمكنها من تنفيذ مشاريع استثمارية مكلفة، إلا أن العديد من الدول تستورد بعض المنتجات وتصدر أخرى بسبب التباين بين الطلب والإنتاج. تركز التباين في الغازولين وغاز البترول المسال، وزيت الوقود.

كما يتوقع استمرار تنامي الطلب على المنتجات النفطية في منطقة الشرق الأوسط في العامين القادمين، حيث سيرتفع إجمالي الطلب من 7 مليون ب/ي في عام 2012 إلى 9.7 مليون ب/ي بحلول عام 2035، وستتركز الزيادة في كل من الغازولين والديزل، بينما سيستمر تراجع الطلب على زيت الوقود.

تعاني صناعة التكرير في منطقة الشرق الأوسط من ضعف التشريعات البيئية النازمة لمواصفات المنتجات النفطية، بسبب ملكية معظم المصافي إلى القطاع العام. وقد بدأت عملية إصدار تشريعات محلية لتحسين مواصفات المنتجات، وخاصة في الدول التي تعتمد على تصدير المنتجات إلى الأسواق التي تتطلب مواصفات صارمة، إضافة إلى تنامي الوعي بضرورة المحافظة على سلامة البيئة من التلوث.

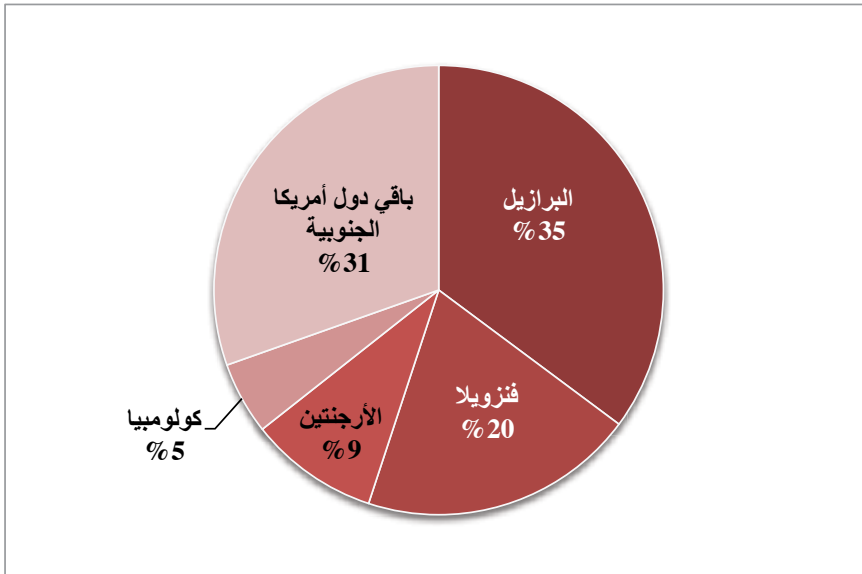
تشهد منطقة الشرق الأوسط تطورات هامة في مجال تطوير مصافي النفط، وذلك لتلبية الطلب المتنامي على المنتجات النفطية في السوق المحلية. تتركز معظم هذه المشاريع في المملكة العربية السعودية وإيران والعراق والكويت والإمارات العربية المتحدة.

الفصل الثامن

تطورات صناعة تكرير النفط في أمريكا الجنوبية

تبلغ الطاقة التكريرية في منطقة أمريكا الجنوبية 6443 ألف ب/ي بنسبة 7% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي العاملة 65 مصفاة بداية عام 2014. يبين الشكل (1-8) توزيع نسب طاقة مصافي النفط العاملة في أمريكا الجنوبية بداية عام 2014. كما يبين الجدول (1-8) الطاقة التكريرية، وإجمالي طاقة العمليات التحويلية، ومتوسط مؤشر درجة تعقيد مصافي النفط العاملة في دول أمريكا الجنوبية بداية عام 2014.

الشكل 1-8: توزيع نسب طاقة مصافي النفط العاملة في أمريكا الجنوبية بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الجدول 1-8: طاقة مصافي النفط العاملة في أمريكا الجنوبية بداية 2014

البلد	عدد المصافي	تقطر جوي	تكسير المخلفات الثقيلة	تحسين الرقم الأوكتاني	المعالجة الهيدروجينية	متوسط مؤشر تعقيد نيلسون
البرازيل	15	2267.0	789.08	32.39	378.13	4.43
فنزويلا	5	1280.1	376.70	70.20	389.70	5.48
الأرجنتين	9	600.0	287.83	69.33	175.60	5.96
كولومبيا	5	336.1	142.00	0.00	19.80	3.92
جزر الأنتيل	1	320.0	130.00	20.00	119.50	5.35
كوبا	4	294.5	14.70	20.00	33.85	2.27
تشيلي	3	236.0	128.66	34.97	0.00	5.93
أروبا	1	235.0	99.00	0.00	214.20	7.57
بيرو	5	192.8	59.20	2.10	2.80	3.16
إكوادور	3	175.0	49.50	12.80	24.50	3.16
ترينداد وتوباغو	1	168.0	93.00	18.00	41.00	6.83
بوليفيا	2	60.0	0.00	12.10	6.90	2.34
أرغواي	1	50.0	19.00	18.00	23.00	6.19
بورتوريكو	1	48.0	20.00	21.00	21.00	8.44
دومينيكان	2	47.0	0.00	8.20	20.81	2.98
جامايكا	1	36.0	0.00	3.70	23.80	3.27
كوستاريكا	1	25.0	6.50	1.20	2.00	2.19
السلفادور	1	22.0	0.00	3.00	15.50	3.68
نيكاراغوا	1	20.0	0.00	3.00	14.50	3.66
مارتينيك	1	16.0	0.00	2.86	14.27	4.12
باراغواي	1	7.5	0.00	0.00	0.00	1.00
سورينام	1	7.0	2.80	0.00	0.00	3.40
الإجمالي	65	6442.93	2217.98	352.85	1540.86	4.85

المصدر: أو.أ.ب.ك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

1-8: الطاقة التكريرية لمصافي النفط في أمريكا الجنوبية

تحتل البرازيل المرتبة الأولى بطاقة تكريرية قدرها 2267 ألف ب/ي، وعدد المصافي 15 مصفاة بنسبة 35% من إجمالي الطاقة التكريرية في أمريكا الجنوبية بداية عام 2014. **يبيّن الجدول (2-8) طاقة مصافي النفط العاملة في البرازيل، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.**

الجدول 2-8: طاقة مصافي النفط العاملة في البرازيل بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
بولينيا	396	1972	4.72	Petroleo Brasileiro SA
ماتاريبي	281	1958	3.53	Petroleo Brasileiro SA
ساو جوس دوس كامبوس	252	1980	4.54	Petroleo Brasileiro SA
إيبوجوكا	240	2013	7.13	Petroleo Brasileiro SA & PDVESA
داكو دي كاكسياس	230	1961	3.94	Petroleo Brasileiro SA
بارانا	195	1977	3.76	Petroleo Brasileiro SA
كانواس	180	1968	1.90	Petroleo Brasileiro SA
كوباتاو	172	1955	5.71	Petroleo Brasileiro SA
ببتيم	151	1968	5.49	Petroleo Brasileiro SA
كابوفا	49	1954	3.20	Petroleo Brasileiro SA
مانواس	46	1956	1.61	Petroleo Brasileiro SA
غومار	35	2009	4.87	Petroleo Brasileiro SA
ريو غراند دوسول	17	1937	2.61	Refinaria de Petroleo Ipiranga SA
ريو دي جانيرو	15	1954	4.30	Refinaria de Petroleos de Manguinhos SA
فورتاليزا	8	1966	2.64	Petroleo Brasileiro SA
إجمالي البرازيل	2267		4.43	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تأتي فنزويلا في المرتبة الثانية بنسبة 20% من إجمالي الطاقة التكريرية في أمريكا الجنوبية، حيث بلغت طاقتها التكريرية 1280.1 ألف ب/ي وعدد المصافي (5) مصافي بداية عام 2014. **يبيّن الجدول (3-8) طاقة مصافي النفط العاملة في فنزويلا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.**

الجدول 3-8: طاقة مصافي النفط العاملة في فنزويلا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Paraguana Refining Center	6.19	1950	940	Cardon	كاردون
Petroleos de Venezuela SA	1.71	1949	178	Puerto de la Cruz	بويرتو دي لاکروز
Petroleos de Venezuela SA	6.12	1960	140.9	El Palito	إل باليتو
Paraguana Refining Center	1.72	1950	16	Maracaibo	ماراکايبو
Petroleos de Venezuela SA	1.44	1952	5.2	San Roque	سان روك
	5.48		1280.1	إجمالي فنزويلا	

المصدر: أو أبك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

كما تأتي الأرجنتين في المرتبة الثالثة بنسبة 9% من إجمالي الطاقة التكريرية في أمريكا الجنوبية، حيث تبلغ طاقتها التكريرية 600.5 ألف ب/ي، وعدد المصافي 9 مصافي بداية عام 2014. يبين الجدول (4-8) طاقة مصافي النفط العاملة في الأرجنتين، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 4-8: طاقة مصافي النفط العاملة في الأرجنتين بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Repsol YPF SA	5.80	1925	189	La Plata	لاپلاتا
Repsol YPF SA	8.58	1932	106	Lujan de Cuyo	لوجان
Shell Cia. Argentina de Petroleo SA	6.18	1931	100	Buenos Aires	بيونيس آيريس
ExxonMobil Refining & Supply	7.31	1906	85	Campana	كامبانا
Refinor SA	1.00	1962	32	Campo Duran	كامبو دوران
Petroleo Brasileiro SA	5.22	1938	30	Bahia Blanca	باهيا بلانكا
Oil Combustibles SA	3.13	1965	30	San Lorenzo	سان لورينزو
Repsol YPF SA	1.80	1919	25	Plaza Huincul	بلازا هوينكول
RENESA- Petrolera Argentina SA	1.93	2012	3.5	Plaza Huincul Reniza	بلازا هوينكول رينيزا
	5.96		599.97	إجمالي الأرجنتين	

المصدر: أو أبك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تأتي كولومبيا في المرتبة الرابعة بنسبة 5% من إجمالي الطاقة التكريرية في أمريكا الجنوبية، حيث تبلغ طاقتها التكريرية 336.1 ألف ب/ي، وعدد المصافي (5) مصافي بداية عام 2014. يبين الجدول (5-8) طاقة مصافي النفط العاملة في كولومبيا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 5-8: طاقة مصافي النفط العاملة في كولومبيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
بارانكابيرميجا	250	1922	3.79	Empresa Colombiana de Petroleos
كارتاغينا	80	1956	4.52	Empresa Colombiana de Petroleos
أبياي	2.5	1920	1	Empresa Colombiana de Petroleos
أوريتو	1.8	1935	1	Empresa Colombiana de Petroleos
تيبو	1.8	1936	1	Empresa Colombiana de Petroleos
إجمالي كولومبيا	336.1		3.92	

المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

أما باقي دول منطقة أمريكا الجنوبية فمعظمها تمتلك مصفاة واحدة أو مصفائين من النوع البسيط بطاقة تكريرية منخفضة، صممت لتلبية حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية. يبين الجدول (6-8) طاقة مصافي النفط العاملة في باقي دول أمريكا الجنوبية، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 6-8: طاقة مصافي النفط العاملة في باقي دول أمريكا الجنوبية بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
جزر الأنتيل				
إماستاد	320	1960	5.35	Refineria Isla Curacao SA
كوبا				
نيكو لوبيز	122	1887	2.72	Cuba Petroleos
إرمونوس دياس	102.5	1954	2.04	Cuba Petroleos
سبينفو غوس	66	1991	1.86	Cuba Petroleos
سيرهيو سوتو	4	1947	1	Cuba Petroleos
إجمالي كوبا	294.5		2.27	

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
تشيلي					
Empresa Nactional de Petroleo	6.1	1966	116	BioBio	بيوبيو
Empresa Nactional de Petroleo	6.5	1954	104	Aconcagua	أكونكاغوا
Empresa Nactional de Petroleo	1	1935	16	Gregorio	غريغورا
	5.93		236		إجمالي تشيلي
أوروبا					
Valero Aruba Refinery	7.57	1929	235	San Nicolas	سان نيكولاس
بيرو					
Repsol YPF SA	3.6	1967	102	La Pampilla Lima	لابامبيللا ليما
Petroperu SA	3.26	1917	62	Talara	تالارا
Petroperu SA	1.82	1961	15	Conchan	كونشان
Petroperu SA	1	1982	10.5	Iquitos	إيكويتوس
Maple Gas Corp.	1	1966	3.25	Pucallpa	بوكالبا
	3.16		192.75		إجمالي البيرو
إكوادور					
Petroecuador	4.44	1977	110	Esmeraldas	إسميرالدا
Petroecuador	1	1940	45	La Libertad	لاليبيرتاد
Petroecuador	1	1967	20	Shushufindi	شوشوفيندي
	3.16		175		إجمالي الإكوادور
ترينيداد و توباغو					
Petroleum Co. of Trinidad and Tobago Ltd.	6.83	1917	168	Pointe-a-Pierre	بونتي إيبيري
بوليفيا					
Empresa Boliviana de Refinacion	1.82	1950	40	Cochabamba	كوتشابامبا
Empresa Boliviana de Refinacion	3.4	1978	20	Santa Cruz de la Sierra	سانتا كروز دي لا سييرا
	2.34		60		إجمالي بوليفيا
أوروغواي					
ANCAP	6.19	1937	50	La Teja Montevideo	لاتيجا مونتيفيديو
بورتوريكو					
Puma Enerhy Caribe	8.44	1955	48	Bayamon	بايامون

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
الدومينيكان					
Refineria Dominicana de Petroleo SA	3.28	1973	34	Haina	هينا
Falconbridge Dominicana C por A	2.19	1959	13	Bonao	باناو
	2.98		47	إجمالي الدومينيكان	
جامايكا					
Petrojam Ltd.	3.27	1964	36	Kingston	كينغستون
كوستاريكا					
Refinadora Costarricense de Petroleo SA		1967	25	Limon	ليمون
السلفادور					
Esso Caribbean and Central America	3.68	1970	22	Acajutla	أكاجوتلا
نيكاراغوا					
ExxonMobil Refining & Supply	5.35	1964	20	Managua	ماناغوا
مارتينيك					
Societe Anonyme de la Raffinerie des Antilles	4.12	1971	16	Fort-de-France	فورت دي فرانس
باراغواي					
Petroleos Paraguayos	1	1966	7.5	Villa Elisa	فيلا إليسا
سورينام					
Staatsolie Maatschappij Suriname n.v.	3.4	1980	7	Wanica	وانيكا
			1959.75	إجمالي باقي دول أمريكا الجنوبية	

المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-8: مصافي النفط المغلقة في أمريكا الجنوبية

على الرغم من انخفاض الطاقة التكريرية لمعظم مصافي النفط في دول أمريكا الجنوبية، فضلاً عن قدمها وضعف كفاءتها، إلا أنه لم يسجل سوى إغلاق عدد محدود من المصافي خلال الفترة (2000-2013). تركزت حالات الإغلاق في الأرجنتين وبورتوريكو وبيرو، وجميعها مصاف صغيرة الحجم. يبين الجدول (7-8) مصافي النفط التي أغلقت في أمريكا الجنوبية خلال الفترة (2000-2013).

الجدول 7-8: المصافي المغلقة في أمريكا الجنوبية خلال الفترة 2000-2013 (ألف ب/ي)

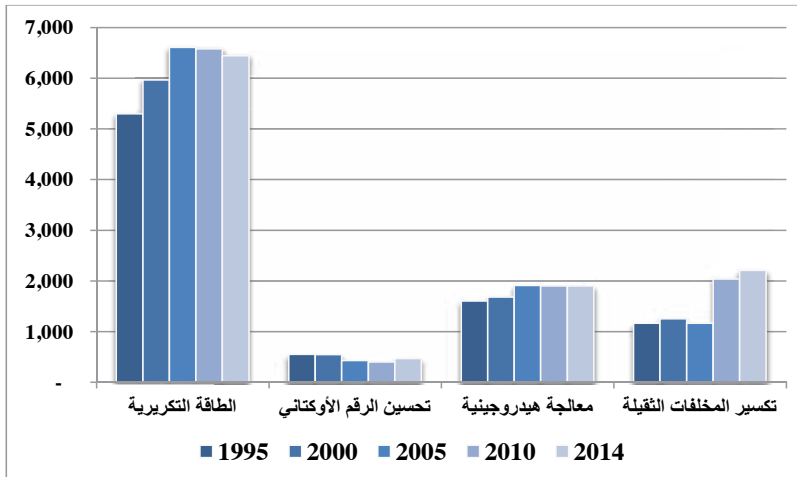
المالك	تاريخ الإغلاق	الطاقة التكريرية	البلد/ اسم المصفاة	
الأرجنتين				
Destileria Argentina de Petroleo SA	2002	4	Dock Sud	دوك سود
Destileria Argentina de Petroleo SA	2005	8	Lomas de Zamora	لوماس دي زامورا
بورتوريكو				
Shell Chemical Yabucoa Inc.	2009	73	Yabucoa	يابوكوا
بيرو				
Petroperu SA	2001	1.7	El Milagro	إلميلاغرو

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

3-8: الأداء التشغيلي لمصافي النفط في أمريكا الجنوبية

شهدت منطقة أمريكا الجنوبية في العقدین الماضیین تطورات هامة في مجال تحسين قدرة المصافي على تحويل المخلفات الثقيلة إلى منتجات خفيفة عالية الجودة، بينما انخفضت الطاقة التكريرية انخفاضاً طفيفاً بسبب إغلاق بعض المصافي الصغيرة الحجم أو تخفيض الطاقة التكريرية للمصافي العاملة. يبين الشكل (2-8) تطور طاقة العمليات التحويلية اللاحقة والطاقة التكريرية في دول أمريكا الجنوبية خلال الفترة (1995-2014).

الشكل 2-8: تطور طاقة العمليات اللاحقة والطاقة التكريرية في دول أمريكا الجنوبية خلال الفترة (1995-2014)

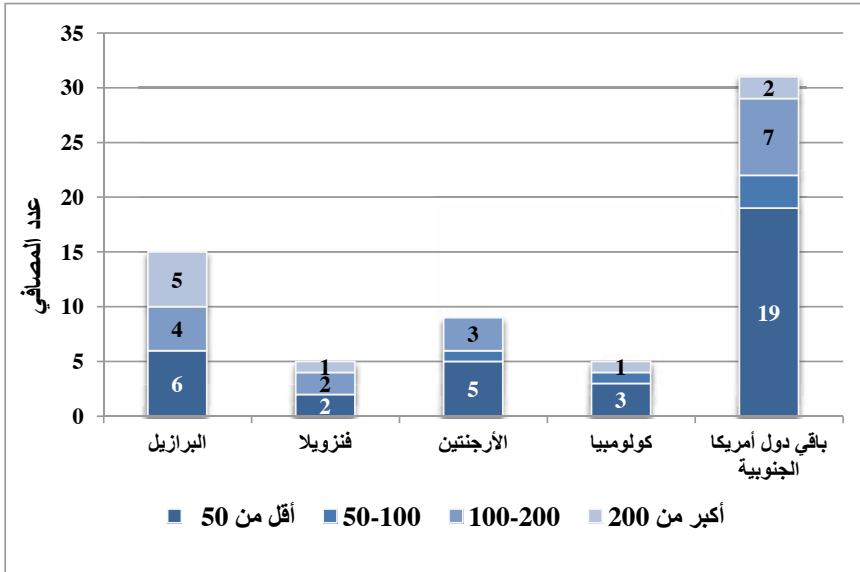


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

1-3-8: تصنيف مصافي النفط حسب الحجم

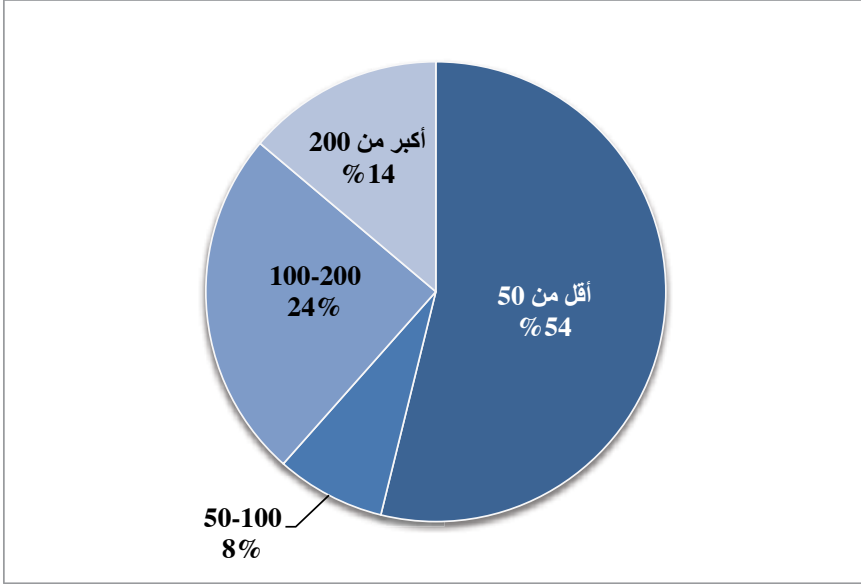
معظم مصافي النفط في أمريكا الجنوبية ذات طاقة تكريرية صغيرة، حيث بلغ عدد المصافي التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي 35 مصفاة، بنسبة 54% من إجمالي عدد المصافي العاملة في أمريكا الجنوبية بداية عام 2014، كما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية من 50-100 ألف ب/ي 5 مصافي بنسبة 8%، كما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية ضمن المجال 100-200 ألف ب/ي 16 مصفاة، بنسبة 24%، بينما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية الأعلى من 200 ألف ب/ي 9 مصافي بنسبة 14% من إجمالي عدد مصافي النفط العاملة في أمريكا الجنوبية. يبين الشكل (3-8) تصنيف مصافي النفط في دول أمريكا الجنوبية حسب الحجم بداية عام 2014، كما يبين الشكل (4-8) توزيع نسب مصافي النفط في أمريكا الجنوبية حسب الحجم بداية عام 2014.

الشكل 3-8: تصنيف مصافي أمريكا الجنوبية حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 8-4: توزيع نسب مصافي أمريكا الجنوبية حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

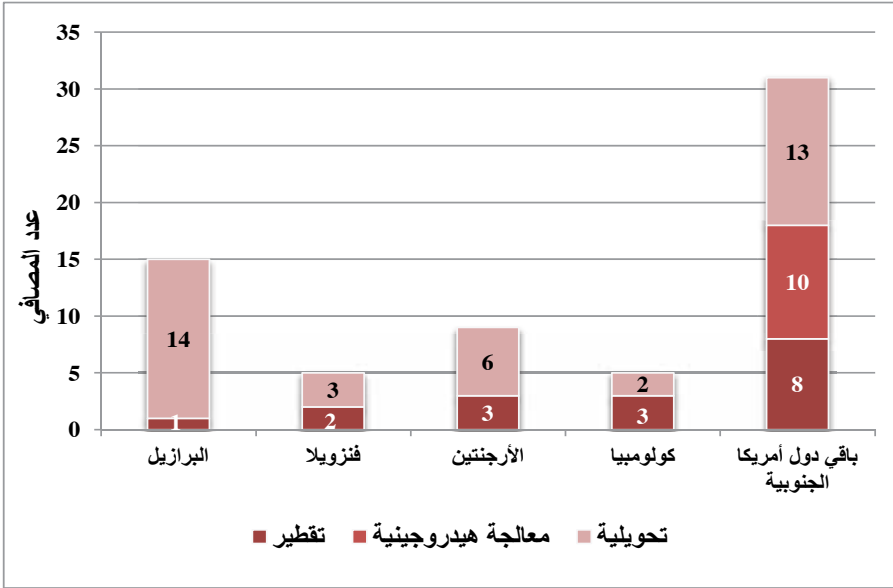


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-3-8: تصنيف مصافي النفط حسب النوع

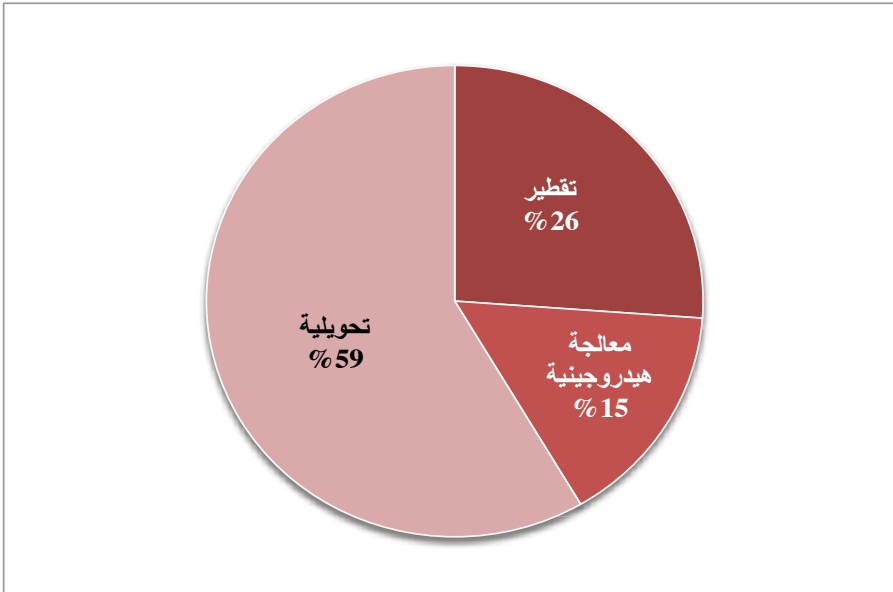
بلغ عدد المصافي البسيطة التي تحتوي على وحدة تقطير فقط 17 مصفاة بنسبة 26% من إجمالي عدد المصافي في أمريكا الجنوبية بداية عام 2014، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 10 مصافي بنسبة 15%، أما عدد المصافي التحويلية فبلغ 38 مصفاة بنسبة 59% من إجمالي عدد المصافي في دول أمريكا الجنوبية. يبين **الشكل (8-5)** تصنيف مصافي النفط في دول أمريكا الجنوبية حسب النوع بداية عام 2014، كما يبين **الشكل (8-6)** توزيع نسب مصافي أمريكا الجنوبية حسب النوع عام 2014.

الشكل 5-8: تصنيف مصافي النفط في أمريكا الجنوبية حسب النوع بداية عام 2014



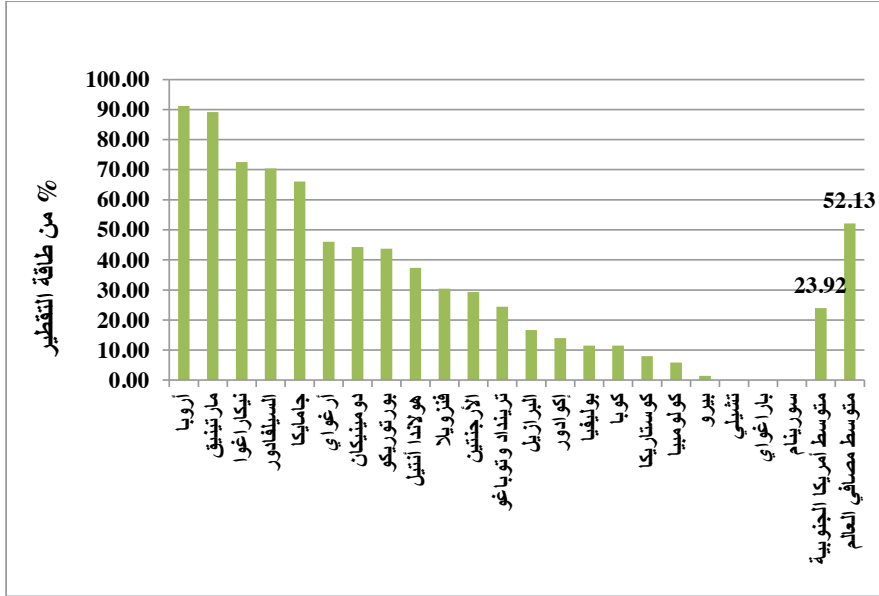
المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 6-8: توزيع نسب مصافي النفط في أمريكا الجنوبية حسب النوع بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 8-8: نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أمريكا الجنوبية بداية عام 2014

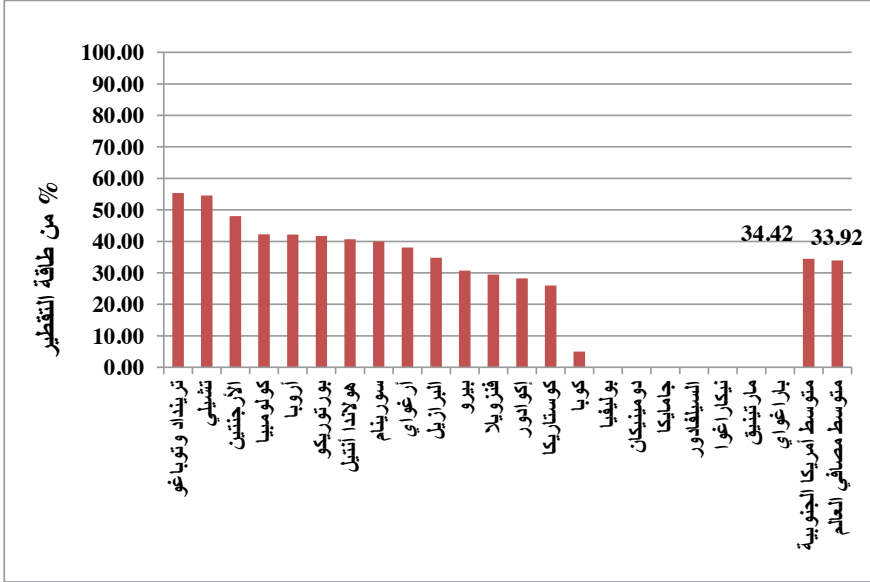


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

5-3-8: طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة

بلغت نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أمريكا الجنوبية 34.42%، وهي قريبة من متوسط مصافي العالم. يبين **الشكل (8-9)** نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أمريكا الجنوبية بداية عام 2014.

الشكل 8-9: نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أمريكا الجنوبية بداية عام 2014

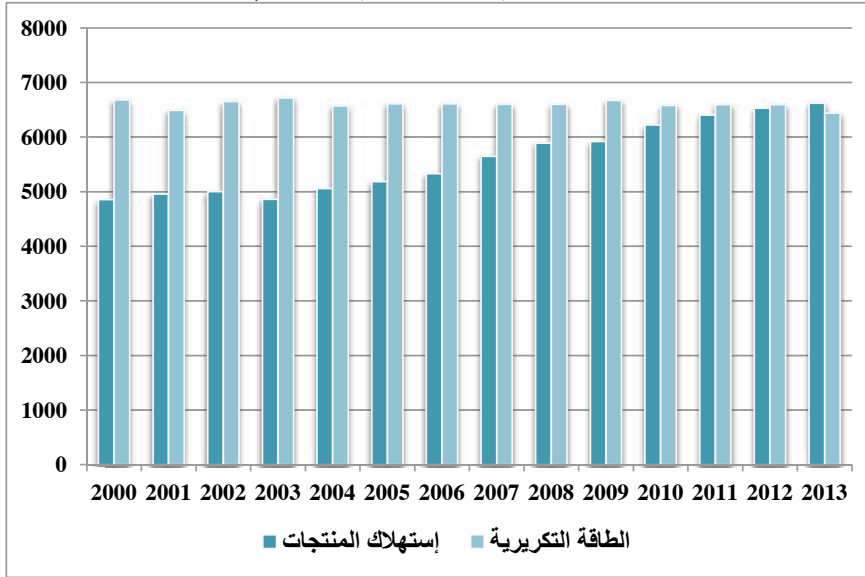


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-8: تطور الطاقة التكريرية والطلب على المنتجات النفطية

ارتفع معدل الطلب على المنتجات النفطية خلال السنوات العشر الماضية بمستويات غير مسبقة، وترافق هذا الارتفاع مع زيادة في الطاقة التكريرية بما يلبي حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية من خلال إنشاء مصاف جديدة وتطوير المصافي القائمة، لكنها لم تكن كافية حيث ترافق إنشاء المصافي مع إغلاق مصاف أخرى أو تخفيض طاقتها التكريرية بسبب صغر حجمها وعدم كفاءتها. يبين **الشكل (8-10)** تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في أمريكا الجنوبية خلال الفترة (2000-2013).

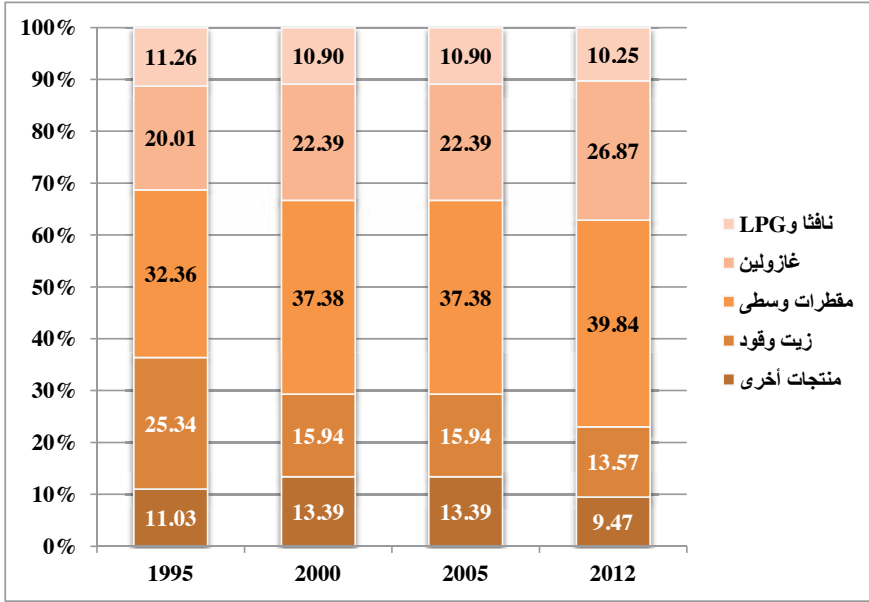
الشكل 8-10: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في أمريكا الجنوبية خلال الفترة (2000-2013) ألف ب/ي



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

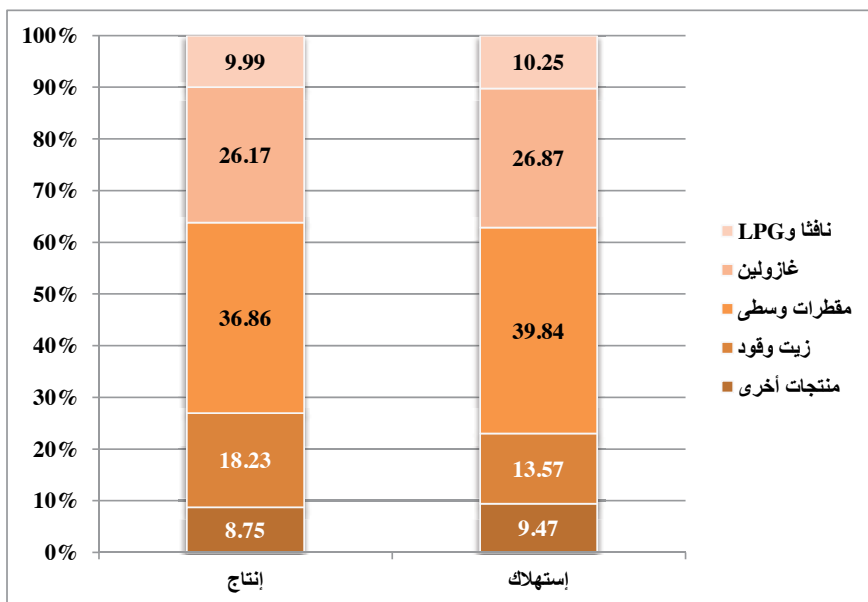
واجهت مصافي النفط في أمريكا الجنوبية مشكلة تنامي الطلب على المنتجات الوسطى، والغازولين، وانخفاضه على زيت الوقود، حيث ارتفعت نسبة استهلاك المقطرات الوسطى من 32.36% من إجمالي استهلاك المنتجات النفطية في عام 1995 إلى 39.84% في عام 2012، كما ارتفعت نسبة الطلب على الغازولين من 20.01% في عام 1995 إلى 26.87% في عام 2012، بينما انخفضت نسبة زيت الوقود من 25.34% في عام 1995 إلى 13.57% من إجمالي استهلاك المنتجات في عام 2012. يبين الشكل (8-11) تطور هيكل استهلاك المنتجات النفطية في أمريكا الجنوبية خلال الفترة (1995-2012).

الشكل 8-11: تطور هيكل استهلاك المنتجات النفطية في أمريكا الجنوبية خلال الفترة (1995-2012)



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

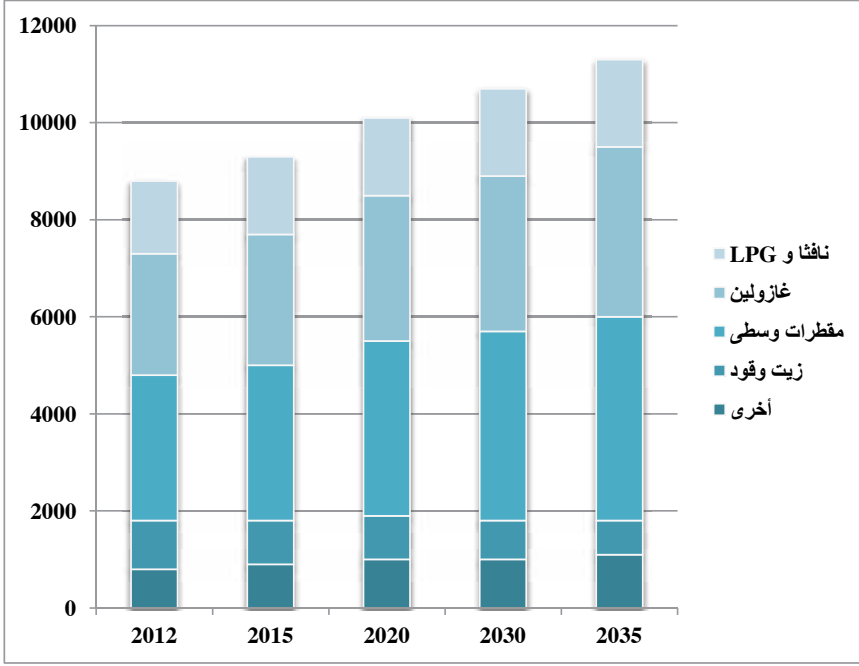
لم يترافق التغير في هيكل الإنتاج مع تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أمريكا الجنوبية، حيث بلغت نسبة زيت الوقود في هيكل الإنتاج 23.4% بينما في هيكل الطلب 13.57% في عام 2012. كما بلغت نسبة المقطرات الوسطى 36.86% في هيكل الإنتاج بينما بلغت في هيكل الاستهلاك 39.84%. وبلغت نسبة زيت الوقود في هيكل الاستهلاك 13.57% بينما بلغت في هيكل الإنتاج 18.23%، مما يشير إلى حاجة مصافي النفط في هذه المنطقة إلى إضافة المزيد من طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة. يبين الشكل (8-12) ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في أمريكا الجنوبية عام 2012.

الشكل 8-12: ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في أمريكا الجنوبية عام 2012

المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

كما يتوقع استمرار تنامي معدل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أمريكا الجنوبية في العقد القادمن، ولكن بقيمة معتدلة مقارنة بمناطق العالم الأخرى، حيث سيرتفع إجمالي الطلب على الغازولين والديزل من 5.5 مليون ب/ي في عام 2012 إلى 7.7 مليون ب/ي بحلول عام 2035، بينما سيتراجع الطلب على زيت الوقود من 1 مليون ب/ي عام 2012 إلى 0.7 مليون ب/ي بحلول عام 2035. يبين الشكل (8-13) توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في أمريكا الجنوبية خلال العقد القادمن.

الشكل 8-13: توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في أمريكا الجنوبية خلال الفترة (2012-2035) ألف ب/ي



المصدر: أوبك، World Oil Outlook, 2013

8-5: التشريعات البيئية ومواصفات المنتجات

تختلف دول أمريكا الجنوبية عن الشمالية من حيث مواصفات المنتجات النفطية، وذلك بسبب أن ملكية معظم المصافي تعود إلى القطاع العام، مع ضعف التشريعات البيئية النازمة لمواصفات المنتجات. ويتوقع أن تتحسن مواصفات المنتجات عند الانتهاء من تنفيذ مشاريع تطوير المصافي القائمة وإنشاء المصافي الجديدة. يبين الجدول (8-8) تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في أمريكا الجنوبية، ومقارنتها مع أوروبا الغربية.

الجدول 8-8: تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في أمريكا الجنوبية

المنطقة	2013	2015	2020	2025	2030	2035
في الغازولين (جزء في المليون)						
أمريكا الجنوبية	435	195	80	45	20	17
أوروبا الغربية	12	10	10	10	10	10
في الديزل (جزء في المليون)						
أمريكا الجنوبية	870	400	155	40	30	14
أوروبا الغربية	13	10	10	10	10	10

المصدر: أوبك، World Oil Outlook, 2013

8-6: التطورات المستقبلية لصناعة التكرير في أمريكا الجنوبية

تتركز مشاريع تطوير وتوسيع مصافي النفط في كل من البرازيل والإكوادور وفنزويلا والسيلفادور.

تأتي البرازيل في مقدمة دول أمريكا الجنوبية من حيث التخطيط لإنشاء مصاف جديدة يبلغ إجمالي طاقتها التكريرية 980 ألف ب/ي، مدفوعة بحاجتها إلى تلبية الطلب المحلي من المشتقات النفطية، والحد من أعباء الاستيراد من الأسواق الخارجية، فضلاً عن ضرورة استغلال النفط الخام الثقيل المكتشف حديثاً بكميات كبيرة. ولتحقيق هذه الغاية أعلنت الحكومة البرازيلية عن العديد من الخطط الاستثمارية في قطاع التكرير، وقد واجهت هذه الخطط صعوبات أدت إلى تأجيل تنفيذها لأسباب تعود إلى نقص التمويل، ولتفادي هذه المشكلة تسعى الحكومة البرازيلية إلى إبرام عقود استثمارية مع شركات نفط عالمية عملاقة للمساهمة في تأمين الاستثمارات الضخمة اللازمة لإنشاء المصافي الجديدة، وتطوير المصافي القائمة. (Perkins, R., 2013).

يبين الجدول (8-9) المصافي المخطط إنشاؤها في منطقة أمريكا الجنوبية خلال الفترة (2012-2017).

الجدول 8-9: المصافي المخطط إنشاؤها في أمريكا الجنوبية خلال الفترة (2012-2017)

البلد/ اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ التشغيل
إكوادور		
مانابي	260	2015
البرازيل		
كومبيرج	180	2015
مارانهاو	260	2016
بيرنامبو	220	2014
سييرا	160	2017
ساندينو بوليفار	160	2014
فنزويلا		
باريناس	60	2015
السلفادور		
ألبانيسا	150	2014

المصدر: أوابك، تقرير الأمين العام السنوي 2013

7-8: الخلاصة والاستنتاجات

تبلغ الطاقة التكريرية في منطقة أمريكا الجنوبية 6443 ألف ب/ي بنسبة 7% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي العاملة 65 مصفاة. تحتل البرازيل المرتبة الأولى بطاقة تكريرية 2267 ألف ب/ي، ونسبة 35% من إجمالي الطاقة التكريرية في أمريكا الجنوبية، وعدد المصافي 15 مصفاة بداية عام 2014. تليها فنزويلا في المرتبة الثانية بطاقة تكريرية 1280.1 ألف ب/ي ونسبة 20% وعدد المصافي 5 مصفاة، وتأتي الأرجنتين في المرتبة الثالثة بنسبة 9%، حيث تبلغ طاقتها التكريرية 600.5 ألف ب/ي، وعدد المصافي 9 مصافي. أما باقي دول منطقة أمريكا الجنوبية فمعظمها تمتلك مصفاة واحدة أو مصفائين من النوع البسيط بطاقة تكريرية منخفضة، صممت لتلبية حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية.

على الرغم من انخفاض الطاقة التكريرية لمعظم مصافي النفط في دول أمريكا الجنوبية، فضلاً عن قدمها وضعف كفاءتها، إلا أنه لم يسجل سوى إغلاق عدد محدود من المصافي خلال الفترة (2000-2013).

شهدت أمريكا الجنوبية في العقدین الماضیین تطورات هامة في مجال تحسين قدرة المصافي على تحويل المخلفات الثقيلة إلى منتجات خفيفة عالية الجودة، بينما انخفضت الطاقة التكريرية بسبب إغلاق بعض المصافي الصغيرة الحجم، أو تخفيض الطاقة التكريرية للمصافي العاملة.

بلغ عدد المصافي التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي 35 مصفاة بنسبة 54% من إجمالي عدد المصافي العاملة في بداية عام 2014، كما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية من 50-100 ألف ب/ي 5 مصافي بنسبة 8%، كما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية ضمن المجال 100-200 ألف ب/ي 16 مصفاة بنسبة 24%، بينما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية الأعلى من 200 ألف ب/ي 9 مصافي بنسبة 14% من إجمالي عدد مصافي النفط في أمريكا الجنوبية.

بلغ عدد المصافي البسيطة التي تحتوي على وحدة تقطير فقط 17 مصفاة بنسبة 26% من إجمالي عدد المصافي في أمريكا الجنوبية بداية عام 2014، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 10 مصافي بنسبة 15%، أما عدد المصافي التحويلية فيبلغ 38 مصفاة بنسبة 59% من إجمالي عدد المصافي في دول أمريكا الجنوبية.

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني في مصافي أمريكا الجنوبية 5.48% من طاقة تقطير النفط بداية عام 2014، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم. كما بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط 26.78%، وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم. أما متوسط نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تكرير النفط فقد بلغت 34.42%، وهي قريبة من متوسط مصافي العالم.

ارتفع معدل الطلب على المنتجات النفطية خلال السنوات العشر الماضية بمستويات غير مسبوقة إلا أن هذا الارتفاع لم يترافق مع زيادة في الطاقة التكريرية بما يلبي حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية.

واجهت مصافي النفط في أمريكا الجنوبية مشكلة تنامي الطلب على المنتجات الوسطى، والغازولين، وانخفاضه على زيت الوقود. لم يترافق التغير في هيكل الإنتاج مع تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية في هذه المنطقة، مما يشير إلى حاجة مصافي النفط إلى إضافة طاقات جديدة من عمليات تكسير المخلفات الثقيلة.

كما يتوقع استمرار تنامي معدل الطلب على المنتجات النفطية في منطقة أمريكا الجنوبية في العقد القادمين، ولكن بقيمة معتدلة مقارنة بمناطق العالم الأخرى.

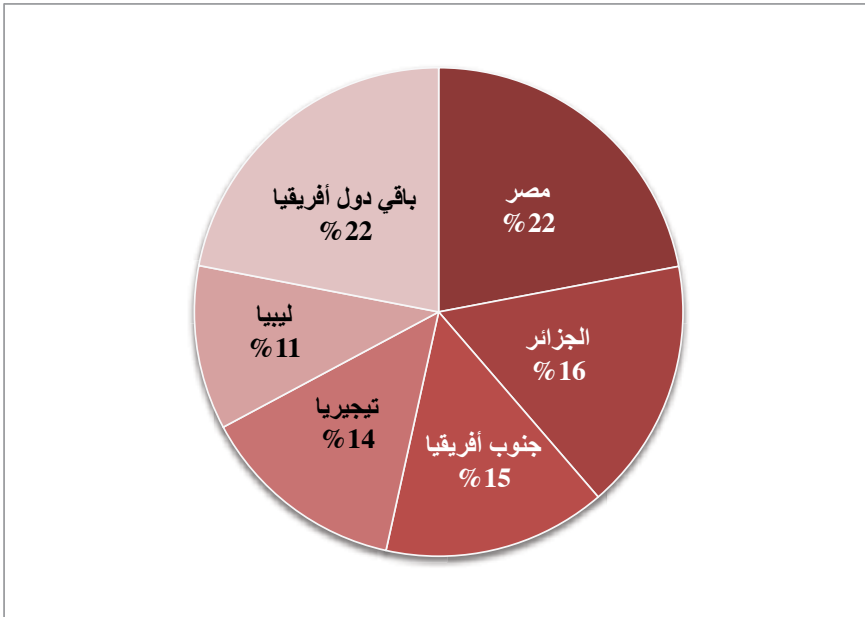
تختلف دول أمريكا الجنوبية عن الشمالية من حيث مواصفات المنتجات النفطية، وذلك بسبب أن ملكية معظم المصافي تعود إلى القطاع العام، مع ضعف التشريعات البيئية النازمة لمواصفات المنتجات. ويتوقع أن تتحسن مواصفات المنتجات عند الانتهاء من تنفيذ مشاريع تطوير المصافي القائمة وإنشاء المصافي الجديدة.

