الكلفة الحقيقية للكهرباء المنتجة من الطاقات المتجددة

نموذج الإنتاج الخاص للكهرباء عبر الطاقة الفوطوضوئية بتونس

مجموعة العمل من أجل ديمقراطية الطاقة

ورقة بحثية نوفمبر 2025

الكلفة الحقيقية للكهرباء المنتجة من الطاقات المتجددة

نموذج الإنتاج الخاص للكهرباء عبر الطاقة الفوطوضوئية بتونس

في إطار الترويج للطاقات المتجددة والدعاية لها من طرف المؤسسات المالية العالمية والهيئات الحكومية الرسمية، فإنه دائما ما يتم ترديد بأن كلفة الكهرباء المنتجة عبر الطاقات المتجددة أقل من نظيرتها المنتجة عبر المحروقات بالوسائل التقليدية (تربينات بخارية أو غازية، دروة مزدوجة).

وإن كان لهذا التبرير جانب من الحقيقة ويستند لمعطيات موضوعية، إلا أنه يخفي حقائق أخرى يتجنب البعض الخوض فيها لأن المقارنة في عديد الأحيان تكون غير ذات وجاهة ولا تعتمد على نفس الأسس بالتالي تسقط فيما يطلق عليه "مقارنة ما لا يمكن مقارنته" خصوصا وأن المبررين غالبا ما يعتمدون هذا النوع من المقارنات بغاية لا تبرير الاستثمار في الطاقات المتجددة وإنما بالأساس لتبرير الاستثمارات الخاصة في مواجهة الاستثمارات العمومية التي يمكن أن تقوم بها الشركات الوطنية في المجال.

لذلك، فإن مجموعة العمل من اجل ديمقراطية الطاقة تتقدم بهذه الورقة البحثية قصد التعمق في الموضوع عبر تناول المثال التونسي في المجال.

1- الإطار التشريعي للإنتاج الخاص للكهرباء عبر الطاقات المتجددة[1]:

قبل الغوص في تفاصيل كلفة الإنتاج، لا بد أن نتعرض للصيغة القانونية التي تتيح للقطاع الخاص النفاذ لنشاط إنتاج الكهرباء عبر الطاقات المتجددة بتونس.

يمثل قانون 2015 لإنتاج الكهرباء عبر الطاقات المتجددة الإطار القانوني الذي فصل مجالات وحدود تدخل القطاع الخاص. تضمن هذا القانون أربعة أنظمة وهي:

- نظام الإنتاج الذاتي وهو متعلق أساسا بالشركات الراغبة في الاستثمار في الطاقات المتجددة بغاية تأمين حاجياتها والتقليص من فاتورة الكهرباء لديها. هذا النظام يتضمن بعض التحفيزات كإمكانية بيع الفوائض.

تم تعديل الفصول المنظمة لهذا النظام سنة 2019[2] بغاية السماح لتأسيس شركات تنحصر مهمتها في إنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة وبيعه حصريا للشركات الراغبة في ذلك وفق شروط محددة لعل من أبرزها المساهمة في رأس المال وقد أطلق عليها: شركات الإنتاج الذاتي.

- نظام التراخيص للاستهلاك المحلي (الوطني) وهو يمثل الإطار القانوني للمحطات الصغيرة وقد تم استحداثه بهدف دفع القطاع الخاص المحلي للمساهمة في إنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة (حسب وجهة النظر الرسمية). تشريعيا يشمل هذا النظام المحطات التي لا تتجاوز قدرتها الإسمية:

*10 ميغاوات بالنسبة للطاقة الفوطوضوئية

*30 ميغاوات بالنسبة لطاقة الرياح

[1] قانون إنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة https://www.anme.tn/beta2/arrete/files/Loi2015_12Arabe%20(5).pdf

[2] قانون تحسين مناخ الاستثمار https://igppp.tn/sites/default/files/loi201947arabe-190623163526_0.pdf

في البداية (أي منذ سنة 2015 تاريخ المصادقة على قانون إنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة)، تم اختيار المشاريع التابعة لهذا النظام بعد نشر طلبات عروض في الغرض تتضمن القدرة المطلوبة وترتيبها على أساس سعر البيع الأقل. تم تغيير هذه الصيغة منذ سنة 2024 بعد صدور قرار وزاري بتثبيت أسعار بيع الكهرباء بالنسبة للمحطات الفوطوضوئية[3] كالآتي:

*مشاريع 1 ميغاوات: 217 مليم/كيلووات ساعة

*مشاريع 2 ميغاوات: 210 مليم/كيلووات ساعة

*مشاريع 10 ميغاوات: 142 مليم/كيلووات ساعة

وهو ما يعني انتفاء التنافس بعد أن أصبح اختيار المشاريع مرتبطا بتاريخ تقديم المطالب وهذه إشكالية أخرى!!!

- نظام اللزمات للإنتاج المحلي (الوطني) وهو نظام المشاريع الكبرى لإنتاج الكهرباء عبر الطاقات المتجددة. يتم تحديد المشاريع المدرجة ضمنه بعد إعلان طلب عروض دولي في الغرض واختيار العرض الأقل سعرا حسب التشريعات الجاري بها العمل في مجال اللزمات.

من خلال طلبات العروض السابقة التي أطلقتها سلطة الإشراف خلال السنوات السابقة، نلاحظ هيمنة المستثمرين الأجانب على هذا النوع من المشاريع.

- نظام التصدير في إطار لزمات في الغرض وهدفه الأساسي جلب الاستثمارات الأجنبية في المجال (حسب وجهة النظر الرسمية) والاستجابة للحاجيات الأوروبية عبر تصدير الطاقات المتجددة (حسب وجهة نظرنا كمجموعة عمل).

هذا النظام مستقل تماما عن الأنظمة السابقة وهو ما يعني إمكانية تركيز محطات لتصدير الكهرباء المنتجة من الطاقات المتحددة بغض النظر عن حاجة البلاد إليها.

