

Comprendre les contrats d'achat d'électricité : fonctionnement, risques et enjeux pour les projets de production d'électricité

RegulaE.fr | Atelier de travail 2026

2 juillet 2026

Les PPA pour stimuler l'investissement car l'Afrique fait face à un défi de financement de l'énergie

L'Afrique subsaharienne fait face à un paradoxe : elle dispose de certaines des ressources énergétiques les plus abondantes au monde — soleil, vent, hydro, gaz — mais une large part de sa population n'a pas accès à une électricité fiable et abordable.

~40 Md\$

besoin annuel
d'investissement (IEA)

~15 Md\$

flux réels
mobilisés

~25 Md\$

déficit annuel
non couvert

Pourquoi les utilities ne peuvent pas combler cet écart seules

- Déficits d'exploitation chroniques : l'énergie est souvent achetée plus cher qu'elle n'est vendue aux consommateurs
- Pertes techniques et commerciales élevées (parfois 25–35 % de l'énergie produite)
- Bilan fragilisé : les utilities ne peuvent pas lever de dette significative sur les marchés financiers
- Contraintes budgétaires des États : peu de capacité à subventionner massivement les extensions de réseau

La réponse structurelle : recourir aux IPP et au financement privé, dont la condition sine qua non est l'existence d'un PPA solide.

Un investisseur privé n'investit dans une centrale que si trois questions ont une réponse contractuelle claire

Imaginons un développeur qui envisage de construire une centrale solaire de 100 MW. Le site est identifié, la ressource solaire est excellente, la technologie est éprouvée. Pourtant, sans un PPA signé, aucune banque ne financera le projet. Pourquoi ?

Parce que les prêteurs et les actionnaires ont besoin de réponses contractuelles à trois questions qui conditionnent la viabilité financière du projet :



1. Combien le producteur sera-t-il payé ?

Le PPA définit le tarif, sa structure (fixe, variable, mixte), ses mécanismes d'indexation, et les conditions d'ajustement dans le temps.

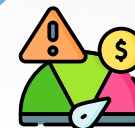
Les apporteurs de capitaux étant rémunérés sur les flux futurs, l'incertitude sur les revenus futurs est un risque qu'ils veulent prévenir



2. Dans quelles conditions sera-t-il payé ?

Le PPA précise les obligations de disponibilité, les conditions de dispatch, les situations de force majeure, les cas de curtailment, et les délais et priorité de paiement.

La certitude du revenu ne suffit pas. Il faut-il savoir quand et sous quelles conditions il sera encaissé.



3. Qui porte les risques qui pourraient empêcher le paiement ?

Le PPA alloue explicitement ou implicitement les risques entre l'IPP, l'acheteur, et l'État : risque de construction, risque de performance, risque de change, risque de demande, risque politique, risque réseau.

Chaque risque porté par l'IPP se traduit en coût de capital plus élevé. Chaque risque transféré à l'acheteur se traduit en obligation financière potentielle.

le PPA transforme un risque industriel (construire et opérer une centrale dans un environnement incertain) en un risque financier structurable sur lequel des prêteurs peuvent asseoir une décision de crédit.

Le même contrat, quatre lectures radicalement différentes

Un PPA est un document unique, mais il est lu simultanément par quatre catégories d'acteurs qui n'ont pas les mêmes objectifs, les mêmes contraintes, ni les mêmes horizons temporels. Comprendre ces quatre lectures est fondamental pour analyser un contrat de manière équilibrée.

Investisseur / IPP



Il cherche à maximiser la sécurité de ses revenus et le rendement de ses fonds propres.

Il lit le PPA comme une protection de sa position : le tarif est-il suffisant ? L'indexation couvre-t-elle ses coûts ? Les risques hors de son contrôle sont-ils compensés ? Les clauses de résiliation le protègent-elles ? Son horizon est financier : récupérer le capital investi et générer un rendement attractif sur 15 à 25 ans.

Banquier / prêteur



Il ne cherche pas un rendement élevé. Il cherche la certitude du remboursement dans des scénarios défavorables.

Il lit le PPA comme une source de cash-flow prévisible et protégé : le DSCR sera-t-il suffisant même si la production est inférieure aux prévisions ? L'acheteur est-il solvable ? Quelles protections existe en cas de défaut ? Son horizon est celui de la durée du prêt (souvent 12 - 15 ans)

Opérateur / Offtaker



Il cherche à sécuriser l'approvisionnement au moindre coût soutenable pour ses finances.

Il lit le PPA comme un engagement pluriannuel : combien va coûter cet achat d'énergie chaque année ? Que se passe-t-il si la demande est inférieure aux prévisions ? Quelle flexibilité de dispatch ? Quel impact sur son coût moyen d'approvisionnement ? Son horizon est opérationnel et financier : équilibrer ses comptes tout en assurant la fourniture.

Etat / Régulateur



Ils lisent le PPA comme une allocation de risques ayant des conséquences tarifaires, budgétaires et sociales.