الفصل التاسع

تطورات صناعة تكرير النفط في أفريقيا

تبلغ الطاقة التكريرية في أفريقيا 3497 ألف ب/ي بنسبة 4% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 44 مصفاة. يبين الشكل (1-9) توزيع نسب الطاقة التكريرية في دول أفريقيا بداية عام 2014. كما يبين الجدول (1-9) الطاقة التكريرية، وإجمالي طاقة العمليات التحويلية، ومتوسط مؤشر درجة تعقيد مصافي النفط العاملة في دول أفريقيا بداية عام 2014.

الشكل 1-9: توزيع نسب الطاقة التكريرية في دول أفريقيا بداية عام 2014



المصدر: أوابك-قاعدة بيانات صناعة التكرير

الجدول 9-1: طاقة مصافي النفط العاملة في دول أفريقيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

البلد	عدد المصافي	تقطير جوي	تكسير المخلفات الثقيلة	تحسين الرقم الأوكتاني	المعالجة الهيدروجينية	متوسط مؤشر نيلسون
مصر	8	770	72.7	115.9	241.8	3.99
الجزائر	5	583	6.0	90.9	82.6	2.57
جنوب أفريقيا	4	517	207.2	89.3	227.8	6.29
نيجيريا	4	480	82.7	79.7	122.2	4.13
ليبيا	5	380	0	23.2	44.7	1.73
المغرب	2	154	41.0	24.66	60.6	6.22
السودان	3	140	0	9.9	22.5	1.96
كينيا	1	90	0	8.2	36.0	2.50
ساحل العاج	1	64	14.5	12.3	27.3	5.43
أنغولا	1	50	0	1.9	3.8	1.47
غانا	1	45	14.0	6.5	6.5	3.95
كاميرون	1	40	0	11.0	16.1	3.38
تونس	1	34	0	5.6	7.7	2.40
سنغال	1	27	0	1.6	1.9	1.82
موريتانيا	1	25	0	6.0	6.0	2.80
زامبيا	1	24	0	5.3	8.5	3.47
كونغو	1	21	2.0	2.0	3.5	3.15
غابون	1	21	9.2	1.4	9.4	3.66
تانزانيا	1	18	2.5	2.5	4.4	2.74
ليبيريا	1	15	0	2.0	3.3	2.32
الإجمالي	44	3497	451.8	500.1	936.86	3.76

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

9-1: الطاقة التكريرية لمصافي النفط في أفريقيا

تأتي مصر في المرتبة الأولى بطاقة تكريرية قدرها 769.8 ألف ب/ي ونسبة 22% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة أفريقيا، وعدد المصافي 8 مصافي. يبين الجدول (9-2) طاقة مصافي النفط العاملة في مصر وتاريخ إنشائها ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 9-2: طاقة مصافي النفط العاملة في مصر بداية 2014 (ألف ب/ي)

المالك/المشغل	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
El-Nasr Petroleum Co.	1.78	1969	160	Mostorod	مسطرد
Suez Petroleum Refining Co.	2.47	1913	131.6	El-Nassr	النصر
Alexandria Petroleum Co.	10.35	2001	100	Midor	ميدور
Cairo Petroleum Refining Co.	4.06	1963	96.9	El-Mex	المكس
Ameriya Petroleum Refining Co.	1.66	1984	90.5	Assiut	أسيوط
Cairo Petroleum Refining Co.	5.89	1972	80.4	Alexandria	الإسكندرية
Assiut Petroleum Refining Co.	6.08	1921	58.3	El-Suez	السويس
Middle East Oil Refinery	1.00	1973	52.1	Tanta	طنطا
	3.99		769.8	إجمالي مصر	

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

كما تأتي الجزائر في المرتبة الثانية بطاقة تكريرية قدرها 582.9 ألف ب/ي، ونسبة 16% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة أفريقيا، وعدد المصافي 5 مصافي. يبين الجدول (9-3) طاقة مصافي النفط العاملة في الجزائر، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 9-3: طاقة مصافي النفط العاملة في الجزائر بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Sonatrach	2.37	1980	323	Skikda	سكيكدة
Sonatrach	1.14	1964	134	Hassi-Messaoud	حاسي مسعود
Sonatrach	2.88	1961	59	Algiers	الجزائر
Sonatrach	6.44	1972	54	Arzew	أرزيو
Sonatrach. CNPC	4.95	2007	12.9	Adrar	أدرار
	2.57		582.9	إجمالي الجزائر	

المصدر: أوابك. قاعدة بيانات صناعة التكرير

وفي المرتبة الثالثة تأتي جنوب أفريقيا بطاقة تكريرية قدرها 517 ألف ب/ي ونسبة 15% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة أفريقيا، وعدد المصافي 4 مصافي. **يبين الجدول (4-9) طاقة مصافي النفط العاملة في دولة جنوب أفريقيا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها في بداية عام 2014.**

الجدول 4-9: طاقة مصافي النفط العاملة في جنوب أفريقيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Shell and BP PLC Petroleum Refineries Pty. Ltd.	6.66	1963	172	Durban	دوربان
Engen Petroleum Ltd.	5.53	1954	125	Engen	إنجن
Caltex Oil SA	5.63	1965	112	Cape Town	كيبتاون
National Petroleum Refiners of South Africa Pty Ltd.	6.94	1971	108	Sasolburg	ساسولبورغ
	6.29		517	إجمالي جنوب أفريقيا	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

كما تأتي نيجيريا في المرتبة الرابعة بطاقة تكريرية قدرها 480 ألف ب/ي ونسبة 14% من إجمالي الطاقة التكريرية في أفريقيا، وعدد المصافي 4 مصافي. **يبين الجدول (5-9) طاقة مصافي النفط العاملة في نيجيريا، وتاريخ إنشائها، ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.**

الجدول 5-9: طاقة مصافي النفط العاملة في نيجيريا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

المالك	مؤشر نيلسون	تاريخ الإنشاء	الطاقة التكريرية	اسم المصفاة	
Port Harcourt Refining Co. & NNPC	4.60	1988	210	Rivers State	ريفرستيت
Kaduna Refinery & Petrochemical Co.& NNPC	4.55	1980	110	Kaduna	كادونا
Warri Refinery & Petrochemical Co. & NNPC	1.75	1978	100	Warri	واري
Port Harcourt Refining Co. & NNPC	4.20	1965	60	Alesa Elem	أليس إليم
	4.13		480	إجمالي نيجيريا	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

تأتي دولة ليبيا في المرتبة الخامسة بطاقة تكريرية قدرها 380 ألف ب/ي ونسبة 11% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة أفريقيا، وعدد المصافي 5 مصافي. يبين الجدول (6-9) طاقة مصافي النفط العاملة في ليبيا وتاريخ إنشائها ودرجة تعقيدها بداية عام 2014.

الجدول 6-9: طاقة مصافي النفط العاملة في ليبيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
راس لانوف	220	1985	1.80	Ras Lanuf Oil & Gas Processing Co.
الزاوية	120	1975	1.14	Azzawiya Oil Refining Co.
طبرق	20	1985	1.00	Tobruk Refining
مرسى البريقة	10	1965	2.82	Sirte Oil Co.
سرير	10	1985	2.95	Sarir Refining
إجمالي ليبيا	380		1.73	

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

أما باقي دول أفريقيا فمعظمها تمتلك عدد محدود من المصافي بطاقة تكريرية منخفضة. يبين الجدول (7-9) طاقة مصافي النفط العاملة وتاريخ إنشائها ودرجة تعقيدها في باقي دول أفريقيا بداية عام 2014.

الجدول 7-9: طاقة مصافي النفط العاملة في باقي دول أفريقيا بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
المغرب				
محمدية	128.7	1959	6.75	Societe Anonyme Marocaine de L'Industrie du Raffinage
سيدي قاسم	26	1940	3.62	Societe Anonyme Marocaine de L'Industrie du Raffinage (SAMIR)
إجمالي المغرب	154.7		6.22	
السودان				
بورتسودان	25	1964	2.56	Port Sudan Refinery Ltd.
الأبيض	15	1996	1.96	China National Petroleum Corp.
خرطوم	100	2000	2.56	Concorp
إجمالي السودان	140		1.96	

اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإنشاء	مؤشر نيلسون	المالك
كينيا				
مومباسا	Mombasa	90	1963	2.5
Kenya Petroleum Refineries Ltd.				
ساحل العاج				
أبيدجان	Abidjan	64	1967	5.43
Societe Ivoirienne de Raffinage				
أنغولا				
لواندا	Luanda	50	1958	1.47
Fina Petroleos de Angola				
غانا				
تيمّا	Tema	45	1963	3.95
Tema Oil Refinery Co. Ltd.				
كاميرون				
كيب ليمبوه	Cape Limboh	40	1981	3.38
Societe Nationale de Raffinage				
تونس				
بنزرت	Bizerte	34	1962	2.4
Ste. Tunisienne Industries des Raffinage				
سنغال				
داكار	Dakar	27	1963	1.82
Ste. Africaine de Raffinage				
موريتانيا				
نواذيبو	Nwathebo	25	1987	2.8
MNPC				
زامبيا				
ندولا	Ndola	24	1973	3.47
Indeni Petroleum Refinery Co.				
كونغو				
بوينت نوير	Pointe-Noire	21	1960	3.15
Coraf				
غابون				
بورت جينتييل	Port Gentil	21	1967	3.66
Ste. Gabonaise de Raffinage				
تنزانيا				
دار السلام	Dar essalaam	17.5	1969	2.74
Tanzanian & Italian Petroleum Refining Co. Ltd.				
ليبيريا				
مونروفيا	Monrovia	15	1960	2.32
Liberia Petroleum Refining				
إجمالي باقي دول أفريقيا		768.2		

المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

9-2: المصافي المغلقة في أفريقيا

على الرغم من ضعف كفاءة العديد من مصافي النفط في منطقة أفريقيا إلا أنه لم يسجل سوى إغلاق عدد محدود من المصافي الصغيرة الحجم خلال الفترة (2000-2013). تركزت حالات الإغلاق في كل من السودان، والصومال، وسيراليون، ومدغشقر. يبين الجدول (9-8) المصافي المغلقة في منطقة أفريقيا خلال الفترة (2000-2013).

الجدول 9-8: المصافي المغلقة في أفريقيا خلال الفترة (2000-2013)

البلد/ اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ الإغلاق	المالك
السودان			
الشجرة	Alshajara	6	2008
أبوجابرة	Abu-Jabra	2	2006
الصومال			
عراق-صوما	Iraq-Soma	10	2000
سيراليون			
فريتاون	Freetown	10	2001
مدغشقر			
تواماسينا	Toamasina	15	2002

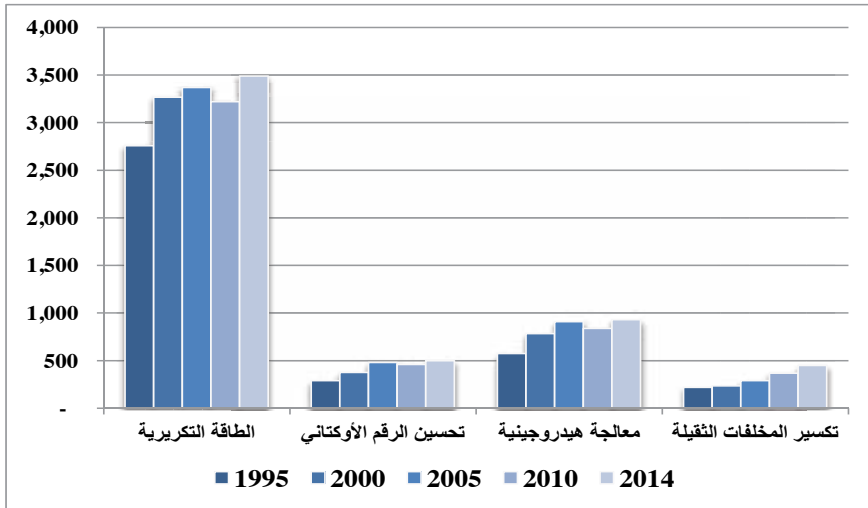
المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

9-3: الأداء التشغيلي لمصافي النفط في أفريقيا

معظم مصافي النفط في أفريقيا من النوع البسيط بطاقة تكريرية منخفضة، صممت لتلبية حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية، باستثناء بعض المصافي في مصر التي تمتلك مصفاة عالية التعقيد (ميدور) قادرة على إنتاج مشتقات بمواصفات متوافقة مع أكثر المعايير الدولية صرامة، فضلاً عن مرونتها في تكرير أنواع مختلفة من النفط الخام. كما تمتلك كل من نيجيريا، وجنوب أفريقيا، والمغرب بعض المصافي المتطورة بدرجة تعقيد جيدة.

شهدت دول أفريقيا زيادة في الطاقة التكريرية خلال العقدين الماضيين لكنها لم تتوافق مع تحسين مستوى العمليات التحويلية اللاحقة بالدرجة التي تمكنها من إنتاج مشتقات ذات مواصفات تلبي متطلبات المعايير البيئية. **الشكل (2-9)** تطور الطاقة التكريرية ونسبة طاقة العمليات التحويلية اللاحقة إلى طاقة تقطير النفط في أفريقيا خلال الفترة (1995-2014).

الشكل 2-9: تطور الطاقة التكريرية وطاقة العمليات اللاحقة في أفريقيا خلال الفترة (1995-2014) ألف ب/ي



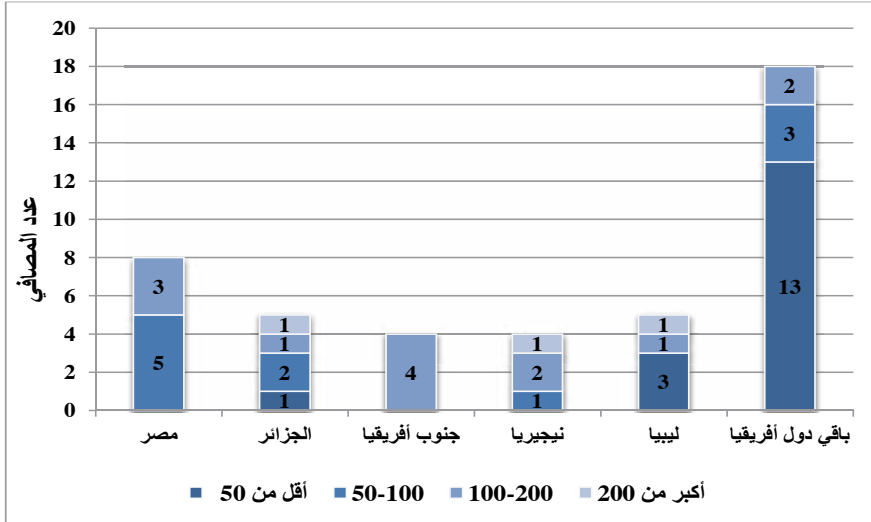
المصدر: أوابك- تقرير الأمين العام السنوي

1-3-9: تصنيف مصافي النفط حسب الحجم

بلغ عدد المصافي الصغيرة التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي 17 مصفاة بنسبة 39% من إجمالي عدد مصافي النفط في أفريقيا بداية عام 2014، وبلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية ضمن المجال 50-100 ألف ب/ي 11 مصفاة بنسبة 25%، كما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية ضمن المجال 100-200 ألف ب/ي 13 مصفاة بنسبة 29%، بينما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية الأعلى من 200 ألف ب/ي 3 مصافي فقط بنسبة 7% من إجمالي عدد مصافي النفط في منطقة أفريقيا بداية عام 2014. **الشكل (3-9)** تصنيف

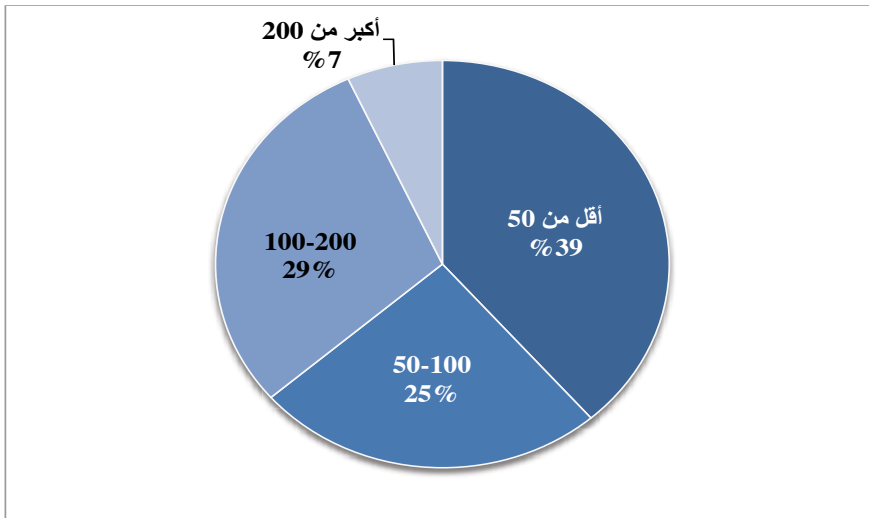
مصافي النفط في دول أفريقيا حسب الحجم بداية عام 2014. كما يبين الشكل (9-4) توزيع نسب مصافي النفط في أفريقيا حسب الحجم عام 2014.

الشكل 9-3: تصنيف مصافي النفط في دول أفريقيا حسب الحجم بداية عام 2014



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 9-4: توزيع نسب مصافي أفريقيا حسب الحجم بداية عام 2014 (ألف ب/ي)

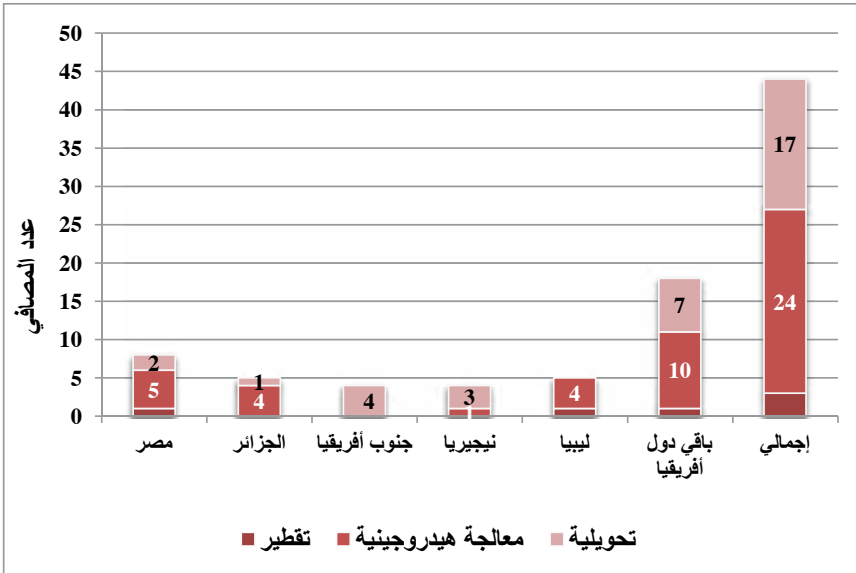


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

2-3-9: تصنيف مصافي النفط حسب النوع

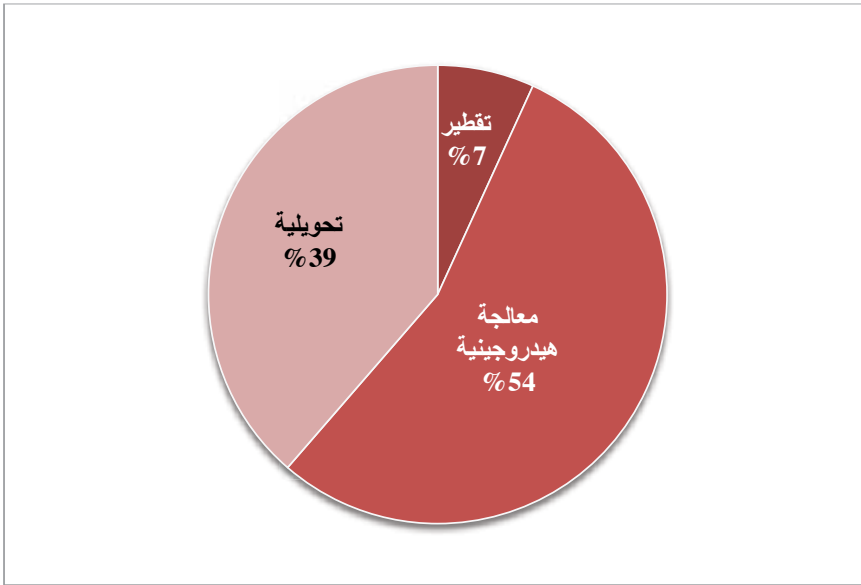
بلغ عدد المصافي البسيطة التي تحتوي على وحدة تقطير فقط 3 مصافي بنسبة 7% من إجمالي عدد المصافي في أفريقيا بداية عام 2014، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 24 مصفاة بنسبة 54%، أما عدد المصافي التحويلية فبلغ عددها 17 مصفاة بنسبة 55% من إجمالي عدد المصافي في أفريقيا. يبين **الشكل (5-9)** تصنيف مصافي النفط في دول أفريقيا حسب النوع بداية عام 2014، كما يبين **الشكل (6-9)** توزيع نسب مصافي أفريقيا حسب النوع بداية عام 2014.

الشكل 5-9: تصنيف مصافي النفط في دول أفريقيا حسب النوع بداية عام 2014



المصدر: أو ا ب ك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

الشكل 9-6: توزيع نسب مصافي النفط في أفريقيا حسب النوع بداية عام 2014

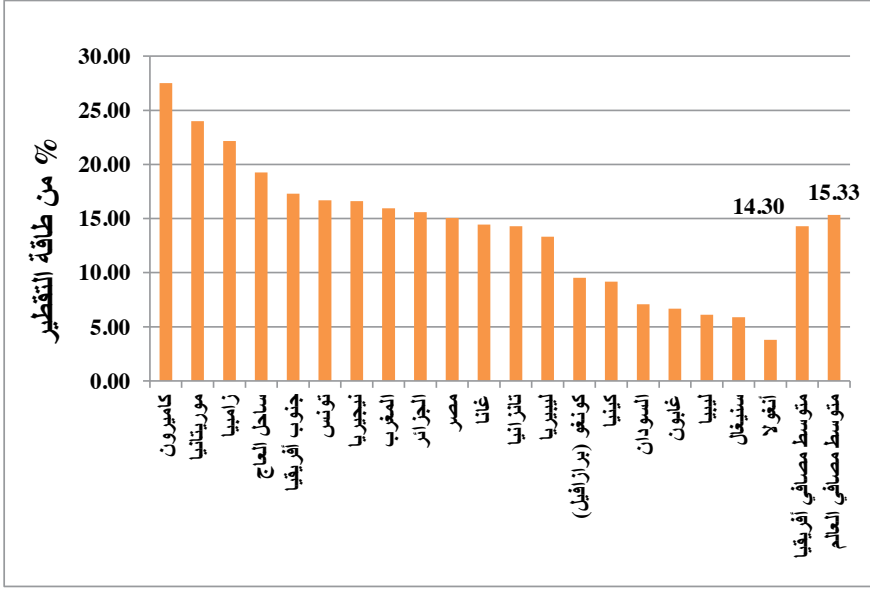


المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

9-3-3: طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين في مصافي دول أفريقيا 14.30% من طاقة تقطير النفط بداية عام 2014، وهي نسبة قريبة من متوسط مصافي العالم، باستثناء بعض الدول التي تزيد فيها النسبة عن متوسط العالم، مثل ساحل العاج والكاميرون وزامبيا، وذلك لاعتمادها بشكل رئيسي على إنتاج الغازولين. يبين الشكل (9-7) نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أفريقيا بداية عام 2014.

الشكل 7-9: نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أفريقيا بداية عام 2014

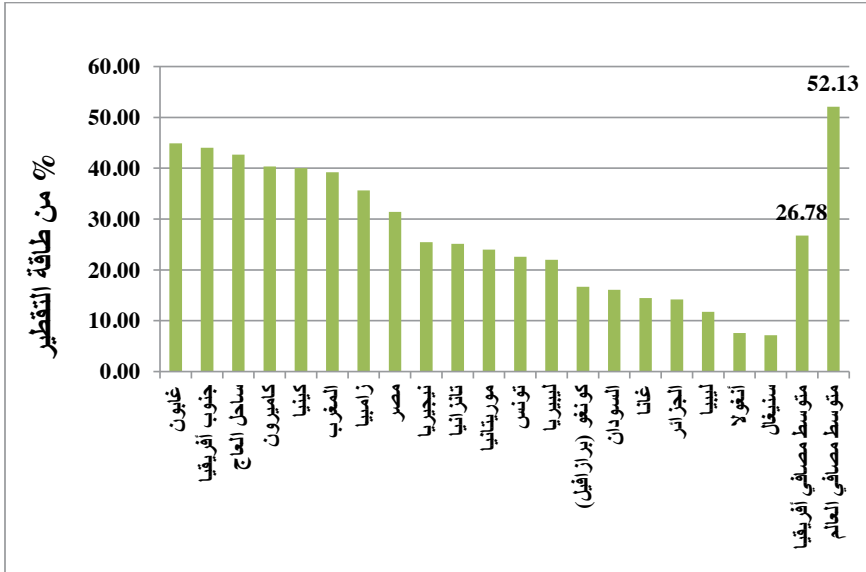


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-3-9: طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أفريقيا 26.78% بداية عام 2014، وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم، وذلك نظراً لغياب معايير ملزمة لتحسين مواصفات المشتقات النفطية، والتركيز على تصريف المنتجات محلياً. يبين الشكل (8-9) نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أفريقيا عام 2014.

الشكل 8-9: نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أفريقيا بداية عام 2014

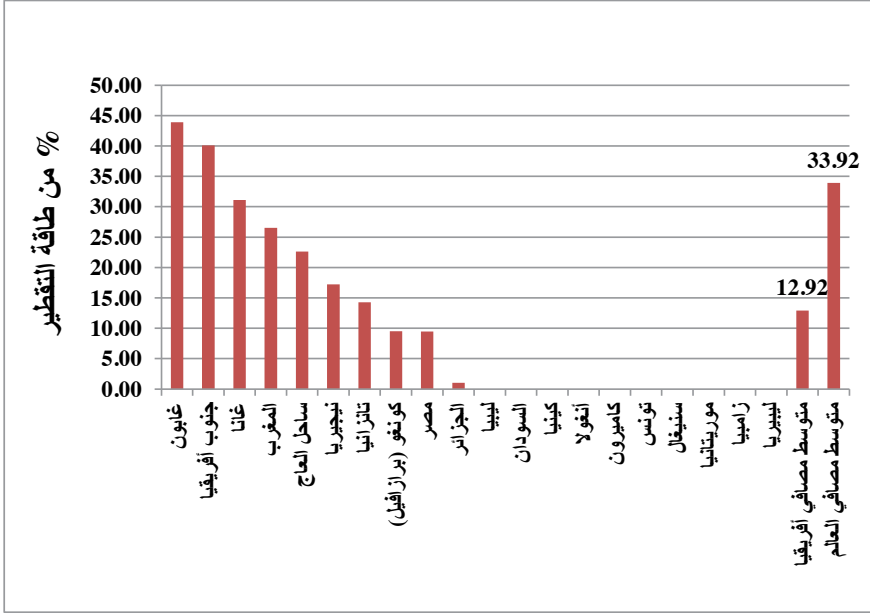


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

9-3-5: طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة

بلغت نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أفريقيا 12.92%، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم، حيث أن معظم المصافي لا تحتوي على عمليات تحويلية، وذلك بسبب عدم جدوى تطويرها لانخفاض طاقتها التكريرية وقدمها، أو عدم توفر التمويل اللازم لتنفيذ مشاريع التطوير. يبين الشكل (9-9) نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أفريقيا بداية عام 2014.

الشكل 9-9: نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تقطير النفط في مصافي أفريقيا بداية عام 2014

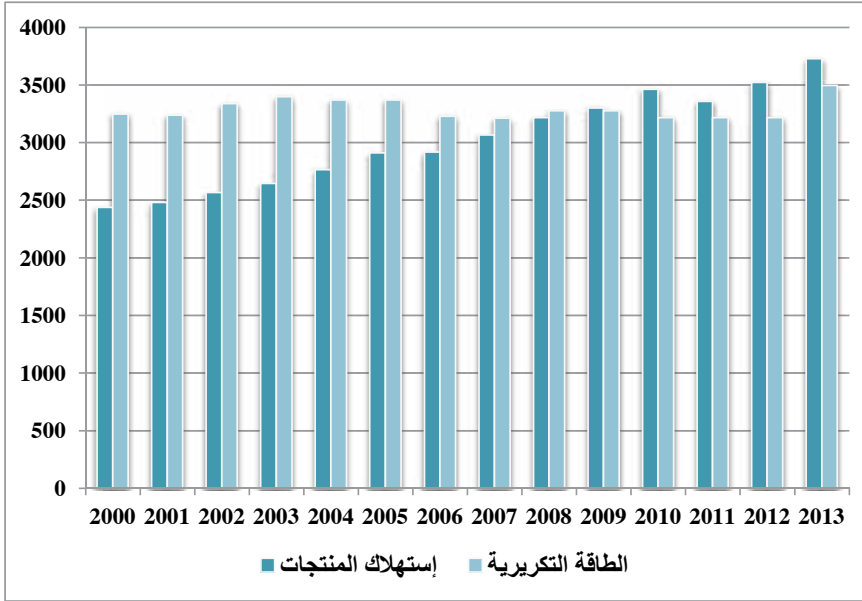


المصدر: أوابك - قاعدة بيانات صناعة التكرير

4-9: تطور الطاقة التكريرية والطلب على المنتجات النفطية في أفريقيا

تعتبر أفريقيا من الدول التي تشهد نمواً كبيراً في معدلات الطلب على الطاقة بشكل عام، وعلى المنتجات النفطية بشكل خاص، ولم تتمكن مصافي النفط في معظم دول أفريقيا من تلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية بسبب ضعف أدائها التشغيلي. يبين الشكل (9-10) تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في أفريقيا خلال الفترة (2000-2013).

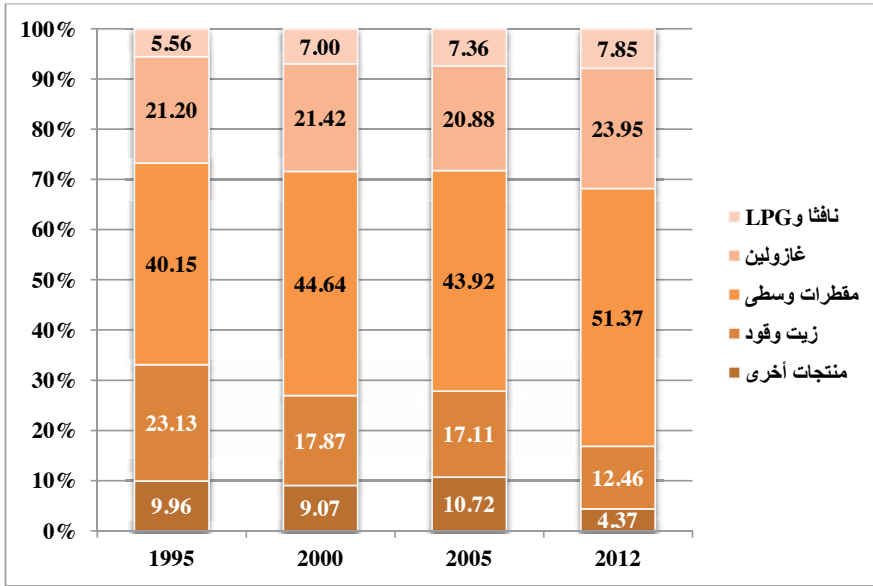
الشكل 9-10: تطور الطاقة التكريرية واستهلاك المنتجات في أفريقيا خلال الفترة (2000-2013) ألف ب/ي



المصدر: أوابك- قاعدة بيانات صناعة التكرير

كما واجهت مصافي النفط في أفريقيا مشكلة تغير هيكل الطلب على المنتجات خلال العقدين الماضيين، حيث ارتفعت نسبة الطلب على المنتجات الخفيفة والمتوسطة، بينما انخفضت على المنتجات الثقيلة، فقد انخفض معدل الطلب على زيت الوقود من 23.13% عام 1995 إلى 12.46% عام 2012، بينما ارتفعت نسبة الطلب على المقطرات الوسطى من 40.15% في عام 1995 إلى 51.37% في عام 2012، كما ارتفعت نسبة الطلب على الغازولين من 21.20% عام 1995 إلى 23.95% عام 2012. **الشكل 9-11** تطور هيكل الطلب على المنتجات النفطية في دول أفريقيا خلال الفترة (1995-2012).

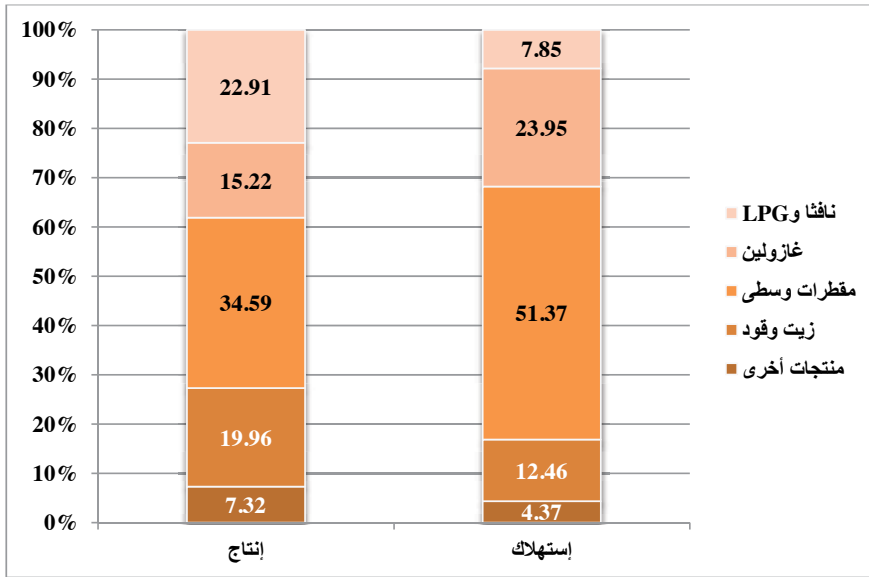
الشكل 9-11: تطور هيكل الطلب على المنتجات النفطية في أفريقيا (1995-2012)



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

أدى تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية إلى حدوث تباين في ميزان إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية في أفريقيا. تركز التباين في كل من غاز البترول المسال والنافتا والمقطرات الوسطى، حيث بلغت نسبة غاز البترول المسال والنافتا في هيكل الاستهلاك 7.85% بينما بلغت في هيكل الإنتاج 22.91%، وذلك بسبب نقص طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني للغازولين في المصافي. كما بلغت نسبة المقطرات الوسطى في هيكل الاستهلاك 51.37% بينما بلغت في هيكل الإنتاج 34.59%. أما زيت الوقود فتبلغ نسبته في هيكل الإنتاج 19.96% بينما في هيكل الاستهلاك 12.46%. يبين الشكل (9-12) ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في أفريقيا عام 2012.

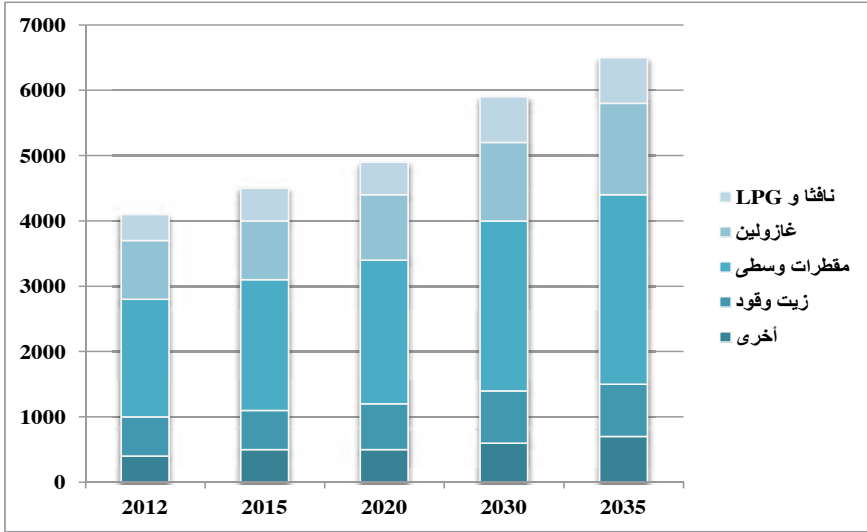
الشكل 9-12: ميزان الإنتاج والطلب على المنتجات النفطية في أفريقيا عام 2012



المصدر: World Oil & Gas Review, 2013

كما يتوقع استمرار تنامي معدل الطلب على المنتجات النفطية في أفريقيا في العقدين القادمين، وتأتي بعد آسيا الباسيفيك من حيث ارتفاع معدل النمو، حيث سيرتفع إجمالي الطلب على المنتجات من 4.2 مليون ب/ي في عام 2012 إلى 6.3 مليون ب/ي بحلول عام 2035، بينما سيتراجع الطلب على زيت الوقود من 0.6 مليون ب/ي في عام 2012 إلى 0.4 مليون ب/ي بحلول عام 2035. يبين الشكل (9-13) توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في أفريقيا خلال العقدين القادمين.

الشكل 9-13: توقعات تطور الطلب على المنتجات النفطية في أفريقيا خلال الفترة (2012-2035) ألف ب/ي



المصدر: أوبك World Oil Outlook, 2013

9-5: التشريعات البيئية ومواصفات المنتجات

بلغ متوسط محتوى الكبريت في الديزل المنتج من مصافي أفريقيا 3350 جزء بالمليون في عام 2013، ويعود السبب إلى ارتفاع النسبة إلى ضعف أداء معظم مصافي النفط وعدم قدرتها على تلبية متطلبات التشريعات البيئية باستثناء بعض المصافي الحديثة مثل مصفاة ميدور في مصر، أو التي أدخل عليها تعديلات هامة مثل مصفاة المحمدية في المغرب.

شهدت معظم دول أفريقيا الإعلان عن خطط لتطوير المصافي القائمة لتحسين مواصفات المنتجات، على الرغم من الصعوبات التي تعترض تنفيذ هذه الخطط، حيث يتوقع أن ينخفض محتوى الكبريت في الغازولين المنتج من 875 جزء بالمليون في عام 2013 إلى 55 جزء بالمليون بحلول عام 2035، كما يتوقع أن ينخفض محتوى الكبريت في الديزل المنتج من 3350 جزء بالمليون في عام 2013 إلى 85 جزء بالمليون بحلول عام 2035. يبين الجدول (9-9) تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل المنتج في أفريقيا ومقارنتها بأوروبا الغربية.

الجدول 9-9: تطور نسبة الكبريت في الغازولين والديزل في أفريقيا

2035	2030	2025	2020	2015	2013	المنطقة
في الغازولين (جزء في المليون)						
55	80	175	235	575	875	أفريقيا
10	10	10	10	10	12	أوروبا الغربية
في الديزل (جزء في المليون)						
85	165	400	890	2110	3350	أفريقيا
10	10	10	10	10	13	أوروبا الغربية

المصدر: أوبك 2013, World Oil Outlook

في آذار/ مارس 2006 اتفق القائمون على مصافي النفط في أفريقيا على تشكيل منظمة غير حكومية سميت رابطة المكررين الأفارقة (African Refiners Association-ARA) تهدف إلى معالجة القضايا المتعلقة بالصناعة البترولية اللاحقة في أفريقيا. أحد إنجازات الرابطة الهامة كان إصدار معايير أفريقية لمواصفات المنتجات النفطية مماثلة للمعايير الأوروبية، مع تحديد إطار زمني للتنفيذ.

على الرغم من أهمية مبادرة رابطة المكررين الأفارقة، إلا أنها لم تحصل على الدعم الكافي للتطبيق، نظراً لحاجة معظم المصافي إلى استثمارات باهظة لتطويرها حتى تتمكن من الالتزام بمتطلبات المعايير المقترحة، حيث أن معظم المصافي تعود ملكيتها إلى القطاع العام المثقل بالمشاريع الأكثر أهمية، والتي تعطي ربحية أعلى وباستثمارات أقل يمكن استرجاعها على المدى القريب. يبين **الجدول (9-10) المعايير الأفريقية لمواصفات الغازولين والديزل**. (Koffi, 2010)

الجدول 9-10: المعايير الأفريقية لمواصفات الغازولين والديزل

AFRI-4	AFRI-3	AFRI-2	AFRI-1	
الغازولين				
91	91	91	91	الرقم الأوكتاني، حد أدنى RON
81	81	81	81	الرقم الأوكتاني، حد أدنى MON
خالي	خالي	خالي	خالي	محتوى الرصاص
0.015	0.03	0.05	0.1	محتوى الكبريت % وزناً (حد أقصى)
1	5	-	-	محتوى البنزين % حجماً (حد أقصى)
الديزل				
0.005	0.05	0.35	0.8	محتوى الكبريت % وزناً (حد أقصى)
880/820	890/800	890/800	890/800	الكثافة عند 15 م ³ /كغ/الليتر (حد أدنى/أقصى)
45	45	45	42	الرقم السيستاني (حسابياً)، حد أدنى
460	460	-	-	الخاصة التزيتية ميكرون، حد أقصى

المصدر: Coffi, 2010

9-6: التطورات المستقبلية لصناعة التكرير في أفريقيا

شهدت أفريقيا في السنوات العشر الماضية الإعلان عن العديد من الخطط التي تضمن إنشاء مصافي نفط جديدة وتطوير المصافي القائمة، إلا أن معظم هذه الخطط لم تنفذ لأسباب مختلفة يأتي في مقدمتها نقص التمويل.

تتركز الخطط المعلنة لمشاريع تطوير مصافي النفط في أفريقيا في كل من أنغولا، والجزائر، ومصر، والمغرب، ونيجيريا، وذلك بهدف تلبية الطلب المتنامي على المنتجات النفطية في السوق المحلية، وتمكين المصافي من تحسين التزامها بمتطلبات التشريعات البيئية وتجديد المصافي القديمة. يبين الجدول (9-11) قائمة المصافي المخطط إنشاؤها في منطقة أفريقيا خلال الفترة (2012-2018).

الجدول 9-11: المصافي الجاري إنشاؤها في أفريقيا خلال الفترة (2012-2018)

البلد/ اسم المصفاة	الطاقة التكريرية	تاريخ التشغيل	المالك
المغرب			
حرف الأصفر	Jurf Lasfar	200	2017
الجزائر			
تياريت	Tiaret	100	2016
بيسكرا	Biscra	100	2017
غارديا	Gardia	100	2017
حاسي مسعود	Hassi Massoud	100	2017
مصر			
مسطرد	Mustorod	120	2016
عين السخنة	Ein Alsukhnah	100	2017
أنغولا			
لابيتو	Labito	160	2015
نيجيريا			
أواندو	Oando	180	2016
أماكبي	Amakpe	8	2014
ساحل العاج			
فريدي	Vridi	60	2016
تشاد			
دجامينا	Djamena	50	2014
السودان			
بورت سودان	New Port Sudan	100	2017
تونس			
الصخيرة	Skhira	120	2017
النيجر			
زيندر	Zinder	20	2015
أوغاندا			
كابالي	Kabaale	60	2018

المصدر: أوابك، تقرير الأمين العام 2013

7-9: الخلاصة والاستنتاجات

تبلغ الطاقة التكريرية في أفريقيا 3497 ألف ب/ي بنسبة 4% من إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وعدد المصافي 44 مصفاة.

تأتي مصر في المرتبة الأولى بطاقة تكريرية قدرها 769.8 ألف ب/ي ونسبة 22% من إجمالي الطاقة التكريرية في منطقة أفريقيا، وعدد المصافي 8 مصافي، كما تأتي الجزائر في المرتبة الثانية بطاقة تكريرية قدرها 582.9 ألف ب/ي، ونسبة 16%، وعدد المصافي 5 مصافي. وفي المرتبة الثالثة تأتي جنوب أفريقيا بطاقة تكريرية قدرها 517 ألف ب/ي ونسبة 15% وعدد المصافي 4 مصافي، كما تأتي نيجيريا في المرتبة الرابعة بطاقة تكريرية قدرها 480 ألف ب/ي ونسبة 14%، وعدد المصافي 4 مصافي. تأتي دولة ليبيا في المرتبة الخامسة بطاقة تكريرية قدرها 380 ألف ب/ي ونسبة 11%، وعدد المصافي 5 مصافي. أما باقي دول أفريقيا فجميعها يمتلك عدد محدود من المصافي بطاقة تكريرية منخفضة.

على الرغم من ضعف كفاءة العديد من مصافي النفط في أفريقيا إلا أنه لم يسجل سوى إغلاق عدد محدود من المصافي الصغيرة خلال الفترة (2000-2013). معظم مصافي النفط في أفريقيا من النوع البسيط بطاقة تكريرية منخفضة، صممت لتلبية حاجة السوق المحلية من المنتجات النفطية، باستثناء بعض المصافي في مصر التي تمتلك مصفاة عالية التعقيد (ميدور) قادرة على إنتاج مشتقات بمواصفات متوافقة مع أكثر المعايير الدولية صرامة، فضلاً عن مرونتها في تكرير أنواع مختلفة من النفط الخام. كما تمتلك كل من نيجيريا، وجنوب أفريقيا، والمغرب بعض المصافي المتطورة بدرجة تعقيد جيدة.

شهدت دول أفريقيا زيادة في الطاقة التكريرية خلال العقدين الماضيين لكنها لم تترافق بتحسين مستوى العمليات اللاحقة بالدرجة التي تمكنها من إنتاج مشتقات ذات مواصفات متوافقة مع متطلبات المعايير البيئية

بلغ عدد المصافي الصغيرة التي لا تزيد طاقتها التكريرية عن 50 ألف ب/ي 17 مصفاة بنسبة 39% من إجمالي مصافي النفط في أفريقيا بداية عام 2014، كما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية ضمن المجال 50-100 ألف ب/ي 11 مصفاة بنسبة 25%، كما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية ضمن المجال 100-200 ألف ب/ي 13 مصفاة بنسبة 29%، بينما بلغ عدد المصافي ذات الطاقة التكريرية الأعلى من 200 ألف ب/ي 3 مصافي فقط بنسبة 7% من إجمالي عدد مصافي النفط في أفريقيا.

بلغ عدد المصافي البسيطة التي تحتوي على وحدة تقطير فقط 3 مصافي بنسبة 7% من إجمالي عدد المصافي في أفريقيا بداية عام 2014، كما بلغ عدد مصافي المعالجة الهيدروجينية 24 مصفاة بنسبة 54%، أما عدد المصافي التحويلية فبلغ عددها 17 مصفاة بنسبة 55% من إجمالي عدد المصافي في أفريقيا بداية عام 2014.

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات تحسين الرقم الأوكتاني في مصافي دول أفريقيا بداية عام 2014 حوالي 14.30% من طاقة تقطير النفط، وهي نسبة قريبة من متوسط مصافي العالم، باستثناء بعض الدول التي تزيد فيها النسبة عن متوسط العالم، مثل ساحل العاج والكاميرون وزامبيا، وذلك لاعتمادها بشكل رئيسي على إنتاج الغازولين.

بلغ متوسط نسبة طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية إلى طاقة تقطير النفط في مصافي دول أفريقيا بداية عام 2014 حوالي 26.78%، وهي نسبة أدنى من متوسط مصافي العالم، وذلك نظراً لغياب معايير ملزمة لتحسين مواصفات المشتقات النفطية، والتركيز على تصريف المنتجات محلياً.

بلغت نسبة طاقة عمليات تكسير المخلفات الثقيلة إلى طاقة تكرير النفط في مصافي دول أفريقيا 12.92%، وهي أدنى من متوسط مصافي العالم، حيث أن معظم المصافي لا تحتوي على عمليات تكسير للمخلفات الثقيلة، وذلك بسبب عدم

جدوى تطويرها لانخفاض طاقتها التكريرية وقدمها، أو عدم توفر التمويل اللازم لتنفيذ مشاريع التطوير.