ملاحظة: بالنسبة لأنظمة التراخيص واللزمات، الهيكل العمومي ملزم بشراء كل الكمية المنتجة عبر عقود في الغرض مع أصحاب المشاريع.

2- كلفة إنتاج الكهرباء في تونس عبر الهيكل العمومي (الشركة التونسية للكهرباء والغاز):

سنحاول خلال هذا القسم احتساب كلفة إنتاج الكهرباء عبر المحطات العمومية بمختلف أصنافها: تقليدية أو طاقات متجددة بالاعتماد على الفرضيات المتداولة لحساب هذه الكلفة وأيضا ستناول بعض الجوانب التي قد تنير القارئ في هذا المجال من خلال تحليل المعطيات واستخلاص النتائج.

1.2 تحليل المعطيات:

اعتمادا على المعطيات المضمنة بالتقارير الرسمية للمشرفين على قطاع الكهرباء في تونس لسنة 2023[4] والتي ستجدونها مفصلة بالقسم المتعلق بالمراجع، نتبين ما يلي:

[3] https://www.energiemines.gov.tn/cadre reglementaire
[4] الوضع الطاقي لتونس سنة 2023 https://data.industrie\.gov.tn/wp-content/uploads/Conjoncture-energetique-decembre-2023-v_f.pdf

التقارير السنوية للشركة التونسية للكهرباء و الغاز https://www.steg.com.tn/publications

الجدول.1

نوع المحطة	مجموع القدرة الإسمية (ميغاوات)	الطاقة المنتجة (جيغاوات ساعة)	كمية الغاز المستهلكة (ألف طن مكافئ نفط)	النسبة من مجموع القدرة الإسمية	النسبة من مجموع الطاقة المنتجة
دورة مزدوجة	2528	14924	2656	42.44%	78.17%
تربينات بخارية	660	623	186	11.08%	3.26%
تربينات غازية	2457	3161	897	41.25%	16.56%
طاقة الرياح	229	338		3.84%	1.77%
فوطوضوئية	20	36.5		0.34%	0.19%
الطاقة المائية	62	9.2		1.04%	0.05%
المجموع	**5956**	**19091.7**	**3739**		

وباعتبار الفرضيات التالية:

*كلفة شراء الغاز الطبيعي تساوي 90% من الكلفة الجملية لإنتاج الكهرباء دون احتساب تكاليف النقل والتوزيع (أي الكلفة عند حدود محطة الإنتاج) بالنسبة لمحطات الإنتاج التقليدية

*سعر شراء الغاز الجزائري الذي يساوي 1321 دينار/طن مكافئ نفط سنة 2023[5]

استخلصنا النتائج التالية:

الجدول.2

نوع المحطة	الاستهلاك النوعي (طن مكافئ نفط/جيغاوات ساعة)	عامل الحمولة	الكلفة (دينار/ميغاوات ساعة)
دورة مزدوجة	178.0	67%	261.2
تربينات بخارية	298.6	11%	438.2
تربينات غازية	283.8	15%	416.5
طاقة الرياح		17%	***عدم توفر المعطيات***
فوطوضوئية		21%	
الطاقة المائية		2%	
المعدل	**199.9**	**37%**	**293.4**

← **الاستهلاك النوعي=كمية الغاز المستهلكة/ الطاقة المنتجة " وهو يمثل مردودية محطات الإنتاج التقليدية "**

← **عامل الحمولة=الطاقة المنتجة/ (مجموع القدرة الإسمية*8760 (عدد الساعات سنويا) " وهو يمثل نسبة الطاقة المنتجة من الطاقة المتاحة باعتماد القدرة الإسمية لمحطة الإنتاج وفي حال اشتغال المحطة دائما بنفس هذه القدرة فهذا يعني أن عامل الحمولة يمثل نسبة عدد ساعات الاشتغال سنويا "**

←**الكلفة= الاستهلاك النوعي*سعر الغاز الطبيعي /0.9 " وهي تمثل كلفة إنتاج وحدة طاقة بالعملة المعتمدة بالنسبة لمحطة الإنتاج. في حالتنا هذه اعتمدنا الدينار/ميغاوات ساعة وهي تساوي المليم/كيلووات ساعة "**

[5] المصدر السابق

2.2 استنتاجات:

- نجد لدى الهيكل العمومي مزيج متنوع من محطات الإنتاج. هذا المزيج هدفه الأساسي توفير الكهرباء في كل لحظة للمستهلكين: فاعتبارا لتغير معدل الاستهلاك خلال فترات اليوم وكذلك خلال فصول السنة يبرمج الهيكل العمومي عملية تشغيل المحطات اللازمة.

- محطات الدورة المزدوجة غايتها تأمين الحد الأدنى لتلبية حاجيات الاستهلاك الوطني وبالتالي يتم تخطيط القدرة اللازمة عبر دراسة الأحمال السنوية واليومية مع الأخذ بعين الاعتبار فترات الصيانة اللازمة لها. تمثل هذه المحطات العمود الفقري لإنتاج الكهرباء بتونس نظرا لمردوديتها العالية وإمكانية التحكم في قدرتها بحدود معينة. عوض هذا النوع من المحطات التربينات البخارية التي كانت تقوم بنفس الدور ولكن بالنظر للمردودية الكبيرة التي تتيحها، فقد أصبحت هي المهيمنة على مستوى وسائل الإنتاج في الشبكة الكهربائية.

أما التربينات الغازية فتنحصر مهمتها في تلبية الحاجيات عند الذروة أي عندما تتجاوز قدرة الاستهلاك حدود قدرات محطات الدورة المزدوجة. بعبارة أوضح تقوم التربينات الغازية بتعديل الإنتاج مع الطلب عند الذروة وذلك نظرا لسرعة وصولها للقدرة الإسمية وربطها بالشبكة على عكس محطات الدورة المزدوجة التي تستلزم وقتا أطول للاستجابة عند التحول من حالة التوقف إلى حالة الاشتغال.