La question n'est pas seulement "ce projet est-il finançable ?" mais "ce PPA est-il compatible avec les objectifs de politique publique ?", de sécurité d'approvisionnement, d'abordabilité pour les ménages vulnérables, de soutenabilité budgétaire, de transition énergétique, limitation des passifs contingents de l'État.

Un PPA peut être excellent du point de vue de l'investisseur, acceptable pour les banques, mais structurellement problématique pour le secteur. Votre rôle, en tant que régulateurs, cadres de ministères ou techniciens opérateur est précisément de lire ce contrat avec la quatrième lunette, sans perdre de vue les trois autres.

Le triangle investisseur – utility – consommateur

Un bon PPA doit équilibrer trois objectifs souvent contradictoires. Trop protéger l'un des acteurs fragilise les deux autres.

Attirer l'investissement privé

Tarif suffisant · Indexation · Garanties ·
Take-or-pay · Protection risques

Si sous-protégé → projet non bancable →
pas de financement → déficit de
production

Préserver la viabilité de l'utility

Coût soutenable · Flexibilité dispatch ·
Impact CMPA acceptable · Équilibre des
comptes

Si surexposée → défaut de paiement →
cascade vers État → risque de litige IPP

Limitier le coût pour le consommateur

Tarif abordable · Pas de choc tarifaire brutal
· Protection ménages vulnérables

Si ignoré → impayés → dégradation
finances utility → boucle vicieuse

La qualité d'un PPA se mesure à sa capacité à équilibrer ces trois objectifs. Il n'existe pas de solution parfaite, il existe des équilibres plus ou moins durables. Un régulateur doit vérifier que les trois dimensions sont prises en compte, pas seulement la bancabilité et le prix.

Bancabilité, soutenabilité ... pas toujours facile d'avoir les deux

Un projet est BANCABLE si...

- Les revenus sont sécurisés contractuellement
- Les prêteurs sont protégés (DSCR, garanties)
- Les risques majeurs sont couverts ou alloués
- Le service de la dette peut être honoré dans les scénarios de stress

Un projet est SOUTENABLE si...

- Le coût est compatible avec le tarif final consommateur
- L'utility peut effectivement honorer ses paiements
- L'État peut supporter les garanties accordées
- Le projet est cohérent avec la planification
- Le consommateur peut absorber le coût sans exclusion

Exemple — centrale thermique avec PPA take-or-pay, capacity charge élevée, indexation USD, garantie souveraine :

Très bancable (IPP + prêteurs satisfaits) · Potentiellement insoutenable si demande déçoit → utility paie des MW inutilisés → tarifs sous pression → compensation État.

Bancabilité = condition de financement. Soutenabilité = condition de viabilité sectorielle. Valider un PPA en s'arrêtant à la bancabilité n'est que la moitié du travail.

Dans un CAE, le prix n'est que la partie visible de l'iceberg



Le prix : **1 ligne, 1 paragraphe.**
Le risque : **50 pages,**
et 20-25 ans.