تعتبر أفريقيا من الدول التي تشهد نمواً كبيراً في معدلات الطلب على الطاقة بشكل عام، وعلى المنتجات النفطية، ولم تتمكن مصافي النفط في معظم دول أفريقيا من تلبية الطلب المحلي على المنتجات النفطية بسبب ضعف أدائها التشغيلي.

واجهت مصافي النفط في أفريقيا مشكلة تغير هيكل الطلب على المنتجات خلال العقدين الماضيين، حيث ارتفعت نسبة الطلب على المنتجات الخفيفة والمتوسطة، بينما انخفضت على المنتجات الثقيلة.

أدى تغير هيكل الطلب على المنتجات النفطية إلى حدوث تباين في ميزان إنتاج واستهلاك المنتجات النفطية في أفريقيا. تركز التباين في كل من غاز البترول المسال والنافتا والمقطرات الوسطى.

يتوقع استمرار تنامي معدل الطلب على المنتجات النفطية في أفريقيا في العقدين القادمين، وتأتي بعد آسيا الباسيفيك من حيث ارتفاع معدل النمو، حيث سيرتفع إجمالي الطلب على المنتجات من 4.2 مليون ب/ي في عام 2012 إلى 6.3 مليون ب/ي بحلول عام 2035، بينما سيتراجع الطلب على زيت الوقود من 0.6 مليون ب/ي في عام 2012 إلى 0.4 مليون ب/ي بحلول عام 2035.

بلغ متوسط محتوى الكبريت في الديزل المنتج من مصافي أفريقيا 3350 جزء بالمليون في عام 2013، ويعود السبب إلى ارتفاع النسبة إلى ضعف أداء معظم مصافي النفط وعدم قدرتها على تلبية متطلبات التشريعات باستثناء بعض المصافي.

شهدت معظم دول أفريقيا في السنوات العشر الماضية الإعلان عن العديد من خطط إنشاء مصافي نفط جديدة وتطوير المصافي القائمة، بهدف تحسين قدرتها على إنتاج مشتقات بمواصفات متوافقة مع المعايير الخاصة بحماية البيئة من التلوث، إضافة إلى تلبية الطلب المتنامي على المنتجات النفطية في السوق المحلية، إلا أن معظم هذه الخطط لم تنفذ لأسباب مختلفة يأتي في مقدمتها نقص التمويل.

جاءت مبادرة رابطة المكررين الأفارقة (African Refiners Association-ARA) التي تتضمن إصدار معايير لمواصفات المنتجات النفطية خاصة بالدول الأفريقية على غرار المعايير الأوروبية خطوة متميزة وضرورية، لكنها لم تحصل على الدعم الكافي للتطبيق، حيث أن معظم المصافي تعود ملكيتها إلى القطاع العام المثقل بالمشاريع الأكثر أهمية على المدى القريب.

الاستنتاجات والتوصيات

من خلال استقراء التطورات الحالية والمستقبلية لصناعة التكرير في مناطق العالم، توصلت الدراسة إلى الاستنتاجات والتوصيات التالية:

- تواجه صناعة التكرير في العالم العديد من الصعوبات والتحديات التي يتوقع أن يكون لها دور كبير في تحديد مسار التطورات المستقبلية لهذه الصناعة، يأتي في مقدمتها تراجع الطلب على المشتقات النفطية في العديد من مناطق العالم، وعدم اليقين الذي يكتنف بيانات الاستهلاك، وتغير هيكل الطلب على المنتجات، وتوجه بعض الحكومات إلى دعم إنتاج الوقود الحيوي. إضافة إلى أعباء تلبية متطلبات التشريعات البيئية الخاصة بتخفيض نسبة الكبريت في المنتجات النفطية، وتدهور جودة النفط الخام المنتج.
- على الرغم من التحديات العديدة التي تواجه مشاريع تطوير صناعة تكرير النفط، كارتفاع التكاليف الاستثمارية والتشغيلية وانخفاض العائد على رأس المال، إلا أنها تحظى باهتمام كبير نظراً لدورها الهام في تحسين أداء هذه صناعة في توفير الوقود المحرك للاقتصاد العالمي.
- ساهم التطور التكنولوجي في دول أمريكا الشمالية وأوروبا الغربية في نضوج صناعة تكرير النفط في هاتين المنطقتين، ويلاحظ أن تطور طاقة عمليات التكرير اللاحقة في العقدين الماضيين كان طفيفاً باستثناء طاقة عمليات المعالجة الهيدروجينية، نظراً لبلوغها مستويات عالية من درجة التعقيد منذ عقود.
- استمرت ظاهرة إغلاق مصافي النفط التي بدأت في مطلع عقد الثمانينات من القرن الماضي في الدول المتقدمة صناعياً، وخاصة في كل من منطقتي أوروبا الغربية وأمريكا الشمالية، وذلك لأسباب مختلفة يعود معظمها إلى

تراجع الطلب على المنتجات النفطية، أو عدم قدرة المصفاة على المنافسة بسبب ضعف كفاءتها، وارتفاع تكاليف التشغيل والصيانة.

● ساهمت ظاهرة إغلاق مصافي النفط ذات الأداء المنخفض خلال العقدين الماضيين في انحدار معدل نمو إجمالي الطاقة التكريرية في العالم، وبالمقابل ارتفعت طاقة العمليات التحويلية اللاحقة المكونة من عمليات تكسير المخلفات الثقيلة والمعالجة الهيدروجينية وتحسين الرقم الأوكتاني للغازولين، وذلك بهدف تحسين الأداء والربحية.

● لجأت العديد من مصافي النفط في كل من الولايات المتحدة الأمريكية وكندا إلى تطوير مصافي النفط لتمكينها من تكرير النفوط الرخيصة المنتجة من رمال القار، وعلى الرغم من الفوائد الاقتصادية لتكرير النفوط غير التقليدية إلا أنه يشكل تحدياً كبيراً لصناعة التكرير، وذلك بسبب الأضرار التي تحدثها انبعاثات المصافي التي تكرر هذا النوع من النفوط على صحة الإنسان والبيئة.

● تواجه مصافي النفط في كل من أوروبا الغربية وأمريكا الشمالية منافسة شديدة ناتجة عن انخفاض معدل نمو الطلب على المنتجات النفطية، مقارنة بمناطق العالم الأخرى، إضافة إلى تأثير سياسة ترشيد الاستهلاك، وتشجيع الاعتماد على أنواع الوقود البديل. وقد ساهمت التشريعات الصارمة التي فرضتها الحكومات في الحد من توسيع الطاقة التكريرية لمصافي النفط.

● يتوقع استمرار تنامي الطلب على المنتجات النفطية في كل من آسيا الباسيفيك والشرق الأوسط وأفريقيا في العقود القادمة، وستتركز الزيادة في كل من الغازولين والديزل، بينما سيتراجع الطلب على زيت الوقود.

● تعاني صناعة التكرير في كل من منطقة الشرق الأوسط وأفريقيا وأوروبا الشرقية من ضعف التشريعات البيئية النازمة لمواصفات المنتجات النفطية، بسبب ملكية معظم المصافي إلى القطاع العام. وقد بدأت عملية إصدار تشريعات محلية لتحسين مواصفات المنتجات، وخاصة في الدول التي تعتمد

- على تصدير المنتجات إلى الأسواق التي تتطلب مواصفات صارمة، إضافة إلى تنامي الوعي بضرورة المحافظة على سلامة البيئة من التلوث.
- تشهد منطقتا آسيا الباسيفيك و الشرق الأوسط تطورات هامة في مجال تطوير مصافي النفط، وذلك لتلبية الطلب المتنامي على المنتجات النفطية في السوق المحلية. ويتركز معظم المشاريع في الصين والهند والمملكة العربية السعودية وإيران وجمهورية العراق ودولة الكويت والإمارات العربية المتحدة.
 - تعتبر مبادرة رابطة المكررين الأفارقة (ARA) التي تتضمن إصدار معايير لمواصفات المنتجات النفطية خاصة بالدول الأفريقية على غرار المعايير الأوروبية خطوة متميزة وضرورية، لكنها لم تحصل على الدعم الكافي للتطبيق، حيث أن معظم المصافي تعود ملكيتها إلى القطاع العام المثقل بالمشاريع الأكثر أهمية على المدى القريب.
 - تسعى الدول النامية إلى تحسين الأداء التشغيلي والاقتصادي لصناعة التكرير من خلال الإجراءات التالية:
 - تشكيل هيئة دولية تهتم بمعالجة المشكلات التي تعاني منها صناعة تكرير النفط، وتعمل على تعزيز التعاون بين دول العالم في مجال تطوير هذه الصناعة والبحث عن الحلول الممكنة لتحسين الأداء والربحية.
 - إعداد خطط لإغلاق المصافي الصغيرة الحجم التي تستخدم تقنيات قديمة، نظراً لارتفاع تكاليف تشغيلها، وعدم قدرتها على تلبية متطلبات التشريعات البيئية الخاصة بالحد من طرح الملوثات إلى البيئة، وإنتاج مشتقات نفطية بمعايير محددة.
 - تعزيز روح المنافسة والتعاون بين مصافي النفط المتجاورة في كل منطقة أو دولة، وذلك لدفعها إلى تحسين أدائها الفني والاقتصادي، وخاصة بالنسبة للدول النامية التي لا تمتلك مصانع إنتاج المعدات الثقيلة، أو المواد الأساسية اللازمة لبناء وتشغيل المصافي.

- دعم أنشطة البحث العلمي وتعزيز التعاون بين معاهد الأبحاث النفطية في العالم في مجال تطوير أداء صناعة تكرير النفط، واختيار التقنيات المتطورة التي تساعد مصافي النفط على تحسين قدرتها على الالتزام بمتطلبات التشريعات البيئية.
- إعداد برامج لتدريب العاملين في كافة المستويات الفنية والإدارية.

المراجع

المراجع باللغة العربية

1. أوابك - تقرير الأمين العام السنوي- سنوات متفرقة. منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك).
2. أوابك- التقرير الإحصائي السنوي- سنوات متفرقة. منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك).

المراجع باللغة الإنجليزية

1. Andrews, A. & Pirog, R. (2010). ‘**The U.S. Oil Refining Industry: Background in Changing Markets and Fuel Policies**’. Congressional Research Service. www.crs.org
2. AO&G Directory (2012). ‘**Arab Oil & Gas Directory**’. Published by Stratégies et Politiques Energétiques (SPE), 57 rue d’Amsterdam, Paris, France.
3. Brelsford, R., et al., (2013). ‘**Western Europe Leads Global Refining Contraction**’. Oil & Gas Journal 12/2/2013.
4. Bp (2014). ‘**Annual Statistical Review of World Energy**’.
5. Calzado, F. et al, (2013). ‘**Oil refining in EU in 2020 with Perspectives to 2030**’. CONCAWE. Available at: www.concawe.org
6. CGES (2012). ‘**The State of Global Refining Industry**’. Centre for Global Energy Studies.
7. Cuthbert, N., et al., (2011). ‘**Developments in the International Downstream Oil Markets and their Drivers: Implications for UK Refining Sectors**’. Purvin & Gerts Inc.

8. EIA (2013). **‘US Oil Refinery forecast’**. U.S. Energy Information Administration. Available at:
http://www.eia.gov/pub/oil_gas/petroleum/analysis_publications/chronology/petroleumchronology2000.htm
9. EIA (2011). **‘Consolidation, Concentration and Restructuring 1995 – 2000’**. U.S. Energy Information Administration. Available at:
http://www.eia.gov/pub/oil_gas/petroleum/analysis_publications/chronology/petroleumchronology2000.htm
10. Elliott, S., (2013). **‘Europe’s Refining Moment’**, Mc GROW HILL Financial. Insight Available at: <http://www.platts.com>
11. Ensys (2012). **‘Impacts of East Coast Refinery Closures’**. EnSys Energy & Systems, Inc., USA. Available at:
<http://www.api.org/~media/Files/Oil-and-Natural-Gas/Refining/EnSys-API-East-Coast-Refs-White-Paper.pdf>
12. Fattouh B. and Henderson J. (2012). **‘The Impact of Russia’s Refinery Upgrade Plans on Global Fuel Oil Markets’**. Working Paper 48. Oxford Institute for Energy Studies.
13. GBI (2012). **‘Refining Industry to 2017- Asia-Pacific, Middle East and Africa to Emerge as Key Regions for Infrastructure Investments for Capacity Additions’**. Global Business Intelligence (GBI Research) July, 2012.
14. GBI (2011). **‘Refining Industry to 2016- Increasing Margins and Rise in Product Demand Set to Drive Capacity Expansions in Asia and Middle East’**. Global Business Intelligence (GBI Research) Jun, 2011.
15. Hackett, D., et al, (2013). **‘Pacific Basin Heavy Oil Refining Capacity’**, University of CALGARY, Research Paper, Volume 6, Issue 8, Feb 2013.

16. HART Energy (2013). **‘Energy and Global Crude Oil, Refining & Fuels Outlook to 2035’**. HART Energy Research & Consulting.
17. IFQC, (2011). **‘Annual Ranking of Gasoline Sulfur Standards Sees Progress Around the World; US drops to 46th’** International Quality Center.
18. Injae L., (2010). **‘South Korean refiners' recovery faces hurdles’**, Oil & Gas Journal, 4/12/2010 available at: http://www.ogj.com/ogj/en-us/index/article-tools-template.articles.oil-gas-journal.volume-108.issue-13.technology.south-korean_refiners.html
19. Kearney A.T. (2012). **‘How Will Be in the Game?’**. Available at: www.atkearney.com
20. Kingsman, J., (2013). **‘Biofuel Backlash’**, Mc GROW HILL Financial. Insight Available at: <http://www.platts.com>
21. Koffi, (2010). **‘Fuel Improvement in Cote D’voire Through Refinery Upgrade’** Paper presented at Sub-regional meeting on Strategies for Reduction of Vehicles Emissions, Held in Abidjan 30-31, August 2010
22. Koottungal, L., (2013). **‘Survey shows increase in refining construction’**. Oil & Gas Journal 05/06/2013
23. Perkins, R., (2013). **‘Subsalt Pinch’**, Mc GROW HILL Financial. Insight Available at: <http://www.platts.com>
24. KPMG (2012). **‘The future of European refining Industry’**. KPMG, LLP, UK,. Available at: www.kpmg.com
25. Largeteau, D., et al, (2012). **‘Challenges and Opportunities of 10 ppm Sulphur Gasoline’**, PTQ, Q3, 2012.
26. Mackenzie (2011). **‘Outsourcing US Refining? The case for a Strong Domestic Refining Industry’**. Wood Mackenzie.
27. MEES (2013). **‘Dubai Refinery Doubts Amid Gulf Capacity Surge’**. MEES Vol.56, Issue 40, October. 2013.

- 28.OPEC (2013). ‘**World Oil outlook 2013**’. Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC).
29. Petroleum Economist (2014). ‘**Special Report: Refining and Petrochemicals 2010-2013**’. Petroleum Economist.
30. Sanger A., (2012). ‘**Tar Sands Refineries: Communities at Risk**’, Forest Ethics, U.S. Available at:
<http://forestethics.org//sites/forestethics.huang.radicaldesigns.org/files/ForestEthics-Refineries-Report-Sept2012.pdf>
- 31.**World Oil & Gas Review**, (2013). Eni.

البحث الثاني

واقع وآفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية

الجزء الثاني

وائل حامد عبد المعطي *

لقد تم نشر هذه الدراسة في عام 2014 ضمن سلسلة للدراسات التي تصدرها الأمانة العامة، وتم نشرها للفائدة العامة
* خبير صناعات غازية - إدارة الشؤون الفنية، أوابك - الكويت

الفصل الثالث

تجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية

3-1: مقدمة

تعتبر المنطقة العربية مركزاً هاماً واستراتيجياً لتجارة الغاز الطبيعي على مستوى العالم، لما تملكه من مقومات أهمها توفر احتياطات هائلة من الغاز الطبيعي، وقربها من الأسواق الرئيسية لصادرات الغاز الطبيعي في آسيا وأوروبا. ومع تزايد الطلب على الغاز الطبيعي في آسيا وخاصة في الصين، والهند، وكوريا الجنوبية، واليابان خاصة بعد حادث مفاعل فوكوشيما، ازدهرت تجارة الغاز الطبيعي المسيل، الأمر الذي سمح للدول المستوردة للغاز الطبيعي من تنويع مصادر إمداداتها لتعزيز مفهوم أمن الطاقة، كما مهد الطريق أمام الدول العربية المُصدرة للغاز المسيل للوصول إلى أكبر عدد من المستهلكين في الأسواق المختلفة. وقد أدى ذلك إلى تعزيز مكانة المنطقة العربية بين الدول المُصدرة للغاز، وشجع شركات البترول العالمية على ضخ المزيد من الاستثمارات في عدد من المشاريع الواعدة.

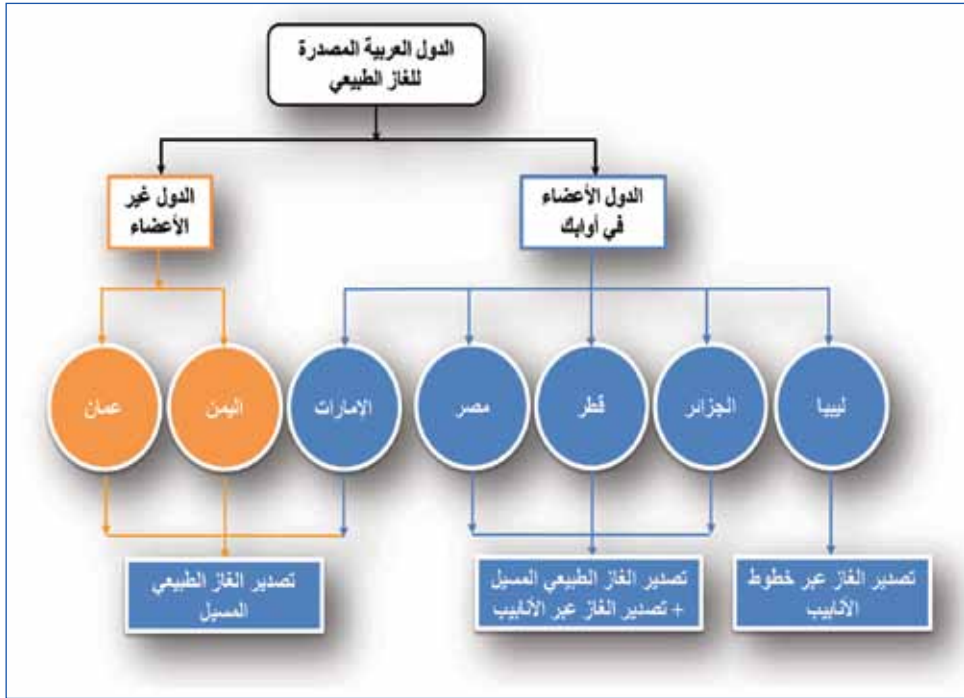
يتناول هذا الفصل تجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية من خلال استعراض منظومة تصدير الغاز الطبيعي، والتي تضم خطوط الأنابيب الممتدة إلى الدول العربية والدول الأوروبية، ومجمعات إنتاج الغاز الطبيعي المسيل الذي يتم تصديره إلى الأسواق المختلفة بواسطة الناقلات (LNG carriers). وكيف ساهمت في رفع صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنوعيه المسيل والمصدر عبر خطوط الأنابيب خلال الفترة (2002-2012)، ونمو التجارة البينية للغاز الطبيعي بين الدول العربية. كما يتطرق إلى مشاريع تصدير واستيراد الغاز الطبيعي في الدول العربية الجاري تنفيذها حالياً والمخطط لها، وانعكاسات ذلك مستقبلاً على تجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية.

3-2: الطاقة التصديرية للغاز الطبيعي في الدول العربية

تضم مجموعة الدول العربية المصدرة للغاز سبعة دول، خمسة منها أعضاء في منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول (أوابك) وتشمل كل من دولة قطر، دولة الإمارات العربية المتحدة، جمهورية مصر العربية، الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية، ودولة ليبيا، أما الدول غير الأعضاء فتضم كل من الجمهورية اليمنية، وسلطنة عمان. وتختلف آلية تصدير الغاز الطبيعي من دولة إلى أخرى، حيث تقوم الإمارات، وعمان، واليمن بتصدير الغاز الطبيعي المسيل فقط، بينما تقوم قطر، ومصر، والجزائر بتصدير الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب، بالإضافة إلى إنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل.

أما في دولة ليبيا، فيقتصر حالياً تصدير الغاز الطبيعي على خطوط الأنابيب فقط (خط الدفق الأخضر)، بعد توقف محطة تسيليل الغاز الطبيعي في مرسى البريقة التي تعرضت لأضرار بالغة خلال الأحداث التي شهدتها البلاد⁽¹⁾ عام 2011. ويبين الشكل (3-1) مجموعة الدول العربية المصدرة للغاز الطبيعي.

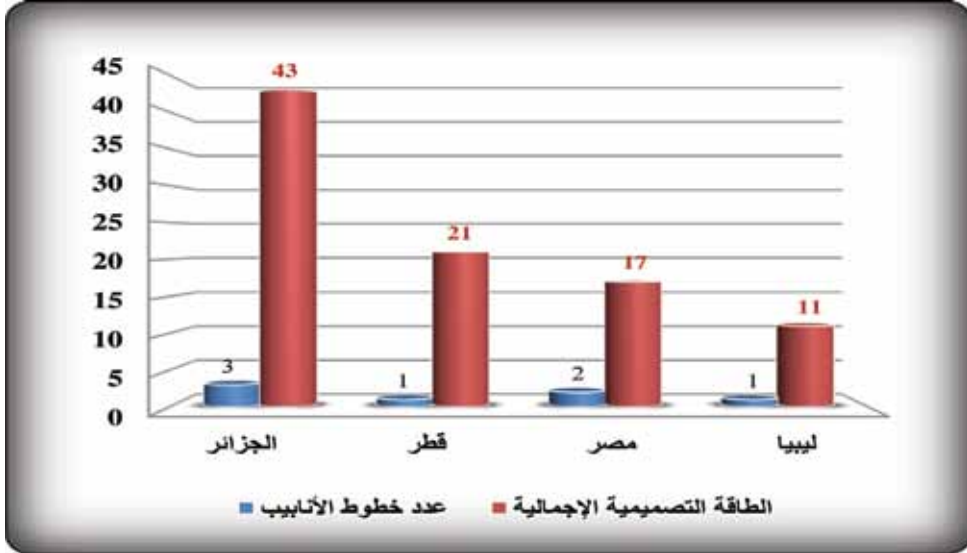
الشكل 3-1: مجموعة الدول العربية المصدرة للغاز الطبيعي



3-2-1: الطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز في الدول العربية

يبلغ عدد خطوط أنابيب تصدير الغاز في الدول العربية التي تمتد إلى الدول العربية الأخرى وقارة أوروبا سبعة خطوط، ويبلغ مجموع طاقتها التصميمية نحو 92 مليار متر مكعب سنوياً في نهاية عام 2013. ويبين الشكل (3-2) الطاقة التصميمية الإجمالية وعدد خطوط تصدير الغاز الطبيعي في الدول العربية نهاية عام 2013، كما يبين الجدول (3-1) خطوط تصدير الغاز الطبيعي في كل من الجزائر، وقطر، ومصر، وليبيا، بالإضافة إلى الطاقة التصميمية لكل خط.

الشكل 3-2: الطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز الطبيعي في الدول العربية نهاية عام 2013 (مليار متر مكعب/السنة)



الجدول 3-1: الطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز الطبيعي في الدول العربية نهاية عام 2013 (مليار متر مكعب/ السنة)

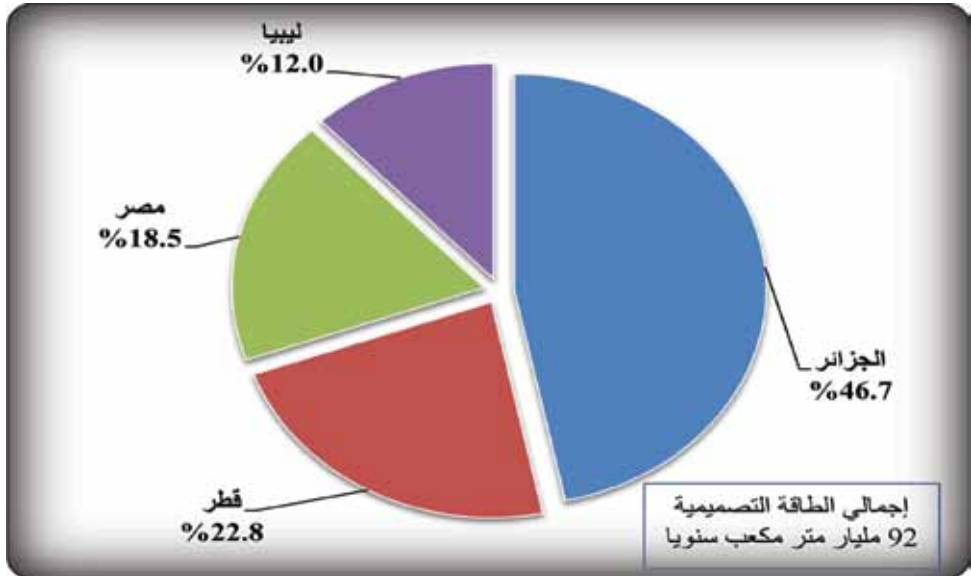
الدولة	الخط	الطاقة التصميمية
الجزائر	خط أنريكو ماتي	24
	خط بيدرو دوران فاريل	11
	خط ميد غاز	8
قطر	خط دولفين	21
ليبيا	خط الدفق الأخضر	11
مصر	خط الغاز العربي	10
	الخط البحري	7
الإجمالي	7	92

أما عن توزيع الطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز الطبيعي في الدول العربية، فتحتل الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية المرتبة الأولى بين الدول العربية المصدرة للغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب، حيث يوجد ثلاثة خطوط لتصدير الغاز إلى قارة أوروبا بطاقة إجمالية تقدر بنحو 43 مليار متر مكعب غاز سنويا وهو ما يعادل 46.7% من إجمالي الطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز الطبيعي في الدول العربية.

وفي دولة قطر، يوجد خط دولفين لتصدير الغاز القطري إلى كل من دولة الإمارات وسلطنة عمان، بطاقة تصميمية حالية 21 مليار متر مكعب سنويا وهو ما يعادل 22.8% من إجمالي الطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز الطبيعي في الدول العربية.

وفي جمهورية مصر العربية يوجد خطي أنابيب لتصدير الغاز بطاقة إجمالية 17 مليار متر مكعب سنويا بنسبة 18.5%، وأخيرا دولة ليبيا بنسبة 12.0% كما هو مبين بالشكل (3-3).

الشكل 3-3: توزيع الطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز الطبيعي في الدول العربية نهاية عام 2013 (مليار متر مكعب/السنة)



3-2-2: الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية

بلغ عدد وحدات تسييل الغاز الطبيعي في الدول العربية - باستثناء محطة مرسى البريقة في دولة ليبيا - نحو 41 وحدة (خط إنتاج) نهاية عام 2013، ويبلغ مجموع طاقتها الإنتاجية الاسمية نحو 136 مليون طن/السنة وهو ما يعادل نحو 46.7% من إجمالي الطاقة الإنتاجية

للغاز الطبيعي المسيل على مستوى العالم والتي تقدر بنحو 291.4 مليون طن/السنة⁽¹⁾،⁽²⁾ .
 ويبين الشكل (3-4) والجدول (2-3) الطاقة الإنتاجية الاسمية وعدد وحدات تسييل الغاز الطبيعي في الدول العربية.
الشكل 3-4: الطاقة الإنتاجية الاسمية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية نهاية عام 2013 (مليون طن /السنة)



الجدول 2-3: الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية نهاية عام 2013 (مليون طن / السنة)

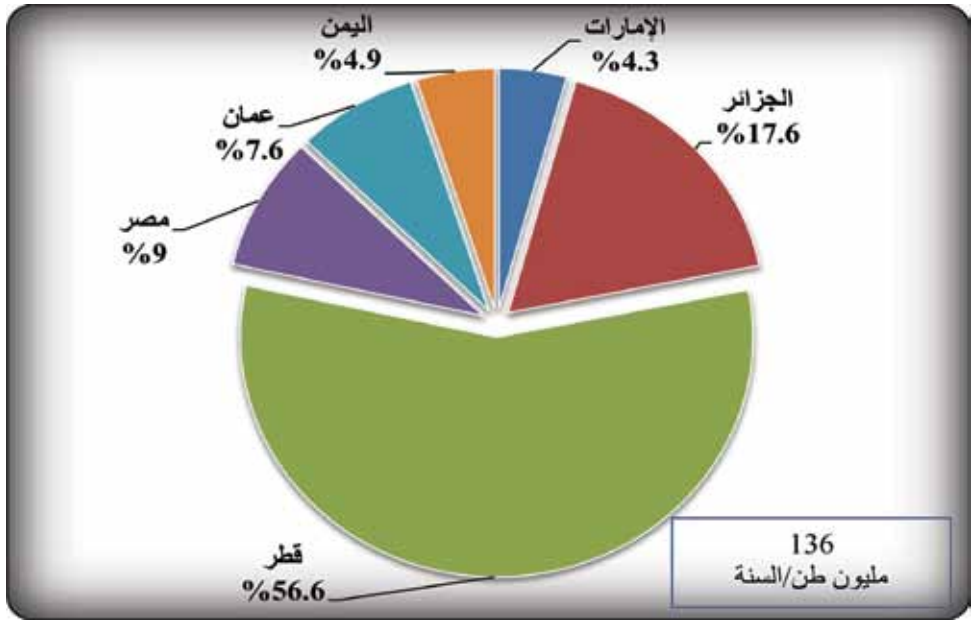
الدولة	عدد الوحدات	الطاقة الإنتاجية الاسمية
الإمارات	3	5.8
الجزائر	16	23.9
قطر	14	77
مصر	3	12.2
عمان	3	10.4
اليمن	2	6.7
الإجمالي	41	136

1 IGU world LNG report-2013 edition

2 GIIGNL ,the LNG industry in 2012

أما عن توزيع الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية، فتحتل دولة قطر المرتبة الأولى حيث تستحوذ وحدها على 56.6% من إجمالي الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية، ثم الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية في المرتبة الثانية بنسبة 17.6%، ثم جمهورية مصر العربية في المرتبة الثالثة بنسبة 9%، ثم سلطنة عمان بنسبة 7.6%، والجمهورية اليمنية بنسبة 4.9% ثم دولة الإمارات العربية المتحدة بنسبة 4.3% كما هو مبين بالشكل (3-5)

الشكل 3-5: توزيع الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية نهاية عام 2013



3-3: صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي

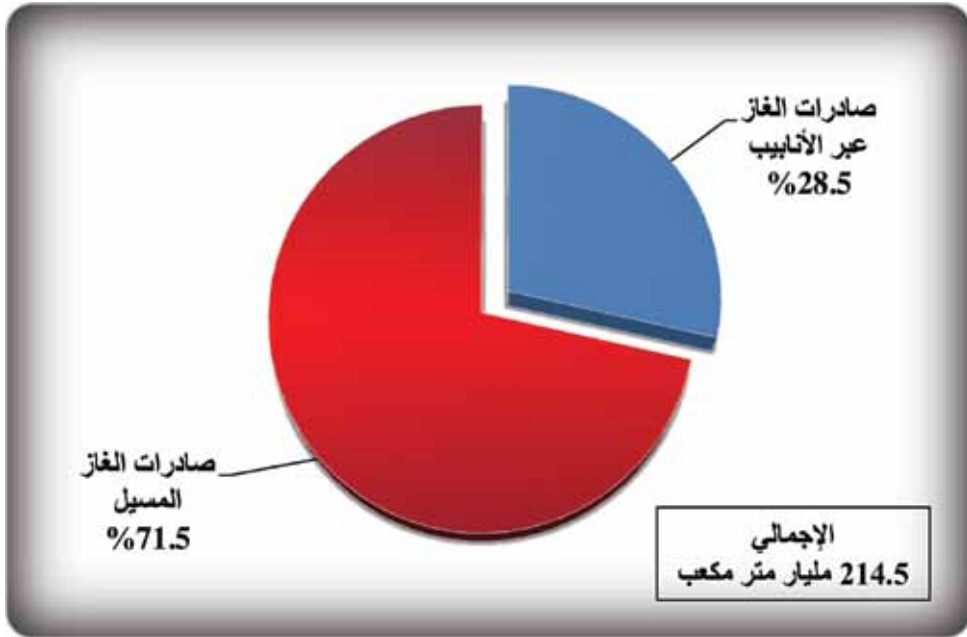
3-3-1: تطور صادرات الغاز الطبيعي

بلغت صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنوعيه المسيل والمُصدر عبر خطوط الأنابيب عام 2012، نحو 214.5 مليار متر مكعب، وهو ما يعادل نحو 20.77% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي عالمياً والتي تقدر بنحو 1,033.4 مليار متر مكعب⁽¹⁾. وقد بلغ حجم صادرات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب نحو 61.1 مليار متر مكعب بنسبة 28.5%

1 BP statistical review of the world energy, June 2013.

من إجمالي الصادرات، بينما بلغ حجم صادرات الغاز المسيل نحو 153.4 مليار متر مكعب بنسبة 71.5%. ويبين الشكل (3-6) توزيع صادرات الغاز الطبيعي من الدول العربية بين الغاز المسيل والغاز المصدر عبر خطوط الأنابيب.

الشكل 3-6: توزيع صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي عام 2012



المصدر: "Data derived" from BP statistical review of the world energy, June 2013

وبدراسة تطور حجم صادرات الغاز الطبيعي من الدول العربية خلال الفترة 2002-2012، يتضح أن معدل النمو السنوي المركب خلال تلك الفترة قد بلغ 8.86%، حيث كان إجمالي الصادرات لا يتعدى 92 مليار متر مكعب عام 2002 (ما يعادل 15.8% من الإجمالي العالمي آنذاك)، منها قرابة 61 مليار متر مكعب لصادرات الغاز المسيل، بينما كانت صادرات الغاز عبر خطوط الأنابيب قرابة 31 مليار متر مكعب. وبعد تشغيل مشاريع ربط الغاز عبر خطوط الأنابيب مثل مشروع دولفين، وخط الغاز العربي، ارتفعت صادرات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب لتصل إلى قرابة 71 مليار متر مكعب عام 2010 وهي الأعلى خلال تلك الفترة، في حين بلغت صادرات الغاز الطبيعي المسيل نحو 130 مليار متر مكعب نظراً لزيادة صادرات الغاز المسيل من قطر وتشغيل محطة بلحاف لتسييل الغاز الطبيعي في اليمن، ليصل إجمالي صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنوعيه عام 2010 إلى قرابة 201 مليار متر مكعب وهو ما يعادل 20.56% من الإجمالي العالمي لنفس العام.

وفي عام 2011، بلغ إجمالي صادرات الغاز من الدول العربية نحو 213.9 مليار متر مكعب محققا زيادة قدرها 13.4 مليار متر مكعب عن عام 2010 نتيجة زيادة صادرات الغاز المسيل من قطر.

أما في عام 2012، فقد بلغ إجمالي صادرات الغاز الطبيعي نحو 214.5 مليار متر مكعب بمعدل نمو قدره 0.28% فقط عن العام السابق، لعدد من الأسباب منها زيادة الطلب المحلي على الغاز في شهور الصيف في بعض الدول العربية المصدرة للغاز مثل مصر، وبالتالي تقلص حجم الفائض عن الاستهلاك المخصص للتصدير. ويبين الشكل (3-7) تطور صادرات الغاز الطبيعي من الدول العربية خلال الفترة 2002-2012.

**الشكل 3-7: تطور صادرات الغاز الطبيعي
من الدول العربية خلال الفترة 2002-2012
(مليار متر مكعب)**

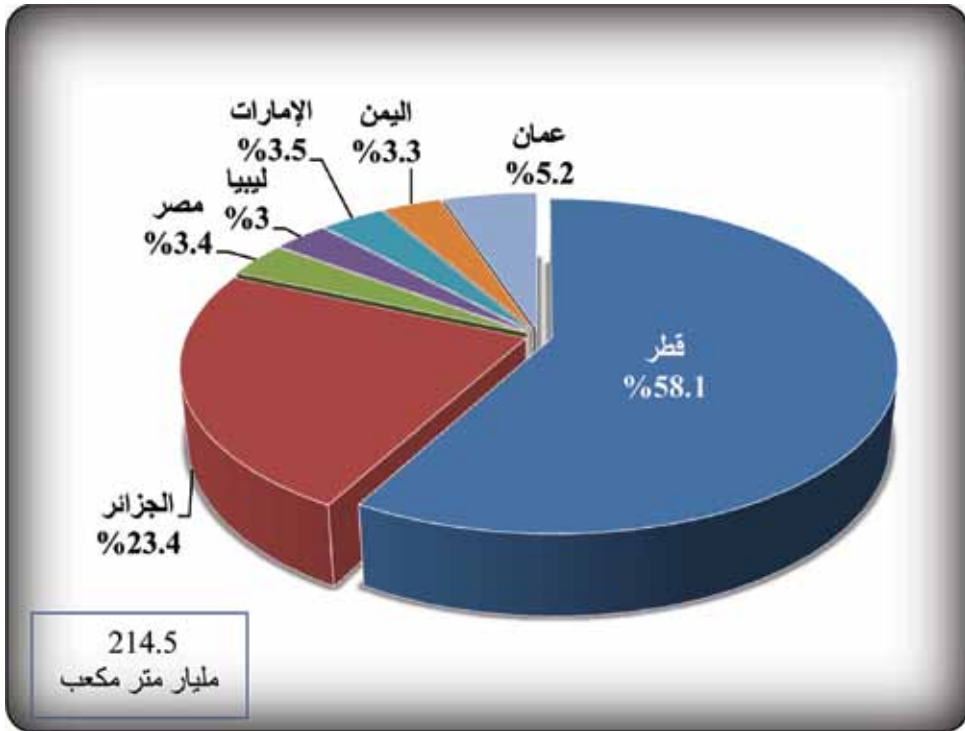


المصدر: "Data derived" from BP statistical review of the world energy, various issues

تحتل دولة قطر المرتبة الأولى عربيا من حيث حجم صادرات الغاز الطبيعي التي بلغت عام 2012 نحو 124.7 مليار متر مكعب وهو ما يعادل 58.1% من إجمالي صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي. وتأتي الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية في المرتبة الثانية بنسبة

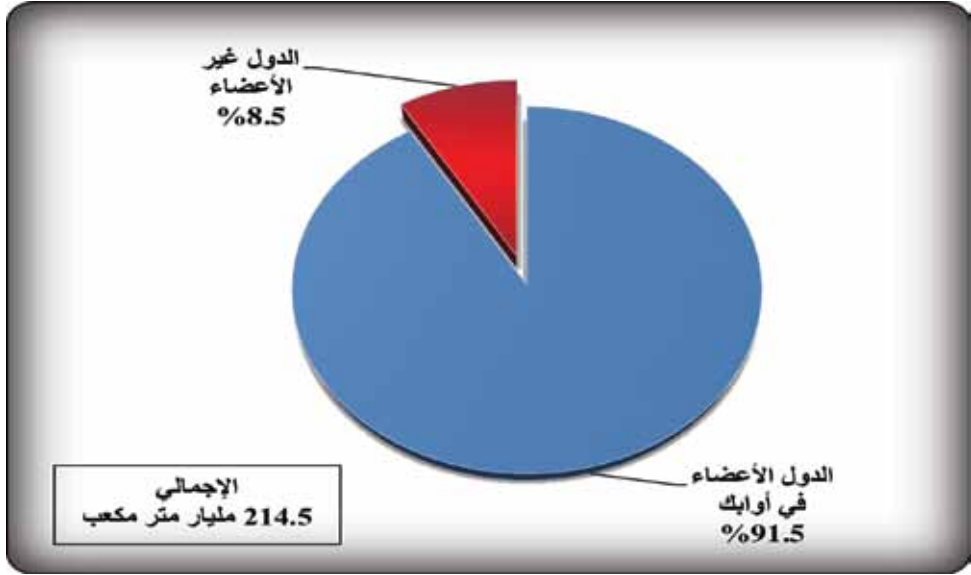
23.4% من إجمالي الصادرات، حيث بلغ إجمالي صادراتها من الغاز عام 2012 نحو 50.1 مليار متر مكعب، ثم سلطنة عمان في المرتبة الثالثة بنسبة 5.2%، ودولة الإمارات العربية المتحدة بنسبة 3.5%، وجمهورية مصر العربية بنسبة 3.4% حيث تراجعت صادراتها من الغاز بشكل ملحوظ في الآونة الأخيرة بسبب زيادة الطلب المحلي خاصة في فصل الصيف، وبلغ إجمالي صادراتها من الغاز عام 2012 نحو 7.3 مليار متر مكعب، والجمهورية اليمنية بنسبة 3.3%، ثم دولة ليبيا بنسبة 3%. ويبين الشكل (3-8) توزيع صادرات الغاز الطبيعي في الدول العربية لعام 2012.

الشكل 3-8: توزيع صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي عام 2012



وبلغت صادرات الغاز الطبيعي من الدول الأعضاء في أوابك عام 2012 نحو 91.5% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي في الدول العربية، بينما تشكل سلطنة عمان والجمهورية اليمنية النسبة المتبقية. ويبين الشكل (3-9) توزيع صادرات الغاز الطبيعي بين الدول الأعضاء في منظمة أوابك والدول غير الأعضاء عام 2012.

الشكل 3-9: توزيع صادرات الغاز الطبيعي بين الدول الأعضاء في منظمة أوبك والدول غير الأعضاء عام 2012



المصدر: "Data derived" from BP statistical review of the world energy, June 2013

3-3-2: الأسواق الرئيسية لصادرات الغاز الطبيعي من الدول العربية

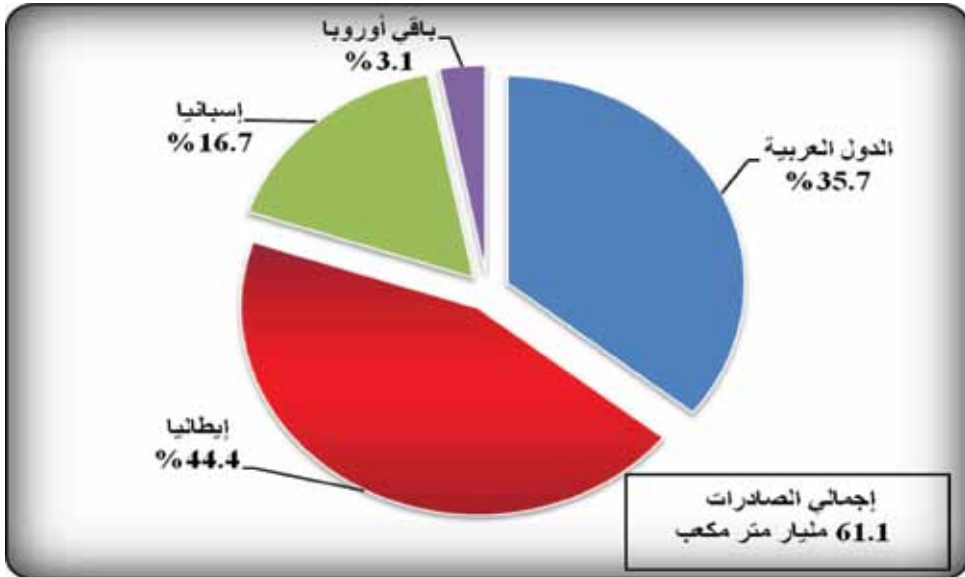
يختلف «حجم ووجهة» صادرات الغاز الطبيعي من الدول العربية المصدرة للغاز من دولة إلى أخرى استناداً إلى عدد من العوامل أهمها ما يلي:

- حجم الفائض عن الاستهلاك المحلي للدولة المصدرة للغاز.
- الطاقة الإنتاجية لوحدات تسييل الغاز الطبيعي، والطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز.
- الموقع الجغرافي للدولة المصدرة للغاز ومدى قربها من الأسواق المستهدفة. وقد ساهمت صناعة الغاز الطبيعي المسيل في الوصول إلى أكبر عدد من المستهلكين، على عكس صادرات الغاز عبر خطوط الأنابيب التي تتسم بطابع إقليمي وقد تنحصر على دول الجوار.
- معدل نمو الطلب على الغاز في الدول المستوردة له، فاليابان على سبيل المثال شهدت نمواً ملحوظاً في الطلب على الغاز الطبيعي بعد حادثة مفاعل فوكوشيما، وهو ما دفع السلطات اليابانية إلى اتخاذ قرار بإيقاف جميع المفاعلات النووية في البلاد لمراجعة دواعي السلامة والأمن الصناعي.
- آلية وصول صادرات الغاز من الدول العربية إلى الأسواق المستهدفة.

- الكميات المتعاقد عليها في العقود المبرمة مع الأسواق المُستهلكة للغاز الطبيعي سواء مسيلا أو عبر خطوط الأنابيب، والتي تكون في أغلبها اتفاقيات طويلة الأمد تصل إلى عشرين عاما.

وقد ساهم الموقع الجغرافي للمنطقة العربية في تبوأها مكانة تنافسية بين الدول المصدرة للغاز الطبيعي لاقتربها من الأسواق الرئيسية لصادرات الغاز الطبيعي في أوروبا وآسيا. حيث استحوذت السوق الأوروبية على نحو 64.3% من إجمالي صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب عام 2012، بينما استحوذت الدول العربية الأخرى على نحو 35.7% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب لنفس العام، وهي إما رسوم نظير مرور خطوط أنابيب تصدير الغاز عبر أراضيها كما هو الحال مع خط أنريكو ماتي الممتد من الجزائر مرورا بتونس والبحر المتوسط حتى يصل إلى صقلية بإيطاليا، وخط بيدرو دوران فاريل الذي يمتد من الجزائر مرورا بالمغرب والبحر المتوسط حتى يصل إلى إسبانيا، أو تكون على شكل واردات مباشرة عبر مشاريع الربط العربي كمشروع خط دولفين ومشروع خط الغاز العربي. ويبين الشكل (3-10) توزيع صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب إلى الأسواق المختلفة عام 2012.

الشكل 3-10: توزيع صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب إلى الأسواق المختلفة لعام 2012

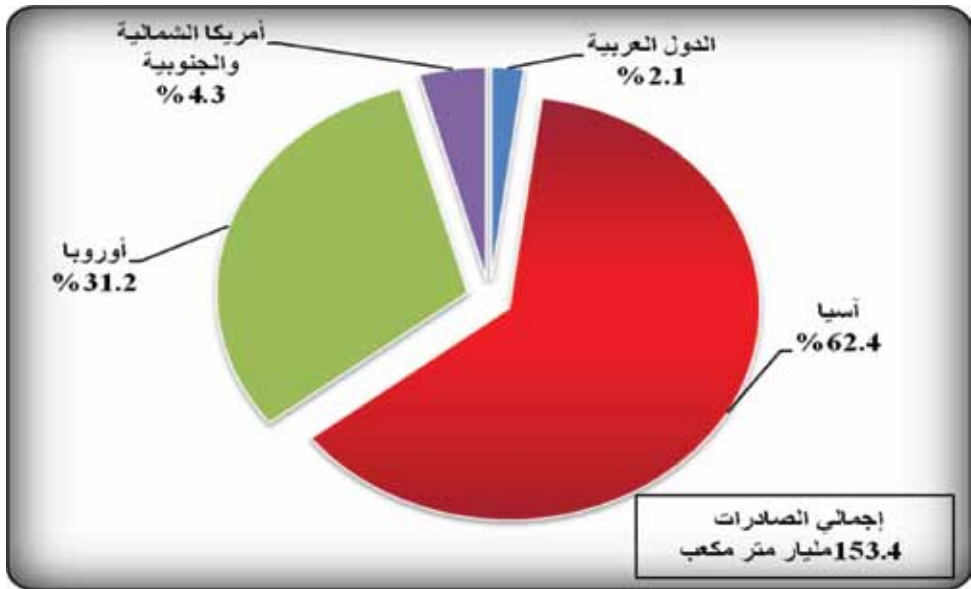


المصدر: "Data derived" from BP statistical review of the world energy, June 2013

ومع تنامي الطلب على الغاز الطبيعي في الأسواق الناشئة مثل الصين والهند، والأسواق المحركة للطلب مثل اليابان وكوريا الجنوبية، ازدهرت تجارة الغاز الطبيعي المسيل، وتوسعت الدول في مشاريع إنشاء وحدات تسييل الغاز الطبيعي رغبة في استغلال مواردها من الغاز، وتصدير الفائض عن الاستهلاك المحلي وفتح أسواق جديدة لصادراتها من الغاز المسيل. واستحوذت السوق الآسيوية على نحو 62.4% من إجمالي صادرات الغاز المسيل من الدول العربية عام 2012، بينما جاءت السوق الأوروبية في المرتبة الثانية بنسبة 31.2%. كما ساهم دخول كل من الإمارات (دبي) والكويت في مجموعة الدول المستوردة للغاز المسيل، في فتح نافذة جديدة للتجارة البينية للغاز الطبيعي في الدول العربية، حيث تمثل واردات الغاز المسيل إلى كل منهما نحو 2.1% من إجمالي صادرات الغاز المسيل من الدول العربية كما هو مبين بالشكل (3-11).