يشتمل هذا النوع من التربينات لدى الهيكل العمومي على أصناف متعددة حسب القدرة الإسمية[6]:

*تربينات 300 ميغاوات

*تربينات 120 ميغاوات

*تربينات 20-30 ميغاوات

تمثل الأصناف المذكورة للتربينات التغير الأدنى للاستهلاك خلال كل حقبة تاريخية مر بها الطلب الكهربائي بتونس مما يجعلها تقوم بالمهمة المناطة بعهدتها في التعديل السريع له.

- عمليا، يجب أن تتوفر لدى كل شبكة كهربائية وطنية مجموع قدرات للمحطات التقليدية يساوي أو يفوق الذروة القصوى السنوية المتوقعة للاستهلاك حفاظا على سلامة التزود بالكهرباء لأن هذا النوع من المحطات يمكن التحكم فيه عبر إتاحة الموارد الأساسية لتشغيله.

بالنسبة للحالة التونسية، مجموع محطات الإنتاج التقليدية يساوي 5150 ميغاوات باعتبار تقلص قدرات المحطات الغازية خلال فصل الصيف (تأثير درجات الحرارة المرتفعة). تمكن هذه القدرة الجملية من مجابهة الجزء الأكبر للذروة الصيفية دون التغافل عن اعتبار إجراءات أخرى إضافية (كمحو جزء من الطلب الاستهلاكي).

- تساوي الكلفة الجملية للكهرباء بالنسبة للهيكل العمومي متوسط التكاليف المرجحة لكل محطات الإنتاج حسب نسبتها من إجمالي الإنتاج اعتمادا على هذا المعادلة:

$$Cug=\sum Cui*Pi*Fchi/\sum Pi*Fchi$$

∑ : مجموع **Cui** : كلفة إنتاج محطة i **Pi** : القدرة الإسمية للمحطة i **Fchi** : عامل الحمولة للمحطة i **Cug** : الكلفة الجملية

بالتالي فإن الكلفة المساوية ل293.4 دينار/الميغاوات ساعة (مليم/الكيلوات ساعة) هي كلفة تلبية الطلب الاستهلاكي في كل لحظة ولمدة سنة كاملة (2023) وباعتماد متوسط سعر الغاز الطبيعي السنوي. وهي لا

[6] المصدر السابق

تعكس بأي حال من الأحوال الكلفة الحقيقية لكل محطة إنتاج على حدة وتتغاضى عن اعتبار مدة الاشتغال ونسبة الإتاحة لكل منها.

3- كلفة إنتاج الكهرباء المنتجة من الطاقات المتجددة عبر القطاع الخاص:

بعد التعرض للآليات التشريعية لنفاذ القطاع الخاص لنشاط إنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة بتونس في القسم الأول وكذلك لكلفة إنتاج الكهرباء للهيكل العمومي خلال القسم الثاني، سنتناول خلال هذا القسم الثالث كلفة إنتاج الكهرباء المنتجة من الطاقات المتجددة عبر القطاع الخاص والتي غالبا ما يتم تبريرها عبر تدني كلفتها مقارنة بالمحطات العمومية المستندة أساسا لكلفة الغاز الطبيعي.

ولكن هل فعلا كلفة الكهرباء المنتجة من الطاقات المتجددة عبر القطاع الخاص أقل من كلفة الكهرباء المنتجة عبر الهيكل العمومي؟ وهل أن هذه المقارنة جائزة أصلا؟ وإذا كان الجواب ب "لا"، فما الذي يمكن مقارنته؟

كل هذه التساؤلات سنحاول الإجابة عنها فيما يلي:

1.3 تحليل المعطيات:

عند تفحص نتائج طلبات عروض اللزمات المتعلقة بإنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة (سنكتفي بطلبات عروض 500 ميغاوات التي أعلن عن نتائجها في ديسمبر 2019)[7]، سنجد ما يلي:

الجدول.3

المكان	المستفيد	القدرة الإسمية (ميغاوات)	سعر البيع (دينار/ميغاوات ساعة)
تطاوين (برج بورقيبة)	SCATEC	200	71
قفصة (سقدود)	ENGIE- NAREVA	100	79
القيروان (المتبسطة)	AMEA	100	97
سيدي بوزيد (المزونة)	SCATEC	50	79
توزر	SCATEC	50	79

يعني أن هذه المشاريع ستنتج الكهرباء عبر استعمال الطاقة الفوطوضوئية وتبيعها للهيكل العمومي بالأسعار المذكورة. هنا لا بد من الإشارة إلى نقطة أساسية وهي أن الطاقة المنتجة لن تكون متاحة كل الوقت وكذلك لا يمكن لصاحب المشروع التحكم في تدفقها لأنها مرتبطة بعامل طبيعي وهو ضوء الشمس. بالتالي فإن عدد ساعات الاشتغال الفعلي سيكون أقل من نظيره في المحطات التقليدية وهو ما عبرنا عنه في القسم الأول بعامل الحمولة والذي كان مساويا بالنسبة للمحطات الفوطوضوئية العمومية ل 21% أي ما يعادل 1900 ساعة من الاشتغال بالقدرة الإسمية.

هذه الإشارة أساسية لفهم الفرق بين محطة تقليدية ومحطة فوطوضوئية: ففي حين يكون عدد ساعات الاشتغال في السنة بالنسبة للأولى مرتبط بمدى جاهزيتها لتحويل الطاقة الكامنة في المحروقات إلى كهرباء، فإنه في الثانية سيكون مرتبطا بعامل طبيعي غير متحكم فيه ومتقطع بمعنى أنه يتأرجح بين حالة قصوى وحالة دنيا على مدار اليوم. بالتالي فمقارنة الكلفة غير جائزة لأنه في هذه الحالة سيتم التغافل عن حساب كلفة عدم الاشتغال.