الشكل 3-11: توزع صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي

المسيل إلى الأسواق المختلفة لعام 2012



المصدر: "Data derived" from BP statistical review of the world energy, June 2013

4-3: واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي

3-4-1: تطور واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي

تختلف آلية استيراد الغاز الطبيعي في الدول العربية المستوردة للغاز من دولة لأخرى، حيث تعتمد الكويت على واردات الغاز الطبيعي المسيل في تلبية احتياجات السوق المحلي

منذ عام 2009، أما الإمارات وعلى الرغم من كونها من الدول العربية المصدرة للغاز، تقوم إمارة دبي باستيراد الغاز الطبيعي المسيل، بينما تقوم إمارة أبو ظبي باستيراد الغاز الطبيعي من قطر عبر خط دولفين. وتعتبر الإمارات والكويت من أوائل الدول في منطقة الشرق الأوسط التي تقوم باستيراد الغاز الطبيعي المسيل، وذلك من خلال استئجار وحدتين عائمتين لاستقبال وتخزين الغاز المسيل وإعادةه إلى الحالة الغازية كما هو مبين بالجدول (3-3)، وتصل الطاقة الاستيعابية الإجمالية للوحدتين نحو 9.3 مليار متر مكعب سنويا (900 مليون قدم مكعب غاز/ اليوم).

الجدول 3-3: المرافق العائمة لاستقبال وتخزين الغاز المسيل وإعادةه

إلى الحالة الغازية في الدول العربية عام 2013

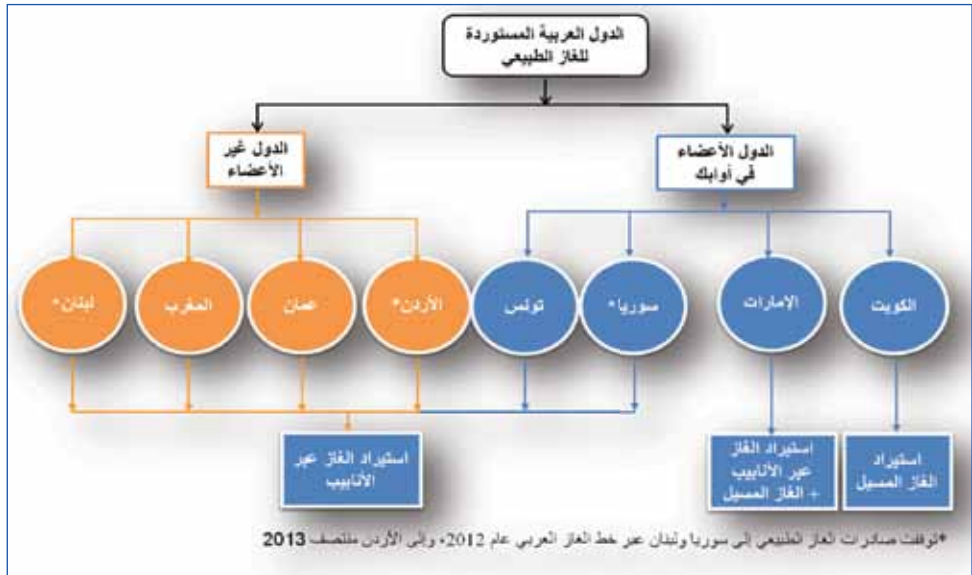
الدولة	الموقع	المالك	بداية التشغيل	طاقة الاستقبال مليون قدم مكعب/اليوم
الإمارات(دبي)	جبل علي	Golar	2010	400
الكويت	ميناء الأحمدى	Excelerte Energy	2009	500
الإجمالي				900

المصدر: GIIGNL the LNG industry, 2012.

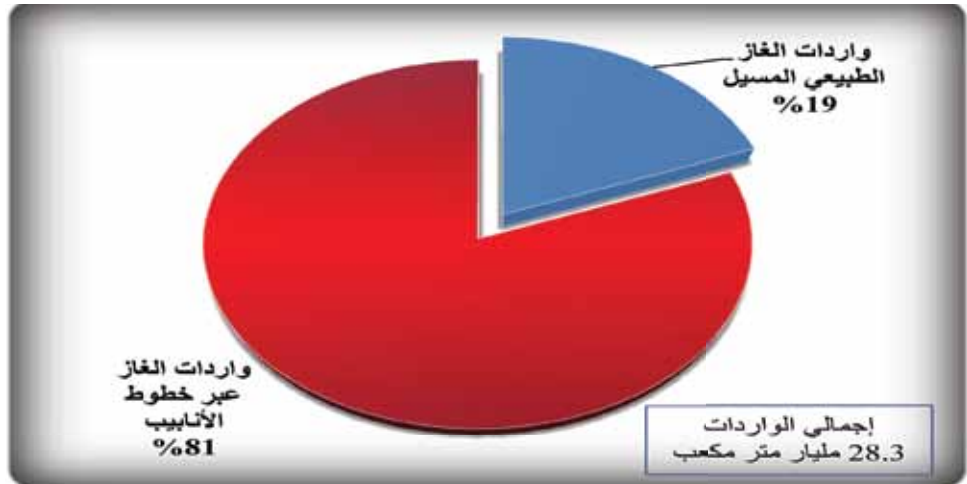
أما تونس والمغرب، فتعتمدان على استيراد الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب التي تنقل الغاز الجزائري إلى أوروبا مروراً بأراضي كلا البلدين. كما تعتمد الأردن، وسوريا، ولبنان على استيراد الغاز الطبيعي عبر خط الغاز العربي من مصر، والذي توقف تماماً منذ تموز/ يوليو 2013⁽¹⁾، لارتفاع الطلب المحلي على الغاز في مصر من ناحية، وتعدد الهجمات التي استهدفت الخط في شبه جزيرة سيناء من ناحية أخرى. وبذلك يكون عدد الدول العربية المستوردة للغاز الطبيعي بشكل عام (بما فيهم الأردن، وسوريا ولبنان) ثمانية دول كما هو مبين بالشكل (3-12).

وتشكل واردات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب التي تربط بين الدول العربية المصدرة والمستوردة للغاز ما نسبته 81% من إجمالي الواردات عام 2012، بينما تشكل واردات الغاز المسيل النسبة المتبقية. ويبين الشكل (3-13) توزيع حجم واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي عام 2012.

الشكل 3-12: مجموعة الدول العربية المستوردة للغاز الطبيعي



الشكل 3-13: توزيع واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنوعيه عام 2012



المصادر: بيانات من مصادر مختلفة (1) (2) (3) (4)

1 BP statistical review of the world energy, June 2013

2 OPEC statistical bulletin, 2013

3 Cedigaz ,natural gas in the world,2013 edition

4 الموقع الرسمي لوزارة الطاقة والمعادن والماء والبيئة، قطاع الطاقة والمعادن، المملكة المغربية <http://www.mem.gov.ma>

وقد شهدت الفترة (2002-2012) تطورا ملحوظا في واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي، حيث ارتفع إجمالي الواردات من 1.5 مليار متر مكعب عام 2002 ليصل إلى 24.3 مليار متر مكعب عام 2009 وذلك بعد تشغيل خط دولفين وخط الغاز العربي، كما بلغت واردات الكويت من الغاز المسيل في نفس العام نحو 0.89 مليار متر مكعب. وفي عام 2011، تراجع حجم واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب ليصل إلى 22.5 مليار متر مكعب، بينما ارتفعت واردات الغاز المسيل إلى كل من الكويت ودبي إلى 4.7 مليار متر مكعب، ليصل بذلك إجمالي الواردات من الغاز الطبيعي بنوعيه قرابة 27.1 مليار متر مكعب. وفي عام 2012، ارتفعت واردات كل من الكويت ودبي من الغاز المسيل إلى 5.4 مليار متر مكعب، بينما بلغت واردات الغاز الطبيعي عبر الأنابيب نحو 22.9 مليار متر مكعب، ليصل بذلك إجمالي واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنوعيه إلى 28.3 مليار متر مكعب. ويبين الشكل (3-14) تطور واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنوعيه خلال الفترة 2002-2012.

الشكل 3-14: تطور واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي خلال الفترة 2002-2012 (مليار متر مكعب)



المصادر: بيانات من مصادر مختلفة (1) (2) (3) (4)

1 BP statistical review of the world energy, various issues

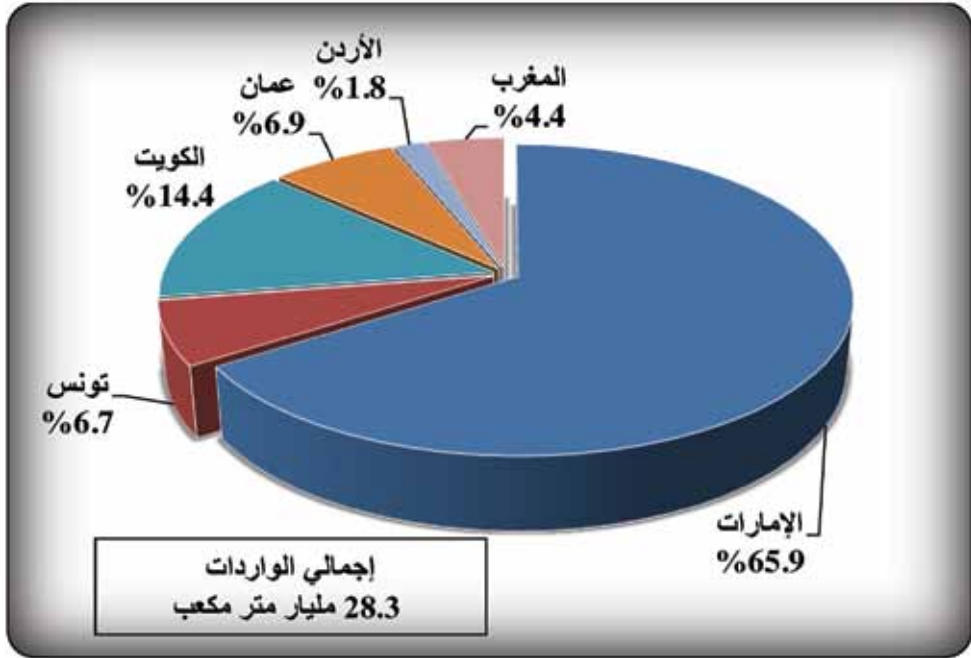
2 OPEC statistical bulletin, 2013

3 Cedigaz ,natural gas in the world, 2012 &2013 edition

الموقع الرسمي لوزارة الطاقة والمعادن والماء والبيئة، المملكة المغربية <http://www.mem.gov.ma> 4

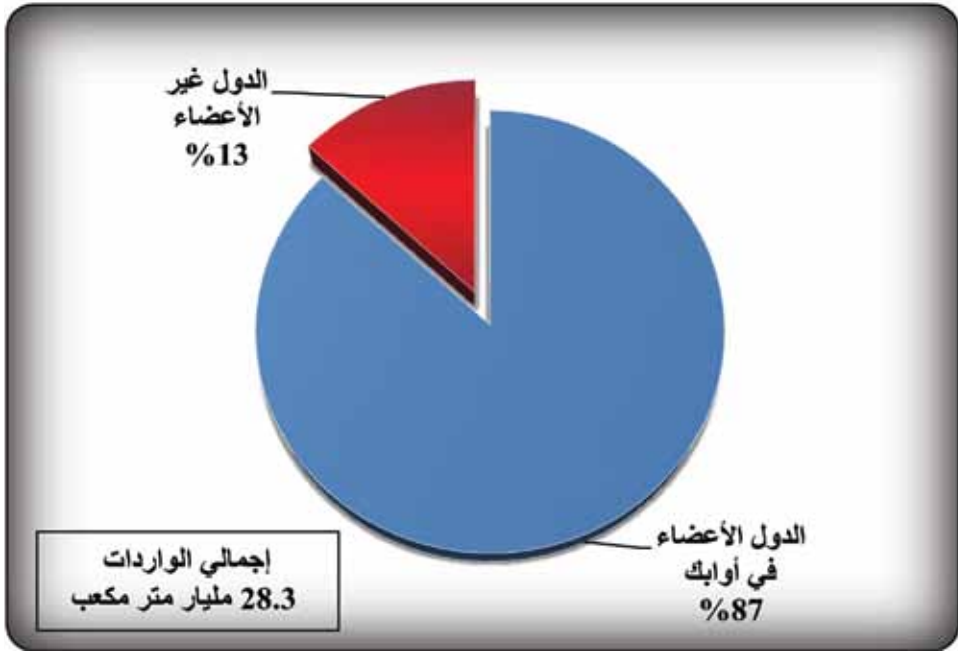
تحتل دولة الإمارات المرتبة الأولى عربيا من حيث حجم واردات الغاز الطبيعي التي بلغت عام 2012 نحو 18.6 مليار متر مكعب وهو ما يعادل 65.9% من إجمالي واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي. وتأتي دولة الكويت في المرتبة الثانية، بنسبة 14.4% من إجمالي واردات الدول العربية، حيث بلغت وارداتها من الغاز عام 2012 نحو 4 مليار متر مكعب، ثم سلطنة عمان في المرتبة الثالثة بنسبة 6.9%، ثم الجمهورية التونسية بنسبة 6.7%، والمملكة المغربية بنسبة 4.4%، ثم المملكة الأردنية الهاشمية بنسبة 1.8%. ويبين الشكل (3-15) توزيع واردات الغاز الطبيعي في الدول العربية لعام 2012.

الشكل 3-15: توزيع واردات الغاز الطبيعي بنوعيه إلى الدول العربية لعام 2012



بلغت واردات الدول الأعضاء في أوابك في عام 2012 نحو 87% من إجمالي واردات الغاز الطبيعي بنوعيه، بينما تشكل واردات الأردن والمغرب النسبة المتبقية. ويبين الشكل (3-16) توزيع واردات الدول الأعضاء في منظمة أوابك والدول غير الأعضاء من الغاز الطبيعي عام 2012.

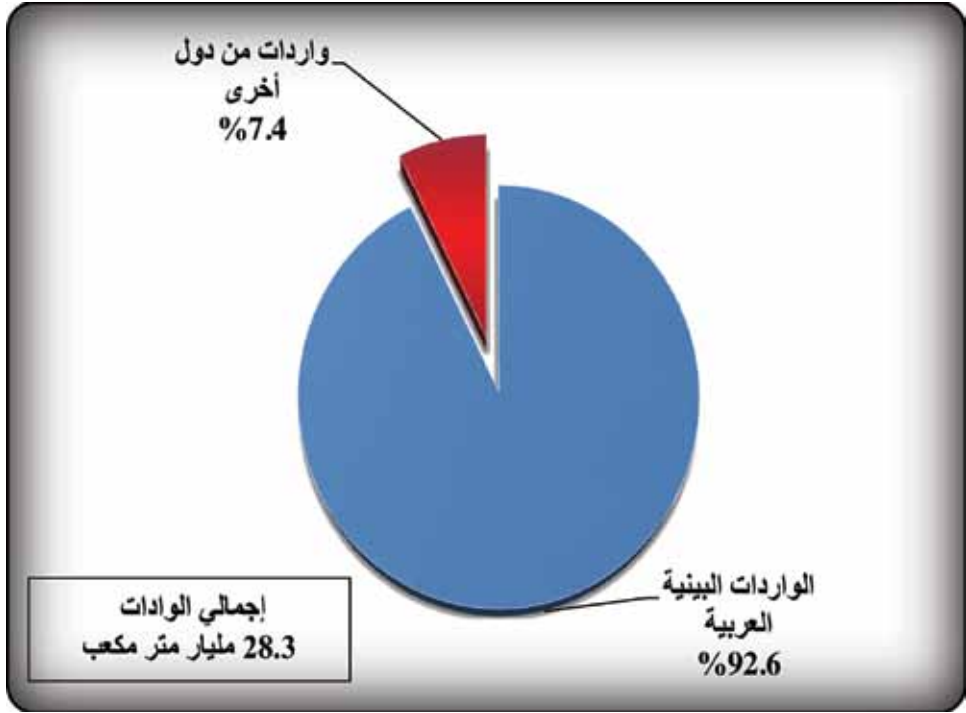
الشكل 3-16: توزيع واردات الغاز الطبيعي بين الدول الأعضاء في أوابك والدول غير الأعضاء عام 2012



3-4-2: التجارة البينية للغاز الطبيعي بين الدول العربية

ترتكز التجارة البينية للغاز الطبيعي بين الدول العربية بشكل أساسي على خطوط الأنابيب التي تربط الدول العربية ببعضها البعض، وقد أدى لجوء الإمارات والكويت إلى استيراد الغاز الطبيعي المسيل إلى فتح نافذة جديدة لنمو التجارة البينية لصادرات الغاز الطبيعي المسيل في الوطن العربي. كما يجري حالياً دراسة تنفيذ مشاريع لإنشاء مرافق استقبال الغاز الطبيعي المسيل في عدد من الدول الأخرى التي تشهد نمواً في الطلب على الغاز مثل الأردن، والبحرين، والمغرب، ولبنان، ومصر. ومن المتوقع أن تساهم تلك المشاريع بعد تنفيذها في زيادة حجم التجارة البينية للغاز المسيل بين الدول العربية خاصة بعد تراجع واردات الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب. وقد ساهمت الواردات البينية العربية في تلبية نحو 92.6% من إجمالي احتياجات الدول العربية من الغاز الطبيعي عام 2012 كما هو مبين بالشكل (3-17).

الشكل 3-17: مصادر واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي عام 2012



3-5: المشاريع المستقبلية لتصدير واستيراد الغاز الطبيعي في الدول العربية

3-5-1: الطاقة التصميمية لمشاريع تصدير الغاز الطبيعي

شهد العقد الماضي تنفيذ عدد من مشاريع خطوط أنابيب تصدير الغاز في كل من مصر، وقطر، وليبيا، والجزائر. ويجري حالياً رفع الطاقة التصميمية لبعض هذه الخطوط، كما يخطط العراق لإنشاء خط أنابيب إلى الأردن بطاقة 1.4 مليار متر مكعب سنوياً⁽¹⁾. وستساهم تلك المشاريع حال تنفيذها وفق الجداول الزمنية المعلنة في رفع الطاقة التصميمية الإجمالية لخطوط أنابيب تصدير الغاز من 92 مليار متر مكعب سنوياً عام 2013 إلى 114.9 مليار متر مكعب سنوياً بحلول عام 2018.

يبين الشكل (3-18) التوقعات المستقبلية لتطور الطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز بعد الانتهاء من المشاريع الجاري تنفيذها حالياً، كما يبين الجدول (3-4) تطور الطاقة التصميمية لأنابيب تصدير الغاز في الدول العربية بحلول 2018.

1 WGI, 12/3/2014

الشكل 3-18: التوقعات المستقبلية لتطور الطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز في الدول العربية بحلول عام 2018
(مليار متر مكعب / السنة)



الجدول 3-4: تطور الطاقة التصميمية لخطوط أنابيب تصدير الغاز في الدول العربية بحلول 2018 (مليار متر مكعب / السنة)

2018		2013		الدولة
الطاقة التصميمية	عدد خطوط الأنابيب	الطاقة التصميمية	عدد خطوط الأنابيب	
52.5	3	43	3	الجزائر
1.4	-	-	-	العراق
33	1	21	1	قطر
11	1	11	1	ليبيا
17	2	17	2	مصر
114.9	7	92	7	الإجمالي

وفي المقابل، لا توجد مشاريع جاري تنفيذها لإنتاج الغاز الطبيعي المسيل باستثناء مشروع مجمع تسييل الغاز الجديد في أرزيو (GL3Z) في الجزائر والذي تقدر طاقته الإنتاجية بنحو 4.7 مليون طن/السنة، ومن المتوقع تشغيله خلال العام الجاري 2014. وبالتالي سترفع الطاقة الإنتاجية الإجمالية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية من 136 مليون طن/ السنة عام 2013 إلى 140.7 مليون طن/ السنة بنهاية العام الجاري 2014، ومن المتوقع أن تبقى دون تغيير حتى عام 2018، علما بأن المشاريع الجديدة لتسييل الغاز الطبيعي تستغرق من أربع إلى ست سنوات لتنفيذها. وهو ما يعني تراجع حصة الدول العربية من الطاقة الإنتاجية العالمية للغاز الطبيعي المسيل التي ستشهد تطورا كبيرا خلال الخمس سنوات القادمة بعد الانتهاء من تنفيذ المشاريع الجديدة الجاري تنفيذها حاليا في كل من أستراليا، والولايات المتحدة، وماليزيا.

يبين الشكل (3-19) التوقعات المستقبلية لتطور الطاقة التصميمية لمحطات تسييل الغاز في الدول العربية، كما يبين الجدول (3-5) تطور الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسيل في كل دولة من الدول العربية بحلول 2018.

الشكل 3-19: التوقعات المستقبلية لتطور الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية بحلول عام 2018 (مليون طن/ السنة)



الجدول 3-5: تطور الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية بحلول 2018 (مليون طن / السنة)

الدولة	2013		2018	
	عدد الوحدات	الطاقة الإنتاجية	عدد الوحدات	الطاقة الإنتاجية
الإمارات	3	5.8	3	5.8
الجزائر	16	23.9	17	28.6
قطر	14	77	14	77
مصر	3	12.2	3	12.2
عمان	3	10.4	3	10.4
اليمن	2	6.7	2	6.7
الإجمالي	41	136	42	140.7

3-5-2: مشاريع استيراد الغاز الطبيعي

يتم حاليا الإعداد لحزمة مشاريع لاستيراد الغاز في عدد من الدول العربية تعتمد أغلبها على استيراد الغاز الطبيعي المسيل من خلال مرافئ عائمة، حيث تشهد صناعة الغاز العالمية نموا متزايدا على هذا النوع من المرافئ، لما توفره من مزايا أهمها إمكانية استئجارها، أو تشييدها وتشغيلها خلال فترة قصيرة قد تستغرق 12-18 شهرا مقارنة بنحو أربع إلى خمس سنوات في حال بناء المرافئ الثابتة.

وفي هذا الصدد، تخطط الأردن، ومصر، والبحرين، ولبنان لاستئجار وحدات عائمة لاستقبال الغاز المسيل وإعادةه إلى الحالة الغازية، بينما تخطط الكويت، والإمارات، والمغرب لإنشاء مرافئ ثابتة لاستقبال الغاز المسيل. ويبين الجدول (3-6) والشكل (3-20) مشاريع استيراد الغاز الطبيعي المسيل المزمع تنفيذها في الدول العربية خلال الفترة 2014-2020.

الجدول 3-6: مشاريع استيراد الغاز المسيل في الدول العربية خلال الفترة 2014-2020

الدولة	الموقع	النوع	تاريخ التشغيل	طاقة الاستقبال مليون قدم مكعب/اليوم
مصر	العين السخنة	مرفأ عائِم	الربع الرابع من 2014	500
الأردن	ميناء العقبة	مرفأ عائِم	الربع الأول من 2015	500 وتصل إلى 750 في أوقات الذروة
لبنان	الساحل الشمالي لطرابلس	مرفأ عائِم	2016	500
الإمارات	الفجيرة	مرفأ ثابت	2017	1200
البحرين	شمال البحرين	مرفأ عائِم	2016-2017	500
الكويت	ميناء الأحمدى	مرفأ ثابت	2020	1000
المغرب	الجرف الأصفر	مرفأ ثابت	2020	1000-500*
الإجمالي				5,450-4,700

* من المخطط أن يتم إنشاء المرفأ بطاقة أولية 500 مليون قدم مكعب/اليوم على أن يتم مضاعفتها إلى 1.000 مليون قدم مكعب /اليوم بحلول عام 2020.

الشكل 3-20: مشاريع استيراد الغاز المسيل المزمع تنفيذها في الدول العربية خلال الفترة 2014-2020



3-6: تطورات تجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية

3-6-1: دولة الإمارات العربية المتحدة

تعد الإمارات من أوائل الدول العربية المصدرة للغاز الطبيعي المسيل، حيث تم تصدير أول شحنة إلى اليابان من مصنع أذجاز بإمارة أبو ظبي في نيسان/ أبريل 1977. وهو المصنع الوحيد لإنتاج وتصدير الغاز المسيل في الإمارات. بينما تقوم إمارة أبو ظبي حالياً باستيراد الغاز الطبيعي من دولة قطر عبر خط دولفين. ومع زيادة الطلب على الغاز الطبيعي في إمارة دبي، دخلت الإمارات فصلاً جديداً في تجارة الغاز الطبيعي لتصبح من الدول المستوردة للغاز الطبيعي المسيل منذ عام 2010.

وبمقارنة حجم صادرات وواردات الغاز الطبيعي، يلاحظ أنه حتى عام 2007، كان حجم الصادرات يتخطى حجم الواردات بنحو 6 مليار متر مكعب سنوياً، إلا أنه مع تشغيل خط دولفين، واستئجار مرفأ عائم لاستيراد الغاز المسيل في دبي، تخطى حجم الواردات حجم صادرات الغاز في ميزان الغاز وبلغ العجز نحو 11 مليار متر مكعب عام 2012 كما هو مبين بالشكل (3-21).

الشكل 3-21: تطور صادرات وواردات دولة الإمارات العربية المتحدة من الغاز الطبيعي في الفترة 2006-2012 (مليار متر مكعب)



المصادر :

-GIIGNL, the LNG industry 2012 (LNG imports data)

- BP statistical review of world energy various issues (pipeline/LNG exports & pipeline imports data)

منظومة تصدير الغاز الطبيعي في دولة الإمارات

• مصنع تسييل الغاز الطبيعي (أدجاز) في جزيرة داس

تأسست شركة أبو ظبي لتسييل الغاز المحدودة (أدجاز) عام 1973 كمشروع مشترك بين شركة بترول أبو ظبي الوطنية (51%)، وشركة Mitsui (24.5%)، وشركة BP (16.33%) وشركة Total (8.17%) لبناء أول مصنع لتسييل الغاز الطبيعي في جزيرة داس وتصدير كامل إنتاجه من الغاز الطبيعي المسيل ونحو 500 ألف طن من غاز البترول المسال إلى شركة كهرباء طوكيو (Tepco) بموجب اتفاقية مدتها عشرون عاما. وضم المصنع عند إنشائه خطي إنتاج متمثلين بطاقة إنتاجية إجمالية تبلغ 2.8 مليون طن/السنة من الغاز المسيل، بالإضافة إلى 1.07 مليون طن/السنة من غاز البترول المسال (650 ألف طن من البروبان، 420 ألف طن من البيوتان)، ونحو 320 ألف طن/السنة من البنتان.

وفي عام 1990 قررت شركة أدجاز رفع الطاقة التصميمية للمصنع بإضافة خط إنتاج ثالث لتصل الطاقة التصميمية الإجمالية إلى 5.4 مليون طن/السنة من الغاز الطبيعي المسيل، بالإضافة إلى 1.7 مليون طن/السنة من غاز البترول المسال، و535 ألف طن/ السنة من البنتان، وذلك بعد توقيع اتفاقية ثانية مع شركة كهرباء طوكيو لتوريد 5 مليون طن/السنة من الغاز الطبيعي المسيل، بالإضافة إلى 750 ألف طن/السنة من غاز البترول المسال لمدة خمسة وعشرون عاما ابتداء من عام 1994. وفي عام 2007، تم عمل تحديث لبعض التسهيلات وضواغط الغاز واستبدالها بوحدة جديدة لتصل الطاقة الإنتاجية للمصنع من الغاز الطبيعي المسيل إلى 5.8 مليون طن/السنة.

وتقوم حاليا شركة أدجاز بتنفيذ مشروع لخفض حرق الغازات في المصنع والتي تقدر بنحو 10-15 مليون قدم مكعب/اليوم، للحد من انبعاثات ثاني أكسيد الكربون وثاني أكسيد الكبريت. ويبين الجدول (3-7)، إنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل وسوائل الغاز الطبيعي من إمارة أبو ظبي لعامي 2010 و2011.

الجدول 3-7: إنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل وسوائل الغاز الطبيعي من إمارة أبو ظبي (مليون طن)

المنتج	عام 2010	عام 2011
الغاز الطبيعي المسيل	5.547	5.759
البروبان	2.954	3.030
البيوتان	2.767	2.838
بنتان فأعلى	1.896	1.945
الكبريت	1.420	1.456
الإجمالي	14.604	15.028

المصدر: Arab oil & gas directory.2013 edition

منظومة استيراد الغاز الطبيعي في دولة الإمارات

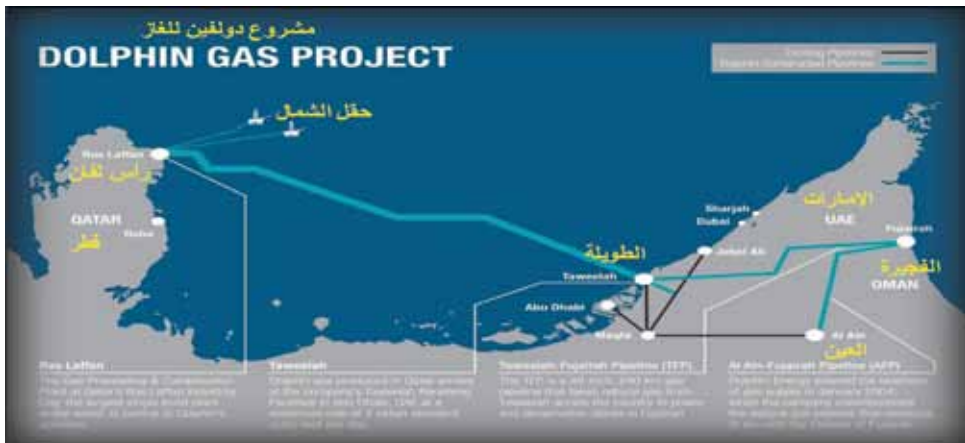
- خط غاز دولفين

تقوم إمارة أبو ظبي باستيراد الغاز الطبيعي من دولة قطر عبر خط غاز دولفين التابع لشركة دولفين للطاقة المحدودة وهي مشروع مشترك بين شركة مبادلة للتنمية (51%) وهي شركة مملوكة بالكامل لحكومة إمارة أبو ظبي، وشركة Total (24.5%) وشركة Occidental Petroleum (24.5%). حيث قامت الشركة بتنفيذ مشروع خط أنابيب لنقل الغاز الطبيعي من قطر إلى أبو ظبي بموجب اتفاق بين البلدين ولمدة 25 عاماً. تبلغ الطاقة التصميمية للخط 3.2 مليار قدم مكعب/ يوم، وطاقته العاملة حالياً 2 مليار قدم مكعب/ يوم.

تتألف شبكة خطوط دولفين لنقل الغاز من الخطوط التالية:

- خط أنابيب بحري يقوم بنقل الغاز المستخرج من حقل الشمال القطري من منصتي الإنتاج الأولى والثانية لمعالجته في محطة معالجة الغاز الطبيعي في منطقة رأس لفان. يبلغ طول الخط 78 كم وبقطر 36 بوصة.
- خط أنابيب بحري لنقل الغاز المعالج من محطة المعالجة في رأس لفان إلى محطة الطويلة في دولة الإمارات بطول 364 كم وبقطر 48 بوصة.
- خط أنابيب الطويلة - الفجيرة بطول 240 كم وبقطر 48 بوصة.
- خط أنابيب العين- الفجيرة وهو يمتد بطول 182 كم من العين إلى الفجيرة وتم تدشينه عام 2004 لإمداد محطة توليد الطاقة وإنتاج المياه بالغاز العماني عبر خط أنابيب من مجمع غاز خور الخوير. ويوضح الشكل (3-22) شبكة خطوط أنابيب دولفين للغاز.

الشكل 3-22: شبكة خطوط أنابيب دولفين للغاز



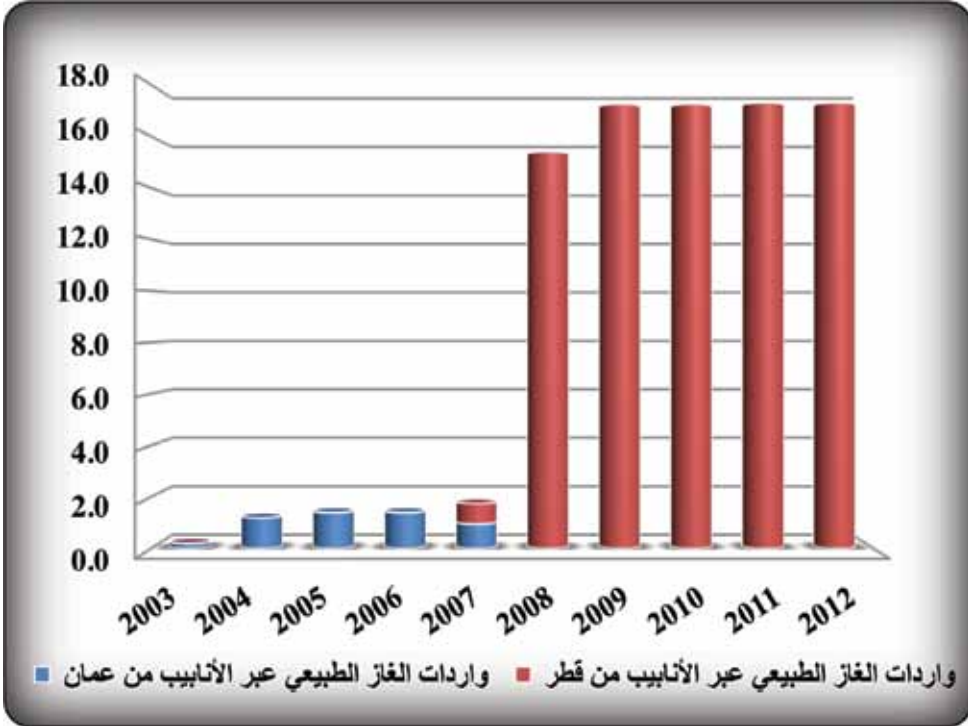
المصدر: شركة دولفين للطاقة

بلغت واردات الغاز الطبيعي عبر خط الأنابيب الممتد من مجمع غاز خور الخوير بسلطنة عمان إلى رأس الخيمة نحو 0.2 مليار متر مكعب عام 2003، وزادت تدريجياً لتصل إلى 1.4 مليار متر مكعب عام 2006، ثم تراجعت إلى 0.95 مليار متر مكعب عام 2007. ثم توقفت صادرات الغاز من سلطنة عمان بعد الانتهاء من مشروع دولفين لنقل الغاز الطبيعي من حقل الشمال القطري، وتحول استخدام الخط في الاتجاه المقابل لتزويد السلطنة والإمارات بالغاز القطري، وارتفعت واردات الغاز القطري إلى إمارة أبو ظبي من 15.4 مليار متر مكعب عام 2008 لتصل إلى 17.3 مليار متر مكعب عام 2012 كما هو مبين بالجدول (3-8) والشكل (23-3).

الجدول 3-8: واردات دولة الإمارات العربية المتحدة من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب في الفترة 2003-2012 (مليار متر مكعب)

السنة	واردات الغاز الطبيعي من سلطنة عمان	واردات الغاز الطبيعي من دولة قطر
2003	0.2	-
2004	1.2	-
2005	1.4	-
2006	1.4	-
2007	0.95	0.8
2008	-	15.4
2009	-	17.25
2010	-	17.25
2011	-	17.3
2012	-	17.3

الشكل 3-23: واردات دولة الإمارات العربية المتحدة من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب في الفترة 2003-2012 (مليار متر مكعب)



المصدر: BP statistical review of the world energy, various issues

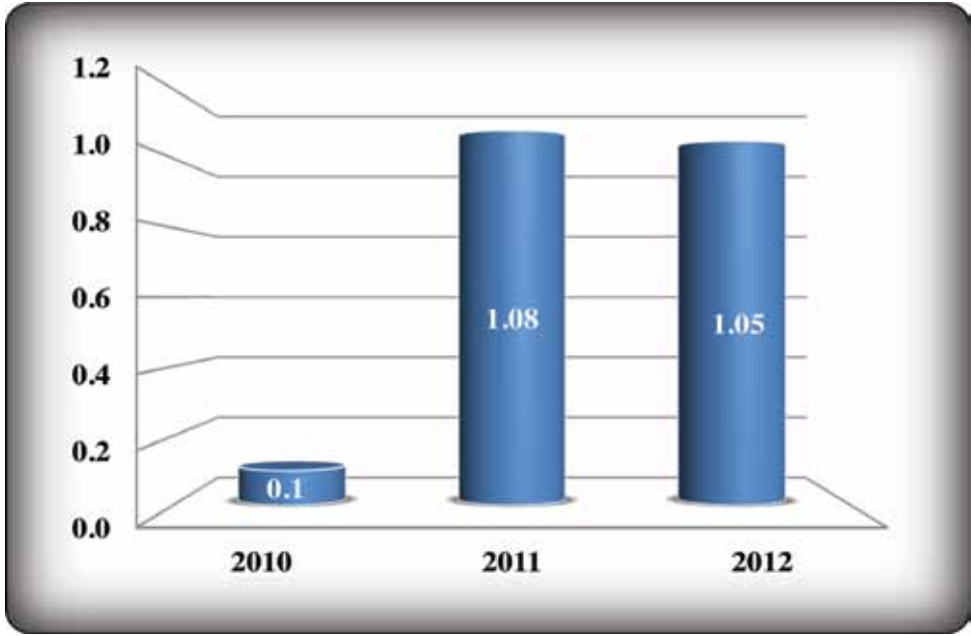
• **المرفأ العائم لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسيل**

بدأت إمارة دبي في استيراد الغاز الطبيعي المسيل في الربع الثاني من عام 2010 من خلال مرفأ عائم لاستقبال الغاز الطبيعي المسيل وإعادةه إلى الحالة الغازية في ميناء جبل علي، وذلك لتلبية الطلب المحلي المتنامي على الغاز خاصة في أشهر الصيف. وتأتي معظم واردات دبي من الغاز المسيل من شركة قطر غاز وشركة Shell Western LNG لتوريد 650 ألف طن سنوياً من الغاز المسيل إلى إمارة دبي لمدة خمسة عشر عاماً⁽¹⁾.

يبين الشكل (3-24) تطور واردات دبي من الغاز الطبيعي المسيل منذ بداية الاستيراد عام 2010.

1 Arab oil & gas directory, 2013 edition

الشكل 3-24: تطور واردات إمارة دبي من الغاز الطبيعي المسيل
(مليون طن)



المصدر: GIIGNL the LNG industry, 2010, 2012 & 2012

• المشاريع المستقبلية لاستيراد الغاز الطبيعي

تشهد الإمارات طلباً متزايداً على الغاز الطبيعي وخاصة في أشهر الصيف لاستخدامه كوقود في توليد الطاقة الكهربائية، وقد تصبح الإمارات مستورداً صافياً للغاز الطبيعي في حال عدم قدرة معدلات الإنتاج المحلي على تلبية الطلب المتزايد على الغاز، حيث يقدر العجز الحالي بنحو 2 مليار قدم مكعب غاز يومياً في فترة الذروة في فصل الصيف. وتقوم الإمارات حالياً بتنفيذ مشاريع تهدف من خلالها إلى إضافة نحو 2.5 مليار قدم مكعب غاز/ اليوم من واردات الغاز الطبيعي من خلال خط غاز دولفين، ومشروع لبناء مرفأً ثابتاً لاستقبال الغاز الطبيعي المسيل في ميناء الفجيرة.

■ رفع الطاقة التصميمية لخط غاز دولفين

تقوم حالياً شركة دولفين للطاقة المحدودة، بإضافة عدد 3 ضواغط غاز جديدة إلى الضواغط الست الحالية (أي بزيادة 50%) على خط غاز دولفين بتكلفة 370-380 مليون

دولار، وستساهم الضواغط الجديدة في إضافة نحو 1.2 مليار قدم مكعب من الغاز يوميا عبر الخط بحلول منتصف العام الجاري 2014، وبالتالي رفع الطاقة التصميمية للخط من طاقته الحالية التي تبلغ نحو 2 مليار قدم مكعب غاز/اليوم إلى 3.2 مليار قدم مكعب غاز/اليوم.

■ مشروع إنشاء مرفأ ثابت لاستقبال الغاز الطبيعي المسيل في الفجيرة

في تشرين الثاني/نوفمبر 2013، أعلنت شركة الإمارات للغاز الطبيعي المسال (Emirates LNG) وهي مشروع مشترك بين شركة أبو ظبي للاستثمارات البترولية الدولية (IPIC)، وشركة مبادلة (Mubadala)، أنها ستقوم بإنشاء أول منشأة برية لاستيراد الغاز الطبيعي المسيل في الشرق الأوسط في ميناء الفجيرة على خليج عمان بطاقة تصميمية تبلغ 1.2 مليار قدم مكعب غاز/اليوم بعد موافقة الحكومة على المشروع.

يذكر أن شركة الإمارات للغاز الطبيعي المسال كانت تخطط حتى وقت قريب في استخدام وحدة عائمة لتخزين الغاز الطبيعي المسيل وإعادته إلى الحالة الغازية بطاقة 600 مليون قدم مكعب/اليوم كمرحلة أولية في مشروع منشأة الفجيرة إلى أن يتم الانتهاء من بناء منشأة برية لاستيراد الغاز المسيل لتصل بذلك الطاقة الإجمالية إلى 1.2 مليار قدم مكعب/اليوم. وفي إطار تلك التغيرات، فإن مشروع منشأة الفجيرة لن يكون جاهزا لاستيراد الغاز المسيل قبل عام 2016 أو 2017.

3-6-2: مملكة البحرين

تستهلك البحرين كامل إنتاجها من الغاز الطبيعي، وفي ضوء التوقعات المستقبلية لنمو الطلب على الغاز في المملكة، سيتخطى الطلب على الغاز مستويات الإنتاج المحلي بحلول عام 2023، وهو الأمر الذي يستلزم البحث عن خيارات لاستيراد الغاز الطبيعي.

• المشاريع المستقبلية لاستيراد الغاز الطبيعي

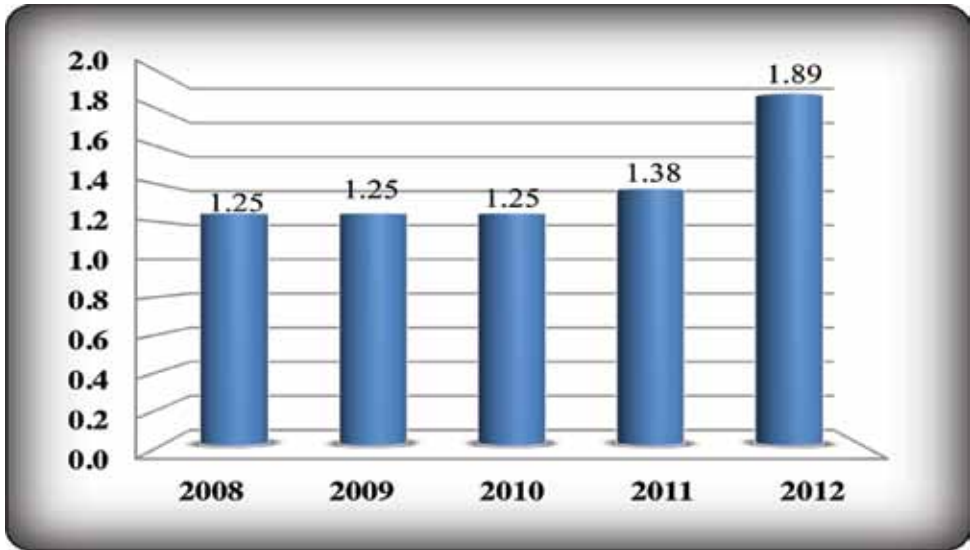
تخطط مملكة البحرين لإنشاء مرفأ لاستقبال الغاز الطبيعي المسيل من خلال وحدة عائمة لتخزين الغاز المسيل وإعادته إلى الحالة الغازية في شمال البحرين بتكلفة أولية نحو 500 مليون دولار وبطاقة تصميمية تصل إلى 500 مليون قدم مكعب/اليوم.

وقد استعانت الهيئة الوطنية للنفط والغاز في مملكة البحرين بإحدى الشركات الاستشارية الأمريكية وهي شركة (Galway Energy) بهدف وضع توصيات لتحديد أفضل الخيارات لاستيراد الغاز الطبيعي المسال في المملكة، وجاري حاليا إعداد دراسة الجدوى ومن المتوقع الانتهاء من إعدادها خلال العام الجاري 2014، مع توقيع عقد إنشاء المرفأ خلال الفترة المقبلة.

3-6-3: الجمهورية التونسية

تستلم تونس كميات من الغاز الجزائري المصدر إلى إيطاليا عبر خط أنريكو ماتي كرسوم نظير مروره عبر الأراضي التونسية، إضافة إلى شراء كميات إضافية من الغاز الجزائري لتلبية الطلب المحلي عليه خاصة في قطاع الكهرباء، حيث تستحوذ الشركة التونسية للكهرباء والغاز (STEG) على نحو 75% من إجمالي الاستهلاك المحلي من الغاز⁽¹⁾. وتقدر واردات تونس من الغاز الجزائري عبر الخط بنحو 1.2 مليار متر مكعب سنوياً، إلا أنها ارتفعت في السنوات الأخيرة لتصل إلى 1.9 مليار متر مكعب في 2012 نتيجة تنامي الطلب المحلي على الغاز من ناحية، وانخفاض معدلات الإنتاج من حقل مسكار من ناحية أخرى⁽²⁾. ويبين الشكل (25-3) تطور واردات تونس من الغاز الطبيعي.

الشكل 25-3: واردات الجمهورية التونسية من الغاز الجزائري عبر خط أنريكو ماتي (مليار متر مكعب)



المصدر: OPEC annual statistical Bulletin, 2013.

• المشاريع المستقبلية لاستيراد الغاز الطبيعي

تخطط تونس لاستيراد الغاز الطبيعي من دولة ليبيا، حيث تأسست شركة (Joint Gas) في عام 2009 كمشروع مشترك بين المؤسسة الوطنية للنفط في ليبيا والشركة التونسية

1 Arab oil & gas directory, 2013 edition

2 ETAP annual report, 2012

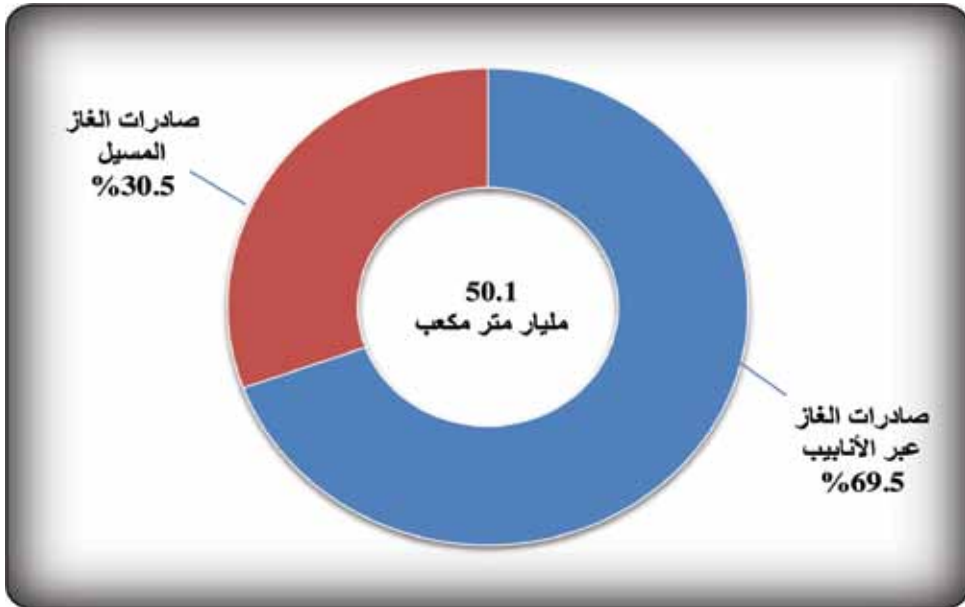
للكهرباء والغاز. ويهدف المشروع إلى إنشاء خط أنابيب بطول 266 كم وقطر 24 بوصة لنقل الغاز الطبيعي من مليته في ليبيا إلى قابس في تونس بطاقة تصميمية 1 مليار متر مكعب سنوياً، إلا أن جميع الأعمال الإنشائية للخط توقفت بسبب الظروف الحالية التي تشهدها دولة ليبيا⁽¹⁾.

3-6-4: الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

تلعب صادرات الجزائر من الغاز الطبيعي دوراً رئيسياً في ميزان المدفوعات. وتقوم الجزائر بتصدير الغاز الطبيعي عبر الأنابيب إلى أوروبا مستفيدة من موقعها الجغرافي، حيث تشكل صادرات الغاز عبر خطوط الأنابيب أكثر من ثلثي حجم الصادرات. كما تقوم بإنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل وهي تعد أولى دول العالم في تصدير الغاز الطبيعي المسيل، حيث تم تصدير أول شحنة من الغاز المسيل من مجمع Camel في أرزيو إلى فرنسا والمملكة المتحدة عام 1964. وقد بلغ إجمالي صادرات الغاز الجزائري نحو 50.1 مليار متر مكعب عام 2012، ويبين الشكل (3-26) توزيع صادرات الجمهورية الجزائرية من الغاز الطبيعي بنوعيه عام 2012.

الشكل 3-26: توزيع صادرات الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية من الغاز

الطبيعي عبر خطوط الأنابيب والغاز الطبيعي المسيل عام 2012



المصدر: BP statistical review of the world energy, June 2013

1 Natural Gas Survey, Middle East and North Africa, 2013

منظومة تصدير الغاز الطبيعي في الجزائر

أولاً: تصدير الغاز عبر خطوط الأنابيب

تقوم الجزائر بتصدير الغاز الطبيعي إلى أوروبا عبر ثلاثة خطوط أنابيب رئيسية يبلغ مجموع طاقتها التصميمية 43 مليار متر مكعب سنوياً.

■ خط أنريكو ماتي (عبر المتوسط)

يمتد خط أنريكو ماتي من منطقة حاسي الرمل في الجزائر مروراً بتونس والبحر المتوسط حتى يصل إلى صقلية بإيطاليا كما هو مبين **بالشكل (3-27)**. بدأ تشغيل الخط عام 1983 بطاقة 18 مليار متر مكعب، وفي عام 1995 تم توسيع منظومة الخط لتصل طاقته إلى أكثر من 24 مليار متر مكعب/ السنة⁽¹⁾.

يبلغ قطر الخط 48 بوصة ويتألف من ثلاثة أجزاء:

- الجزء الأول طوله 549 كم ويمتد من حاسي الرمل إلى وادي الصفصاف وتملكه شركة سوناطراك الجزائرية.
- الجزء الثاني طوله 370 كم ويمتد من وادي الصفصاف إلى كاب بون في تونس وتملكه شركة (Trans Tunisian Pipeline).
- الجزء الثالث طوله 155 كم ويمتد من كاب بون مروراً بالبحر المتوسط حتى يصل إلى صقلية بإيطاليا، وتملكه شركة (Trans Mediterranean Pipeline).

الشكل 3-27: مسار خط أنريكو ماتي (عبر المتوسط)



المصدر: Arab oil & gas directory, 2013 edition

1 Arab oil & gas directory, 2013 edition

■ خط بيدرو دوران فاريل (Pedro Duran Farell)

يمتد خط بيدرو دوران فاريل من منطقة حاسي الرمل بالجزائر مرورا بالمغرب والبحر المتوسط حتى يصل إلى إسبانيا والبرتغال، وبدأ تشغيله عام 1996. يبلغ قطر الخط 48 بوصة وطوله 1,385 كم، وتقدر طاقته بنحو 11 مليار متر مكعب / السنة، وتحصل المغرب على كميات من الغاز الطبيعي تقارب 600 مليون متر مكعب / السنة كرسوم نظير مرور الخط عبر أراضيها.

■ خط ميد غاز (Medgaz)

يمتد خط ميد غاز من محطة بني ساف في الجزائر وصولاً إلى إلميريا بإسبانيا مباشرة دون المرور بأي بلد آخر كما هو مبين **بالشكل (3-28)**. يبلغ طول الخط نحو 210 كم وقطره 24 بوصة وعلى عمق يصل إلى 2,165 متراً في الجزء الواقع في المغمورة وتم تشغيله أوائل عام 2011، وتقدر طاقته التصميمية بنحو 8 مليار متر مكعب سنوياً.

الشكل 3-28: مسار خط ميد غاز (Medgaz)

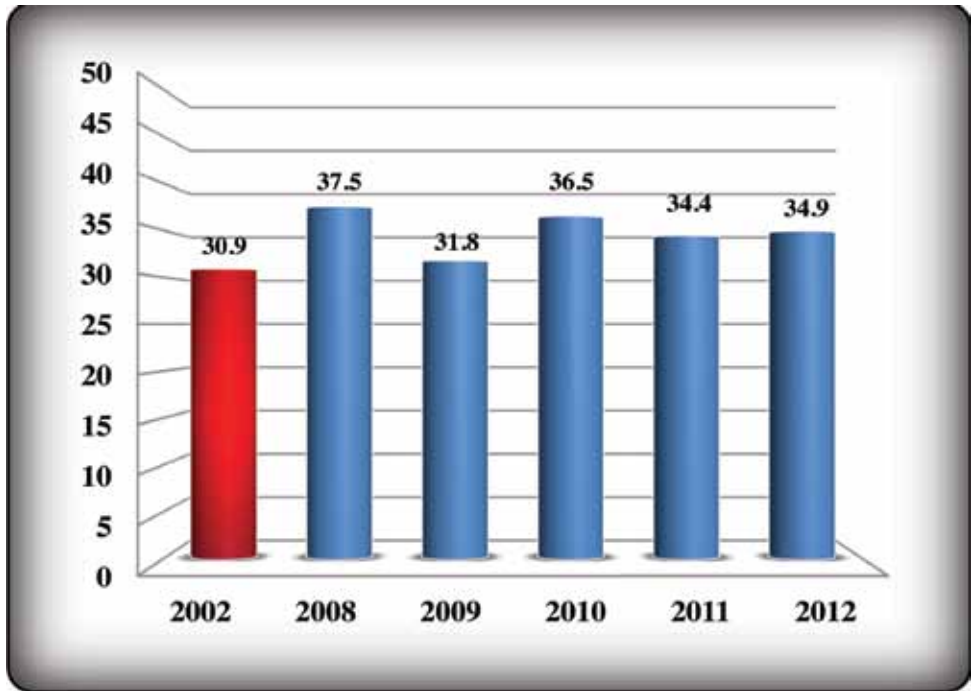


المصدر: شركة ميد غاز (Medgaz)

وقد بلغت تكلفة الخط نحو 900 مليون يورو، وساهم في تنفيذ المشروع كونسورتيوم مكون من شركة سوناطراك (36%)، شركة Cepsa (20%)، وشركة Iberdrola (20%)، شركة Endesa (12%)، وشركة GdF (12%). وفي آذار/ مارس 2010، وقعت شركة سوناطراك على خمسة اتفاقيات منها أربعة اتفاقيات مع المساهمين في تنفيذ المشروع، وذلك لتوريد 8 مليار متر مكعب من الغاز سنويا عبر الخط إلى أوروبا.

وقد تطورت صادرات الجزائر من الغاز عبر خطوط الأنابيب خلال العقد الماضي، حيث ارتفعت من 30.88 مليار متر مكعب عام 2002 لتصل إلى 36.48 مليار متر مكعب عام 2010، ثم تراجعت الصادرات نسبيا لتراجع الطلب على الغاز في أوروبا، لتصل إلى 34.9 مليار متر مكعب عام 2012 كما هو مبين بالشكل (3-29).

الشكل 3-29: تطور صادرات الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب (مليار متر مكعب)

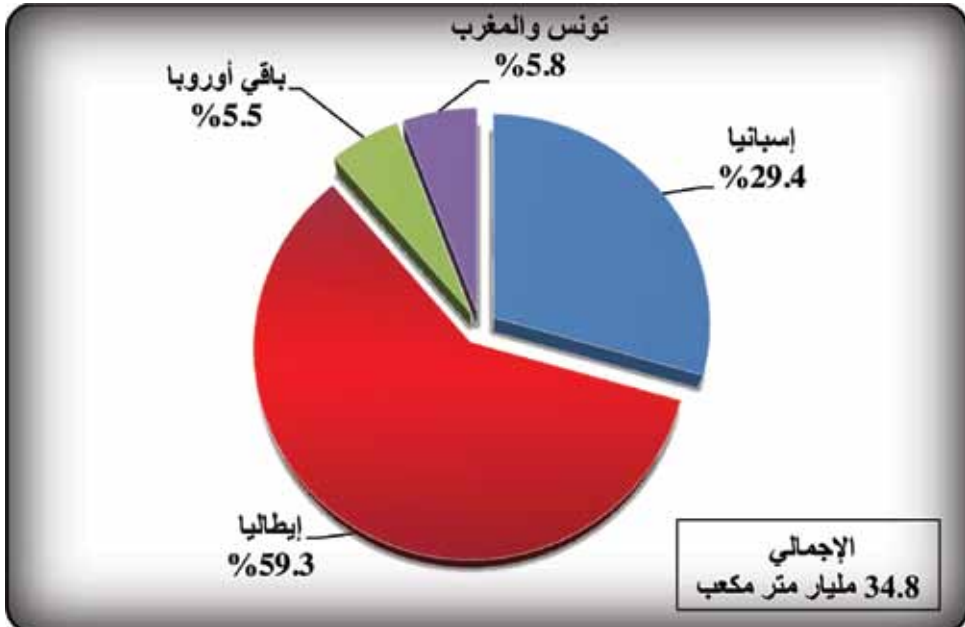


المصدر: BP statistical review of the world energy, various issues

وفي عام 2012، بلغت صادرات الغاز الجزائري إلى إيطاليا عبر خط أنريكو ماتي نحو 20.63 مليار متر مكعب بما يعادل 59.3% من إجمالي صادرات الجزائر عبر خطوط الأنابيب، ثم تأتي إسبانيا في المرتبة الثانية بنسبة 29.4% حيث بلغت وارداتها من الجزائر نحو 10.23

مليار متر مكعب. أما تونس والمغرب، فتمثلان معا نحو 5.8% من إجمالي الصادرات. ويبين الشكل (3-30) توزيع صادرات الجمهورية الجزائرية من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب عام 2012.

الشكل 3-30: توزيع صادرات الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب عام 2012



المصدر: BP statistical review of the world energy, June 2013

ثانيا: إنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل

توجد في الجزائر أربعة مجمعات لتسييل الغاز الطبيعي، ثلاثة منها تقع في أرزيو، والمجمع الرابع يقع في سكيكدة على بعد 500 كم شرق مدينة الجزائر كما هو مبين بالجدول (3-9). وفي عام 2010، توقف أحد المجمعات العاملة في أرزيو وهو مجمع GL4Z والتي تقدر طاقته الإنتاجية بنحو 1 مليون طن/السنة⁽¹⁾، ليصبح عدد مجمعات تسييل الغاز التي تعمل حاليا في أرزيو مجمعين يبلغ مجموع طاقتهما الإنتاجية نحو 16.2 مليون طن/السنة.

وفي سكيكدة، تم تشغيل الوحدة الجديدة لتسييل الغاز (GL2K) وتصدير أول شحنة من الغاز الطبيعي المسيل في نيسان/أبريل 2013، والتي جاءت لتحل محل الوحدات الثلاث القديمة

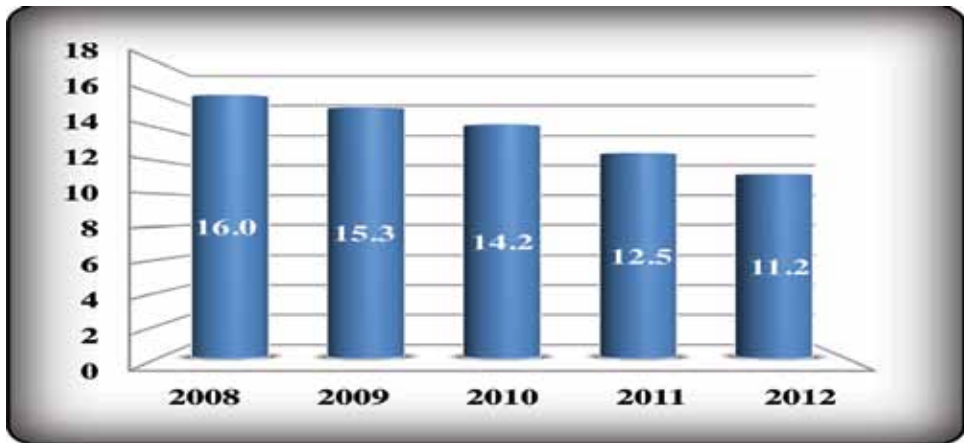
التي تضررت بأضرار بالغة إثر انفجار عام 2004 وكان يقدر مجموع طاقاتها الإنتاجية بنحو 3 مليون طن/السنة. تبلغ الطاقة التصميمية للوحدة الجديدة 4.5 مليون طن/ السنة، وبذلك يصل إجمالي الطاقة الإنتاجية لمجمع سكيكدة لتسييل الغاز الطبيعي نحو 7.7 مليون طن/ السنة.

الجدول 3-9: مجمعات تسييل الغاز الطبيعي في الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية

الموقع	المجمع	الطاقة الإنتاجية مليون طن/ السنة	الحالة
أرزيو	GL1Z	7.9	يعمل
أرزيو	GL2Z	8.3	يعمل
أرزيو	GL4Z: Camel	1	متوقف منذ 2010
سكيكدة	GL1K	3.2	يعمل
	GL2K الجديدة	4.5	يعمل
الطاقة الإنتاجية (الحالية)		23.9	

وتشهد صادرات الغاز المسيل من الجزائر تراجعاً خلال السنوات الأخيرة، حيث تراجعت من 16 مليون طن عام 2008، لتصل إلى 14.22 مليون طن عام 2010. واستمرت في التراجع لتصل إلى 11.21 مليون طن عام 2012 كما هو مبين بالشكل (3-31). ويعود ذلك إلى تراجع الصادرات إلى فرنسا وإسبانيا⁽¹⁾.

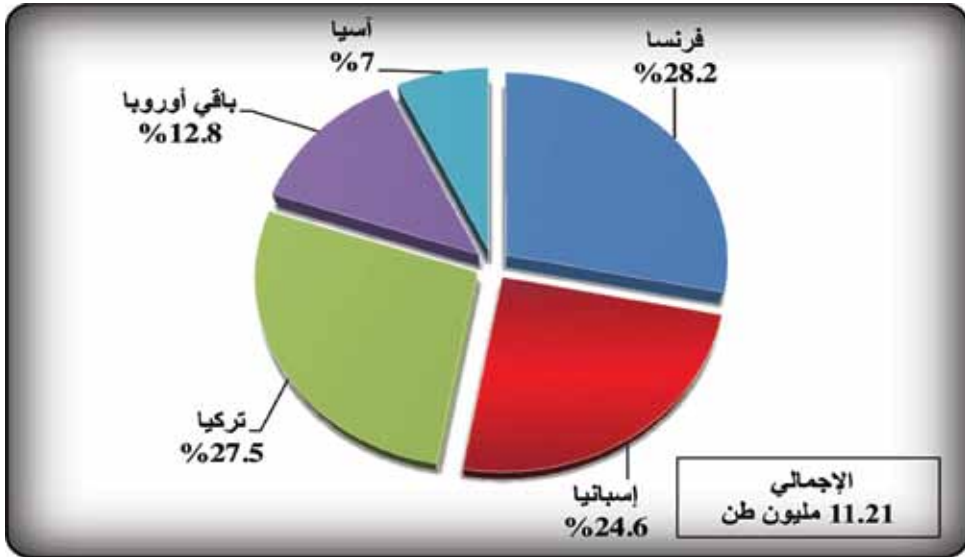
الشكل 3-31: تطور صادرات الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية من الغاز الطبيعي المسيل (مليون طن)



المصدر: GIIGNL the LNG industry, various issues

وتعد السوق الأوروبية (تشمل تركيا) الوجهة الرئيسية لصادرات الغاز المسيل من الجزائر بنسبة تصل إلى 93% من إجمالي الصادرات، بينما تمثل السوق الآسيوية النسبة المتبقية. وفي عام 2012، بلغت صادرات الغاز الطبيعي المسيل إلى فرنسا نحو 3.16 مليون طن بما يعادل 28.2% من إجمالي الصادرات، تليها تركيا في المرتبة الثانية بنسبة 27.5% ثم إسبانيا في المرتبة الثالثة بنسبة 24.6%. كما تقوم الجزائر بتصدير الغاز المسيل إلى كل من المملكة المتحدة، واليونان، وإيطاليا، وهولندا، وبلغت الكميات المصدرة إليها مجتمعة عام 2012 نحو 1.43 مليون طن بنسبة 12.8% من إجمالي صادرات الغاز المسيل. ويبين الشكل (3-32) توزيع صادرات الجزائر من الغاز الطبيعي المسيل عام 2012.

الشكل 3-32: توزيع صادرات الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية من الغاز الطبيعي المسيل عام 2012 (مليون طن)



المصدر: Data derived from GIIGNL the LNG industry, 2012

• المشاريع المستقبلية لتصدير الغاز الطبيعي

تملك الجزائر طاقة تصديرية حالية (export capacity) تقدر بأكثر من 85 مليار متر مكعب سنوياً، إلا أن الصادرات الحالية من الغاز الطبيعي تمثل قرابة 60% من الطاقة التصديرية. وفي هذا الصدد، تخطط شركة سوناطراك لرفع صادراتها من الغاز الطبيعي لتصل إلى 85 مليار متر مكعب سنوياً⁽¹⁾، حيث يجري حالياً تطوير عدد من الحقول التي ستساهم

في رفع مستويات الإنتاج المحلي خلال السنوات القادمة. كما تسعى شركة سوناطراك لتنويع أسواقها والوصول إلى المستهلكين في منطقة آسيا للاستفادة من ارتفاع سعر الغاز المسيل في السوق الآسيوية، بدلا من الاعتماد كلياً على السوق الأوروبية التي تستحوذ حالياً على قرابة 95% من إجمالي صادرات الغاز الجزائري بنوعيه المسيل والمصدر عبر خطوط الأنابيب. كما يجري حالياً تنفيذ عدد من المشاريع التي ستساهم أيضاً في رفع الطاقة التصديرية للغاز الجزائري ومنها:

■ مشروع رفع الطاقة التصميمية لخط أنريكو ماتي

يهدف المشروع إلى رفع الطاقة التصميمية لخط أنريكو ماتي إلى 33.5 مليار متر مكعب سنوياً على مرحلتين، وذلك من خلال إضافة ضواغط جديدة، ورفع كفاءة الضواغط الحالية. قامت شركة (Sogat) إحدى الشركات التابعة لشركة Eni الإيطالية بالانتهاء من تنفيذ المرحلة الأولى من المشروع عام 2010، ولا يزال العمل جارياً في تنفيذ المرحلة الثانية. وبانتهاء المشروع ستصل الطاقة التصميمية الإجمالية لخطوط تصدير الغاز في الجزائر إلى 52.5 مليار متر مكعب سنوياً.

■ مجمع لتسييل الغاز الطبيعي في أرزيو

يتم حالياً إنشاء مجمع جديد لتسييل الغاز الطبيعي في أرزيو (GL3Z) ضمن مشروع قاسي طويل بطاقة 4.7 مليون طن/السنة⁽¹⁾، ومن المتوقع تشغيله خلال العام الجاري 2014. وبتشغيل المجمع الجديد، ستصل الطاقة الإنتاجية الإجمالية للغاز الطبيعي المسيل إلى 28.6 مليون طن/ السنة.

3-6-5: الجمهورية العربية السورية

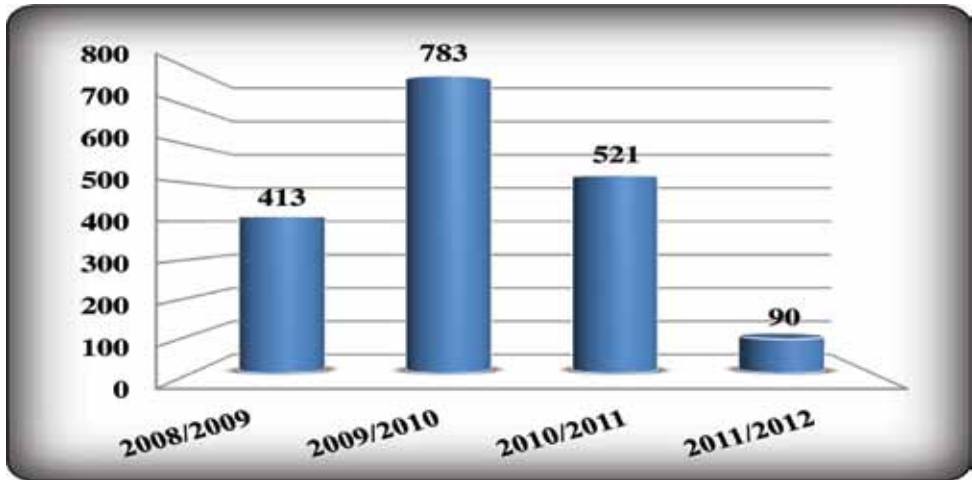
بدأت سوريا في استيراد الغاز الطبيعي من مصر عام 2008 عبر خط الغاز العربي بعد تشغيل المرحلة الرابعة من المشروع التي تمتد من الحدود الأردنية السورية إلى الريان بالقرب من حمص حيث يتفرع خطين لتغذية محطة كهرباء دير علي ومحطة كهرباء تشرين. بدأ ضخ الغاز المصري إلى محطة كهرباء دير علي جنوب دمشق في تموز/ يوليو 2008 بمعدل 1.2 مليون متر مكعب يومياً ثم زادت إلى 2.5 مليون متر مكعب يومياً عام 2009، وبموجب الاتفاق السابق الموقع بين البلدين، كان من المفترض أن تصل إلى 6 مليون متر مكعب يومياً في عام 2013⁽²⁾.

1 IGU ,the LNG industry,2013 edition

2 Arab oil & gas directory,2013

ارتفعت واردات سوريا من الغاز المصري من 413 مليون متر مكعب خلال العام المالي 2009/2008 لتصل إلى 783 مليون متر مكعب عام 2010/2009 ثم تراجعت إلى 90 مليون متر مكعب خلال 2012/2011 كما هو مبين **بالشكل (3-33)**، إلى أن توقفت واردات الغاز المصري⁽¹⁾ في عام 2012 في أعقاب الهجمات المتكررة التي استهدفت الخط في سيناء، والأحداث الأخيرة التي شهدتها سوريا.

الشكل 3-33: واردات الجمهورية العربية السورية من الغاز الطبيعي عبر خط الغاز العربي (مليون متر مكعب)



المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (إيجاس)

• المشاريع المستقبلية لاستيراد الغاز الطبيعي

تخطط سوريا لاستيراد الغاز الطبيعي من إيران، حيث وقعت في تموز/ يوليو 2011 على مذكرة تفاهم مع الجانب الإيراني لإنشاء خط أنابيب يسمى خط الغاز الإسلامي (Islamic gas pipeline) بطاقة تصميمية 3.9 مليار قدم مكعب يوميا لنقل الغاز من إيران إلى سوريا مروراً بالأراضي العراقية ثم إلى لبنان مستقبلاً. وسيتمدد الخط المقترح بطول 600 كم في إيران ونحو 1,200 كم في كل من العراق وسوريا، وبقطر 56 بوصة، وتقدر التكلفة الأولية لهذا المشروع نحو 10 مليار دولار. وبعد موافقة الحكومة العراقية على مرور الأنبوب عبر أراضيها، وقعت كل من سوريا وإيران في تموز/ يوليو 2013 على اتفاقية إطارية لتنفيذ المشروع المقترح دون الإفصاح عن مزيد من التفاصيل⁽²⁾.

1 Cedigaz natural gas in the world-2013 edition

2 MEES, Vol.56 No.31, 2/8/2013

3-6-6: جمهورية العراق

يعاني العراق من نقص في إمدادات الغاز الطبيعي لمحطات توليد الكهرباء حيث تعرضت مجمعات معالجة الغاز إلى أضرار كبيرة أثناء أحداث عام 2003 مما أدى إلى تدهور الطاقة الإنتاجية إلى ما دون الثلث عما كانت عليه في العقد الماضي. لذا لجأ العراق إلى توقيع اتفاقيات لاستيراد الغاز الطبيعي من إيران بغية تلبية الطلب المحلي على الغاز على المدى القصير حتى يتم الانتهاء من تطوير حقول الغاز الحر المكتشفة وإعمار ما تم تدميره من منشآت غازية. ففي يوليو/ تموز 2013، وقع العراق على اتفاقية مع إيران مدتها أربع سنوات لاستيراد 850 مليون قدم مكعب يوميا من الغاز الإيراني لتوفير الوقود اللازم لمحطة كهرباء المنصورية في محافظة ديالى، ومحطتي القدس والصدر في بغداد⁽¹⁾. وسيتدفق الغاز الإيراني عبر خط أنابيب بطول 130 كم وقطر 42 بوصة ويمر عبر نقطة نفط خانة الحدودية باتجاه حقل ومحطة كهرباء المنصورية، ثم يتفرع إلى فرعين أحدهما إلى محطة القدس والآخر إلى محطة الصدر بطول 90 كم وقطر 32 بوصة، ويتوقع تشغيل الخط في نيسان/ أبريل من العام الجاري 2014.

وفي تشرين الثاني/ نوفمبر عام 2013، أعلنت وزارة الكهرباء العراقية الاتفاق مع الجانب الإيراني على مد خط غاز آخر من إيران بطاقة 50 مليون متر مكعب يوميا (1,765 مليون قدم مكعب/اليوم) لإمداد محطات كهرباء الرميلة وشط البصرة والنجيبية في البصرة⁽²⁾، ومن المتوقع أن يبدأ الجانب الإيراني بتدفيع الغاز عبر الخط في أيار/ مايو من العام الجاري 2014.

• المشاريع المستقبلية لتصدير الغاز الطبيعي

يعاني العراق حاليا من نقص في إمدادات الغاز المحلي لذا لجأ إلى الاستيراد من إيران لسد العجز. وفي حال تشغيل مشاريع استيراد الغاز من إيران، فمن المتوقع أن تصل واردات العراق من الغاز الإيراني إلى نحو 10-27 مليار متر مكعب سنويا لفترة لن تقل عن أربع سنوات وفقا للاتفاقيات المبرمة مع الجانب الإيراني وذلك ابتداء من الربع الثاني أو الثالث من العام الجاري 2014.

وعلى صعيد آخر، أمام العراق عدد من الفرص لاستغلال موارده من الغاز الطبيعي بعد استكمال إعمار البنية التحتية للغاز الطبيعي وإصلاح ما تم تدميره خلال السنوات الماضية، وتطوير حقول الغاز الحر واسترجاع الغازات المصاحبة التي يتم حرقها بمعدلات عالية، ومن ثم يمكن تصدير الغاز العراقي إلى دول الجوار مثل سوريا وتركيا، وهو ما سيمكن العراق من الوصول مستقبلا إلى السوق الأوروبية والربط مع خط نابوكو. كما تسعى حكومة إقليم

1 MEES, Vol.56 No.30, 26/7/2013

2 www.moelc.gov.iq موقع وزارة الكهرباء العراقية

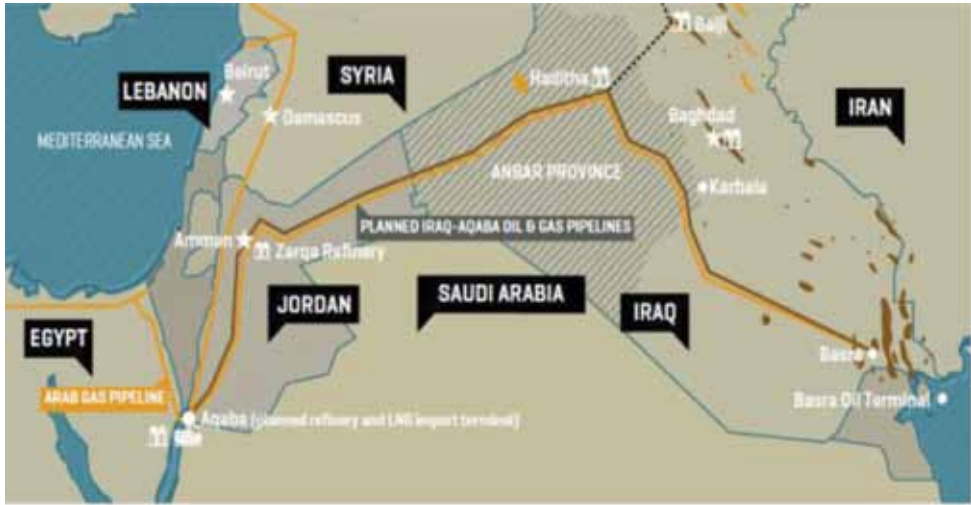
كردستان العراق إلى تطوير حقول الغاز في الإقليم وتصدير الغاز إلى الجانب التركي وذلك بموجب اتفاقية تم توقيعها بين الجانبين.

ومن المشاريع المستقبلية لتصدير الغاز العراقي والتي تم الإعلان عنها مؤخرا ما يلي:

■ مشروع إنشاء خط أنابيب البصرة-العقبة

يهدف المشروع لمد خط أنابيب من البصرة إلى الحديثه في العراق مرورا بالأردن حتى يصل إلى العقبة في مسار موازي لأنبوب النفط العراقي المخطط إنشاؤه لتصدير واحد مليون ب/ي من النفط العراقي عبر ميناء العقبة كما هو مبين بالشكل (3-34)⁽¹⁾. وسيقوم خط الغاز بنقل 138 مليون قدم مكعب/ اليوم من الغاز العراقي إلى العقبة⁽²⁾، ويتوقع إنشاء الخط وتشغيله في منتصف عام 2018.

الشكل 3-34: المسار المقترح لخط أنابيب البصرة-العقبة



المصدر: Middle east energy survey (MEES)

■ مشروع إنشاء خط أنابيب لتصدير الغاز من كردستان العراق إلى تركيا

يهدف المشروع إلى مد خط أنابيب لنقل الغاز الطبيعي من حقل ميران وحقل بينا باوي المجاور لحقل طاق النفط في إقليم كردستان العراق إلى تركيا.

وقعت حكومة الإقليم في تشرين الثاني/نوفمبر 2013 على اتفاقية بيع الغاز إلى الحكومة التركية، حيث سيتم توريد كمية أولية تقدر بنحو 4 مليار متر مكعب غاز سنويا إلى تركيا ابتداء

1 MEES vol.57 No.10, 7/3/2014

2 WGI ,12/3/2014

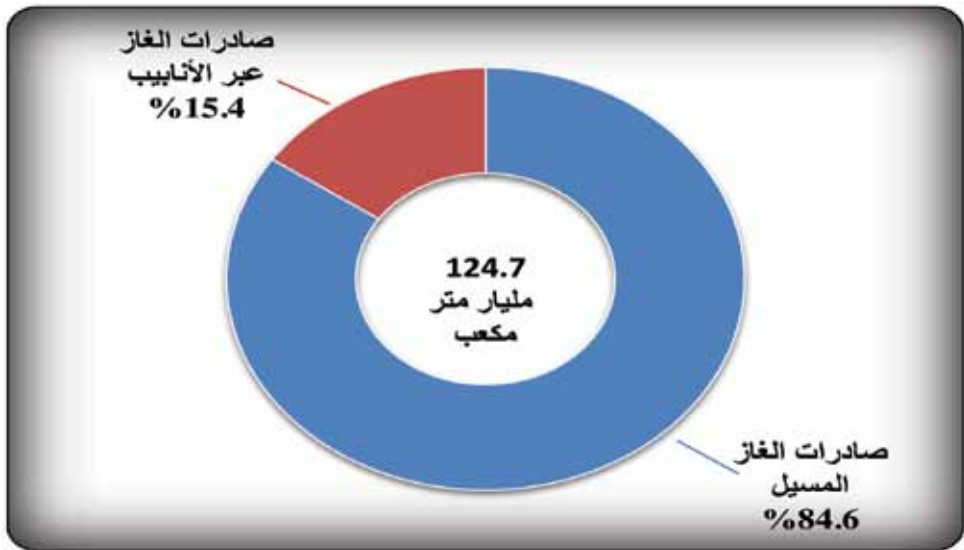
من عام 2017 حتى تصل إلى 10 مليار متر مكعب سنويا بحلول عام 2020 مع إمكانية رفع الكمية إلى 20 مليار متر مكعب سنويا فيما بعد⁽¹⁾. وتقوم حاليا شركة بوتاش الحكومية التركية لخطوط الأنابيب (Botas) بالتحضيرات اللازمة لمد خط أنابيب إلى مدينة سيلوبي الواقعة جنوب شرق تركيا على الحدود مع إقليم كردستان العراق⁽²⁾.

يذكر أن شركة (Genel Energy) تملك حصة 75% في حقل ميران بينما تملك حكومة إقليم كردستان العراق النسبة المتبقية. كما تملك Genel Energy حصة 44% في حقل بينا باوي، وتتوزع النسبة المتبقية بين شركة OMV (36%)، وحكومة إقليم كردستان العراق (20%).

3-6-7: دولة قطر

تستحوذ دولة قطر على أكثر من نصف صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي، وهي أيضا أكبر مصدر للغاز الطبيعي المسيل على مستوى العالم. كما أنها تقوم بتصدير الغاز الطبيعي إلى كل من دولة الإمارات وسلطنة عمان عبر خط غاز دولفين بكميات تقدر بنحو 19 مليار متر مكعب سنويا. وقد بلغ إجمالي صادرات قطر من الغاز الطبيعي عام 2012 نحو 124.7 مليار متر مكعب، حيث بلغت صادرات الغاز المسيل نحو 105.4 مليار متر مكعب بما يعادل 84.6% من إجمالي الصادرات كما هو مبين بالشكل (3-35).

الشكل 3-35: توزيع صادرات دولة قطر من الغاز الطبيعي عام 2012



المصدر: BP statistical review of the world energy, June 2013

1 Genel Energy, trading and operations update report, Jan 2014

2 MEES vol56, No.44, 1/11/2013

منظومة تصدير الغاز الطبيعي في قطر

أولاً: تصدير الغاز عبر خطوط الأنابيب

يوجد في دولة قطر خط واحد لتصدير الغاز هو خط دولفين، ويبين الشكل (3-36) تطور الصادرات عبر الخط إلى دولة الإمارات وسلطنة عمان منذ عام 2007.

الشكل 3-36: صادرات الغاز القطري عبر خط دولفين منذ تشغيله عام 2007 (مليار متر مكعب)



المصدر: BP statistical review of the world energy, various issues

ثانياً: إنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل

بدأت دولة قطر في إنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل منذ عام 1997، وهي حالياً أكبر مصدر للغاز المسيل عالمياً بطاقة إنتاجية تبلغ نحو 77 مليون طن/السنة. وتقوم كل من شركة قطر غاز، وشركة راس غاز بإنتاج وتصدير الغاز المسيل، حيث يوجد في شركة قطر غاز سبعة خطوط لإنتاج الغاز المسيل يصل مجموع طاقتها الإنتاجية إلى 42 مليون طن، كما يوجد في شركة راس غاز سبعة خطوط أخرى لإنتاج الغاز المسيل يصل مجموع طاقتها الإنتاجية إلى 35 مليون طن كما هو مبين بالجدول (3-10).

الجدول 3-10: خطوط إنتاج الغاز الطبيعي المسيل في شركتي قطر غاز وراس غاز

المشروع	خطوط الإنتاج	الطاقة الإنتاجية مليون طن/السنة	بداية الإنتاج	الأسواق
قطر غاز	الخط الأول	3.3	1996	اليابان
	الخط الثاني	3.3	1997	-
	الخط الثالث	3.3	1998	إسبانيا
قطر غاز-2	الخط الرابع	7.8	2009	المملكة المتحدة/ الولايات المتحدة
	الخط الخامس	7.8	2009	المملكة المتحدة/ الولايات المتحدة/فرنسا
قطر غاز-3	الخط السادس	7.8	2010	الولايات المتحدة (خليج المكسيك)
قطر غاز-4	الخط السابع	7.8	2011	أمريكا الشمالية/اليابان
راس غاز	الخط الأول	6.6	1999	كوريا الجنوبية
	الخط الثاني		2000	أوروبا
راس غاز-2	الخط الثالث	4.7	2004	الهند
	الخط الرابع	4.7	2005	أوروبا
	الخط الخامس	4.7	2007	-
	الخط السادس	7.8	2009	كوريا الجنوبية
راس غاز-3	الخط السابع	7.8	2010	الولايات المتحدة
الإجمالي	14	77		

المصدر: Arab oil & gas directory, 2013

قطر غاز

وهو مشروع مشترك بين قطر للبترول (65%)، وشركة Total (10%)، وشركة Exxon Mobil (10%)، وشركة Mitsui (7.5%)، وشركة Marubeni (7.5%).

يتكون المشروع من ثلاث خطوط لإنتاج الغاز المسيل (خط الإنتاج الأول والثاني والثالث)، يبلغ مجموع طاقتها الإنتاجية 10 مليون طن/ السنة.

قطر غاز- 2

يتكون المشروع من خطين لإنتاج الغاز المسيل هما خط الإنتاج الرابع بطاقة 7.8 مليون طن/السنة وهو مشروع مشترك بين قطر للبترول (70%)، وشركة Exxon Mobil (30%)، وخط الإنتاج الخامس بطاقة 7.8 مليون طن/السنة، وهو مشروع مشترك بين قطر للبترول (70%)، وشركة إكسون موبيل (18.3%)، وشركة توتال (16.7%).

قطر غاز- 3

وهو مشروع مشترك بين قطر للبترول (68.5%)، وشركة ConocoPhillips (30%)، وشركة Mitsui Qatargas 3 (1.5%). ويتكون المشروع من خط واحد لإنتاج الغاز المسيل (خط الإنتاج السادس) بطاقة 7.8 مليون طن/السنة.

قطر غاز- 4

وهو مشروع مشترك بين قطر للبترول (70%)، وشركة Shell (30%)، ويتكون المشروع من خط واحد لإنتاج الغاز المسيل (خط الإنتاج السابع) بطاقة 7.8 مليون طن/السنة.

راس غاز

وهو مشروع مشترك بين قطر للبترول (63%)، Exxon Mobil RasGas (25%)، المؤسسة الكورية للغاز Kogas (5%)، مؤسسة إيتوشو Ituchu (4%)، LNG Japan. corp (3%). ويتكون المشروع من خطين لإنتاج الغاز المسيل هما خط الإنتاج الأول والثاني يبلغ مجموع طاقتهم الإنتاجية 6.6 مليون طن/ السنة.

راس غاز- 2

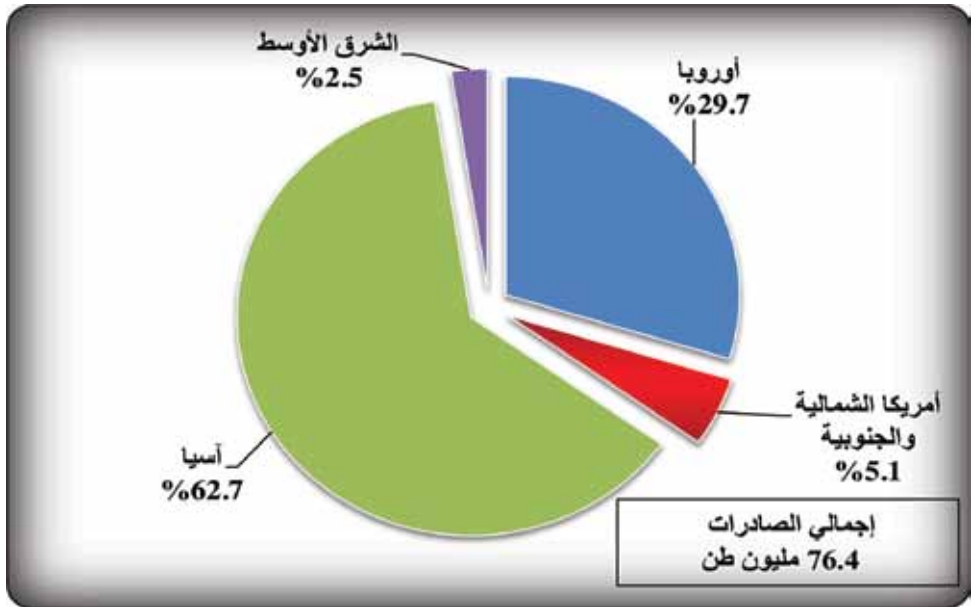
وهي مشروع مشترك بين قطر للبترول (70%)، Exxon Mobil RasGas (30%). ويتكون المشروع من ثلاثة خطوط لإنتاج الغاز المسيل هي خط الإنتاج الثالث بطاقة 4.7 مليون طن/السنة، وخط الإنتاج الرابع بطاقة 4.7 مليون طن/السنة، وخط الإنتاج الخامس بطاقة 4.7 مليون طن/السنة.

راس غاز- 3

وهي مشروع مشترك بين قطر للبترول (70%)، Exxon Mobil RasGas (30%). ويتكون المشروع من خطي إنتاج هما خط الإنتاج السادس بطاقة 7.8 مليون طن/السنة، وخط الإنتاج السابع بطاقة 7.8 مليون طن/السنة.

تعد آسيا هي السوق الرئيسية لصادرات الغاز المسيل من قطر بنسبة 62.7% من إجمالي الصادرات عام 2012، حيث تشكل صادرات الغاز القطري إلى ثلاث دول فقط هي اليابان، وكوريا الجنوبية، والهند نحو 48.2% من إجمالي الصادرات. بينما تشكل السوق الأوروبية نحو 29.7% من إجمالي صادرات قطر من الغاز المسيل لتحتل بذلك المرتبة الثانية بعد السوق الآسيوية كما هو مبين بالشكل (3-37). ومن المتوقع أن تلعب صادرات الغاز المسيل من قطر دورا مهما في تلبية احتياجات أوروبا من الغاز الطبيعي التي تعتمد بصورة أساسية على واردات الغاز عبر خطوط الأنابيب من روسيا والجزائر. كما تقوم قطر بتصدير الغاز المسيل إلى دول أمريكا الشمالية ومنها المكسيك والولايات المتحدة، وإلى دول أمريكا الجنوبية ومنها الأرجنتين والبرازيل، وفي منطقة الشرق الأوسط إلى دبي والكويت.

الشكل 3 - 37: توزيع صادرات دولة قطر من الغاز الطبيعي المسيل عام 2012



المصدر: Data derived from GHIGNL the LNG industry, 2012

وقد نجحت شركة قطر غاز في توقيع عدد من العقود لضمان تسويق صادراتها من الغاز المسيل في الأسواق المختلفة بخلاف الشحنات في السوق الفوري الذي يمثل نحو 25% من تجارة الغاز الطبيعي المسيل عالمياً. ومؤخراً توصلت قطر غاز إلى اتفاقيات مع اليابان ومنها⁽¹⁾:

- وقعت شركة قطر غاز على اتفاقية مدتها ست سنوات مع شركة Chubu Electric Power وشركة Shizuoka Gas في كانون الأول/ ديسمبر 2011، لتوريد 200 ألف طن/ السنة من الغاز المسيل ابتداء من 2016.

- وقعت شركة قطر غاز-3 على اتفاقية مدتها خمسة عشر عاماً مع شركة Kansai Electric Power في تشرين الثاني/ أكتوبر 2012، لتوريد 500 ألف طن/ السنة من الغاز المسيل ابتداء من عام 2013.

كما وقعت قطر غاز عدد من الاتفاقيات في السوق الآسيوية ومنها:

- توقيع اتفاقية بين قطر غاز والمؤسسة الوطنية الصينية للنفط البحري (CNOOC) لتوريد 2 مليون طن/السنة من الغاز المسيل لمدة 25 عاماً ابتداء من 2009.

- توقيع اتفاقية بين قطر غاز وشركة بتروناس الماليزية لتوريد 2 مليون طن/السنة من الغاز المسيل لمدة 25 عاماً ابتداء من 2013.

- توقيع اتفاقية بين قطر غاز 3 وشركة PTT Public Company Limited بتايلاند لتوريد 2 مليون طن/السنة من الغاز المسيل لمدة 20 عاماً ابتداء من 2015.

كما نجحت شركة راس غاز من جانبها في التوصل إلى اتفاقيات مع عدد كبير من المستهلكين في آسيا وأوروبا ومنها:

- توقيع اتفاقية مع المؤسسة الكورية للغاز (Kogas) لتوريد 2 مليون طن/السنة من الغاز المسيل لمدة 20 عاماً ابتداء من 2013.

- توقيع اتفاقية مع CPC Corporation التايوانية في كانون الأول/ ديسمبر 2011، لتوريد 1.5 مليون طن/السنة من الغاز المسيل لمدة 20 عاماً ابتداء من 2013.

- توقيع اتفاقية مع شركة EDF trading الفرنسية في تشرين الثاني/نوفمبر 2011، لتوريد 3.4 مليون طن/السنة من الغاز المسيل.

وقد نجحت كل من شركة قطر غاز وشركة راس غاز في الوصول إلى الطاقة الإنتاجية الإسمية لوحدات تسييل الغاز في كافة المشاريع العاملة، وهما يتقاسمان تقريباً صادرات دولة قطر من الغاز الطبيعي المسيل كما هو مبين بالشكل (3-38).

1 Arab oil & gas directory, 2013 edition.

الشكل 3-38: تطور صادرات دولة قطر من الغاز الطبيعي المسيل (مليون طن)



المصدر: Arab oil & gas directory, 2013 edition

• المشاريع المستقبلية لتصدير الغاز الطبيعي

وصلت صادرات قطر من الغاز الطبيعي المسيل خلال عامي 2011 و 2012 إلى كامل الطاقة الإنتاجية الاسمية لخطوط إنتاج الغاز الطبيعي المسيل في شركتي قطر غاز ورأس غاز. وبالوصول إلى كامل الطاقة الإنتاجية الاسمية، ومع الالتزامات التعاقدية وفقا للاتفاقيات المبرمة مع مختلف الشركات في الأسواق الآسيوية والأوروبية والأمريكية، فإنه من المتوقع أن تستمر قطر في إنتاج الغاز المسيل وتصديره بكامل الطاقة الإنتاجية أي في حدود 77-78 مليون طن/السنة، علما بأنه لم تعلن أي من الشركتين عن عزمها إضافة خطوط إنتاج جديدة خلال السنوات الخمس المقبلة.

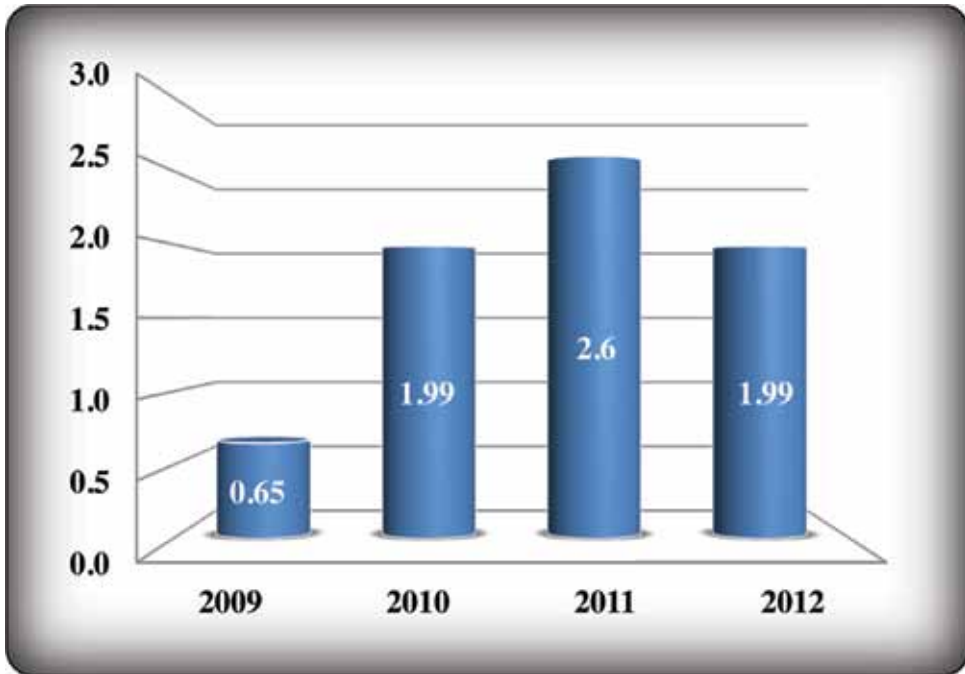
وفي المقابل، تقوم حاليا شركة دولفين للطاقة برفع الطاقة التصميمية لخط دولفين إلى 33 مليار متر مكعب سنويا. وبالتالي، فمن المتوقع زيادة صادرات الغاز القطري عبر خط دولفين بعد الانتهاء من المشروع الجاري من 19 مليار متر مكعب سنويا إلى نحو 30-33 مليار متر مكعب سنويا بحلول عام 2015، ولكن حتى الآن لم يتم التوصل إلى اتفاق على سعر الغاز بين شركة قطر للبترول وشركة دولفين للطاقة.