هذه الكلفة ترتبط بمدى الجاهزية للإنتاج على مدار سنة كاملة: فإذا كانت المحطة التقليدية مستعدة بنسبة 90% من الوقت للاشتغال (بعد طرح ساعات الصيانة المحتملة)، فإن المحطة الفوطوضوئية لن تشتغل أكثر من 21% من

[7] https://www.energiemines.gov.tn/energies renouvelables/projets et programme/régime des concessions

الوقت (باعتماد عامل الحمولة الفعلي لمحطات الهيكل العمومي) على مدار سنة كاملة بالقدرة الإسمية وهو ما يمثل العائق الأكبر لها في مجاراة نسق المحطات التقليدية.

إذا، حساب الكلفة للمحطات الفوطوضوئية يستلزم احتساب كلفة عدم الاشتغال: فالهيكل العمومي يعوض عدم جاهزية محطات الدورة المزدوجة (المحطات الأساسية)، تجاوز الطلب لقدرتها أو غياب مساهمة الطاقات المتجددة عبر تشغيل تربينات غازية للتدخل حتى يتسنى تلبية الحاجيات الكهربائية للبلاد في كل لحظة وفي كل ثانية على عكس المحطات الخاصة للطاقات المتجددة التي ستكون رهينة وجود ضوء الشمس لإنتاج الكهرباء وفي حالة عدم وجوده فليس هناك أي التزام للمستثمر الخاص بتوفير الطاقة الكهربائية. هذا بالضبط ما يمثل بالنسبة لنا كمجموعة عمل حجر الزاوية في تحفظنا على قانون 2015 لأنه سيتيح للقطاع الخاص الاستفادة سوى من إيجابيات الطاقة الفوطوضوئية أما تبعاتها السلبية فعلى الهيكل العمومي تحمل وزرها وتكاليفها.

اعتمادا على ما ذكر، فإن الكلفة الحقيقية للمحطات الخاصة تستلزم الأخذ بعين الاعتبار كلفة تعويض الطاقة الفوطوضوئية عندما تكون غير متوفرة أي بمعنى أدق كلفة اللجوء لمحطة أخرى لتلبية الطلب وضمان استمرارية تدفق الطاقة الكهربائية بنفس القدر. حينئذ تصبح المقارنة مع كلفة إنتاج الكهرباء لدى الهيكل العمومي ذات معنى لأنها تستند لنفس الأسس أو الاكتفاء بمقارنة كلفة إنتاج الكهرباء بالمحطات الخاصة للطاقات المتجددة بنظيرتها العمومية.

وباعتبار عدم توفر المعطيات بخصوص كلفة إنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة عبر الهيكل العمومي، فقد اقتصرنا كمجموعة عمل على احتساب الكلفة المتوسطة لتوفير الكهرباء على مدى سنة كاملة للمحطات الفوطوضوئية الخاصة كما هو مبين فيما يلي:

الجدول.4

المشروع	كمية الطاقة المنتجة (جيغاوات ساعة)	كمية الطاقة المعوضة (جيغاوات ساعة)	الكلفة (دينار/ميغاوات ساعة)
تطاوين (برج بورقيبة)	367.92	1384.08	343.96
قفصة (سقدود)	183.96	692.04	345.64
القيروان (المتبسطة)	183.96	692.04	349.42
سيدي بوزيد (المزونة)	91.98	346.02	345.64
توزر	91.98	346.02	345.64

الفرضيات المعتمدة:

*عامل حمولة للمحطات المذكورة يساوي 21%

*كمية الطاقة المعوضة تمثل كمية الطاقة المنتجة عبر تربينات غازية عندما تكون الطاقات المتجددة غير متاحة

2.3 استنتاجات:

استنادا إلى الجدول المبين أعلاه، نلاحظ أن الكلفة الحقيقية للكهرباء المنتجة من طرف القطاع الخاص أعلى من مثيلتها بالنسبة للهيكل العمومي اعتمادا على نفس طريقة الحساب المرتبطة أساسا بتوفير الكهرباء في كل لحظة على مدار سنة كاملة. بالطبع سيتحفظ الكثيرون على طريقة الحساب هذه وكذلك على النتائج المترتبة عنها باستعمال تبريرات وتعليلات مختلفة. ولكن بالنسبة لنا كمجموعة عمل، فإن التعليل الوحيد الذي يمكن أن يكون له من الوجاهة ما يلزمنا بتناوله هو أن سعر الشراء المقترح خلال مدة الاشتغال سيكون أدنى من كلفة إنتاج الكهرباء

عبر استعمال الغاز الطبيعي خلال نفس المدة أي بمعنى أدق فإن الهيكل العمومي سيربح الفارق بين كلفة الشراء وكلفة التشغيل خلال 1900 ساعة سنويا.

هذا التعليل ليس صائبا في المطلق لأن كلفة إنتاج محطات الهيكل العمومي تختلف باختلاف المردودية ومرتبطة بتقلبات أسعار الغاز الطبيعي حسب الفترات، فلو قمنا بمقارنة هذه الكلفة بأسعار البيع للمشاريع الخاصة المذكورة أعلاه خلال الفترة الممتدة من جويلية 2020 إلى ماي 2021[8] اعتمادا على:

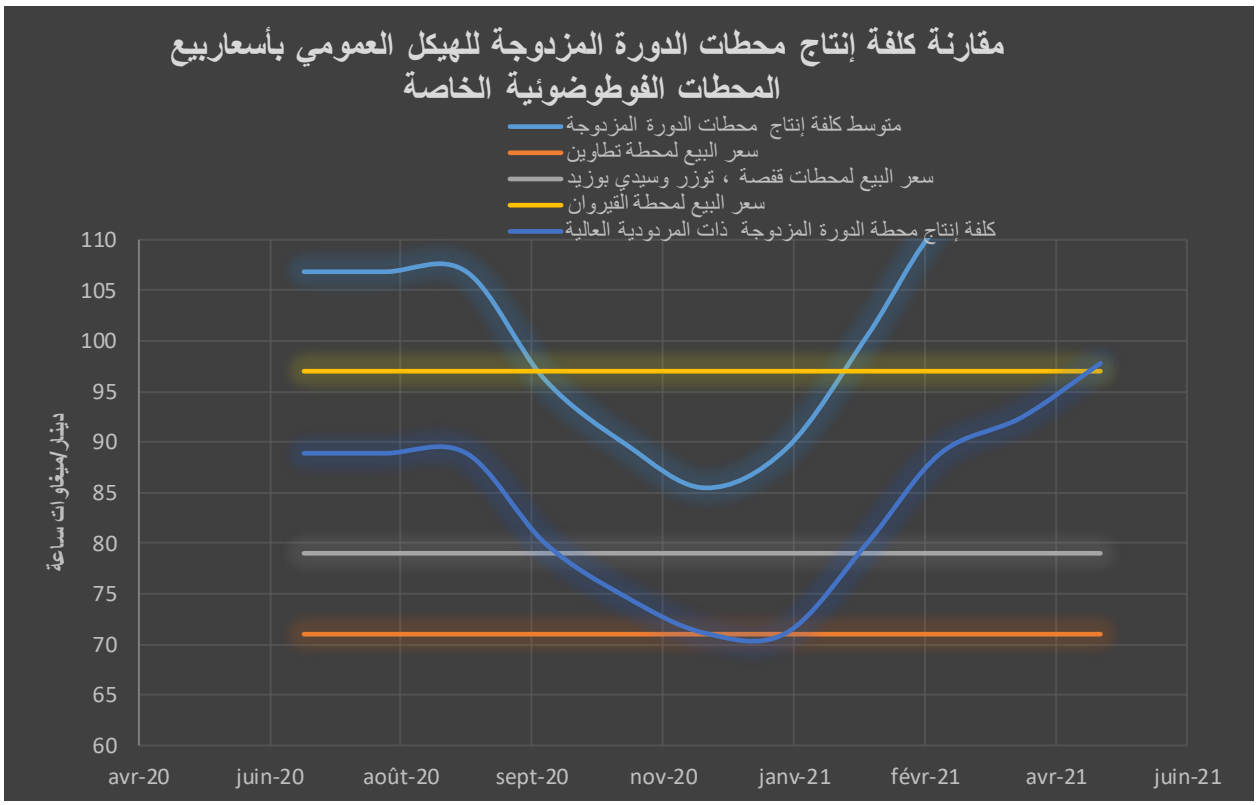
*احتساب متوسط كلفة كل محطات الدورة المزدوجة للهيكل العمومي للفترة المعنية

*احتساب كلفة محطة الدروة المزدوجة ذات المردودية الأعلى لدى الهيكل العمومي والتي تمثل 50% من القدرة المركزة لمحطات الدروة المزدوجة و25%من إجمالي القدرة المركزة لدى الهيكل العمومي (مردودية تساوي تقريبا 54%)[9]

*الاستناد لأسعار توريد الغاز الجزائري بالدينار التونسي خلال هذه الفترة والمضمنة بتقارير سلطة الإشراف[10]

نستخلص الرسم البياني التالي:

الرسم البياني.1



[8] الوضع الطاقي في تونس لسنة 2021
https://www.energiemines.gov.tn/fileadmin/docsu1/Conjoncture_%C3%A9nerg%C3%A9tique_d%C3%A9cembre_2021_Fr.pdf

[9] https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/12342291.pdf

[10] الوضع الطاقي في تونس لسنة 2021
https://www.energiemines.gov.tn/fileadmin/docsu1/Conjoncture_%C3%A9nerg%C3%A9tique_d%C3%A9cembre_2021_Fr.pdf

نتبين إذا، من خلال الرسم أعلاه، أن كلفة إنتاج الكهرباء للهيكل العمومي عبر محطات الدورة المزدوجة باستعمال الغاز الطبيعي بلغت مستويات أدنى من سعر شراء الكهرباء المنتجة من الطاقات المتجددة عبر القطاع الخاص خلال الفترة المذكورة. بالتالي فإن مقولة الكلفة الدنيا في المطلق يمكن دحضها تماما وهي رهينة تقلبات أسعار الغاز الطبيعي: فالمردودية الاقتصادية للطاقات المتجددة مرتبطة أشد الارتباط بأسواق المحروقات.

هذه المردودية الاقتصادية نفسها هي التي جعلت المشاريع الخاصة المذكورة لم تدخل حيز الإنتاج الفعلي لغاية سنة 2025. فاستنادا لما تضمنته تصريحات بعض أعضاء لجنة الطاقة بمجلس نواب الشعب التونسي وكذلك البيان الموقع من طرف العديد من النواب حول إشكاليات الانتقال الطاقي[11]، تبين أن أصحاب لزمات 500 ميغاوات اشترطوا - لاستكمال إنجاز مشاريعهم - تمتعهم بامتيازات ترفع من المردودية الاقتصادية التي اعتبروها ضعيفة باعتماد الأسعار المعلنة.

هذه الامتيازات تضاف لجملة التكاليف الخفية للكهرباء المنتجة من الطاقات المتجددة عبر القطاع الخاص والتي يتم حجبها خدمة لمقولة الكلفة الأدنى وهو ما ستناوله خلال القسم التالي.