وفي ضوء تلك المعطيات، فيتوقع أن تصل صادرات الغاز الطبيعي (المسيل والمصدر عبر خط دولفين) إلى 135-140 مليار متر مكعب سنويا ابتداء من عام 2015.

3-6-8: دولة الكويت

بدأت الكويت في استيراد الغاز الطبيعي المسيل منذ عام 2009 لتلبية الطلب المحلي المتنامي على الغاز خاصة في أشهر الصيف، حيث قامت باستئجار مرفأ عائم لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسيل وإعادةه إلى الحالة الغازية في ميناء الأحمدى تابع لشركة Excelerate Energy الأمريكية. ويبين الشكل (3-39) تطور واردات الكويت من الغاز الطبيعي المسيل منذ عام 2009.

الشكل 3-39: تطور واردات دولة الكويت من الغاز الطبيعي المسيل
(مليون طن)



المصدر: GIIGNL the LNG industry, various issues

وابتداءً من آذار/مارس من العام الجاري 2014، قامت الكويت باستئجار مرفأ عائم جديد لمدة 5 سنوات تابع لشركة Golar بدلاً عن شركة Excelerate Energy التي انتهت تعاقدتها في كانون الأول/ ديسمبر 2013⁽¹⁾.

1 MEES Vol.56, No.32, 9/8/2013

وتبلغ طاقة المرفأ الجديد نحو 550 مليون قدم مكعب من الغاز يوميا تصل إلى 750 مليون قدم مكعب يوميا وقت الذروة خلال فترة إعادة الغاز المسيل إلى حالته الغازية التي تمتد لتسعة أشهر. وسيتم ضغط الغاز لدى شركة البترول الوطنية الكويتية بعد تسلمه من السفن في ميناء الأحمدى.

• المشاريع المستقبلية لاستيراد الغاز الطبيعي

تخطط الكويت لإنشاء مرفأ ثابت لاستقبال الغاز الطبيعي المسيل بطاقة 7.7 مليون طن/ السنة (نحو 1 مليار قدم مكعب غاز يوميا) حيث أنه من المتوقع أن تعتمد الكويت بنسبة 50% على واردات الغاز الطبيعي لتلبية احتياجاتها المستقبلية من الغاز.

وقد انتهت شركة البترول الوطنية الكويتية (KNPC) المسؤولة عن استيراد الغاز الطبيعي المسيل، من إعداد دراسة الجدوى المتعلقة بإنشاء المرفأ الثابت⁽¹⁾، ومن المتوقع أن يكون هذا المرفأ قيد التشغيل بحلول عام 2020.

3-6-9: دولة ليبيا

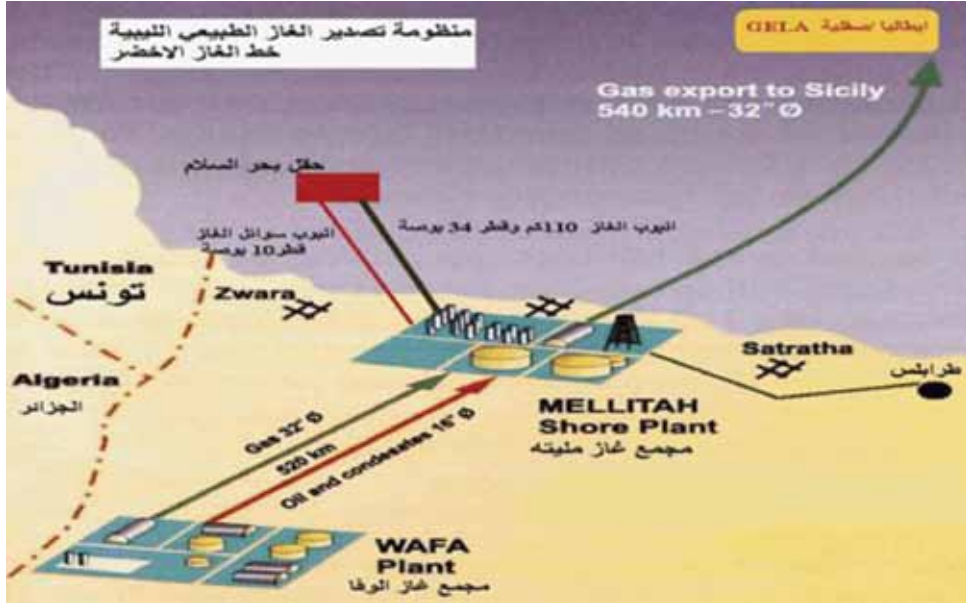
تعتبر ليبيا من أوائل الدول العربية المصدرة للغاز الطبيعي، حيث أنها قامت بإنتاج وتصدير الغاز المسيل عام 1971، كما أنها تقوم بتصدير الغاز الطبيعي إلى إيطاليا عبر خط غاز الدفق الأخضر.

• منظومة تصدير الغاز الطبيعي في دولة ليبيا

أولاً: تصدير الغاز عبر خط غاز الدفق الأخضر (Green Stream Pipeline)

تقوم ليبيا بتصدير الغاز الطبيعي إلى إيطاليا عبر خط غاز الدفق الأخضر الذي بدأ تشغيله عام 2004. ويمتد الخط بطول 540 كم وقطر 32 بوصة من مجمع غاز مليته عبر البحر المتوسط حتى يصل إلى صقلية بإيطاليا بطاقة تصميمية 11 مليار متر مكعب سنوياً. ويعتبر خط غاز الدفق الأخضر جزء من مشروع غاز غرب ليبيا (Western Libya gas project) الذي تضمن إنشاء أربعة خطوط أخرى لنقل الغاز والتمكثفات إلى مجمع مليته لمعالجة الغاز قبل تصديره إلى إيطاليا، منها خطي أنابيب بقطر 34 بوصة و10 بوصة بطول 110 كم لنقل إنتاج الغاز والتمكثفات من حقل بحر السلام في المغمورة، وخطي أنابيب بقطر 32 بوصة و16 بوصة لنقل إنتاج الغاز والتمكثفات من مجمع غاز الوفا كما هو مبين بالشكل (3-40).

الشكل 3-40: منظومة تصدير الغاز الطبيعي في دولة ليبيا عبر خط الدفق الأخضر



المصدر: Arab oil & gas directory, 2013 edition

وبموجب الاتفاقيات المبرمة، يتم توزيع صادرات الغاز بين ثلاث شركات كما هو مبين بالجدول (3-11).

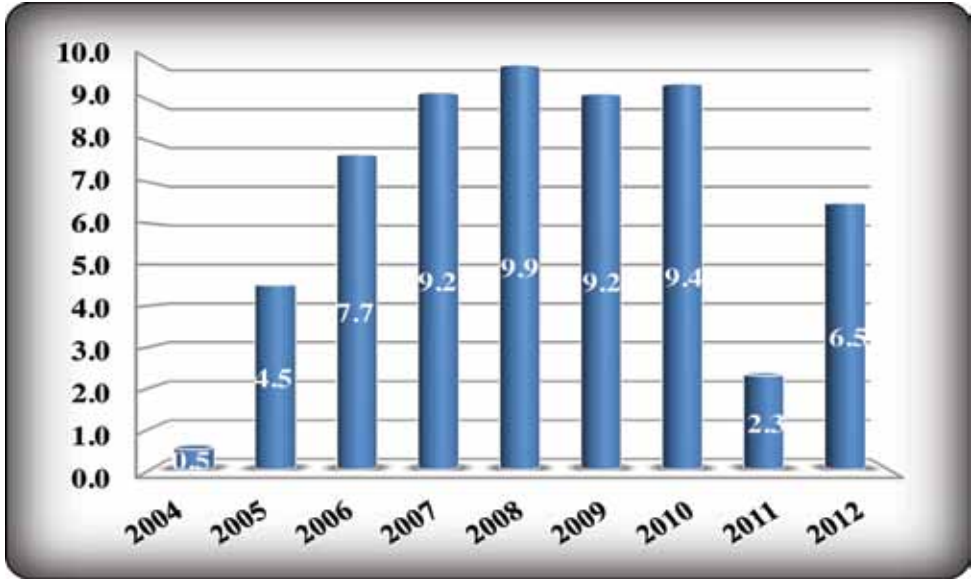
الجدول 3-11: عقود بيع الغاز الطبيعي عبر خط الدفق الأخضر

المشتري	الكمية مليار متر مكعب سنوياً	فترة التعاقد
Edison Gas	4	24 عاماً
Energia Gas	2	24 عاماً
Gaz de France	2	24 عاماً

المصدر: المؤسسة الوطنية للنفط - دولة ليبيا

ومع تشغيل الخط في عام 2004، زادت صادرات الغاز الطبيعي من 0.5 مليار متر مكعب عام 2004 لتصل إلى 9.9 مليار متر مكعب عام 2008، ثم تراجعت إلى 2.3 مليار متر مكعب عام 2011 أثناء الأحداث التي شهدتها البلاد لتعاود الصعود مرة أخرى إلى 6.5 مليار متر مكعب عام 2012 كما هو مبين بالشكل (3-41).

الشكل 3-41: تطور صادرات دولة ليبيا من الغاز الطبيعي عبر خط الدفق الأخضر (مليار متر مكعب)



المصدر: BP statistical review of the world energy, various issues

ثانيا: مصنع مرسى البريقة لإنتاج الغاز الطبيعي المسيل

تعتبر ليبيا ثاني دولة في العالم بعد الجزائر تقوم بإنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل، حيث تم تصدير أول شحنة من مصنع تسييل الغاز في مرسى البريقة عام 1971. وتقوم بتشغيل المصنع شركة سرت للنفط وهي تابعة للمؤسسة الوطنية للنفط في ليبيا حيث انتقلت إليها ملكية المصنع منذ عام 1980. ومع تقادم عمر التسهيلات والمرافق، تراجعت الطاقة الإنتاجية للمصنع من 3.2 مليون طن/السنة إلى 700 ألف طن/السنة. وفي آب/ أغسطس من عام 2008، قررت شركة سرت للنفط بالتعاون مع شركة Shell على إجراء تحديث وتطوير شامل للمصنع لرفع الطاقة الإنتاجية للغاز المسيل إلى 3.2 مليون طن/السنة.

وكان من المخطط تنفيذ هذا المشروع على مرحلتين⁽¹⁾ :

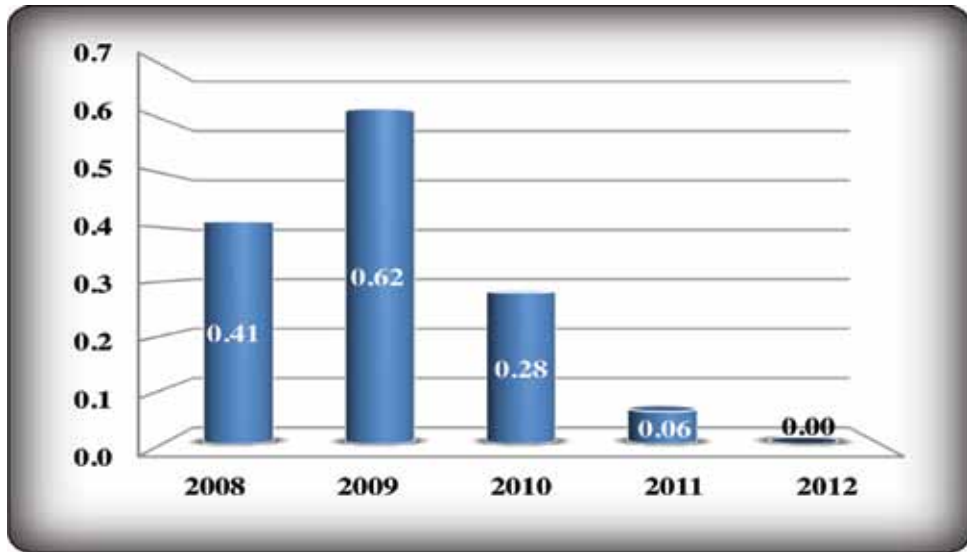
- المرحلة الأولى تشمل عمل ترميم للمصنع لضمان استمرارية تشغيله إلى عشرين سنة قادمة بتكلفة تقديرية 295 مليون دولار. وكان من المخطط أن يتم الانتهاء من هذه المرحلة بنهاية عام 2013.

1 ورقة دولة ليبيا- الاجتماع السابع لفريق العمل لبحث إمكانيات التعاون في مجال استثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء، القاهرة - 2007

- المرحلة الثانية تشمل إجراء صيانة شاملة لجميع المعدات ورفع كفاءة المعدات لتصل طاقتها الإنتاجية إلى 3.2 مليون طن/ السنة بتكلفة تقديرية 350 مليون دولار.

وتوقف هذا المشروع نتيجة الأحداث التي شهدتها البلاد في الآونة الأخيرة، كما تعرض المصنع لأضرار بالغة أثناء هذه الأحداث وتوقفت صادرات الغاز الطبيعي المسيل منذ عام 2011. ويبين الشكل (3-42) تطور صادرات الغاز المسيل خلال الفترة 2008-2012.

الشكل 3-42: تطور صادرات دولة ليبيا من الغاز الطبيعي المسيل (مليون طن)



المصدر: GIIGNL the LNG industry, various issues

- **المشاريع المستقبلية لتصدير الغاز الطبيعي**

وضعت ليبيا سابقا إستراتيجية تستهدف رفع صادرات الغاز الطبيعي إلى 45-50 مليار متر مكعب سنويا بحلول عام 2020، حيث وقعت المؤسسة الوطنية للنفط عام 2008 على اتفاق مع شركة Eni الإيطالية لتصدير 8 مليار متر مكعب سنويا من الغاز الليبي من خلال رفع الطاقة التصميمية لخط الدفع الأخضر بثلاثة مليارات متر مكعب سنويا، وإنشاء مصنع جديد لتسييل الغاز الطبيعي بطاقة 5 مليار متر مكعب/ السنة. بالإضافة إلى إعادة تأهيل وتطوير مصنع مرسى البريقة لتسييل الغاز الطبيعي بالتعاون مع شركة Shell لرفع طاقته الإنتاجية إلى 3.2 مليون طن/السنة، ومشروع خط أنابيب لتصدير الغاز إلى تونس بطاقة 1 مليار متر مكعب سنويا، ولكن توقفت جميع الأعمال بسبب ما تشهده ليبيا من أحداث.

وفي حال الانتهاء من المشاريع المزمع تنفيذها، ستتمكن ليبيا من رفع صادراتها من الغاز الطبيعي إلى أضعاف المستويات الحالية.

3-6-10: جمهورية مصر العربية

قامت مصر بتصدير الغاز الطبيعي لأول مرة عبر خط الغاز العربي إلى الأردن عام 2003. ومع استكمال مراحل المشروع وصلت صادرات الغاز المصري إلى كل من سوريا ولبنان. ومع ارتفاع معدلات الإنتاج وتحقيق فائض عن الاستهلاك، قامت مصر بتنفيذ مشاريع لإنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل، ومنها مجمع تسييل الغاز الطبيعي التابع للشركة الأسبانية المصرية للغاز الطبيعي المسال في دمياط، ومصنع تسييل الغاز الطبيعي التابع للشركة المصرية للغاز الطبيعي المسال في إدكو.

• منظومة تصدير الغاز الطبيعي في مصر

أولاً: تصدير الغاز عبر خطوط الأنابيب

تضم منظومة تصدير الغاز المصري عبر الأنابيب خطين هما خط الغاز العربي، والخط البحري، يبلغ مجموع طاقتهما التصميمية نحو 17 مليار متر مكعب سنوياً.

■ خط الغاز العربي

يعتبر مشروع خط الغاز العربي من مشاريع ربط الغاز العربي الرائدة في المشرق العربي. ويبلغ طوله نحو 1500 كم، ويمتد من مدينة العريش في مصر إلى مدينة كلس في سوريا، مروراً بالأردن. يبلغ قطر الخط 36 بوصة في كافة أجزائه عدا التفريغة الواصلة من محطة غاز الريان في سوريا إلى الحدود اللبنانية بقطر 24 بوصة. وقد صمم خط الغاز العربي بطاقة اسمية قدرها 10 مليار متر مكعب / السنة. وتم تنفيذ المشروع على أربعة مراحل كما هو مبين بالشكل (3-43).

- المرحلة الأولى: تمتد من مدينة العريش المصرية حتى مدينة العقبة الأردنية بقطر 36 بوصة وطول حوالي 265 كم، منها جزء بحري بطول 15 كم في عمق مياه يصل إلى 850 متر عبر خليج العقبة، وطاقة تصميمية تصل إلى 10 مليار متر مكعب / السنة، وتم تشغيل هذه المرحلة في تموز/ يوليو 2003. وقد بلغت التكلفة الاستثمارية لهذه المرحلة حوالي 200 مليون دولار⁽¹⁾.

- المرحلة الثانية: تمتد شمالاً من ميناء العقبة الأردني إلى مدينة الرحاب الأردنية الواقعة على بعد حوالي 30 كم من الحدود الأردنية/ السورية بطول حوالي 390 كم

1 Natural gas survey, Middle East and North Africa, 2013

وقطر 36 بوصة. وتم تشغيل هذه المرحلة في شباط/ فبراير 2006، حيث تم تزويد محطتي كهرباء السمرا والرحاب في الأردن بالغاز الطبيعي. بلغت التكلفة الاستثمارية لهذه المرحلة حوالي 300 مليون دولار، وأنجزتها شركة فجر الأردنية المصرية لنقل وتوريد الغاز الطبيعي.

- المرحلة الثالثة: تمتد من مدينة الرحاب الأردنية وحتى الحدود الأردنية السورية بطول 30 كم وبقطر 36 بوصة باستثمارات بلغت حوالي 35 مليون دولار، لتصدير الغاز المصري عبر الحدود الأردنية السورية إلى سوريا ولبنان، وتم تدفيع الغاز إلى سوريا في تموز/ يوليو 2008. أنجزت هذه المرحلة شركة فجر الأردنية المصرية لنقل وتوريد الغاز الطبيعي.

- المرحلة الرابعة: انتهى الجانب السوري في بداية عام 2008 من تنفيذ المرحلة الرابعة من المشروع، التي تمتد من الحدود الأردنية السورية وحتى مدينة حمص بوسط سوريا بطول حوالي 319 كيلومتر وبقطر 36 بوصة باستثمارات بلغت 163 مليون دولار، وكان من المخطط أن تمتد مستقبلا عبر الأراضي السورية وحتى الحدود السورية التركية بهدف ربط خط الغاز العربي بشبكة الغاز التركية، إلا أنها توقفت بسبب الظروف الحالية التي تشهدها سوريا.

الشكل 3-43: المراحل المختلفة لمشروع خط الغاز العربي



ارتفعت صادرات الغاز المصري إلى الأردن من 0.7 مليار متر مكعب خلال العام المالي 2003/2004 لتصل إلى 2.9 مليار متر مكعب خلال العام المالي 2008/2009. وفي تموز/ يوليو 2008، تم إيصال الغاز المصري إلى سوريا وبكميات بلغت 413 مليون متر مكعب خلال العام 2008/2009.

وفي أيلول/ سبتمبر من عام 2009، تم توقيع اتفاقية بين الهيئة المصرية العامة للبترول والشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية، والمؤسسة العامة للنفط السورية، ووزارة الطاقة والمياه اللبنانية لنقل/ تبادل الغاز المصري إلى لبنان عبر الأراضي السورية، حيث تم بموجب هذه الاتفاقية البدء في إمداد الجانب اللبناني بكميات من الغاز الطبيعي اعتباراً من أيلول/ سبتمبر 2009 وذلك بنظام مبادلة الغاز السوري بالغاز المصري. وبلغت صادرات الغاز المصري إلى لبنان نحو 200 مليون متر مكعب خلال العام المالي 2009/2010، وتراجعت إلى 100 مليون متر مكعب عام 2010/2011، إلى أن توقفت خلال عام 2011.

وفي الآونة الأخيرة، انخفضت صادرات الغاز المصري عبر خط الغاز العربي كما هو مبين بالشكل (3-44)، وتوقفت تماماً منذ تموز/ يوليو 2013.

الشكل 3-44: صادرات جمهورية مصر العربية من الغاز الطبيعي عبر خط الغاز العربي (مليون متر مكعب)



المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (إيجاس)

■ الخط البحري (العريش-عسقلان)⁽¹⁾

وهو خط بحري يمتد بطول 100 كم من مدينة العريش المصرية إلى عسقلان على ساحل البحر المتوسط باستثمارات بلغت 300 مليون دولار. تبلغ الطاقة التصميمية للخط نحو 7 مليار متر مكعب سنويا، وقامت بتنفيذه شركة بتروجيت بالنيابة عن شركة غاز شرق المتوسط (EMG)، وبدأ تشغيله في أيار/ مايو 2008، إلا أن صادرات الغاز المصري توقفت تماما بقرار من الحكومة المصرية في نيسان/ أبريل 2012، لإخفاق شركة غاز شرق المتوسط بالتزاماتها التعاقدية نحو سداد مستحقات الغاز المسلم إليها.

ويبين الشكل (3-45) تطور صادرات الغاز المصري عبر الخط ابتداء من العام المالي 2007/2008 وحتى العام المالي 2012/2013.

الشكل 3-45: صادرات الغاز الطبيعي من جمهورية مصر العربية عبر الخط البحري (مليار متر مكعب)



المصدر: الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (إيجاس)

ثانيا: إنتاج وتصدير الغاز الطبيعي المسيل

يوجد في مصر مجمعين لإسالة الغاز الطبيعي في مدينتي دمياط وإدكو يبلغ مجموع طاقتهما الإنتاجية من الغاز المسيل نحو 12.2 مليون طن/ السنة.

1 Arab oil & gas directory, 2013 edition

■ مجمع إسالة الغاز الطبيعي في دمياط

قامت الشركة الأسبانية المصرية للغاز الطبيعي المسال (SEGAS) والتي تساهم فيها كل من شركة Union Fenosa Gas (UF Gas) (80%) وهي شركة مشتركة مناصفة بين Natural Gas Fenosa وشركة Eni الإيطالية، والشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (10%)، والهيئة المصرية العامة للبترول (10%)، ببناء أول مجمع لتسييل الغاز الطبيعي في مصر بدمياط باستثمارات بلغت 1.3 مليار دولار.

ويتكون المجمع من وحدة واحدة لإنتاج الغاز المسيل بطاقة تصميمية 4.8 مليون طن/ السنة وتصل الطاقة الفعلية إلى 5.5 مليون طن/ السنة، وتم تشغيله في تشرين الثاني/ نوفمبر 2004. ويتم إمداد المجمع بالغاز الطبيعي من الشبكة القومية للغاز. ومع زيادة الطلب المحلي على الغاز في مصر، تراجعت إمدادات الغاز إلى المجمع إلى أن توقف تماما عن الإنتاج في كانون الأول/ ديسمبر 2012.

■ مجمع إسالة الغاز الطبيعي في إدكو

يقع المجمع في مدينة إدكو على بعد 50 كم من مدينة الإسكندرية ويتألف من وحدتين لتسييل الغاز الطبيعي طاقة كل منهما 3.6 مليون طن/ السنة باستثمارات بلغت 1.9 مليار دولار. وتم تشغيل الوحدة الأولى أيار/ مايو 2005، بينما تم تشغيل الوحدة الثانية في أيلول/ سبتمبر من نفس العام. وتمتلك الشركة المصرية للغاز الطبيعي المسال (Egyptian LNG) أرض المجمع التي تسع لست وحدات إسالة، بالإضافة إلى المرافق والتسهيلات كمستودعات التخزين وميناء الشحن، بينما تقوم الشركة المصرية لإدارة مشروعات إسالة الغاز الطبيعي (Opco) بتشغيل وحدتي الإسالة التي تملكهما شركتين منفصلتين هما:

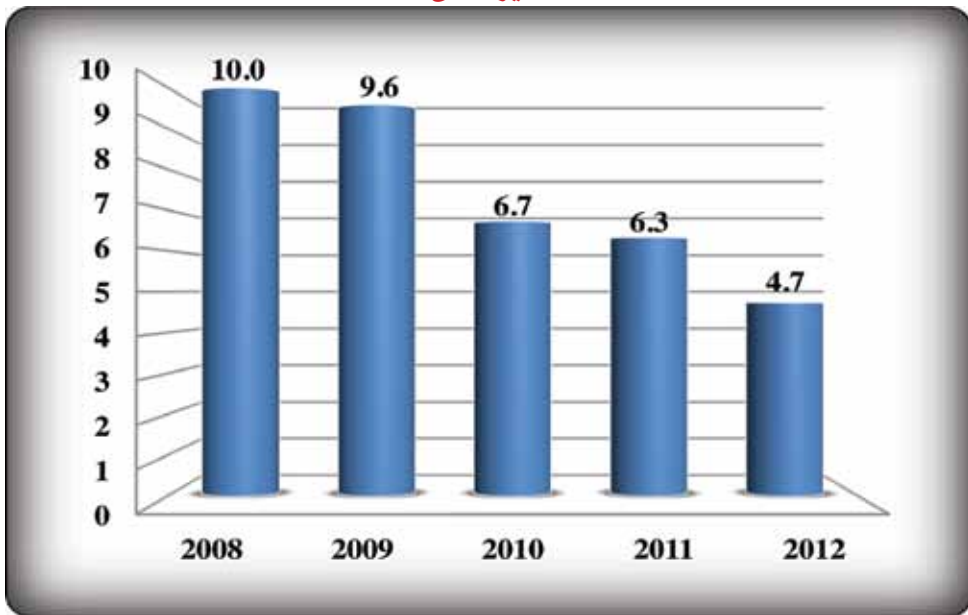
- شركة البحيرة لإسالة الغاز الطبيعي وهي الشركة المالكة لوحدة الإسالة الأولى، وتساهم فيها كل من BG بنسبة (35.5%)، شركة Petronas (35.5%)، والشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (12%) والهيئة المصرية العامة للبترول (12%)، وشركة GdF Suez (5%). ويتم تزويد الوحدة بالغاز الطبيعي من حقول سيينا وسيميان الواقعة في منطقة المياه العميقة بغرب الدلتا (WDDM) التابعة لشركة البرلس. ويخصص إنتاج الوحدة الأولى لشركة GdF Suez بموجب اتفاقية وقعتها مع الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية والهيئة المصرية العامة للبترول في عام 2002 ومدتها عشرون عاما.

- شركة إدكو لإسالة الغاز الطبيعي وهي الشركة المالكة لوحدة الإسالة الثانية وتساهم فيها كل من BG بنسبة (38%)، شركة Petronas (38%)، والشركة المصرية

القابضة للغازات الطبيعية (12%) والهيئة المصرية العامة للبترول (12%). يتم تزويد الوحدة بالغاز الطبيعي من حقل سافير الواقع في منطقة المياه العميقة بغرب الدلتا التابعة لشركة البرلس. وتقوم شركة بريتيش غاز BG للتسويق المحدودة ببيع إنتاج الوحدة الثانية إلى شركة BG LNG services والتي تقوم بتصدير الغاز المسيل إلى الولايات المتحدة.

وتشهد صادرات الغاز الطبيعي المسيل من مصر تراجعاً خلال السنوات الأخيرة، حيث تراجعت من 10 مليون طن عام 2008، لتصل إلى 6.7 مليون طن عام 2010. واستمرت في التراجع لتصل إلى 4.7 مليون طن عام 2012 كما هو مبين بالشكل (3-46). ويعود ذلك إلى ارتفاع معدلات الاستهلاك المحلي من الغاز الطبيعي.

الشكل 3-46: تطور صادرات جمهورية مصر العربية من الغاز الطبيعي المسيل (مليون طن)



المصدر: GIIGNL the LNG industry, various issues

• الآفاق المستقبلية لتصدير واستيراد الغاز الطبيعي

تشهد مصر تراجعاً في الإنتاج المحلي من الغاز الطبيعي بسبب النضوب الطبيعي للحقول المنتجة وبالأخص حقول منطقة البحر المتوسط، بالإضافة إلى ارتفاع الطلب المحلي على

الغاز الطبيعي نتيجة الاعتماد عليه بصورة أساسية في محطات توليد الكهرباء، الأمر الذي انعكس على حجم الفائض عن الاستهلاك المخصص للتصدير.

ومع توقف مجمع الإسالة في دمياط منذ نهاية 2012، وتوقف صادرات الغاز إلى الأردن منذ منتصف 2013، يتبقى مجمع الإسالة في إدكو الذي يعتمد على إمدادات الغاز الطبيعي من حقول منطقة المياه العميقة بغرب الدلتا، التي يقدر إنتاجها الحالي بنحو 1,200-1,300 مليون قدم مكعب/ اليوم، حيث يستهلك محلياً نحو 1 مليار قدم مكعب/ اليوم، ويتبقى 200-300 مليون قدم مكعب يومياً لإمداد المجمع وهو ما يمثل نحو 20-25% من طاقته الاستيعابية. وفي ضوء هذه المتغيرات، أخطرت شركة BG في شباط/فبراير من العام الجاري 2014 جميع الأطراف بحالة القوة القاهرة في الشركة المصرية للغاز الطبيعي المسال في إدكو، بسبب نقص إمدادات الغاز الطبيعي للمصنع، وهو ما يعفي فعلياً كل الأطراف من شروط التعاقد بسبب ظروف خارجة عن إرادتهم⁽⁴⁾. وتعاقدت شركة BG على شراء ست شحنات من الغاز الطبيعي المسال من شركة Enel الإيطالية في إطار سعيها للتعويض عن نقص الإمدادات من مصر.

وللتغلب على تلك الصعوبات، تسعى مصر جاهدة لتنمية حقول الغاز الطبيعي لرفع الإنتاج المحلي خلال الفترة المقبلة، كما تخطط لاستيراد الغاز الطبيعي المسال من خلال استئجار مرفأً عائماً لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسال وإعادة تدويره إلى الحالة الغازية في ميناء العين السخنة. وتقوم حالياً الشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية (إيجاس) بتقييم العروض التي تقدمت بها شركات أمريكية وهولندية ونرويجية وماليزية.

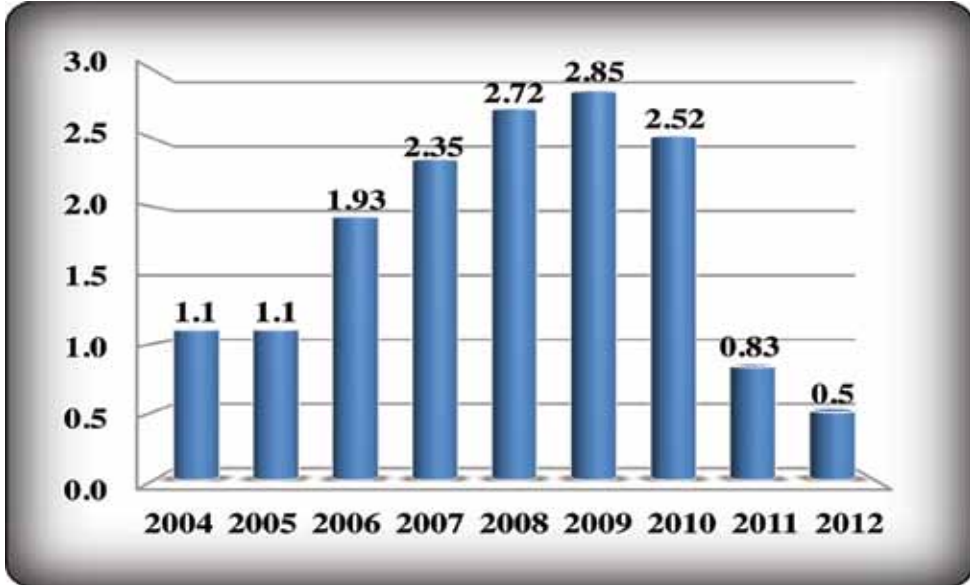
3-6-11: المملكة الأردنية الهاشمية

بدأ الأردن في استيراد الغاز الطبيعي من مصر منتصف عام 2003، وذلك عبر خط الغاز العربي الذي يعتبر المصدر الرئيسي لتلبية احتياجات السوق المحلي.

• واردات الأردن من الغاز الطبيعي عبر خط الغاز العربي

ارتفعت واردات الأردن من 1.1 مليار متر مكعب عام 2004 لتصل إلى 1.93 مليار متر مكعب عام 2006. ومع تشغيل المرحلة الثانية من خط الغاز العربي، ارتفعت واردات الأردن من الغاز الطبيعي إلى 2.85 مليار متر مكعب عام 2009، ثم بدأت صادرات الغاز المصري إلى الأردن في التراجع لتصل إلى 0.5 مليار متر مكعب عام 2012 كما هو مبين بالشكل (3-47).

الشكل 3-47: واردات المملكة الأردنية الهاشمية من الغاز الطبيعي عبر خط الغاز العربي (مليار متر مكعب)



المصادر:

-BP statistical review of the world energy (from June 2005 to June 2011)

-Cedigaz world natural gas (2011, 2012)

• **المشاريع المستقبلية لاستيراد الغاز الطبيعي**

يسعى الأردن إلى تنويع مصادر إمداداته من الغاز الطبيعي خاصة بعد توقف واردات الغاز المصري وفيما يلي أهم الخطوات التي اتخذتها المملكة لتأمين احتياجاتها المستقبلية من الغاز الطبيعي:

■ **مشروع إنشاء رصيف متخصص لاستقبال الوحدات العائمة لتخزين الغاز الطبيعي المسيل وإعادة تدويره إلى الحالة الغازية**

وهو مشروع يهدف إلى إنشاء مرفأ لاستقبال الغاز الطبيعي المسيل على ساحل البحر الأحمر على بعد 18 كم جنوب ميناء العقبة. وفي تشرين الثاني/ نوفمبر 2013، فازت شركة بام (BAM) الهولندية بعقد الإنشاء بقيمة 74 مليون دولار. وبموجب العقد ستقوم الشركة بإنشاء رصيف متخصص لاستقبال الوحدة العائمة لتخزين الغاز الطبيعي المسيل وإعادة تدويره إلى الحالة الغازية، وإنشاء أذرع التفريغ والأنابيب الناقلة، وتوفير التسهيلات اللازمة من محطات تحكم وقياس ليتم ربطها مع خط الغاز العربي وذلك من خلال خط أنابيب جديد قطره 24

بوصة وطوله 800 متر، ومن المتوقع أن تستغرق أعمال الإنشاء نحو خمسة عشر شهرا. وحصلت الأردن في أيار/ مايو 2013، على قرض من الكويت بقيمة 65 مليون دولار للمساهمة في تمويل المشروع.

كما فازت شركة جولار (Golar) بممارسة تأجير الوحدة العائمة لاستقبال وتخزين الغاز المسيل وإعادةته إلى الحالة الغازية في تموز/ يوليو 2013، بطاقة 500 مليون قدم مكعب غاز/ اليوم وتصل إلى 750 مليون قدم مكعب غاز/ اليوم في أوقات الذروة ⁽¹⁾. تبلغ قيمة العقد 445 مليون دولار لمدة 10 سنوات تبدأ في الربع الأول من عام 2015.

■ توقيع اتفاقية لاستيراد الغاز الطبيعي من فلسطين المحتلة

وقعت شركة البوتاس العربية وشركة برومين الأردن في شباط/فبراير من العام الجاري 2014 على اتفاقية لاستيراد الغاز الطبيعي من شركة نوبل إنرجي الأمريكية لمدة خمسة عشر عاما. وبموجب الاتفاقية، فإنه سيتم تزويد الشركتين الأردنيتين بالغاز الطبيعي من حقل تامار في فلسطين المحتلة إلى الحدود الأردنية على البحر الميت في الأردن ابتداءً من عام 2016، بكمية إجمالية 66 مليار قدم مكعب غاز (12 مليون قدم مكعب/اليوم) بسعر لا يتجاوز سقف 6.5 دولار لكل 1000 قدم مكعب ⁽²⁾.

■ توقيع مذكرة تفاهم لاستيراد الغاز من العراق

وقع الأردن على مذكرة تفاهم مع كل من مصر والعراق في آذار/ مارس من العام الجاري 2014، لدراسة إمكانية ربط حقول الغاز العراقية الجاري تطويرها حالياً مع خط الغاز العربي لتصدير الغاز الطبيعي من العراق إلى كل من الأردن ومصر ⁽³⁾. هذا بخلاف خط البصرة-العقبة المزمع إنشاؤه لنقل 1.4 مليار متر مكعب سنوياً من الغاز العراقي ابتداءً من عام 2018.

3-6-12: سلطنة عمان

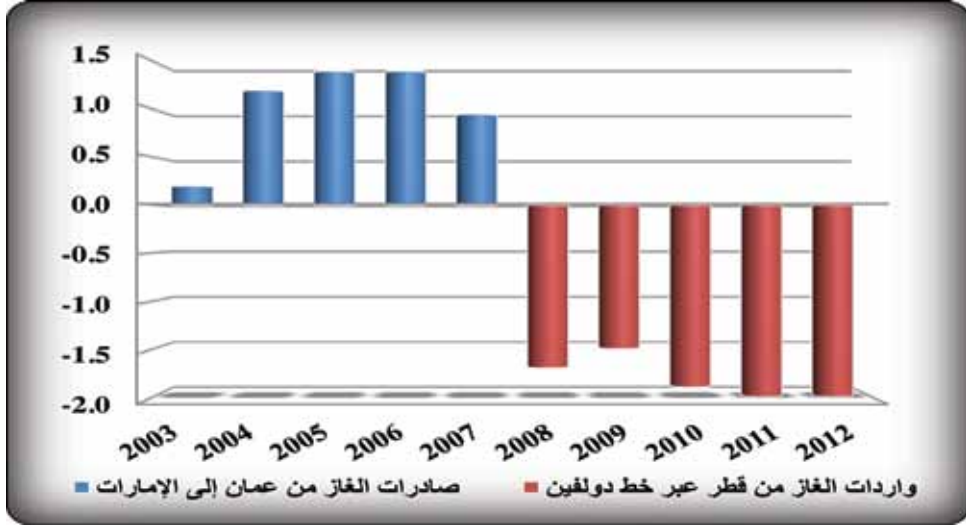
بدأت عُمان تصدير الغاز الطبيعي المسيل من مجمع قلهاة لتسييل الغاز الطبيعي بولاية صور منذ عام 2000. كما قامت بتصدير الغاز الطبيعي عبر الأنابيب إلى إمارة رأس الخيمة منذ عام 2003، إلى أن توقفت تلك الصادرات عام 2008، لتبدأ في استيراد الغاز الطبيعي من دولة قطر عبر خط دولفين، ويبين الشكل (3-48) تطور صادرات وواردات عمان من الغاز عبر خطوط الأنابيب خلال الفترة 2003-2012.

1 MEES Vol.56, No.32, 9/8/2013

2 MEES Vol.57, No.8 , 21/2/2014

3 WGI ,12/3/2014

الشكل 3-48: تطور صادرات وواردات سلطنة عمان من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب (مليار متر مكعب)



المصدر: BP statistical review of the world energy. various issues

• تصدير الغاز الطبيعي المسيل

■ مجمع قلهاة للغاز الطبيعي المسال

قامت الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال والتي تساهم فيها كل من الحكومة العمانية (51%)، وشركة Shell Gas B. V. (30%)، وشركة Total (5.54%)، وشركة Korea Lng (2.77%)، وشركة Mitsui (2%)، وشركة Partex (0.92%)، بإنشاء وتشغيل أول مجمع لتسييل الغاز الطبيعي في قلهاة بولاية صور على بعد 200 كم جنوب شرق مسقط. يقع المجمع على مساحة 1.4 كم مربع، ويضم خطي إنتاج يبلغ مجموع طاقتهما الإنتاجية الاسمية 7.1 مليون طن/ السنة. ويتم إمداد المجمع بالغاز الطبيعي من حقول الغاز الواقعة في المنطقة الوسطى بالسلطنة من خلال خط أنابيب قطره 48 بوصة وطوله 360 كم وبطاقة استيعابية 34 مليون متر مكعب/ اليوم. وتم تشغيله وتصدير أول شحنة من الغاز الطبيعي المسيل في نيسان/ أبريل من عام 2000.

وفي آذار/ مارس من عام 2002، قررت الحكومة العمانية إضافة خط إنتاج جديد بطاقة 3.3 مليون طن/السنة، حيث قامت شركة قلهاة للغاز الطبيعي المسال بإنشاء الوحدة الثالثة بجوار مصنع الشركة العمانية لتتقاسم معها المرافق والبنية الأساسية، باستثمارات 740 مليون دولار، وتم

تشغيلها في كانون الأول/ديسمبر 2005. وتساهم حاليا في شركة قلهاث للغاز الطبيعي المسيل كل من الحكومة العمانية (46.84%)، والشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال (36.8%)، وشركة Union Fenosa Gas (7.36%)، وثلاث شركات يابانية هي شركة Mitsubishi (3%)، شركة Osaka Gas (3%)، وشركة Itochu (3%). ومع تشغيل الوحدة الثالثة، وصل إجمالي الطاقة الإنتاجية لمجمع قلهاث إلى 10.4 مليون طن/ السنة كما هو مبين بالجدول (3-12).

الجدول 3-12: الطاقة الإنتاجية الاسمية لوحدات تسييل الغاز الطبيعي في مجمع قلهاث

الوحدة	الطاقة الإنتاجية الاسمية مليون طن/ السنة	تاريخ التشغيل
Oman LNG T1	3.55	2000
Oman LNG T1	3.55	2000
Qalhat LNG	3.3	2006
الإجمالي	10.4	-

المصدر: الموقع الرسمي للشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال

وبموجب الاتفاقية الموقعة مع الحكومة العمانية، يتم إمداد شركة قلهاث بالغاز الطبيعي من حقول سيح رول وسيح نهيدة وبارك كما هو مبين بالشكل (3-49). وقد التزمت الحكومة بتوفير 3.8 تريليون قدم مكعب من الغاز الطبيعي طول فترة الاتفاقية.

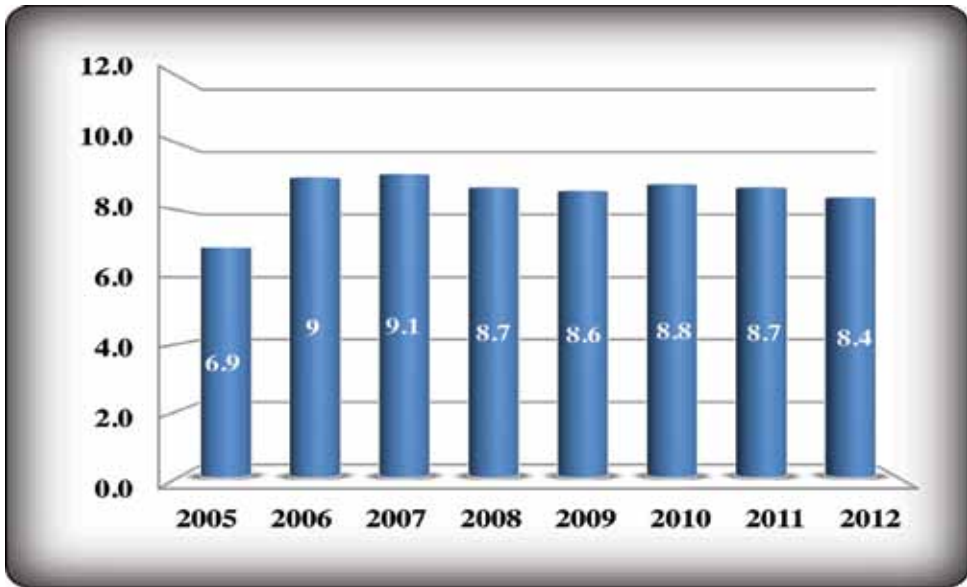
الشكل 3-49: موقع مصنع قلهاث لتسييل الغاز الطبيعي



المصدر: الموقع الرسمي لشركة قلهاث للغاز الطبيعي المسال

ومع تشغيل الوحدة الثالثة، ارتفع إنتاج الغاز الطبيعي المسيل من مجمع قلهاة من 6.9 مليون طن عام 2005 ليصل إلى 19 مليون طن عام 2007 وهو أعلى إنتاج منذ بداية تشغيل المجمع، ثم تراجع الإنتاج ابتداء من عام 2008 بشكل طفيف ليصل إلى 8.7 مليون طن عام 2011، بينما بلغ الإنتاج نحو 8.4 مليون طن عام 2012 بانخفاض 0.3 مليون طن عن العام السابق نظرا لخروج الوحدة الثالثة عن الخدمة لإجراء أعمال الصيانة. ويبين الشكل (3-50) تطور إنتاج الغاز المسيل من مجمع قلهاة خلال الفترة 2005-2012.

الشكل 3-50: تطور إنتاج الغاز الطبيعي المسيل من مجمع قلهاة (مليون طن)



المصدر: التقرير السنوي للشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال - أعداد مختلفة

• الآفاق المستقبلية لصادرات وواردات سلطنة عمان من الغاز الطبيعي

تشهد عُمان كغيرها من دول الخليج العربي، نموا في الطلب المحلي على الغاز الطبيعي وخاصة في قطاع الكهرباء. وقد كان ذلك أحد الأسباب التي أدت إلى التراجع الطفيف لصادرات الغاز المسيل من مجمع قلهاة لتسييل الغاز الطبيعي خلال السنوات الأخيرة، حيث يعمل حاليا بنسبة 85-90% تقريبا من إجمالي الطاقة الإنتاجية الاسمية لإنتاج الكميات المتعاقد عليها مع المستوردين.

ومن ناحية أخرى، أعلنت الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال في آذار/مارس 2013، أنه من المتوقع أن تتوقف عمليات إنتاج الغاز المسيل في وحدات تسييل الغاز الثلاثة التي تقوم

بتشغيلها الشركة بحلول عام 2024-2025، بعد انتهاء جميع التعاقدات لصعوبة المنافسة في سوق الغاز الطبيعي المسيل نظرا لرغبة العديد من الدول في بناء مشاريع لتصدير الغاز المسيل إلى الأسواق الرئيسية في آسيا وهي نفس الأسواق التي تستهدفها الشركة.

يذكر أن الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال وشركة قلهاة للغاز الطبيعي المسال قد اندمجتا في آب/ أغسطس عام 2013 في كيان واحد تحت اسم الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال في خطوة تستهدف توحيد الجهود بين الشركتين، والإيفاء بالكميات المتعاقد عليها مع المشتريين حتى عام 2025.

ويبين الجدول (3-13)، الاتفاقيات طويلة الأجل لبيع وشراء الغاز للشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال وشركة قلهاة للغاز الطبيعي المسال.

الجدول 3-13: اتفاقيات بيع وشراء الغاز طويلة الأجل من مجمع قلهاة لتسييل الغاز الطبيعي

البائع	المشتري	الكمية التعاقدية مليون طن/السنة	فترة التعاقد	
			من	إلى
الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال	Korea Gas Corporation	4.1	2000	2024
	Osaka Gas (Japan)	0.7	2000	2024
	Itochu (Japan)	0.7	2006	2025
	الشركة العمانية للمصافي والبتروكيماويات	0.130	2008	2017
شركة قلهاة للغاز الطبيعي المسال	Union Fenosa Gas	1.65	2006	2025
	Mitsubishi	0.8	2006	2020
	Osaka Gas (Japan)	0.8	2009	2025
الإجمالي	-	8.88	-	-

المصادر:- الموقع الرسمي للشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال
- الموقع الرسمي لشركة قلهاة للغاز الطبيعي المسال

أما فيما يتعلق بواردات الغاز الطبيعي عبر خط دولفين، فإنه طبقا للاتفاقية المبرمة مع شركة دولفين للطاقة، فستظل واردات الغاز الطبيعي إلى السلطنة في حدود 2 مليار متر مكعب سنويا (200 مليون قدم مكعب/اليوم) حتى عام 2025.