4- الكلفة الخفية لإنتاج الكهرباء المنتجة من الطاقات المتجددة عبر القطاع الخاص:

تتمثل الكلفة الخفية في مجموع ما يتحمله الهيكل العمومي أو المالية العمومية جراء الاستثمارات الخاصة لإنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة. هذه الكلفة يمكن حصرها في جملة الامتيازات والتحفيزات التي يتلقاها المستثمرون الخواص وكذلك في مجموع التكاليف الإضافية التي يمكن أن يتحملها الهيكل العمومي من خلال نوعية المشاريع التي يمكن للقطاع الخاص إنجازها ضمن الإطار التشريعي الذي تعرضنا له أعلاه كتثبيت أسعار بيع الكهرباء المنتجة من طرف المشاريع المندرجة في إطار نظام التراخيص.

1.4 الامتيازات والتحفيزات:

هذه الامتيازات تمثلت أساسا في:

- التمديد في اللزمات من 20 سنة إلى 30 سنة[12] يعني إضافة مداخيل جديدة لأصحاب المشاريع وتحميلها للهيكل العمومي الذي كان سيستفيد منها باعتبار انه بانتهاء مدة اللزمة ستعود ملكية هذه المحطات له. هذه المداخيل الإضافية تساوي 50%من جملة المداخيل المترتبة عن 20 سنة من الاستغلال كما يبينه الجدول التالي:

الجدول.5

المشروع	20سنة من الاستغلال	30سنة من الاستغلال	الفارق
تطاوين (برج بورقيبة)	539.6	809.4	**269.8**
قفصة (سقدود)	300.2	450.3	**150.1**
القيروان (المتبسطة)	368.6	552.9	**184.3**
سيدي بوزيد (المزونة)	150.1	225.15	**75.05**
توزر	150.1	225.15	**75.05**
المجموع	**1508.6**	**2262.9**	**754.3**

الوحدة: مليون دينار

[11] https://www.babnet.net/rttdetail-313328.asp

[12] المصدر السابق

- التنازل عن سندات الكربون المملوكة للهيكل العمومي[13] (حسب ما نصت عليه عقود بيع الكهرباء) لصالح الدولة التي ستقدمها لليابان والتي – مقابل ذلك – ستلتزم بتمويل جزء من المشاريع المذكورة ومنحهم هبات في الغرض. هذه الامتيازات - التي كان بإمكان الهيكل العمومي الاستفادة منها لتمويل مشاريعه - بلغت قيمتها بالنسبة لمشروعي سيدي بوزيد وتوزر ما يقارب 80 مليون دينار حسب ما أورده الموقع الافتراضي الرسمي لسفارة اليابان بتونس[14] (بتاريخ 24 مارس 2025).

المعطيات المذكورة أعلاه تبين أن الأسعار المقترحة خلال طلب العروض هي أسعار غير واقعية وهنا نفهم لماذا مشروع القيروان الأعلى سعرا بين كل هذه المشاريع هو الوحيد بصدد الإنجاز ومدة تعطل بداية إنجازه هي الأقل. أما بالنسبة لباقي المشاريع:

*فقد تخلى المجمع ENGIE-NAREVA عن مشروع قفصة بالتالي تم المرور للعارض الموالي وهو شركة VOLTALIA[15].

*انطلاق أشغال مشروعي سيدي بوزيد وتوزر بعد ضمان المردودية الاقتصادية نتيجة الامتيازات الممنوحة المذكورة أعلاه

*أما مشروع تطاوين، فقد تخلت عن إنجازه شركة SCATEC ولحد كتابة هذه الأسطر لا وجود لمعلومات إضافية بخصوص الشركة المعوضة

للإشارة فإن الصعوبات التي وجدها أصحاب هذه المشاريع غير مرتبطة بأسواق الألواح الفوطوضوئية والظروف الاقتصادية لما بعد جائحة كورونا كما يروج البعض. فعند التمعن في تطور كلفة تركيز المحطات الفوطوضوئية منذ سنة 2019 لغاية سنة 2023، سنجد أنها سجلت انخفاضا ب 35% (من 1161 دولار أمريكي/كيلو وات إلى 758 دولار أمريكي/كيلو وات) حسب ما أورده تقرير كلفة إنتاج الطاقات المتجددة لسنة 2023 والصادر من طرف الوكالة الدولية للطاقات المتجددة[16].

فالمسألة مرتبطة أساسا بمستوى الأرباح التي يريد أن يجنيها أصحاب هذه المشاريع والتي يبدو أنها لم تكن في مستوى تطلعاتهم مما جعل البعض منهم يتراجع عن إنجاز بعض المشاريع كما بينا أعلاه.

2.4 تثبيت أسعار بيع الكهرباء للمشاريع المندرجة ضمن نظام التراخيص:

لقد اقتصرنا خلال ما ذكر أعلاه على تناول المشاريع الخاصة الكبرى للطاقة الفوطوضوئية (نظام اللزمات) وكلفتها مقارنة بإنتاج الكهرباء عبر الهيكل العمومي ولكن لا يجب ان نتغافل عن التعرض للمشاريع الصغرى من طرف القطاع الخاص (نظام التراخيص).

هذه المشاريع والتي لا تتجاوز قدرتها 10 ميغاوات يمكن أن تكون عبئا ثقيلا على موازنات الهيكل العمومي الملزم بشراء كل الكهرباء المنتجة بسعر ثابت حسب القدرة المقترحة بغض النظر عن الغايات التي أرادها المشرع من إقرار هذا النوع من المشاريع ضمن قانون 2015.

قرار تثبيت أسعار البيع الصادر في أكتوبر 2024 الذي يندرج في إطار تحفيز الاستثمارات الخاصة الصغيرة في مجال الطاقات الفوطوضوئية يسمح بتكوين عوائد ثابتة وقارة بدون مخاطر المنافسة وبغض النظر عن تراجع أسعار تركيز اللواقط الفوطوضوئية والتي تشهد انخفاضا كبيرا من سنة إلى أخرى (كما أسلفنا الذكر).

[13] المصدر السابق
[14] https://www.tn.emb-japan.go.jp/itpr_ja/11_000001_00569.html
[15] https://www.voltalia.com/fr/news-release-details/voltalia-remporte-son-second-projet-en-tunisie
[16] https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf

فخلال أربع دعوات لطلب تقديم المشاريع، انخفض معدل أسعار بيع الكهرباء للهيكل العمومي من 212 دينار/ميغاوات ساعة إلى قرابة 180 دينار/ميغاوات ساعة بالنسبة لمشاريع 1 ميغاوات ومن 160 دينار/ميغاوات ساعة إلى 118 دينار/ميغاوات ساعة بالنسبة لمشاريع 10 ميغاوات[17]. يعني أنه في كل دعوة، وباعتبار التنافس بين العارضين انخفضت الأسعار تدريجيا وهو ما مكن من تخفيف العبئ على الموازنات المالية للهيكل العمومي. ولكن باعتبار تثبيت أسعار البيع، كل تلك المساعي للتقليص من الأسعار ذهبت أدراج الرياح وأصبح الهيكل العمومي مطالبا بشراء الكهرباء خلال الدعوة الخامسة الصادرة بتاريخ 17 أكتوبر 2024 بسعر يساوي 217 دينار/ميغاوات ساعة لمشاريع 1 ميغاوات و142 دينار/ميغاوات لمشاريع 10 ميغاوات.

فإذا قمنا باحتساب الفارق بين كلفة شراء الكهرباء من طرف الهيكل العمومي باعتبار معدل أسعار الدورة الرابعة[18] ونظيرتها باعتبار قرار تثبيت أسعار البيع بالنسبة للقدرة المطلوبة خلال الدورة الخامسة (القدرة المطلوبة تساوي 200 ميغاوات)، واستنادا لنوع المشاريع التي يمكن أن تلبيها (اعتماد عامل حمولة يساوي21%)، نتحصل على ما يلي:

الجدول.6

نوع المشاريع المقترحة	مشاريع 1 ميغاوات	مشاريع 10 ميغاوات
الكلفة السنوية باعتبار معدل الدورة الرابعة	68.4	44.8
الكلفة السنوية باعتبار قرار تثبيت التعريفة	82.4	53.9
الفارق	**14**	**9.1**

الوحدة: مليون دينار

أما بالنسبة لفارق التكاليف بين اللجوء للمشاريع الصغرى واعتماد المشاريع الكبرى، فقد قمنا باحتساب الكلفة السنوية التي سيتحملها الهيكل العمومي جراء إنجاز 200 ميغاوات (المطلوبة خلال الدورة الخامسة لنظام التراخيص) من طرف 20 مشروعا بصيغة 10 ميغاوات ومقارنتها بكلفة مشروع من نظام اللزمات (سنعتمد سعر بيع مشروع القيروان) كما يبين الجدول التالي:

الجدول.7

	20 مشروعا بصيغة 10 ميغاوات	مشروع 200 ميغاوات
الكلفة السنوية	53.9	36.8
الفارق	**17.1**	

الوحدة: مليون دينار

نلاحظ أن الفارق السنوي للكلفة يساوي قرابة مداخيل مشروع 100 ميغاوات باعتماد سعر بيع محطة القيروان يعني أن الهيكل العمومي كان بإمكانه دفع المبالغ المستوجبة لشراء الكهرباء من 20 مشروعا بقدرة جملية 200 ميغاوات لصالح محطة كبرى بقدرة جملية تساوي 300 ميغاوات. هذه الكلفة ستزيد في إثقال موازناته المالية لتمويل أرباح المستثمرين والتي كان بالإمكان تجنبها في صورة إنجازه لهذه المشاريع.

يضاف للامتيازات والتحفيزات المذكورة أعلاه جملة من الإجراءات التشجيعية للاستثمار التي لم نأخذها بعين الاعتبار في حساب الكلفة كالإعفاء من دفع الضريبة خلال السنوات الأولى وغيرها مما يرفع من المردودية الاقتصادية للمشاريع التي ستترجم بالنسبة للمستثمرين كمرابيح مآل أغلبها الخارج (بالعملة الصعبة) وبالنسبة للهيكل العمومي وللمالية العمومية تكاليف وأعباء سيتم اقتطاعها من دافعي الضرائب ومستهلكي الكهرباء بالبلاد.

[17] https://www.energiemines.gov.tn/energies renouvelables/projets et programme/régime des autorisations
[18] المصدر السابق

5- الخاتمة: الاستثمار العمومي في الطاقات المتجددة هو البديل الناجع

في خضم الاستنتاجات والنتائج التي تم التوصل إليها بعد تحليل المعطيات الواردة في التقارير والوثائق المعتمدة التي ستجدونها مفصلة في قسم المراجع، نتبين حدود الاستثمار الخاص في الطاقات المتجددة بتونس. هذا الاستثمار الذي لا هم له سوى تحقيق الأرباح والمزيد من الأرباح لا عبر الاستغلال الفعلي للطاقات المتجددة فقط وإنما عبر تطويع التشريعات وانتهاز كل الفرص من أجل الرفع من مداخيله عبر الإجراءات والتحفيزات دون الاستعداد لتقديم بعض التنازلات في إطار تقاسم فعلي للمخاطر وللأرباح بينه وبين الدولة على حد السواء.

بالنسبة لنا كمجموعة العمل من أجل ديمقراطية الطاقة، واعتمادا على آلت إليه هذه الورقة البحثية و كذلك من خلال مجموع المقالات و الدراسات التي قامت بإصدارها خلال السنوات الفارطة، نؤكد أن الحل الوحيد و البديل من أجل أن تكون للطاقات المتجددة الجدوى المرجوة و المردودية التي تخفف من أعباء استغلال المحطات التقليدية هو دفع وتشجيع الاستثمارات العمومية في المجال بالإضافة للمبادرات المواطنية الهادفة لإشراك مستهلكي الكهرباء بصفة عامة في نشاط الإنتاج وعدم الاقتصار على الدور السلبي لهم المتمثل في دفع الفاتورة فقط.