ومن ناحية أخرى، فقد وقعت عُمان على اتفاقية لاستيراد الغاز الطبيعي من إيران في آب/أغسطس 2013، حيث ستقوم إيران بتصدير نحو 880 مليون قدم مكعب/ اليوم من الغاز الطبيعي عبر خط أنابيب بحري سيريط بين البلدين عبر خليج عمان، وذلك ابتداء من منتصف عام 2015 ولمدة خمسة وعشرون عاما. وطبقا لما أعلنته شركة National Iranian Gas Exports الإيرانية، فإنه سيتم تخصيص 70% من تلك الكمية (أي 615 مليون قدم مكعب/ اليوم) للضخ في الشبكة القومية للغاز في عمان، بينما ستقوم الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال بتسييل النسبة الباقية (أي 265 مليون قدم مكعب/ اليوم) وتصديره لصالح الجانب الإيراني. وقامت شركة National Iranian Gas Exports الإيرانية بإعداد دراسة جدوى لتحديد أفضل مسار للخط المقترح. وطبقا للدراسة، فسيبدأ مسار الخط من رودان إلى كوه مبارك على الساحل الإيراني ثم يمتد بعد ذلك بطول 160 كم في خليج عمان حتى يصل إلى مجمع صحار للتكرير والبتروكيماويات شمال سلطنة عمان.

وتعمل عُمان على رفع مستويات الإنتاج المحلي لتلبية الطلب المحلي المتزايد على الغاز الطبيعي من ناحية، وتشغيل مجمع قلهاث بكامل طاقته للإيفاء بالكميات المتعاقد عليها مع المشتريين من ناحية أخرى، وهو الأمر الذي يستلزم الإسراع بالإجراءات التالية:

- تطوير الحقول المكتشفة ووضعها على الإنتاج خلال السنوات المقبلة وأهمها حقلي مكارم وخزان لرفع مستويات الإنتاج بما يفي بمتطلبات الاستهلاك المحلي وتحقيق فائض للتصدير.
- البحث والتنقيب عن الغاز في مناطق جديدة بغية تحقيق اكتشافات جديدة للغاز الطبيعي يمكن تطويرها ودخولها على الإنتاج في المستقبل.

ويبقى التحدي الأبرز أمام الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال هو إبرام اتفاقيات جديدة بأسعار تفضيلية لضمان تسويق صادراتها من الغاز المسيل بعد انتهاء التعاقدات القائمة. وهو أمر بات صعبا في ظل التنافسية الشديدة التي يشهدها السوق العالمي للغاز المسيل بسبب الإعلان عن تنفيذ حزمة من مشاريع تسييل الغاز الطبيعي في عدد من الدول كأستراليا، وروسيا، والولايات المتحدة، بالإضافة إلى المشاريع المقترحة في شرق أفريقيا. وجميعها تستهدف الأسواق الرئيسية في آسيا وأوروبا بأسعار تنافسية مقارنة بالأسعار الحالية السائدة.

3-6-13: الجمهورية اللبنانية

كانت تخطط لبنان في السابق لاستيراد الغاز الطبيعي من سوريا بموجب اتفاقية وقعت بين البلدين عام 2001 وتقضي بتوريد 1.5 مليون متر مكعب يوميا من الغاز السوري ابتداءً من منتصف 2004 على أن يتم رفعها تدريجياً إلى 3-6 مليون متر مكعب يوميا. وعلى الرغم من بناء البنية التحتية اللازمة لنقل الغاز من سوريا إلا أن سوريا لم تتمكن من تصدير الغاز إلى لبنان لعدم وجود فائض يمكن تصديره.

وفي أيلول/ سبتمبر من عام 2009، بدأ إمداد الجانب اللبناني بالغاز المصري، إلى أن توقف عام 2011 كما تمت الإشارة سابقاً.

• المشاريع المستقبلية لاستيراد الغاز الطبيعي

تركز سياسة وزارة الطاقة والمياه اللبنانية على تنويع أنواع الوقود المستخدمة في محطات توليد الكهرباء بحيث يشكل الغاز الطبيعي نسبة الثلثين مع تنويع وتعدد مصادره⁽¹⁾.

ومن المشاريع المستقبلية لاستيراد الغاز الطبيعي في لبنان:

- مشروع بناء مرفأً عائماً لاستقبال وتخزين الغاز الطبيعي المسيل وإعادة تدويره إلى الحالة الغازية قبالة الساحل الشمالي لمدينة طرابلس بنظام البناء والتشغيل والتملك (BOO)، حيث طرحت وزارة الطاقة والمياه اللبنانية مناقصة عالمية عام 2013 لإنشاء المرفأ العائم، وهي تقوم حالياً بتقييم العروض المقدمة من الشركات العالمية لتنفيذ المشروع. ويتوقع أن يتم توقيع العقد في الربع الثالث أو الرابع من العام الجاري 2014.
- مشروع بناء مرفق بري للغاز الطبيعي في البداوي مع إنشاء خط أنابيب على طول الساحل اللبناني (خط الغاز الساحلي) من دير عمار إلى مدينة الطاير في جنوب لبنان بطول 175 كم وقطر 36 بوصة، وسيتم ربطه مع كافة محطات توليد الكهرباء، مما يسمح بتغذية مرنة ومستمرة لتلك المحطات بالغاز الطبيعي. وتقدر التكلفة الاستثمارية لهذا الخط بنحو 455 مليون دولار ومن المتوقع أن يستغرق إنشاؤه نحو سنتين.

3-6-14: المملكة المغربية

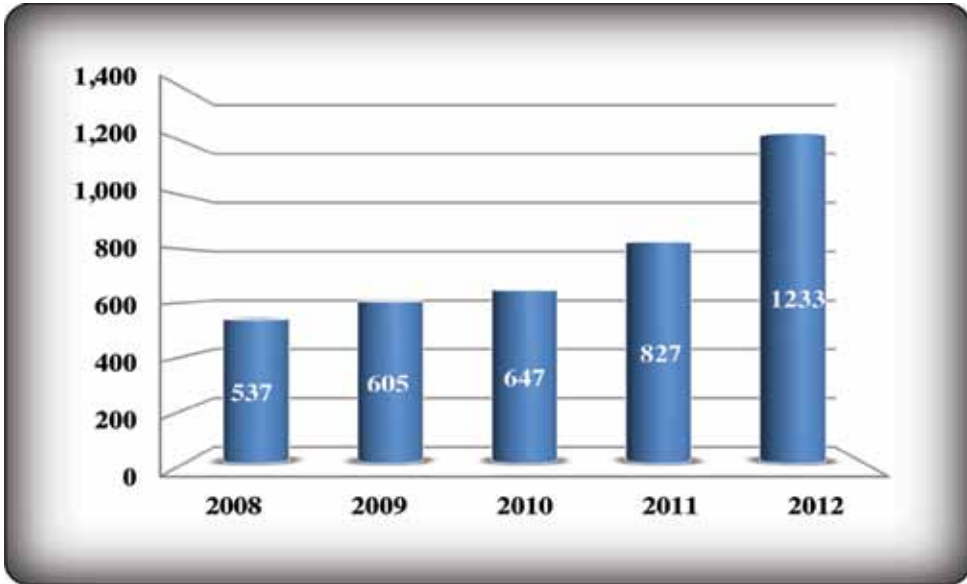
تتلقى المغرب كميات من الغاز الجزائري المصدر إلى إسبانيا عبر خط بيدرو دوران فاريل كرسوم نظير مروره عبر الأراضي المغربية. ومع نمو الطلب المحلي على الغاز الطبيعي نتيجة للمشاريع التوسعية في إنشاء محطات توليد الكهرباء الغازية والتي تستهلك نحو 90% من الغاز¹، وقع المكتب الوطني للكهرباء في المغرب (ONE) على اتفاقية مع شركة سوناطراك

1 وزارة الطاقة والمياه اللبنانية- ورقة سياسة قطاع الكهرباء 2010

الجزائرية في آب/أغسطس 2011، لاستيراد 640 مليون متر مكعب سنوياً من الغاز الجزائري لمدة عشر سنوات عبر خط بيدرو دوران فاريل لاستخدامه في محطتين لتوليد الطاقة الكهربائية التي تعمل بنظام الدورة المشتركة⁽¹⁾.

وكما هو مبين. **بالشكل (3-51)**، ارتفعت واردات المغرب من الغاز الطبيعي من 537 مليون متر مكعب عام 2008 لتصل إلى 1,233 مليون متر مكعب عام 2012⁽²⁾.

الشكل 3-51: واردات المملكة المغربية من الغاز الجزائري عبر خط بيدرو دوران فاريل (مليون متر مكعب)



المصدر: قاعدة بيانات وزارة الطاقة والمعادن والماء والبيئة، قطاع الطاقة والمعادن، المملكة المغربية

• المشاريع المستقبلية لاستيراد الغاز الطبيعي

تخطط المغرب لإنشاء مرفأً ثابتاً لاستقبال الغاز الطبيعي المسيل بطاقة 5 مليار متر مكعب غاز سنوياً خلال الفترة المقبلة، مع إمكانية مضاعفة الطاقة التصميمية للمرفأ بحلول عام 2020⁽³⁾. وفي هذا الصدد، وقعت كل من الشركة الوطنية للاستثمار ومجموعة (أكوا) في حزيران/ يونيو 2010 على اتفاقية شراكة لإنشاء مرفأً للاستقبال، ومرافق التخزين وإعادة تبخير الغاز، ومن المتوقع أن يتم إنشاؤه في منطقة الجرف الأصفر.

1 Arab oil & gas directory, 2013 edition

2 الموقع الرسمي لوزارة الطاقة والمعادن والمياه والبيئة المغربية

3 Natural gas survey, Middle East & North Africa, 2013

وقد تضمن مشروع محطة بلحاف إنشاء وتشغيل ثلاثة خطوط أنابيب للربط بين وحدات المعالجة في مأرب وتوصيل إمدادات الغاز إلى المحطة كما يلي:

- خط أنابيب قطره 20 بوصة للربط بين وحدة معالجة الغاز في حقل أسعد الكامل، ووحدة المعالجة المركزية في مأرب.
- خط أنابيب آخر فرعي لإيصال إمدادات الغاز الطبيعي إلى مدينة معبر التي تتوسط المناطق المكتظة بالسكان في المناطق الجبلية الوسطى من البلاد، لتلبية احتياجات السوق المحلي هناك بمعدل 100 مليون قدم مكعب / اليوم.
- خط أنابيب رئيسي قطره 38 بوصة ويمتد بطول 320 كم من وحدة معالجة الغاز في حقل أسعد الكامل بعد فصل غاز البترول المسال وسوائل الغاز الطبيعي، لإمداد محطة تسيل الغاز في بلحاف بنحو 1,140 مليون قدم مكعب / اليوم من الغاز المعالج (32.3 مليون متر مكعب / اليوم) كما هو مبين بالشكل (3-53). وقد تم تصميم خط الأنابيب الرئيسي بطاقة استيعابية تسمح بتغذية خطي إنتاج في المحطة، مع إمكانية رفع الطاقة الاستيعابية لإضافة خط إنتاج ثالث مستقبلاً إذا ما دعت الحاجة لذلك.

الشكل 3-53: خطوط الغاز الرئيسية في القطاع 18 في مأرب

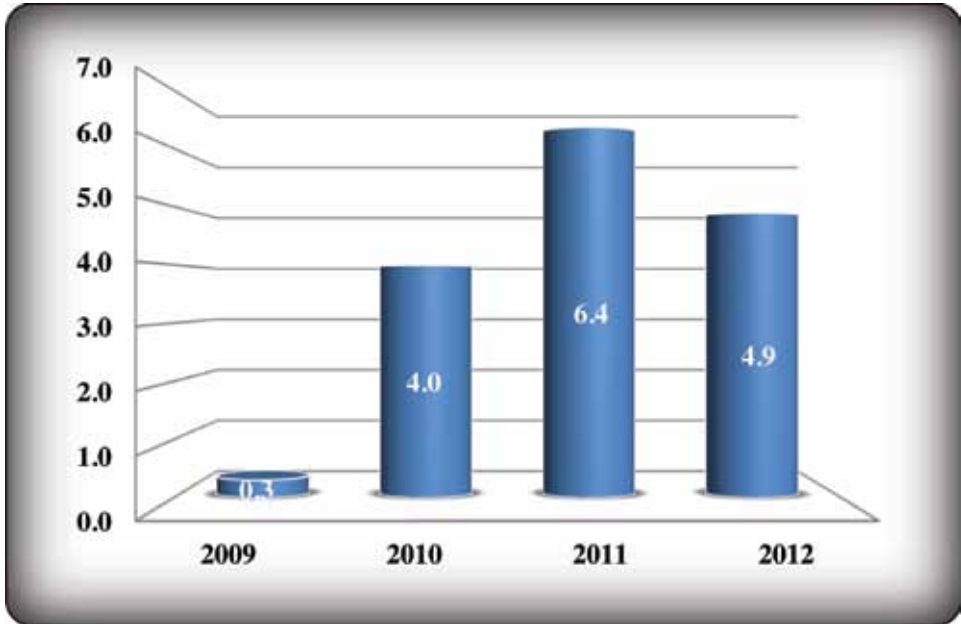


المصدر: الشركة اليمنية للغاز الطبيعي المسال

تتكون محطة بلحاف والمنشآت التابعة لها من وحدتي لإنتاج الغاز المسيل يبلغ مجموع طاقتهما الإنتاجية نحو 6.7 مليون طن سنوياً، ومستودعين لتخزين الغاز الطبيعي المسيل بسعة 140 ألف متر مكعب للمستودع الواحد، وميناء ومنشآت إضافية بما في ذلك محطة لتوليد الكهرباء، ومحطة لتحلية المياه وأخرى لمعالجة المياه الصرف الصناعي، وذلك على مساحة قدرها 20 كم مربع. وتم تشغيل المحطة وتصدير أول شحنة من الغاز الطبيعي المسيل في تشرين الثاني/ نوفمبر 2009.

وقد زادت صادرات الغاز الطبيعي المسيل من محطة بلحاف من 4 مليون طن عام 2010 لتصل إلى 6.36 مليون طن عام 2011، إلا أنها تراجعت بشكل ملحوظ عام 2012 حيث بلغت نحو 4.89 مليون طن، ويعود ذلك إلى تعدد الهجمات التي استهدفت خط الغاز الرئيسي المغذي للمحطة، مما أدى إلى توقف وحدات الإنتاج عدة مرات. ويبين الشكل (3-54) تطور صادرات الغاز الطبيعي المسيل من محطة بلحاف.

الشكل 3-54: تطور صادرات الغاز الطبيعي المسيل من محطة بلحاف (مليون طن)



المصدر: GIIGNL the LNG industry, various issues

• الآفاق المستقبلية لصادرات الغاز الطبيعي

أبرمت الشركة اليمنية للغاز الطبيعي المسال ثلاثة اتفاقيات في عام 2005، لتصدير الغاز الطبيعي المسال لمدة عشرين عاما بكميات إجمالية تصل إلى 6.5 مليون طن سنويا كما هو مبين بالجدول (3-14).

الجدول 3-14: عقود بيع الغاز طويلة الأجل للشركة اليمنية للغاز الطبيعي المسال

المشتري	الكمية التعاقدية مليون طن/السنة	فترة التعاقد
Korea Gas Corporation (KOGAS)	2	20 عاما
GDF Suez	2.5	20 عاما
Total Gas & Power	2	20 عاما

المصدر: الشركة اليمنية للغاز الطبيعي المسال

وعلى الرغم من الأحداث التي تشهدها منطقة جنوب اليمن، فإنه من المتوقع أن يستمر إنتاج وتصدير الغاز من محطة بلحاف وصولا إلى الطاقة الإنتاجية الاسمية نظرا لإصرار السلطات اليمنية على توفير الدعم اللوجستي الكامل لتأمين المنشآت النفطية.

يضاف إلى ما سبق، توفر عدد من الفرص التي قد تمكن اليمن من استغلال موارده من الغاز الطبيعي ورفع صادرات الغاز خلال السنوات المقبلة أهمها ما يلي:

- وجود احتياطيات محتملة من الغاز الطبيعي تقدر بنحو 70 تريليون قدم مكعب وذلك بناء على دراسة أعدتها الهيئة الاستشارية الفنية لوزارة النفط مؤخرا.
- رغبة شركة Total الفرنسية في استمرار أنشطتها في قطاع النفط والغاز اليمني وهي أكبر الشركات العالمية العاملة في اليمن، والمسؤولة عن تشغيل محطة بلحاف.
- إمكانية إجراء توسعات وإضافة خطوط إنتاج جديدة في محطة بلحاف لتسييل الغاز الطبيعي، نظرا لوجود مساحة كافية لاستيعاب تلك التوسعات.

3-7: الاستنتاجات

3-7-1: تطور صادرات وواردات الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة (2002-2012)

- شهد العقد الماضي تنفيذ وتشغيل مشاريع لتصدير الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب من مصر وقطر إلى الدول العربية، ومشاريع لتصدير الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب من ليبيا والجزائر إلى إيطاليا وإسبانيا، كما شهدت نفس الفترة تنفيذ وتشغيل مشاريع لإنتاج وتصدير الغاز المسيل في كل من قطر والجزائر، ومصر، واليمن، وعمان. وقد ساهمت هذه المشاريع في رفع الطاقة التصديرية للغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب إلى 92 مليار متر مكعب سنوياً بنهاية عام 2013، بينما بلغت الطاقة الإنتاجية للغاز الطبيعي المسيل نحو 136 مليون طن/السنة بما يعادل 46.7% من الطاقة الإنتاجية العالمية نهاية عام 2013.
- ارتفعت صادرات الغاز الطبيعي من الدول العربية من 92 مليار متر مكعب عام 2002 لتصل إلى 214.5 مليار متر مكعب عام 2012، وقد بلغ معدل النمو السنوي خلال تلك الفترة نحو 8.86%.
- تمثل صادرات الغاز الطبيعي المسيل نحو 71.5% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي من الدول العربية عام 2012، بينما تمثل صادرات الغاز عبر خطوط الأنابيب الممتدة إلى الدول العربية، والدول الأوروبية نحو 28.5%. وتشكل صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنوعيه المسيل والمصدر عبر خطوط الأنابيب نحو 20.77% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي عالمياً عام 2012.
- تحتل دولة قطر المرتبة الأولى عربياً من حيث حجم الصادرات بنسبة 58.1%، وتشكل صادرات الدول الأعضاء في منظمة أوبك 91.5% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي من الدول العربية عام 2012، بينما تشكل كل من سلطنة عمان والجمهورية اليمنية النسبة المتبقية.
- استحوذت السوق الأوروبية على نحو 64.3% من إجمالي صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب التي تمتد من ليبيا والجزائر إلى إيطاليا، وإسبانيا، والبرتغال عام 2012، بينما استحوذت الدول العربية على نحو 35.7% وهي إما مقابل مرور أنابيب تصدير الغاز عبر أراضيها مع/أو واردات مباشرة عبر مشاريع الربط العربي كمشروع دولفين ومشروع خط الغاز العربي.

- تمثل السوق الآسيوية نحو 62.4% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي المسيل من الدول العربية عام 2012، وتأتي السوق الأوروبية في المرتبة الثانية بنسبة 31.2%. بينما تمثل واردات الغاز المسيل إلى دبي والكويت نحو 2.1%.
- تركز التجارة البينية للغاز الطبيعي بين الدول العربية بشكل أساسي على خطوط الأنابيب التي تربط الدول العربية ببعضها البعض، وقد أدى لجوء دبي والكويت إلى استيراد الغاز الطبيعي المسيل إلى فتح نافذة جديدة للتجارة البينية لصادرات الغاز الطبيعي في الوطن العربي. وقد ساهمت الواردات البينية العربية من الغاز الطبيعي عبر الأنابيب والغاز المسيل بنحو 92.6% من إجمالي احتياجات الدول العربية من الغاز عام 2012.

3-7-2: الآفاق المستقبلية لتجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية

• مشاريع تصدير واستيراد الغاز الطبيعي

يجرى حالياً رفع الطاقة التصميمية لبعض خطوط تصدير الغاز الطبيعي العاملة، كما يخطط العراق لإنشاء خط أنابيب إلى الأردن بطاقة 1.4 مليار متر مكعب غاز سنوياً. وستساهم هذه المشاريع حال تنفيذها وفق الجداول الزمنية المعلنة في رفع الطاقة التصميمية الإجمالية لخطوط أنابيب تصدير الغاز من 92 مليار متر مكعب سنوياً عام 2013 إلى 114.9 مليار متر مكعب سنوياً بحلول عام 2018.

كما يوجد مشروع لتسييل الغاز في أرزيو (GL3Z) في الجزائر وتقدر طاقته الإنتاجية بنحو 4.7 مليون طن/السنة، ومن المتوقع تشغيله خلال العام الجاري 2014. وبالتالي ستترفع الطاقة الإنتاجية الإجمالية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية من 136 مليون طن/ السنة عام 2013 إلى 140.7 مليون طن/ السنة بنهاية العام الجاري 2014.

وعلى صعيد آخر، يتم حالياً الإعداد لحزمة مشاريع لاستيراد الغاز في عدد من الدول العربية تعتمد أغلبها على استيراد الغاز الطبيعي المسيل، حيث تخطط كل من الأردن، ومصر، والبحرين، ولبنان إلى استئجار وحدات عائمة لاستقبال الغاز المسيل وإعادة تدويره إلى الحالة الغازية، بينما تعزم الكويت، والإمارات، والمغرب إنشاء مرافئ ثابتة لاستقبال الغاز المسيل.

• صادرات وواردات الدول العربية من الغاز الطبيعي

يتوقع أن تحافظ كل من قطر والجزائر على مكانتهما كأكبر مصدرين للغاز الطبيعي في الدول العربية. فمن المتوقع أن تتخطى صادرات الغاز القطري حاجز 135 مليار متر مكعب

سنويا خلال الفترة 2014-2018. كما تسعى الجزائر لرفع صادراتها من الغاز الطبيعي إلى أكثر من 70 مليار متر مكعب سنويا مقارنة بنحو 50 مليار متر مكعب سنويا في الوقت الحالي. ولدى ليبيا إمكانية لرفع صادراتها من الغاز الطبيعي إلى إيطاليا عبر خط الدفق الأخضر الذي تقدر طاقته التصميمية الحالية بنحو 11 مليار متر مكعب سنويا.

بينما تشهد كل من مصر، وعمان، والإمارات وهي دول مصدرة للغاز الطبيعي حاليا، نموا متزايدا في الطلب المحلي على الغاز وهو ما سينعكس على الفائض عن الاستهلاك المخصص للتصدير مع/أو زيادة حجم وارداتها من الغاز الطبيعي خلال الفترة المقبلة. ففي مصر، توقف مجمع الإسالة في دمياط منذ نهاية 2012، وتوقفت صادرات الغاز إلى الأردن منذ منتصف 2013، ويتبقى مجمع الإسالة في إدكو الذي يعتمد على إمدادات الغاز الطبيعي من حقول منطقة المياه العميقة بغرب الدلتا، التي يقدر إنتاجها الحالي بنحو 1,200-1,300 مليون قدم مكعب/ اليوم، حيث يستهلك محليا نحو 1 مليار قدم مكعب/ اليوم، ويتبقى 200-300 مليون قدم مكعب يوميا لإمداد المجمع وهو ما يمثل نحو 20-25% من طاقته الاستيعابية. كما تسعى مصر لاستيراد الغاز المسيل من خلال استئجار وحدة عائمة لاستقبال وتخزين الغاز المسيل وإعادة تدويره إلى الحالة الغازية.

وفي دولة الإمارات، تعتزم إمارة الفجيرة استيراد الغاز الطبيعي المسيل من خلال مشروع مرفأ ثابت طاقته الاستيعابية 1,200 مليون قدم مكعب غاز/ اليوم. كما تسعى إمارة أبو ظبي لزيادة وارداتها من قطر عبر خط دولفين بنحو 1.2 مليار قدم مكعب يوميا.

أما سلطنة عمان، فتعتزم استيراد الغاز الإيراني بموجب اتفاقية تم توقيعها بين البلدين، مع إمكانية حفاظها على السقف الحالي من صادرات الغاز المسيل والتي تقدر بنحو 8.5 مليون طن سنويا لتلبية التزاماتها التعاقدية.

ويتوقع أن ترفع كل من تونس والمغرب واردتهما من الغاز الجزائري لتوفير الوقود اللازم في مشاريع محطات الكهرباء، كما تخطط المغرب أيضا لاستيراد الغاز الطبيعي المسيل. كما وقعت كل من الأردن، وفلسطين، والعراق على اتفاقيات لاستيراد الغاز الطبيعي من دول الجوار. أما البحرين، ولبنان، والكويت فستعتمد هذه الدول بشكل كبير على واردات الغاز الطبيعي المسيل بعد الانتهاء من بناء مرافئ استقبال الغاز المسيل المخطط لها.

• الدور المستقبلي لدول الجوار في تلبية احتياجات الدول العربية من الغاز

نجحت التجارة البينية لصادرات الغاز الطبيعي على مدار السنوات السابقة، في توفير احتياجات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنسبة تجاوزت 92%. بيد أنه من المتوقع أن تساهم واردات الغاز الطبيعي من دول الجوار وتحديدا «إيران وفلسطين المحتلة»، في تلبية

جزء من احتياجات الدول العربية من الغاز مستقبلاً. حيث تمتلك إيران احتياطات هائلة من الغاز الطبيعي تقدر بنحو 1,187 تريليون قدم مكعب، كما تحققت بعض الاكتشافات الناجحة في منطقة شرق المتوسط، والتي تشير إلى مستقبل واعد لهذه المنطقة. وفي هذا السياق، قامت بعض الدول العربية بإبرام اتفاقيات لاستيراد الغاز من دول الجوار بغية تأمين احتياجاتها المستقبلية من الغاز الطبيعي كما هو مبين بالجدول (3-15).

لذا فإنه من المتوقع فور الانتهاء من مشاريع الربط مع دول الجوار باستثناء المشروع المقترح مع سوريا، أن تصل واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي من تلك الدول إلى أكثر من 15 مليار متر مكعب سنوياً بحلول 2017.

كما ستلعب مشاريع إنشاء مرافئ استقبال الغاز المسيل (الثابتة والعائمة)، دوراً في تنامي التجارة البينية لواردات الغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية خاصة مع وجود طاقة إنتاجية عالية للغاز المسيل في قطر والجزائر.

الجدول 3-15: الاتفاقيات الموقعة لاستيراد الغاز الطبيعي من دول الجوار

أطراف الاتفاقية	مدة الاتفاقية	الكمية التعاقدية	تاريخ التوقيع
العراق-إيران	4 سنوات	850 مليون قدم مكعب/اليوم	تموز/يوليو 2013
عمان-إيران	25 عاماً	880 مليون قدم مكعب/اليوم	آب/أغسطس 2013
السلطة الفلسطينية-فلسطين المحتلة	20 عاماً	166 مليار قدم مكعب طوال فترة الاتفاقية	كانون الثاني/يناير 2014
الأردن-فلسطين المحتلة	15 عاماً	66 مليار قدم مكعب طوال فترة الاتفاقية	شباط/فبراير 2014

الخلاصة والاستنتاجات

تناولت الدراسة أهم وآخر التطورات التي شهدتها قطاع الغاز الطبيعي في الدول العربية. وتشمل التطورات في احتياطي، وإنتاج، واستهلاك الغاز الطبيعي، كما تناولت آخر التطورات في مجال تجارة الغاز الطبيعي ومنها صادرات وواردات الدول العربية من الغاز، ومشاريع خطوط أنابيب تصدير الغاز، ومحطات تسيليل الغاز الطبيعي، وفيما يلي أهم ما توصلت إليه الدراسة.

أولاً: احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية

- تقدر الاحتياطيات المؤكدة من الغاز الطبيعي في الدول العربية بنحو 1,936 تريليون قدم مكعب (54.84 تريليون متر مكعب) في نهاية عام 2012، وهو ما يعادل 29.2% من الاحتياطيات العالمية. وتتواجد نحو 77% من هذه الاحتياطيات في دول منطقة الخليج العربية مستندة على الاحتياطيات الهائلة من الغاز في حقل الشمال القطري، بالإضافة إلى احتياطيات الغاز في كل من المملكة العربية السعودية، ودولة الإمارات العربية المتحدة. ثم تأتي في المرتبة الثانية الدول العربية المطلة على البحر الأبيض المتوسط التي تستحوذ على نحو 15.4% من احتياطيات الغاز الطبيعي في الدول العربية.
- بلغ الإنتاج التراكمي للغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة (2003-2012) نحو 5.88 تريليون متر مكعب، بينما بلغت الاحتياطيات المضافة لنفس الفترة نحو 7.88 تريليون متر مكعب، وهو ما يشير إلى نجاح الأنشطة الاستكشافية والتطويرية في تعويض 134% من ما تم إنتاجه.
- يقدر حجم مصادر الغاز الصخري القابل لتقنيا للاستخراج في كل من مصر، وليبيا والجزائر، والمغرب، وتونس، والأردن بنحو 978 تريليون قدم مكعب (27.7 تريليون متر مكعب) بما يعادل 13.4% من إجمالي حجم مصادر الغاز الصخري عالمياً. كما تشير التقديرات الأولية إلى وجود 648 تريليون قدم مكعب من مصادر الغاز الصخري داخل أراضي المملكة العربية السعودية.

ثانياً: إنتاج الغاز واستهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية

- بلغ معدل النمو السنوي لإنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) في الدول العربية خلال الفترة (2002-2012) نحو 6.52%، حيث ارتفع الإنتاج من 288 مليار متر مكعب عام 2002 ليصل إلى 541 مليار متر مكعب عام 2012.
- ساهمت الدول العربية بالنصيب الأكبر في الزيادة العالمية في إنتاج الغاز الطبيعي (المسوق) خلال الفترة (2002-2012)، والتي بلغت نحو 796.3 مليار متر مكعب. حيث بلغت الزيادة في إنتاج الغاز في الدول العربية خلال نفس الفترة نحو 253.4 مليار متر مكعب أي ما يعادل 31.8% من إجمالي الزيادة العالمية، وهو ما انعكس على تطور حصة الدول العربية من الإنتاج العالمي لتصل إلى 16.15% عام 2012، مقارنة بنحو 11.26% عام 2002.
- بلغ معدل النمو السنوي لاستهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية خلال الفترة (2002-2012) نحو 5.58%، حيث ارتفع الاستهلاك من 203 مليار متر مكعب عام 2002 ليصل إلى

قِرابَة 350 مليار متر مكعب عام 2012. ويعود ذلك إلى التوسع في مشاريع إنشاء محطات الكهرباء التي تعمل بالغاز الطبيعي، ومشاريع البتروكيماويات ومشتقات الغاز، والصناعات كثيفة الاستهلاك كصناعة الأسمدة، وصناعة الأسمدة، والحديد والصلب.

- ارتفعت معدلات نمو استهلاك الغاز الطبيعي في الدول العربية بشكل ملحوظ خلال السنوات الخمس الأخيرة (2007-2012)، حيث بلغ معدل النمو السنوي للاستهلاك في سلطنة عمان 13.25% وهو الأعلى على مستوى الدول العربية، وفي الكويت بلغ نحو 7.29%، وفي مصر 6.5%، بينما بلغ معدل نمو الاستهلاك في قطر نحو 6.25%، وفي السعودية 5.95% وفي الإمارات 5%، وهو ما يشير إلى زيادة الاعتماد على الغاز الطبيعي في مختلف القطاعات.
- تتفاوت حصة الغاز الطبيعي من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية من دولة إلى أخرى، حيث يمثل الغاز الطبيعي المصدر الرئيسي للطاقة الأولية في كل من مملكة البحرين بنسبة 89.4%، ودولة قطر بنسبة 74.6%، وسلطنة عمان بنسبة 67%، ودولة الإمارات العربية المتحدة بنسبة 63.4%، والجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية بنسبة 62.3%، وجمهورية مصر العربية بنسبة 54.4%، ودولة ليبيا بنسبة 50.3%. بينما يحل الغاز الطبيعي في المرتبة الثانية بعد النفط في عدد من الدول العربية، حيث يشكل الغاز الطبيعي في دولة الكويت نحو 42.5% من إجمالي استهلاك الطاقة الأولية، وفي المملكة العربية السعودية (41.6%)، وفي الجمهورية التونسية (40.5%)، وفي جمهورية العراق (16.3%)، أما في الجمهورية اليمنية فتصل هذه النسبة إلى 9.5%.
- ستساهم المشاريع التطويرية الجاري تنفيذها حالياً في رفع معدلات الإنتاج في بعض الدول العربية، ويتوقع أن تساهم معدلات الإنتاج في كل من قطر، والجزائر، وليبيا، وعمان، واليمن، بأكثر من نصف إنتاج الدول العربية من الغاز الطبيعي مع تحقيق فائض عن الاستهلاك لأغراض التصدير يصل إلى 220-230 مليار متر مكعب بحلول 2017.

ثالثاً: تجارة الغاز الطبيعي في الدول العربية وتوقعاتها المستقبلية

- ساهمت مشاريع خطوط أنابيب تصدير الغاز من الدول العربية إلى الدول العربية والدول الأوروبية في رفع الطاقة التصديرية للغاز الطبيعي إلى 92 مليار متر مكعب سنوياً بنهاية عام 2013، كما ساهمت مشاريع الغاز الطبيعي المسيل التي تم تنفيذها في كل من قطر، مصر، واليمن، والجزائر في رفع الطاقة الإنتاجية للغاز المسيل إلى 136 مليون طن/السنة بما يعادل 46.7% من الطاقة الإنتاجية العالمية نهاية عام 2013.
- بلغ معدل النمو السنوي لصادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنوعيه المسيل والمصدر عبر خطوط الأنابيب خلال الفترة (2002-2012) نحو 8.86%، حيث ارتفعت الصادرات من 91.8 مليار متر مكعب عام 2002 لتصل إلى 214.5 مليار متر مكعب عام 2012.
- تمثل صادرات الغاز الطبيعي المسيل نحو 71.5% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي من الدول العربية عام 2012، بينما تمثل صادرات الغاز عبر خطوط الأنابيب نحو 28.5%. وتشكل صادرات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنوعيه نحو 20.77% من إجمالي صادرات الغاز الطبيعي عالمياً عام 2012.

- تعتبر السوق الأوروبية الوجهة الرئيسية لصادرات الدول العربية من الغاز عبر خطوط الأنابيب، حيث استحوذت على نحو 64.3% من صادرات الدول العربية من الغاز عام 2012، وتأتي الدول العربية في المرتبة الثانية بنسبة 35.7% .
- تعتبر السوق الآسيوية الوجهة الرئيسية لصادرات الدول العربية من الغاز المسيل حيث استحوذت على نحو 62.4% من صادرات الدول العربية من الغاز المسيل عام 2012، وتأتي السوق الأوروبية في المرتبة الثانية بنسبة 31.2% .
- تركز التجارة البينية للغاز الطبيعي بين الدول العربية بشكل أساسي على خطوط الأنابيب التي تربط الدول العربية ببعضها البعض، وقد أدى لجوء دبي والكويت إلى استيراد الغاز الطبيعي المسيل إلى فتح نافذة جديدة للتجارة البينية لصادرات الغاز الطبيعي. وقد ساهمت التجارة البينية بنحو 92.6% من إجمالي واردات الدول العربية من الغاز الطبيعي بنوعيه عام 2012.
- يتوقع أن تساهم المشاريع الجاري تنفيذها حالياً لتصدير الغاز الطبيعي من الدول العربية في رفع الطاقة التصديرية للغاز الطبيعي عبر خطوط الأنابيب إلى 115 مليار متر مكعب سنوياً بحلول عام 2018، ورفع الطاقة الإنتاجية للغاز المسيل إلى 140.7 مليون طن/السنة.
- يتوقع أن تحافظ كل من قطر والجزائر على مكانتهما كأكبر مصدري للغاز الطبيعي من الدول العربية. فمن المتوقع أن تتخطى صادرات الغاز من دولة قطر حاجز 135 مليار متر مكعب سنوياً خلال الفترة 2014-2018. كما تسعى الجزائر لرفع صادراتها من الغاز الطبيعي إلى أكثر من 70 مليار متر مكعب سنوياً مقارنة بنحو 50 مليار متر مكعب سنوياً في 2012. ولدى ليبيا إمكانية لرفع صادراتها من الغاز الطبيعي إلى إيطاليا عبر خط الدفق الأخضر الذي تقدر طاقته التصميمية بنحو 11 مليار متر مكعب سنوياً.
- تشهد بعض الدول العربية نمواً ملحوظاً في الطلب على الغاز بما يفوق مستويات الإنتاج، لذا يتم الإعداد لحزمة مشاريع لاستيراد الغاز تعتمد أغلبها على استيراد الغاز الطبيعي المسيل، حيث تخطط الأردن، ومصر، والبحرين، ولبنان إلى استئجار وحدات عائمة لاستقبال الغاز المسيل وإعادة تدويره إلى الحالة الغازية، بينما تعتزم الكويت، والإمارات، والمغرب إنشاء مرافئ ثابتة لاستقبال الغاز المسيل. وستلعب هذه المشاريع دوراً في تنامي التجارة البينية للغاز الطبيعي المسيل في الدول العربية.
- يتوقع أن تساهم واردات الغاز الطبيعي من دول الجوار وتحديداً "إيران وفلسطين المحتلة" في تلبية جزء من احتياجات الدول العربية من الغاز مستقبلاً. حيث قامت جمهورية العراق وسلطنة عمان، والمملكة الأردنية، والسلطة الفلسطينية بإبرام اتفاقيات لاستيراد الغاز من دول الجوار بغية تأمين احتياجاتها المستقبلية من الغاز الطبيعي. ويتوقع أن تصل واردات الغاز الطبيعي من تلك الدول إلى أكثر من 15 مليار متر مكعب سنوياً بحلول 2017.

المراجع

المراجع باللغة العربية

- أرامكو السعودية، التقرير السنوي، 2011&2012.
- الموقع الرسمي للهيئة الوطنية للنفط والغاز- مملكة البحرين
www.noga.gov.bh
- الموقع الرسمي للمؤسسة التونسية للأنشطة البترولية
www.etap.com.tn
- الموقع الرسمي لشركة سوناطراك
www.sonatrach.com
- الموقع الرسمي لشركة أرامكو السعودية
www.saudiaramco.com
- الموقع الرسمي لوزارة الكهرباء العراقية
www.molec.gov.iq
- الموقع الرسمي لشركة راس غاز
www.rasgas.com
- الموقع الرسمي لشركة قطر غاز
www.qatargas.com
- الموقع الرسمي لشركة البترول الوطنية الكويتية
www.knpc.com.kw
- الموقع الرسمي للشركة المصرية القابضة للغازات الطبيعية
www.egas.com.eg
- الموقع الرسمي للشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال
www.omanlng.com
- الموقع الرسمي لوزارة الطاقة والمياه اللبنانية
www.energyandwater.gov.lb
- الموقع الرسمي لوزارة الطاقة والمعادن والبيئة المغربية
www.mem.gov.ma
- الموقع الرسمي للمؤسسة العامة للكهرباء بالجمهورية اليمنية
www.pec.com.ye
- الموقع الرسمي للشركة اليمنية للغاز الطبيعي المسال
www.yemenlng.com
- الموقع الرسمي لوزارة الطاقة والمعادن بالجمهورية اليمنية
www.mom.gov.ye

- الهيئة الوطنية للنفط والغاز بمملكة البحرين، التقرير السنوي، 2009 & 2012.
- أوابك، أوراق الدول الأعضاء المقدمة إلى اجتماعات فريق العمل لبحث إمكانيات التعاون في مجال استثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء خلال الفترة 2007-2013 .
- أوابك، ورقة الأمانة العامة المقدمة إلى الاجتماع الثالث عشر للخبراء حول بحث إمكانيات التعاون في مجال استثمار الغاز الطبيعي في الدول الأعضاء، القاهرة 2013.
- أوابك، بنك المعلومات.
- أوابك، تقرير الأمين العام السنوي، 2011&2012.
- أوابك، التقرير الإحصائي السنوي، 2013.
- أوابك، تنمية موارد الغاز الطبيعي في الدول العربية، 2009.
- شركة البترول الوطنية الكويتية، التقرير السنوي، 2010&2011.
- شركة قطر غاز، التقرير السنوي، 2012.
- الشركة العمانية للغاز الطبيعي المسال، التقرير السنوي، 2009.
- وزارة الطاقة والمياه اللبنانية، ورقة سياسة قطاع الكهرباء، 2010.

المراجع باللغة الإنجليزية

- BP; Statistical Review of the World Energy; 2003, 2004, 2005, 2006, 2007, 2008, 2009, 2010, 2011, 2012, 2013 reports.
- Cedigaz; Natural gas in the World; 2008, 2009, 2010, 2011, 2012.
- ETAP; Rapport Annuel; 2012.
- Genel Energy; Trading and Operations Update; January 2014.
- GIIGNL; The LNG Industry; 2008, 2010, 2011, 2012 reports.
- IEA; Gas Medium Term Market Report; 2012.
- IGU; World LNG report; 2012 , 2013.
- Jassim Al Shirawi; Development in Natural Gas Sector in the Kingdom of Bahrain, Paper presented at Prospects of Natural Gas Industry Developments: Current Challenges & Opportunities Conference; Bahrain, 28- 30 October 2013.
- MEES; 'Abu Dhabi advances on Shah gas field' ;Vol.56, No.42, 18 October 2013.
- MEES; 'Algeria optimistic on future production potential' ;Vol.56, No.41, 11 October 2013.
- MEES; 'Algeria: Repsol find' ;Vol.56, No.15, 12 April 2013.
- MEES; 'Baghdad, Tehran tout gas import deal' ;Vol.56, No.30, 26 June

2013.

- MEES; 'Bahrain LNG terminal decision approaches' ;Vol.56, No.30, 26 June 2013.
- MEES; 'Bahrain LNG import plan' ;Vol.56, No.30, 26 June 2013.
- MEES; 'BP and Eni show faith in Egypt's offshore' ;Vol.56, No.16, 19 April 2013.
- MEES; 'Golar LNG to supply FSRU units to Jordon, Kuwait' ;Vol.56, No.32, 9 August 2013.
- MEES; 'Germany's RWE face challenging sale of North African assets' ;Vol.56, No.31, 12 August 2013.
- MEES; 'Iran determines gas export route to Oman' ;Vol.56, No.38, 20 September 2013.
- MEES; 'Iran determines gas export route to Oman' ;Vol.56, No.38, 20 September 2013.
- MEES; 'Iran gas supply deal back on for gas-hungry Oman' ;Vol.56, No.35, 30 August 2013.
- MEES; 'Iran-Syria gas mega project discussions roll on' ;Vol.56, No.9, 1 March 2013.
- MEES; 'Iran to Syria's financial rescue again' ;Vol.56, No.31, 2 August 2013.
- MEES; 'Iraq: Shell steps one the gas with Basra project' ;Vol.56, No.23, 7 June 2013.
- MEES; 'IOCs scrambles to meet UAE new oil minister' ;Vol.56, No.11, 15 March 2013.
- MEES; 'Jordon advances gas strategy with shell LNG supply deal' ;Vol.57, No.10, 7 March 2014.
- MEES; 'Jordon: gas need no good options' ;Vol.56, No.25, 21 June 2013.
- MEES; 'Lebanon faces obstacles to LNG imports' ;Vol.56, No.29, 19 July 2013.
- MEES; 'Kuwait grants \$215 Mn for Jordon LNG terminal' ;Vol.56, No.19, 10 May 2013.
- MEES; 'Kuwait weighs LNG import boost amid shake up' ;Vol.56, No.21, 24 May 2013.

- MEES; ‘Oman, BP sign final Khazzan tight gas deal’ ;Vol.56, No.51, 20 December 2013.
- MEES; ‘Oman LNG exit may leave Qatar as sole exporter’ ;Vol.56, No.10, 8 March 2013.
- MEES; ‘Saudi Arabia adds projects to difficult gas challenges’ ;Vol.56, No.12, 22 March 2013.
- MEES; ‘Saudi Aramco to develop Midyan gas field’ ;Vol.56, No.21, 24 May 2013.
- MEES; ‘South Tunisia gas development close to go-ahead despite Eni departure’ ;Vol.56, No.26, 28 June 2013.
- MEES; ‘UAE gas projects advancing toward completion’ ;Vol.56, No.8, 2 February 2013.
- MEES; ‘UAE misses 3Mn b/d crude target, set to become net gas importer’ ;Vol.56, No.2, 11 January 2013.
- MEES; ‘UAE NGL projects to boost exports, Borouge capacity’ ;Vol.56, No.9, 1 March 2013.
- MEES; ‘Yemen LNG sees upturn in 2013 fortunes’ ;Vol.56 ,No.20, 17 May 2013.
- MEES; ‘Yemen reveals new gas reserves of 70 tcf’ ;Vol.56 ,No.5, 1 February 2013.
- Ministre de l’Energie, des Mines, de l’Eau et de l’Environnement; Analyse des Indicateurs Energetiques; 2013.
- Oman LNG; Annual report; 2009 - 2012.
- OPEC; Annual Statistical Bulletin; 2012&2013.
- SPE; Arab Oil & Gas Directory; 2013.
- SPE; Natural Gas Survey: Middle East & North Africa; 2013.
- Total; Total In Yemen: Facts and Figures; 2012.
- US. EIA; Technically Recoverable Shale Gas Resources: an Assessment of 137 shale formations in 41 Countries Outside the United States; June 2013.
- US. EIA; World Shale Gas Resources: an Initial Assessment of 14 Regions Outside The United States; 2011
- US. IEA website, www.eia.gov (last access: 1 May, 2014)
- WGI; Vol.XXV, No.6, 5 February 2014.