إن الاستثمار العمومي في الطاقات المتجددة يساهم في التقليص من كلفتها عبر إلغاء هوامش الربح الناتجة عن الاستثمار الخاص والاستفادة من الأفضلية الممنوحة للقروض العمومية على مستوى الفوائض الموظفة. كما أنه يفتح المجال لسيادة الشعوب على مواردها بدل تملك الشركات الكبرى الاحتكارية لهذا النوع من المشاريع وهو ما تثبته الوقائع على المستوى المحلي والعالمي: فخلال طلب العروض المتعلق ب 500 ميغاوات المذكورة أعلاه، أكثر من نصف المشاريع منحت لشركة واحدة وهو ما يدحض مقولة التنافس وعدم الاحتكار التي لطالما يبرر بها البعض اللجوء للقطاع الخاص وتقليص نشاط الشركات العمومية.

بالتالي، فالمطلوب وطنيا هو إعادة الاعتبار للهيكل العمومي المتمثل في الشركة التونسية للكهرباء والغاز ومنحه الضوء الأخضر لتوسيع استثماراته في الطاقات المتجددة والتي ستكون مكملة لباقي المحطات التقليدية التي يمتلكها وهو ما سيساهم بحق في التخفيض من الكلفة الجملية للإنتاج مما سينعكس إيجابا على أعباء الاستهلاك.

تعريفات

- ميغاوات: وحدة قياس للقدرة تساوي الطاقة المتاحة في لحظة من الزمن (ثانية)

- ميغاوات ساعة: وحدة قياس للطاقة تساوي القدرة ضارب عدد ساعات الاشتغال

- القدرة الإسمية: القدرة القصوى للاشتغال

- تربينات بخارية: تربينة تستعمل بخار الماء كحامل للطاقة والغاز الطبيعي كوقود لتسخينه

- تربينات غازية: تربينة تستعمل الغاز الطبيعي كوقود وكحامل للطاقة التي ستتحول لطاقة كهربائية

- دورة مزدوجة: آلية لاستعمال الغازات العادمة للتربينات الغازية كوقود لتسخين الماء الذي سيستعمل لتشغيل تربينة بخارية

- الأحمال: تمثل القيمة الطاقية للطلب الاستهلاكي

- سندات الكربون: سندات تمثل كمية مرجعية من الطاقات الدفيئة (طن من ثاني أكسيد الكربون المكافئ) التي منع المشروع من إطلاقها في الغلاف الجوي

المراجع

المرجع	المصدر على الأنترنت
قانون إنتاج الكهرباء من الطاقات المتجددة	https://www.anme.tn/beta2/arrete/files/Loi2015_12Arabe%20(5).pdf
قانون تحسين مناخ الاستثمار	https://igppp.tn/sites/default/files/loi201947arabe-190623163526_0.pdf
وزارة الصناعة والطاقة و المناجم	https://www.energiemines.gov.tn/cadre règlementaire
	https://www.energiemines.gov.tn/energies renouvelables/projets et programme/régime des concessions
	https://www.energiemines.gov.tn/energies renouvelables/projets et programme/régime des autorisations
	https://www.energiemines.gov.tn/fileadmin/docsu1/Conjoncture_%C3%A9nerg%C3%A9tique_d%C3%A9cembre_2021_Fr.pdf
البيانات المفتوحة لوزارة الصناعة و الطاقة و المناجم	http://data.industrie\.gov.tn/wp-content/uploads/Conjoncture-energetique-decembre-2023-v_f.pdf
الشركة التونسية للكهرباء والغاز	https://www.steg.com.tn/publications
الوكالة اليابانية للتعاون الدولي	https://openjicareport.jica.go.jp/pdf/12342291.pdf
سفارة اليابان بتونس	https://www.tn.emb-japan.go.jp/itpr_ja/11_000001_00569.html
الجريدة الالكترونية "باب بنات"	https://www.babnet.net/rttdetail-313328.asp
شركة "فولتاليا"	https://www.voltalia.com/fr/news-release-details/voltalia-remporte-son-second-projet-en-tunisie
الوكالة الدولية للطاقات المتجددة	https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2024/Sep/IRENA_Renewable_power_generation_costs_in_2023.pdf

من إصدارات مجموعة العمل من أجل ديمقراطية الطاقة

- **نحو انتقال طاقي عادل في تونس** كيف السبيل لدمقرطة الطاقة وبناء نموذج جديد يتجاوز المقاربة الحالية لاستغلال الطاقات المتجددة
https://www.tni.org/ar/publication/towards-a-just-energy-transition-in-tunisia

- **في الجنوب التونسي: الاستحواذ على الأرض لصالح الرأسمالية الخضراء**
https://legal-agenda.com/في-الجنوب-التونسي-الاستحواذ-على- الأرض

- **خضوع قديم لاستعمار متجدد: الهيدروجين الأخضر في تونس... آلية جديدة للنهب والاستغلال**
https://inhiyez.com/خضوع-قديم-لاستعمار متجدد-الهيدروجين

- **تونس ومشروع إلماد** ربط كهربائي مع أوروبا أم ارتباط بالأجندا الأوروبية للطاقة؟

بالإضافة لعدة مقالات منشورة حول قطاع الطاقة وإشكاليات الانتقال الطاقي بتونس.

مجموعة العمل من أجل ديمقراطية الطاقة - تونس

ديناميكية للأنشطة الميدانية، للتفكير وللبحث عن البدائل عبر ربط النضالات النقابية والعمالية بالحركات الاجتماعية للأهالي والمجتمع المدني