الببليوغرافيا

إعداد

عمر كرامة عطيفة

إدارة الإعلام والمكتبة

يشمل هذا القسم ببليوغرافيا بالمواضيع التي تطرقت إليها أحدث الكتب والوثائق ومقالات الدوريات العربية الواردة إلى مكتبة أوأبك، مدرجة تحت رؤوس الموضوعات التالية:

الاقتصاد والتنمية

البتروكيماويات

البترول (النفط والغاز)

التجارة والعلاقات الاقتصادية الدولية

قضايا حماية البيئة

الطاقة

المالية والمالية العامة

نقل التكنولوجيا

موضوعات أخرى

أولاً: الاقتصاد والتنمية

1. إبراهيم، فهد راشد. مستقبل الاقتصاد العربي: الفرص والتحديات. -- **ضمان الاستثمار**. -- مج. 33، ع. 1 (2015/3-1). -- ص. 3-4.
2. اتساع الفجوة بين الطبقات: عدم المساواة أم المشاكل السياسية والاقتصادية. -- **الأهرام الاقتصادي**. -- ع. 2399 (2015/5/10). -- ص. 42-43.
3. استشراف الآفاق الاقتصادية العربية في ظل تزام التحولات والمتغيرات. -- **الاقتصادي الكويتي**. -- ع. 524 (2015/5). -- ص. 51-54.
4. الأسرج، حسين عبد المطلب. المشروعات الصغيرة والمتوسطة وتحدي البطالة بين الشباب الخليجي. -- **بحوث اقتصادية عربية**. -- مج. 22، ع. 69-70 (2015). -- ص. 159-179.
5. آفاق الاقتصادات العربية لعام 2015. -- **ضمان الاستثمار**. -- مج. 33، ع. 1 (2015/3-1). -- ص. 5-16.
6. آفاق الاقتصادات العربية، لعام 2015. -- **الاقتصادي الكويتي**. -- ع. 525 (2015/6). -- ص. 49-54.
7. الاقتصاد الأمريكي والنتائج المتوقعة بعد تطبيق الميزانية التقشفية الجديدة. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 13 (2015/3/31). -- ص. 24-36.
8. الاقتصادات الخليجية للعام 2015: الآفاق والتحديات. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 18 (2015/5/5). -- ص. 6-17.
9. بعض السمات الأساسية لسكان دولة الكويت وقوة العمل في نهاية عام 2014. -- **الاقتصادي الكويتي**. -- ع. 524 (2015/5). -- ص. 32-35.
10. بعض المؤشرات الإحصائية عن دول مجلس التعاون الخليجي. -- **الاقتصادي الكويتي**. -- ع. 524 (2015/5). -- ص. 45-50.
11. تداعيات تباطؤ نمو الاقتصاد الصيني على
- الاقتصادات الخليجية. -- **تقرير الخليج الاستراتيجي**. -- ع. 34 (2015/8). -- ص. 44-56.
12. تحسين إطار الشراكة بين القطاعين العام والخاص في الدول العربية في ضوء انعقاد المنتدى الاقتصادي العالمي. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 21 (2015/5/26). -- ص. 30-39.
13. التداعيات الاقتصادية العالمية للاتفاق النووي الإيراني. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 29 (2015/7/22). -- ص. 37-43.
14. التعاون التجاري والاستثماري... مؤشر العلاقة الاقتصادية بين تركيا وإيران. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 33 (2015/8/18). -- ص. 28-40.
15. تقييم الدلالات الاقتصادية لأداء الميزانية المصرية خلال العالم 2015. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 25 (2015/6/23). -- ص. 27-38.
16. توجهات وآفاق صناعة الألمنيوم في الإمارات. -- **النشرة الاقتصادية**. -- مج. 9، ع. 131 (2015/5). -- ص. 6-7.
17. حسن، سحر أحمد. مشكلة البطالة وآليات العلاج: دراسة تطبيقية مقارنة بين حالي مصر وماليزيا 1991-2013. -- **بحوث اقتصادية عربية**. -- مج. 22، ع. 69-70 (2015). -- ص. 37-64.
18. رجب، سميرة براهيمية. دراسة حول التقارب والتباعد في الاقتصادات النامية: استراتيجيات تنمية وآفاق مستقبلية: حالة البلدان المغاربية وبلدان جنوب شرق آسيا. -- **بحوث اقتصادية عربية**. -- مج. 22، ع. 69-70 (2015). -- ص. 65-82.
19. رؤية استشرافية لأداء الاقتصاد البريطاني في حالة الاتجاه لتشديد السياسة النقدية. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 10 (2015/3/10). -- ص. 24-33.
20. رؤية استشرافية لأداء الاقتصاد القطري على ضوء سيناريوهات منتدى الاقتصاد الكلي،

- الإعاققة. -- مسقط، عمان: المركز الوطني للإحصاء والمعلومات، 2015. 84 -- ص.
32. المركز الوطني للإحصاء والمعلومات. **خصائص الباحثين عن العمل**. -- مسقط، عمان: المركز الوطني للإحصاء والمعلومات، 2015. 118 -- ص.
33. المركز الوطني للإحصاء والمعلومات. **خصائص المشتغلين**. -- مسقط، عمان: المركز الوطني للإحصاء والمعلومات، 2015. 83 -- ص.
34. مقابلة، ايهاب. بيئة الأعمال والمنشآت الصغيرة والمتوسطة في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية. -- **مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية**. -- مج. 17، ع. 1 (2015/1). -- ص. 25-73.
35. المناطق الحرة في الاقتصاد الإماراتي: الجدوى والتحديات. -- **تقرير الخليج الاستراتيجي**. -- ع. 33 (2015/8/16). -- ص. 38-55.
36. موازنة الانضباط المالي والنمو الاقتصادي في البحرين: قراءة اقتصادية. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 19 (2015/5/12). -- ص. 17-7.
37. نافلة، قدور بن: ومريم، محمد بن. أثر النمو الاقتصادي على البطالة في الجزائر: دراسة قياسية وفق نموذج، أوكن/غوردن للفترة 1970/2012. -- **مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية**. -- مج. 17، ع. 1 (2015/1). -- ص. 75-109.
38. هل ترتفع معدلات التضخم السعودية خلال العام الجاري 2015؟ -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 27 (2015/7/7). -- ص. 6-15.
39. هل تستمر معدلات التضخم في سلطنة عمان بالانخفاض خلال العام الجاري 2015. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 10 (2015/3/10). -- ص. 6-15.
40. هل تنجح الجهود الخليجية في مكافحة الإغراق الاقتصادي؟ -- **تقرير الخليج الاستراتيجي**. -- ع. 22 (2015/5/31). -- ص. 35-54.
2015. -- **تقرير الخليج الاستراتيجي**. -- ع. 19 (2015/5/10). -- ص. 42-56.
21. زكي، قاسم. محاصيل المستقبل في الوطن العربي. -- **التقدم العلمي**. -- ع. 90 (2015/7). -- ص. 44-51.
22. سبل تعزيز العلاقات الاقتصادية السعودية- الروسية. -- **تقرير الخليج الاستراتيجي**. -- ع. 26 (2015/6/29). -- ص. 37-54.
23. سياسات التوظيف في دول مجلس التعاون الخليجي وتأثيرها على سوق العمل. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 24 (2015/6/17). -- ص. 6-16.
24. السيد، زينب توفيق. عدالة توزيع الدخل والنمو الاقتصادي: الحالة المصرية نموذجاً. -- **بحوث اقتصادية عربية**. -- مج. 22، ع. 70-69 (2015). -- ص. 7-35.
25. السيولة العقارية في الكويت بين ذروتين 2007- 2014. -- **الاقتصادي الكويتي**. -- ع. 525 (2015/6). -- ص. 22-29.
26. الصادرات الخليجية بين التراجع وضرورة النهوض. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 28 (2015/7/14). -- ص. 6-17.
27. الطاهر، العزب الطيب. الاقتصادات العربية بين مطرقة الاضطراب السياسي وسندان التدهور الأمني. -- **الأهرام الاقتصادي**. -- ع. 2401 (2015/5/24). -- ص. 34-35.
28. عاصفة الحزم والاقتصادات الخليجية. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 13 (2015/3/31). -- ص. 6-17.
29. القطاع الصناعي الخليجي: الواقع والطموح. -- **التجارة**. -- مج. 44، ع. 5 (2015/5). -- ص. 20-25.
30. ماذا يعني اقتصاد السوق الحر؟ -- **التجارة**. -- مج. 44، ع. 5 (2015/5). -- ص. 28-29.
31. المركز الوطني للإحصاء والمعلومات. **الخصائص الاجتماعية والاقتصادية لذوي**

ثانياً: البتروكيماويات

1. البتروكيماويات تحقق 190.2 مليون دولار أمريكي أرباحاً صافية خلال عام 2014 م والجمعية العامة تقرر توزيع الأرباح على المساهمين. -- الأسمدة العربية. -- ع. 71 (2015/4-1). -- ص. 34-35.
2. الصناعات البتروكيماوية من أهم الصناعات الخليجية. -- الاقتصاد الكويتي. -- ع. 523 (2015/4). -- ص. 54-5.

ثالثاً: البترول

1. كيف تطورت صناعة النفط الصخري الأمريكية رغم تراجع الأسعار؟ -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 21 (2015/5/26). -- ص. 49-57.
2. منظمة الدول المصدرة للبترول. أريد أن أعرف: مقدمة عن صناعة البترول ومنظمة الدول المصدرة للبترول. -- فيينا: منظمة الدول المصدرة للبترول، 2011. -- ص.

البتترول - أسعار

1. اقتصاديات الخليج... بين الدولار القوي وانحيار أسعار النفط. -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 29 (2015/7/22). -- ص. 6-13.
2. بعد الاتفاق النووي الإيراني: إلى أين تتجه أسعار النفط؟ -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 14 (2015/4/7). -- ص. 46-56.
3. تراجع سعر صرف الدينار الكويتي على إثر انخفاض أسعار النفط العالمية: المسببات والنتائج. -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 22 (2015/6/2). -- ص. 6-17.
4. زغلول، ماجدة. إيران والأسعار: وماذا بعد إلغاء الحظر؟ -- البترول. -- مج. 58 (2015/5). -- ص. 38-39.
5. كم خسرت أوبك نتيجة لانحيار أسعار النفط؟ -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 18 (2015/5/5). -- ص. 44-51.

6. كيف تواجه سلطنة عمان مخاطر تراجع أسعار النفط؟ -- تقرير الخليج الاستراتيجي. -- ع. 13 (2015/3/29). -- ص. 39-53.
7. هل يؤثر الرفع المحتمل لتصدير النفط الأمريكي على الأسعار؟ -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 33 (2015/8/18). -- ص. 47-52.

البتترول - الجوانب الاقتصادية

1. مستقبل النفط الإيراني بعد رفع العقوبات الغربية. -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 28 (2015/7/14). -- ص. 39-47.

البتترول - تسويق

1. تأثيرات محدودة: كيف تؤثر عاصفة الحزم على أسواق النفط العالمية؟ -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 13 (2015/3/31). -- ص. 43-52.
2. قراءة تحليلية في أوضاع سوق النفط العالمية في ضوء تقرير بريتش بيتروليوم. -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 24 (2015/6/17). -- ص. 41-49.
3. هل تدخل أسواق النفط العالمية عصراً جديداً؟ -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 34 (2015/8/25). -- ص. 44-50.

البتترول والعلاقات الدولية

1. العلاقات الروسية-السعودية.. هل تحدث جديداً في أسواق النفط. -- تقرير الاقتصاد والأعمال. -- ع. 25 (2015/6/23). -- ص. 46-53.

البتترول - تكرير

1. القرعيش، سمير. تكرير النفط الثقيل 2. -- البترول. -- مج. 58 (2015/5). -- ص. 30-31.

البتترول - صناعة

1. تطورات صناعة زيوت التزييت في الدول الأعضاء في منظمة أوبك. -- أوبك. -- مج. 41، ع. 7 (2015/7). -- ص. 3-4.

2. الصحة والسلامة والبيئة في الصناعة البترولية العربية. -- **أوابك**. -- مج. 41، ع. 5 (2015/5). -- ص. 4-5.
- البترول - شركات**
 1. مستقبل الإمكانات النفطية العراقية في ضوء التحديات الراهنة. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 27 (2015/7/7). -- ص. 37-44.
 2. مكاسب مرحلية من ربح الحرب النفطية. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 19 (2015/5/12). -- ص. 46-53.
- رابعاً: التجارة والعلاقات الاقتصادية الدولية**
 1. التجارة الإلكترونية في العالم العربي. -- **النشرة الاقتصادية**. -- مج. 9، ع. 131 (2015/5). -- ص. 4-5.
 2. التعاون التجاري والاستثماري... مؤشر العلاقة الاقتصادية بين تركيا وإيران. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 33 (2015/8/18). -- ص. 28-40.
 3. تقلبات العملات والقوى المحركة للتجارة: الفرص والمهددات. -- **النشرة الاقتصادية**. -- مج. 9، ع. 131 (2015/5). -- ص. 1-3.
 4. مكافحة الغش التجاري عربياً على ضوء المنتدى العربي الجمركي الرابع. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 19 (2015/5/12). -- ص. 26-38.
 5. المناطق الحرة في الاقتصاد الإماراتي: الجدوى والتحديات. -- **تقرير الخليج الاستراتيجي**. -- ع. 33 (2015/8/16). -- ص. 38-55.
 6. مؤتمر الأمم المتحدة للتجارة والتنمية. **استعراض النقل البحري، 2014**. -- نيويورك: الأمم المتحدة، 2014. -- ص. 126.
 7. هل تستمر التجارة بين الاتحاد الأوروبي والصين في النمو خلال 2015. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 18 (2015/5/5). -- ص. 27-37.
- خامساً: الطاقة**
 1. أدوات ومنهجيات الوكالة الدولية للطاقة الذرية لتخطيط نظم الطاقة وتقييم نظم الطاقة النووية. -- **الذرة والتنمية**. -- مج. 27، ع. 1 (2015). -- ص. 3-22.
 2. داغر، نبيلة. آفاق مستقبل الطاقة، 2035. -- **البترول**. -- مج. 58 (2015/5). -- ص. 40-41.
 3. فرص وتحديات منتجي الطاقة في أفريقيا، إبريل 2015. -- **تقرير الخليج الاستراتيجي**. -- ع. 18 (2015/5/3). -- ص. 56-59.
 4. هل تتجه أوروبا في إنشاء اتحاد للطاقة. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 10 (2015/3/10). -- ص. 40-46.
- الطاقة - اقتصاديات**
 1. سينغ، مايكل. ثلاثة عيوب في اتفاق الإطار النووي الإيراني من شأنها تقويض الاتفاق النهائي. -- **تقرير الخليج الاستراتيجي**. -- ع. 18 (2015/5/3). -- ص. 54-55.
- الطاقة - المصادر**
 1. الاستخدام الآمن للفحم كطاقة بديلة ودوره في دعم الاقتصاد المصري. -- **البترول**. -- مج. 52، ع. 5 (2015/5). -- ص. 18-19.
 2. الربط الكهربائي الخليجي.. عوائد اقتصادية مجزية. -- **الاقتصادي الكويتي**. -- ع. 525 (2015/6). -- ص. 43-45.
 3. الطاقة المتجددة... وفر في التكلفة ودفع لعجلة التنمية. -- **الاقتصادي الكويتي**. -- ع. 525 (2015/6). -- ص. 76-77.
 4. مدى الاستجابة العالمية لإحلال الطاقة المتجددة محل الوقود الأحفوري. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 26 (2015/6/30). -- ص. 49-55.
 5. هل تقود الدول الخليجية ثورة الطاقة الشمسية عالمياً؟ -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 22 (2015/6/2). -- ص. 48-55.

6. الوقود الحيوي كوقود بديل للمحركات. --
البتترول -- مج. 52، ع. 5 (2015/5). -- ص. 20-21.
- سادساً: الغاز**
1. الزياتي، نعمان. طريق المستجدين للطاقة النووية. -- **الأهرام الاقتصادي** -- ع. 2401 (2015/5/24). ص. 26-27.
2. قاسم، أمجد. الهليوم: استخدامات الغاز النبيل. -- **التقدم العلمي** -- ع. 90 (2015/7). -- ص. 52-57.
3. منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول. **واقع وأفاق صناعة وتجارة الغاز الطبيعي غير التقليدي في أمريكا الشمالية وانعكاساتها على الدول الأعضاء**. -- الكويت: منظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول، 2015. 185 -- ص.
- سابعاً: المالية والمالية العامة**
1. أدوات سوق الدين وتمويل عجز الموازنة السعودية. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 33 (2015/8/18). ص. 6-18.
2. اجتماعات وزراء المالية العرب والمؤسسات المالية العربية. -- **الاقتصادي الكويتي**. -- ع. 523 (2015/4). ص. 57-59.
3. الاستثمارات الخارجية الكويتية ومتطلبات إعادة توطينها. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 26 (2015/6/30). ص. 7-19.
4. الاستثمار الأجنبي المباشر الوارد إلى الدول العربية والصادر منها. -- **ضمان الاستثمار**. -- مج. 33، ع. 2 (2015/6). ص. 6-31.
5. الاقتصاد المالي والاقتصاد الحقيقي. -- **التجارة**. -- مج. 44، ع. 5 (2015/5). -- ص. 32-33.
6. الإمارات بيئة مشجعة للاستثمار الأجنبي المباشر. -- **النشرة الاقتصادية**. -- مج. 9، ع. 6-5 (2015/5). -- ص. 5-6.
7. البديل الإستراتيجي للأجور والرواتب في الكويت: الإيجابيات والسلبيات. -- **تقرير الخليج الاستراتيجي**. -- ع. 18 (2015/5/3). -- ص. 40-53.
8. البيلاي، حازم. الدولار ودول الفائض المالي. -- **مجلة التنمية والسياسات الاقتصادية**. -- مج. 17، ع. 1 (2015/1). -- ص. 7-24.
9. تطور التقييمات السيادية في الدول العربية. -- **ضمان الاستثمار**. -- مج. 33، ع. 1 (2015/3). ص. 17-18.
10. تطور النظام النقدي الدولي. -- **التجارة**. -- مج. 44، ع. 4 (2015/4). ص. 30-31.
11. تطورات السياسة النقدية والمؤشرات النقدية والمصرفية، 2013. -- **الاقتصادي الكويتي**. -- ع. 523 (2015/4). ص. 37-43.
12. الجدول التائر حول النظام الضريبي المتوقع في الكويت. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 21 (2015/5/26). ص. 7-17.
13. علاية، موسى. عدم فاعلية المساعدات الخارجية للدول النامية بين المطرقة والسندان. -- **بحوث اقتصادية عربية**. -- مج. 22، ع. 69-70 (2015). ص. 141-157.
14. لوعيل، بلال. تطور الاستثمارات الأجنبية المباشرة العربية البنية. -- **بحوث اقتصادية عربية**. -- مج. 22، ع. 69-70 (2015). ص. 125-139.
15. ماذا لو رفعت الولايات المتحدة الأمريكية أسعار الفائدة على الدولار؟ -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 22 (2015/6/2). ص. 31-42.
16. مديونية اليونان والنتائج المحتملة لحزمة المساعدات الأوروبية الجديدة. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 29 (2015/7/22). ص. 20-30.

17. الوضع المالي في البحرين وتأثيره على النمو الاقتصادي. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 34 (25 / 8 / 2015). -- ص. 6-16.
18. هل تتجه معدلات التضخم في منطقة اليورو للارتفاع خلال 2015. -- **تقرير الاقتصاد والأعمال**. -- ع. 34 (25 / 8 / 2015). -- ص. 38-28
8. التخطيط البيئي. -- **نشرة البيئة البحرية**. -- ع. 102 (1-3 / 2015). -- ص. 12-17.
9. النانو تكنولوجيا والتطبيقات. -- **الذرة والتنمية**. -- مج. 27، ع. 1 (2015). -- ص. 23-45.

تاسعاً: موضوعات أخرى

1. الاجتماع التسقي الرابع لضباط اتصال الدول الأعضاء في مجال بنك المعلومات لمنظمة الأقطار العربية المصدرة للبترول، 19-20 أبريل 2015. -- **أوابك**. -- مج. 41، ع. 5 (5 / 2015). -- ص. 16-17.
2. الأمن المائي. -- **نشرة البيئة البحرية**. -- ع. 104 (4-6 / 8 / 2015). -- ص. 19-22.
3. الخلف، سلطان إبراهيم. فيزياء الكم وانبثاق العصر الرقمي. -- **التقدم العلمي**. -- ع. 90 (7 / 2015). -- ص. 64-67.
4. سحنون، فطيمة الزهرة. نحو تعزيز قطاع تكنولوجيا المعلومات والاتصالات في دول مجلس التعاون لدول الخليج العربية. -- **التعاون**. -- مج. 29، ع. 86 (1 / 2015). -- ص. 61-91.
5. الكندري، هيفاء يوسف. **الرضا الوظيفي لدى المرأة العاملة في قطاع الخدمات الاجتماعية بالكويت**. -- الكويت: مركز دراسات الخليج والجزيرة العربية، 2015. 130 -- ص.
6. المغرب: أنبوب نقل الفوسفات .. رؤية بيئية جديدة لتعزيز القدرات الإنتاجية للفوسفات. -- **الأسمدة العربية**. -- ع. 71 (1-4 / 2015). -- ص. 30-33.
7. وثيقة المنامة للنظام: القانون الموحد للسلطة القضائية لدول مجلس التعاون. -- **التعاون**. -- مج. 29، ع. 86 (1 / 2015). -- ص. 129-152.
8. وقف هدر المياه: مطلب متجدد. -- **الاقتصادي الكويتي**. -- ع. 523 (4 / 2015). -- ص. 27-36.

ثامناً: تلوث البيئة وحمايتها

1. أفكار جريئة لمواجهة التغير المناخي. -- **نشرة البيئة البحرية**. -- ع. 102 (1-3 / 2015). -- ص. 18-20.
2. تدمير آبار النفط الكويتية: كارثة بيئية ليس لها مثيل. -- **أخبار المؤسسة**. -- مج. 14، ع. 163 (8 / 2015). -- ص. 8-9.
3. العازمي، هدى سالم. **تأثير العوامل الطبيعية والبشرية على تباين كمية الأكسجين المذاب في جون الكويت زمانيا ومكانيا**. -- الكويت: مركز دراسات الخليج والجزيرة العربية، 2015. 88 -- ص.
4. المندي، محمد. الكربون الأزرق وتغير المناخ. -- **التقدم العلمي**. -- ع. 90 (7 / 2015). -- ص. 80-83.
5. اجتماع للخبراء بشأن مراقبة التلوث البحري الناجم عن الأنشطة البرية. -- **نشرة البيئة البحرية**. -- ع. 104 (4-6 / 8 / 2015). -- ص. 12-15.
6. أثر الكربون الأسود في تغير المناخ أسوأ مما يعتقد. -- **نشرة البيئة البحرية**. -- ع. 104 (4-6 / 8 / 2015). -- ص. 39.
7. دور الاقتصاد الأخضر في التنمية المستدامة في الوطن العربي. -- **نشرة البيئة البحرية**. -- ع. 104 (4-6 / 8 / 2015). -- ص. 32-38.



Bibliography

Prepared by :

Omar K. Ateefa

Information and Library Dept.

The bibliography presents a subject compilation of books, serials, documents, and periodical articles newly acquired by OAPEC's library. The entries are classified under the following subject headings.

COMMERCE & INTERNATIONAL

ECONOMIC RELATIONS

ECONOMICS & DEVELOPMENT

ENERGY

FINANCE & PUBLIC FINANCE

PETROCHEMICALS

PETROLEUM (OIL & GAS)

POLLUTION & ENVIRONMENTAL PROTECTION

TECHNOLOGY TRANSFER

MISCELLANEOUS

I: COMMERCE & INTERNATIONAL ECONOMIC RELATIONS:

1. Couillard, Catherine and Turkina, E. Trade liberalization: The effects of free trade agreements on the competitiveness of the dairy sector.-- **The World Economy**-- Vol. 38, no. 6 (6/2015)-- p. 1015-1032.
2. Demedts, Valerie. Which future for competition in the global trade system: Competition chapters in FTAs.-- **Journal of World Trade**-- Vol. 49, no. 3 (6/2015)-- p. 407-436.
3. Johansson, Borje (et al). Internal and external knowledge and introduction of export varieties.-- **The World Economy**-- Vol. 38, no. 4 (4/2015)-- p. 629-654.
4. Johnston, Lauren A(et al). The gravity of China's African export promise.-- **The World Economy**-- Vol. 38, no. 6 (6/2015)-- p. 913-934.
5. Mavroidis, Petros C. and Sapir, Andre. Dial PTAs for peace.-- **Journal of World Trade**-- Vol. 49, no. 3 (6/2015)-- p. 351-372.
6. Sowinski, Cezary. WCO immediate release guidelines: State of application in the eve of the ATF adoption.-- **Journal of World Trade**-- Vol. 49, no. 3 (6/2015)-- p. 373-405.
7. Turksen, Umut and Holder, Ruth. Contemporary problem with the GATS and internet gambling.-- **Journal of World Trade**-- Vol. 49, no. 3 (6/2015)-- p. 457-493.

II: ECONOMICS & DEVELOPMENT:

1. Arab League, Arab Fund, Arab Monetary and Organization of Arab Petroleum, Exporting Countries (OAPEC). **The joint Arab economic report 2013**-- Abu Dhabi: Arab Monetary Fund, 2015.--192 p.
2. Cebeci, Tolga and Fernandes, M. Microdynamics of Turkey's export boom in the 2000s.-- **The World Economy**-- Vol. 38, no. 5 (5/2015)-- p. 825-855.
3. Egypt's economy: Still a long road to recovery.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 16 (17/4/2015)-- p. 20-21.
4. MEED. **Middle East economic review 2015**-- London: MEED.-- p. 66.
5. Saudi Arabia a year of change.-- **MEED**-- Vol. 59, no. 24-25 (17/6/2015)-- p. 20-23.
6. Seidel, Tobias. Foreign market entry under incomplete contracts.-- **The World Economy**-- Vol. 38, no. 6 (6/2015) -- p. 899-912.
7. Special report: Construction.-- **MEED**-- Vol. 59, no. 18 (6/5/2015)-- p. 27-37.
8. Special report: Gaza & West Bank.-- **MEED**-- Vol. 59, no. 13 (1/4/2015)-- p. 27-37.
9. Special report: Kuwait.-- **MEED**-- Vol. 59, no. 24-25 (17/6/2015)-- p. 35-45.
10. Special report: Mexico.-- **Petroleum Economist**-- Vol. 82, no. 4 (5/2015)-- p. 29-39.
11. Special report: Rail.-- **MEED**-- Vol. 59, no. 22 (3/6/2015)-- p. 27-37.

12. Special report: Saudi Arabia.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 14 (8/4/2015).-- p. 27-37.
13. Special report: UAE.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 16 (22/4/2015).-- p. 27- 37.

III:ENERGY:

1. Bater, Stephen. Energy management in the hot seat.-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 820 (5/2015).-- p. 30-31.
2. Cope, Gordon. Unconventional: Hunkering down.-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 819 (4/2015).-- p. 24-25.
3. Davis, B. Offshore: Improved energy efficiency opportunities.-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 820 (5/2015).-- p. 34-35.
4. International Energy Agency. **Energy technology perspectives 2015**.-- Paris: OECD/IEA, 2015.-- 686 p.
5. Walker, Ian and Tempest, Paul. Fifty shades of black: Summary of discussions of the annual WEG consultation, March 6-8, 2015.-- **Geopolitics of Energy** .-- Vol. 37, no. 5 (5/2015).-- p. 2-4.
6. Williams, Dave. Upstream: Reducing energy intensity .-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 820 (5/2015).-- p. 32-33.

ENERGY - ECONOMIC ASPECTS:

1. Abu Dhabi prepares energy overhaul.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 24-25 (17/6/2015).-- p. 32-33.
2. International Energy Agency.

Energy balances of OECD countries 2015.-- Paris: OECD/IEA, 2015.

3. International Energy Agency. **Energy statistics of OECD countries 2015**.-- Paris: OECD/IEA, 2015 .--304 p.
4. OAPEC. **Energy data for international groups: Based on BP Statistical review of world energy 2014** .-- Kuwait: OAPEC, 2014.--218 p.
5. Oman's forecasts 85% power demand rise to 2021: Gas shortage a worry.--**MEES**.-- Vol. 58, no. 16 (17/4/2015).-- p. 10-11.
6. Ruiz, P. (et al). Reducing energy costs while improving efficiency.-- **Hydrocarbon Processing**.-- Vol. 94, no. 6(6/2015).-- p. 57-60.
7. Vidakis, Ioannis. Security aspects of "geoenergeia" and the significance of energy resources management in international politics.-- **Geopolitics of Energy**.-- Vol. 37, no. 3 (3/2015).-- p. 2-15.

ENERGY – RESOURCES

1. Ellis, Stephen and Futter, Andrew. Iranian nuclear aspirations and strategic balancing in the Middle East.-- **Middle East Policy**.-- Vol. xxii, no. 2 (Summer/2015) .-- p. 80-93.
2. Iran readies upstream opening in anticipation of nuclear deal.- **MEES**.-- Vol. 58, no. 18 (1/5/2015).-- p. 2-3.
3. International Energy Agency. **Renewable information 2015**.-- Paris: OECD/IEA, 2015.--500 p.

4. Bakr, Amana. Saudi Arabia poised to kick-start solar program.-- **New Energy**-- Vol. iv, no. 32 (13/8/2015) -- p. 6-7.

IV: FINANCE & PUBLIC FINANCE:

1. Aikman, D. (et al). Curbing the credit cycle.-- **The Economic Journal**-- Vol. 125, no. 585 (6/2015)-- p. 1072-1109.
2. Alvarez, Roberto and Lopez, Ricardo A. Foreign technology acquisition and changes in the real exchange rate.-- **The World Economy**-- Vol. 38, no. 4 (4/2015)-- p. 613-628.
3. Chen, Kang and Kwan, Chang Yee. How are exchange rates managed? Evidence of an Anchor-based heuristic. -- **The World Economy**-- Vol. 38, no. 6 (6/2015)-- p. 1006-1014.
4. Edwards, Sebastian. Monetary policy independence under flexible exchange rates: An Illusion?-- **The World Economy**-- Vol. 38, no. 5 (5/2015)-- p. 773-787.
5. Egypt squeezes spending in bid to tame deficit.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 28 (10/7/2015)-- p. 14-15.
6. Kuwait post first deficit in 15 years.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 28 (10/7/2015)-- p. 13-14
7. Wang, Tianxi. Competition and increasing returns to scale: A model of bank size.-- **The Economic Journal**-- Vol. 125, no. 585 (6/2015)-- p. 989-1014.
2. Basbali, Tuncay. The shale gas revolution and its impacts over global energy geopolitics: A case for a single North American energy market.-- **Geopolitics of Energy**-- Vol. 37, no. 5 (5/2015)-- p. 5-16.
3. Chandra, A. How technology is opening up new markets for shale gas and GTL.-- **Gas Processing**-- (5-6/2015)-- p. 37-40.
4. Chevron warns of Gorgon delays.-- **World Gas Intelligence**-- Vol. xxvi, no. 31 (5/8/2015)-- p. 3-4.
5. Chipperfield, Simon. Unconventional resources.-- **JPT**-- Vol. 67, no. 7 (7/2015)-- p. 102-113.
6. Dyson, Jonathan. Shale gas: Europe edges closer to commercial production.-- **Petroleum Review**-- Vol. 69, no. 819 (4/2015)-- p. 26-27.
7. Egypt on road to gas recovery after years of stagnation.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 24 (12/6/2015)-- p. 6-7.
8. Gas needs to get fitter, for the planet's sake.-- **World Gas Intelligence**-- Vol. xxvi, no. 31 (5/8/2015)-- p. 1-2.
9. Houshisadat, Mohammad. The impacts of US shale gas on the geopolitics of the Middle East.-- **Geopolitics of Energy**-- Vol. 37, no. 6-7 (6-7/2015)-- p. 16-24.

V: GAS:

1. Babali, Tuncay. The geopolitical impact of the shale gas revolution and a new world order: Opportunity for North America.-- **Geopolitics of Energy**-- Vol. 37, no. 6-7 (6-7/2015)-- p. 2-15.
10. International Energy Agency. **Gas medium-term market report 2015**-- Paris: OECD/IEA, 2015.-

-207 p.

11. LNG demand outlooks bearish as Japan restarts nuclear plant.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 33 (14/8/2015).-- p. 8-9.
12. LNG market faces considerable demand upside amid low prices.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 24 (12/6/2015).-- p. 10-11.
13. New initiative aims to end wasteful flaring: Turning gas into cash.-- **OPEC bulletin**.-- (5/2015).-- p. 30-37.
14. Oil output declines as gas production eases down.-- **Petroleum Review**.-- Vol. 69, no. 820 (5/2015).-- p. 26-28.
15. Oman faces uncertain LNG supply future.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 34 (21/8/2015).-- p. 10-11.
16. Petroleum Economist and BG Group. **World LNG map, 2015**.-- London: Petroleum Economist, 2015.--V.p.
17. Qatari LNG faces up to uncertain global climate.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 16 (17/4/2015).-- p. 4-5.
18. Roos, Philippe. Natural gas, renewables, efficiency: Proven trio for carbon cuts.-- **New Energy**.-- Vol. iv, no. 31 (6/8/2015).-- p. 4-5.
19. Shata, A.K. and Abdelwaly, A. Retrofit an LPG plant for improved output and ethane recovery.-- **Gas Processing**.-- (5-6/2015).-- p. 31-36.
20. Vengateson, U. Retool heat exchanger design for different operating scenarios.-- **Gas Processing**.-- (5-6/2015).-- p. 23-28.

VI: PETROLEUM:

1. Gilles Valentin. **The oil & gas year: The who's who of the global energy industry: Kurdistan region of Iraq, 2014**.-- Seine, France: Wildcat Publishing Inc., 2014.--188 p.
2. Gilles Valentin. **The oil & gas year: The who's who of the global energy industry: Iraq, 2014**.-- Seine, France: Wildcat Publishing Inc., 2014.--192 p.
3. Gilles Valentin. **The oil & gas year: The who's who of the global energy industry: Kuwait, 2014**.-- Seine, France: Wildcat Publishing Inc., 2014.--156 p.
4. International Energy Agency. **Oil information, 2015**.-- Paris: OECD/IEA, 2015.--581 p.
5. OPEC. **World oil outlook**.-- Vienna: OPEC, 2014.--367 p.
6. Saudi reshuffle: Is the stage set for an oil change?-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 18 (1/5/2015).-- p. 12-13.
7. Special report: Oil & gas.- **MEED**.-- Vol. 59, no. 19 (13/5/2015).-- p. 27-37.

PETROLEUM - MARKETING

1. Crude oil markets.-- **Oil Market Intelligence**.-- Vol. xx, no. 8 (8/2015).-- p. 6-7.
2. Dahl, Carol. **International energy markets: Understanding, pricing, policies and profits**.-- Tulsa, OK: Penn Well, 2012.--586 p.
3. El-Badri, Abdalla Salem. Oil market should return to balance in second half of 2015.-- **OPEC**

- Bulletin**-- (3/2015)-- p. 8-9.
4. Global oil inventories.-- **Oil Market Intelligence**-- Vol. xx, no. 6 (5/2015)-- p. 4-5.
 5. International Energy Agency. **Oil medium - term market report 2015**-- Paris: OECD/IEA, 2015.- -162 p.
 6. OPEC sees oversupply easing: Output at 31mn+for third month.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 24 (12/6/2015)-- p. 13-15.
 7. OPEC's market strategy shrinks spare capacity.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 23 (5/6/2015)-- p. 13-14.
 8. Supply adjustment process stretches into 2016.-- **Oil Market Intelligence-Special supplement**--Vol. xx, no. 8 (8/2015) -- p. 1-4.
 9. Weber, Fabian. **Eastward shifting oil markets and the future of Middle East benchmarks**-- Oxford: Oxford Institute for Energy Studies, 2015.--15 p.

PETROLEUM – ECONOMIC ASPECTS

1. Iraq to slash 2016 investment budget.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 29 (17/7/2015)-- p. 16-17
2. Iraq: Payment arrears stall investment.-- **MEED**-- Vol. 59, no. 19 (13/5/2015)-- p. 20-21.
3. Kielmas, Maria. North Africa: Disillusioned investors and security threats.-- **Petroleum Review**-- Vol. 69, no. 819 (4/2015)-- p. 16-18.
4. Mitchell, Beth. Upstream investment climate unstable,

forecast: More of the same.-
- **MEES**-- Vol. 58, no. 29 (17/7/2015)-- p. 18-20.

PETROLEUM - COMPANIES

1. Chevron on verge of quitting neutral zone.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 18 (1/5/2015)-- p. 15-16.
2. Egypt receivables hit \$6.3bn, up almost \$1bn from start of 2015.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 33 (14/8/2015)-- p. 2-3.
3. Energy: Trouble in the divided zone.-- **MEED**-- Vol. 59, no. 17 (29/4/2015)-- p. 18-19.
4. Iran: Domestic companies seek assurances ahead of oil opening .-- **MEES**-- Vol. 58, no. 34 (21/8/2015)-- p. 2-3.
5. Kavanagh, Ronan. Shell, Total are early betters on hydrogen fuel.-- **New Energy**-- Vol. iv, no. 31(6/8/2015)-- p. 2-3.
6. Oil firms circle as Iran nuclear deadline nears.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 23 (5/6/2015)-- p. 2-3.
7. Oil service companies bear brunt of downturn.-- **Petroleum Economist**-- Vol. 82, no. 3 (4/2015)-- p. 4-6.
8. Shell's cost cutting hits UAE gas, Iraq oil.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 33 (14/8/2015)-- p. 16-17.

PETROLEUM - GEOLOGY

1. Alkhafaji, M. (et al). Hydrocarbon potential of Ordovician -silurian successions in Akkas field, western desert of Iraq.-- **AAPG Bulletin**--

Vol. 99, no. 4 (4/2015).-- p. 617-638.

2. Hao, Fang (et al). Factors controlling petroleum accumulation and leakage in overpressured reservoirs.-- **AAPG Bulletin**.-- Vol. 99, no. 5 (5/2015).-- p. 831-858.
3. Lommatzsch, Marco (et al). Structural and chemical controls of deformation bands on fluid flow: Interplay between cataclasis and diagenetic alteration.-- **AAPG Bulletin**.-- Vol. 99, no. 4 (4/2015).-- p. 689-710.
4. Peters, Kenneth (et al). Petroleum generation kinetics: Single versus multiple heating- ramp open-system pyrolysis.-- **AAPG Bulletin**.-- Vol. 99, no. 4 (4/2015).-- p. 591-616.

PETROLEUM - INDUSTRY

1. Banerjee, Dwijen K. **Oil sands, heavy oil & bitumen from recovery to refinery**.-- Tulsa, OK: PennWell, 2012 .--185 p.
2. Brower, Derek. The oil sands dig in.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 82, no. 3 (4/2015).-- p. 30-32.
3. Goodyear, Stephen. Pilot steam generator uses solar energy successfully for EOR operations in Oman.-- **JPT**.-- Vol. 67, no. 6 (6/2015).-- p. 110-122.

PETROLEUM & INTERNATIONAL ECONOMIC RELATION

1. Le Billon, P. Oil, secession and future of Iraqi federalism.--

Middle East Policy.--Vol. xxii, no.1(Spring/2015).-- p. 68-76.

2. Naimi, Ali. Saudi Arabia fully supports OPEC's international role: Talk of organization's weakening "unfounded, politicized, untrue".-- **OPEC Bulletin**.-- (4/2015).-- p. 4-7.
3. Oil, secession and future of Iraqi federalism.-- **MEED**.-- Vol. 59, no. 16 (11/3/2015).-- p. 68-76.
4. Special report: Finance.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 82, no. 3 (4/2015).-- p. 35-52.
5. Iran's oil and gas sector: The post-Sanctions opportunities.-- **MEES**.-- Vol. 58, no. 28 (10/7/2015).-- p. 16-17.

PETROLEUM - PRICES

1. Jacobs, J. US shale output stalls on lower prices.-- **Petroleum Economist**.-- Vol. 82, no. 3 (4/2015).-- p. 29-30.
2. MEOS 2015: Innovation, collaboration keys to navigating downturn in oil price, Bahrain, 8-11 March 2015.-- **JPT**.-- Vol. 67, no. 5 (5/2015).-- p. 78- 80.
3. OPEC's low-price policy bearing fruit, market balance looming in 2018.-- **Oil Market Intelligence**.-- Vol. xx, no. 8 (8/2015).-- p. 18-19.
4. Parshall, Joel. OTC highlights technical challenges, effects of oil price volatility.-- **JPT**.-- Vol. 67, no. 7 (7/2015).-- p. 64-71.
5. Roos, Philippe. Green energy eyed to tame oil price volatility.-- **New Energy**.-- Vol. IV, no. 20 (21/5/2015).-- p. 1-2.

PETROLEUM - PRODUCTION

1. Ali Naimi defends OPEC's actions on production, sees prices stabilizing.-- **OPEC Bulletin**-- (3/2015)-- p. 4-5.
2. Iraq lowers sights on capacity as reality sets in.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 24 (12/6/2015)-- p. 2-4.
3. Iraq targets 9mn b/d 2022 export capacity.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 28 (10/7/2015)-- p. 2-3
4. PDO accepts Oman oil ministry challenge to drive push to 1mn b/d.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 16 (17/4/2015)-- p. 2-3.
5. Saudi Arabia flexes oil muscle ahead of Iran coming out party.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 29 (17/7/2015)-- p. 9-11.
6. Sharma, Hemant K. New generation inflow control device to maximize well productivity during every phase of a well's life.-- **Journal of Technology**-- (Spring/2015)-- p. 24-33.
7. US output rise to continue to 2020.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 16 (17/4/2015)-- p. 12-13.
8. Woods, Joe d.; Lea, James F and Winkler, Herald W. Special focus production technology: What's new in artificial lift?-- **World Oil**-- Vol. 236, no. 5 (5/2015)-- p. 35-48.

PETROLEUM - REFINING

1. Enerdata. **World refinery database, 2015**-- London: Enerdata, 2015.--V.p.

2. Mideast refineries pose no threat, for now.-- **Oil Market Intelligence**-- Vol. xx, no. 6 (5/2015)-- p. 8-9.
3. Migliavacca, J (et al). Refining: Special report.-- **Hydrocarbon Processing**-- Vol. 94, no. 6 (6/2015)-- p. 33-56.
4. Refining: Chasing margins, global runs move ever higher.-- **Oil Market Intelligence**-- Vol. xx, no. 8 (8/2015)-- p. 1-3.
5. Refining: First headwinds, but summer helps margins.-- **Oil Market Intelligence**-- Vol. xx, no. 6 (5/2015)-- p. 1-3
6. Refining: Maximizing diesel fuel yields.-- **Petroleum Review** -- Vol. 69, no. 819 (4/2015)-- p. 28-29
7. Saudi Arabia sticks to Jazan plans in face of Yemen war, oil price collapse.-- **MEES**-- Vol. 58, no. 34 (21/8/2015)-- p. 4-5.

PETROLEUM - SUPPLY AND DEMAND

1. China's new normal will hit oil demand.-- **Petroleum Economist**-- Vol. 82, no. 4 (5/2015)-- p. 8-12.
2. Is bullish Indian gas demand just a mirage?-- **Petroleum Economist**-- Vol. 82, no. 4 (5/2015)-- p. 4-6.

PETROLEUM- EXPLORATION

1. Algeria to drill first offshore oil well, committed to expanding

- capacity.-- **OPEC Bulletin**-- (3/2015)-- p. 14-15.
2. Amamullah, MD (et al). Nanotechnology can overcome the critical issues of extremely challenging drilling and production environments.-- **Journal of Technology**-- (Spring/2015)-- p. 2-12.
 3. Jacobs, J. Automated drilling technologies showing promise.-- **JPT**-- Vol. 67, no. 6 (6/2015)-- p. 50-57.
 4. Rassenfoss, Stephen. Offshore operators shed costs, but can they keep them off?-- **JPT**-- Vol. 67, no. 7 (7/2015)-- p. 42-44.
 5. Sanni, Modiu (et al). Technology test site: Value proposition for a "Live Field laboratory"-- **Journal of Technology**-- (Spring/2015)-- p. 34-45.
- VIII: POLLUTION & ENVIRONMENTAL PROTECTION**
1. Craft, Lauren. North American carbon trading builds muscle.-- **New Energy**-- Vol. iv, no. 17(30/4/2015)-- p. 1-2.
 2. Jacobs, T. Going underbalanced in unconventional reservoirs.-- **JPT**-- Vol. 67, no. 5 (5/2015)-- p. 50-58.
 3. Kavanagh, R. CCS eyed as long-term bet, shell an early leader.-- **New Energy**-- Vol. iv, no. 33 (20/8/2015)-- p. 1-2.
 4. Kavanagh, Ronan. Latest Paris climate text sidelines carbon pricing.-- **New Energy**-- Vol. iv, no. 30 (30/7/2015)-- p. 2-3.
 5. Lin, Rosa. Chevron bets on efficiency in green energy transition -- **New Energy**-- Vol. iv, no. 32 (13/8/2015)-- p. 4-5.
 6. Lin, Rosa. Weak links exposed in US clean power rule.-- **New Energy**-- Vol. IV, no. 20 (21/5/2015)-- p. 3-4.
 7. Meredith, Emily. US methane rules take aim at oil, gas emissions.-- **New Energy**-- Vol. iv, no. 33 (20/8/2015)-- p. 2-3.
 8. Millner, A. and Dietz, S. Adaptation to climate change and economic growth in developing countries.-- **Environment and Development Economics**-- Vol. 20, no. 3 (6/2015)-- p. 380-406.
 9. Packham, Iain. UAE still eyed as green energy leader.-- **New Energy**-- Vol. iv, no. 30 (30/7/2015)-- p. 1-2.
 10. Roos, Philippe. Early debate simmers on global carbon pricing --**New Energy**-- Vol. iv, no. 33 (20/8/2015)-- p. 4-5.
- VIII: MISCELLANEOUS**
1. Legrenzi, Matteo and Lawson, Fred H. China's Gulf policy: Existing theories, new perspectives.-- **Middle East Policy**-- Vol. xxii, no. 2 (Summer/2015)-- p. 58-71.
 2. Arab Fertilizers Association. **Fertilizers statistical yearbook, 2014**-- Cairo: Arab Fertilizers Association, 2014 . --92 p.



OIL AND ARAB COOPERATION

Volume 40

Issue 151

Editor - in - Chief

Abbas Ali Al-Naqi

Deputy Editor - in - Chief

Abdul Kareem Kh. Ayed

Editorial Board

Usameh El-Jamali

Mamoun A. Halabi

Atif Al-Jamili

Saad Akashah

Ahmed Al-Kawaz

Samir El Kareish

Abdul Fattah Dandi

Oil and Arab Cooperation, a quarterly publication of General Secretariat of the **Organization of Arab Petroleum Exporting Countries** (OAPEC), address the role of petroleum in Arab Cooperation and development.

Articles published in this journal reflect opinions of their authors and not necessarily those of OAPEC.

All right reserved. Reproduction in full or in part requires prior written consent from OAPEC. Quotations are permitted with due acknowledgement.

Prices

Annual Subscription (4 issues including postage)

Arab Countries:

Individuals: KD 8 or US \$25

Institutions: KD 12 or US\$45

Other Countries:

Individuals: US\$ 30

Institutions: US\$ 50

All Correspondences should be directed to:

the editor – in-Chief of Oil and Arab Cooperation.

OAPEC, P.O.Box 20501 Safat, 13066 State of Kuwait

Tel: (00965) 24959000

Fax: (00965) 24959779

E-mail: oapec@oapecorg.org / oapec@oapec.fasttelco.com

Website: www.oapecorg.org

GUIDELINES FOR CONTRIBUTORS TO OIL AND ARAB COOPERATION

Aims and scope

The Organization of Arab Petroleum Exporting Countries publishes Oil and Arab Cooperation each quarter with a view to enhancing the Arab reader's awareness of the interaction between petroleum and socioeconomic development. In research articles, book reviews, documents, and bibliographies, the journal examines the diverse issues involved in this relationship and in the economic integration to which the Arab nation aspires. This is to serve the interests of Arab society and the Arab individual. The bibliography section provided in each issue, presents a subject compilation of books, documents, and periodical article newly acquired by OAPEC's library. The entries are classified under the following subject headings.

Research articles

Oil and Arab Cooperation welcomes sound, creative research that helps to develop Arab economic thought within the framework of the journal's goals and philosophy. Persons researching petroleum and development issues and sharing our concern are invited to contribute research articles to our journal. The following points should be observed:

1. The article should not be previously published in Arabic.
2. The article should be about 15 - 40 pages (soft copy) . Arab contributors are expected to write in Arabic.
3. A descriptive **abstract** in English must also be supplied, summarizing the purpose, scope, and methods of the research and detailing the findings and conclusions. It should be 2 - 3 pages, and carry the information specified for the title page. It should be written in the third person and be intelligible without reference to the article.
4. The title page should be as accurate and informative but as concise as possible. Author name(s) must be supplied along with a brief C.V. and the titles of four publications by the author(s).
5. If the research has previously been presented at a conference or been published in another language, a note should be stated, giving the conference name, place, and dates, or the journal name, date, and volume/issue numbers, and the foreign language title of the article.
6. **List of references:** The journal requires that authors cite accurately and completely all sources used.

Reports

Reports of 15 - 30 pages are accepted on conferences or symposiums related to petroleum, economics, or development which have been attended by the author. Prior permission must be obtained from the author's employer or the conference/symposium sponsor.

Publication

The following conditions apply to the publication of research articles and book reviews in Oil and Arab Cooperation:

1. The Editorial Board alone determines the suitability of articles and reviews for publication.
2. The published article or review becomes the property of the journal.
3. An honorarium is paid for each article or review published. Authors of articles receive 5 copies of the issue in which it appears.

Articles should be directed to

**Mr the Editor -in -Chief, Oil and Arab Cooperation,
OAPEC P.o.Box 20501 Safat, 13066 State of Kuwait.**

Tel: (00965) 24959000 or 24959779

Fax: (00965) 24959755

E-mail: oapec@oapecorg.org

Website: www.oapecorg.org



OIL AND ARAB COOPERATION

Volume 40

Issue 151

Contents

Articles

WORLD OIL REFINING INDUSTRY (Part 2)	7
Imad Makki	

CURRENT AND PROSPECTS OF NATURAL GAS INDUSTRY AND TRADE IN THE ARAB COUNTRIES (Part 2)	165
Wael Hamed A.Moati	

Bibliography

Arabic	251
English	7



OIL AND ARAB COOPERATION

Volume 40 - 2014

Issue 151

Articles

WORLD OIL REFINING INDUSTRY (Part 2)

Imad Makki

CURRENT AND PROSPECTS OF NATURAL GAS INDUSTRY AND TRADE IN THE ARAB COUNTRIES (Part 2)

Wael Hamed A. Moati

Bibliography: English

Refereed Journal Published Quarterly by the Organization of Arab
Petroleum Exporting Countries (OAPEC)