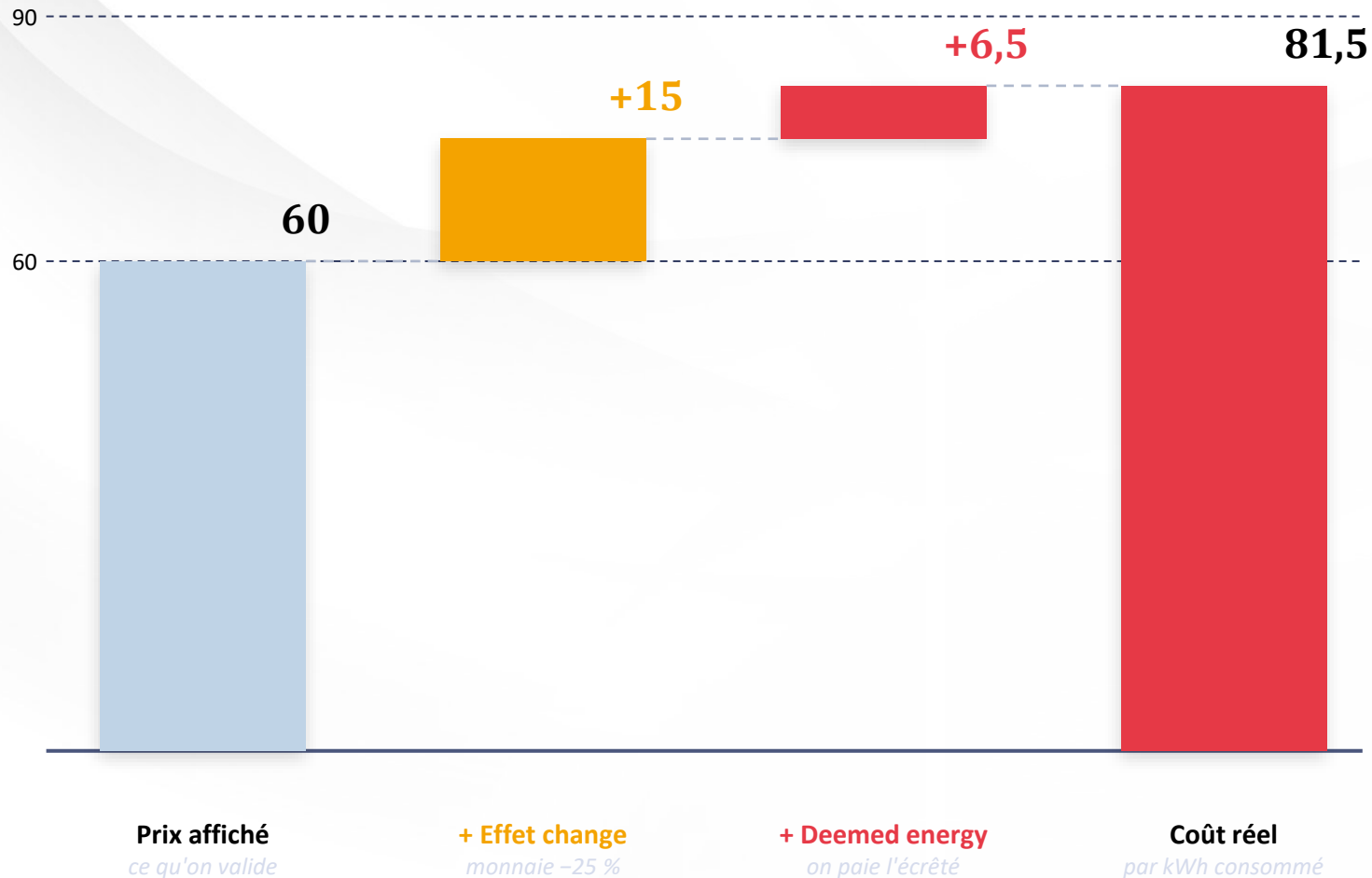
C'est dans les clauses, pas dans le prix affiché, que se décide ce que paiera vraiment le consommateur.

« Le prix ne vous dit presque rien. »

Deux PPA au même €/kWh peuvent coûter du simple au double au consommateur et à l'État.

Même prix affiché. D'où peut venir le surcoût ?

Un seul PPA solaire indexé USD avec deemed energy 100 %. Prix signé : 60 FCFA/kWh. Choc ordinaire : la monnaie perd 25 % (600→750 FCFA/USD) et le réseau écrête 8 % de l'énergie (congestion) → les couts réels s'envolent.



Effet change

Tarif en dollars : il faut 25 % de FCFA en plus.
60 → 75

Deemed energy

On paie 100 %, on consomme 92 %. **$75 \div 0,92 = 81,5$**

Même prix signé.

+36 %

de coût réel sur 20 ans.

Le prix facial cache trois familles de risque, et chacune transfère un coût caché vers le public.



01

Surcapacité & take-or-pay

Prévision de demande optimiste → centrale sous-utilisée, payée quand même. Le deemed energy fait payer l'énergie non injectée pour cause de congestion. Le ToP fait payer l'énergie livrable mais dont on a pas besoin.

La maîtrise de ces risques passe par une meilleure planification (prévision de la demande + optimization de l'offer)



02

Problèmes de change

Revenus en USD, recettes en monnaie locale. Une dépréciation efface la marge tarifaire sans qu'un kWh de plus ne soit consommé. Le tueur silencieux des bilans.

Paiement en Monnaie locale ou mécanismes de hedging, ou partage des risques de change



03

Rigidité asymétrique

Le contrat ne sait pas baisser quand la techno baisse (compétitivité à long terme, notamment pour les EnR dont les prix baissent) → offtake perd systématiquement, pas l'IPP rigidité intraday

→ Prix dégressifs, durée plus courte, rachat avant terme, révision périodique indexée avec plancher,

Préconisation qui semble être efficace : standardization des CAE et des modèles financiers avec analyse d'impacts cachés

La standardisation des modèles et des contrats : reprenez la main!



Contrat-type souverain

Imposer un template standardisé. Plafonner l'indexation devise (ex. 30 % max du tarif sur la dette internationale, le reste en monnaie locale). Partager le risque réseau sur le take-or-pay.



Tuer l'asymétrie d'information

Reconstruire, modéliser et auditer le TRI de façon indépendante. « Si vous ne savez pas remodeler le TRI d'un projet, vous ne devez pas l'autoriser. »

Activités

Évaluation des coûts d'investissement
EPC, sécurité, logistique, etc.

Vérification de la cohérence du tarif au vu des coûts
Benchmark avec d'autres pays comparables

Revue du modèle financier
Correction des formules de calcul

Analyse des hypothèses macroéconomiques
Inflation, croissance

Considération de revenus complémentaires
Valorisation des crédits carbone

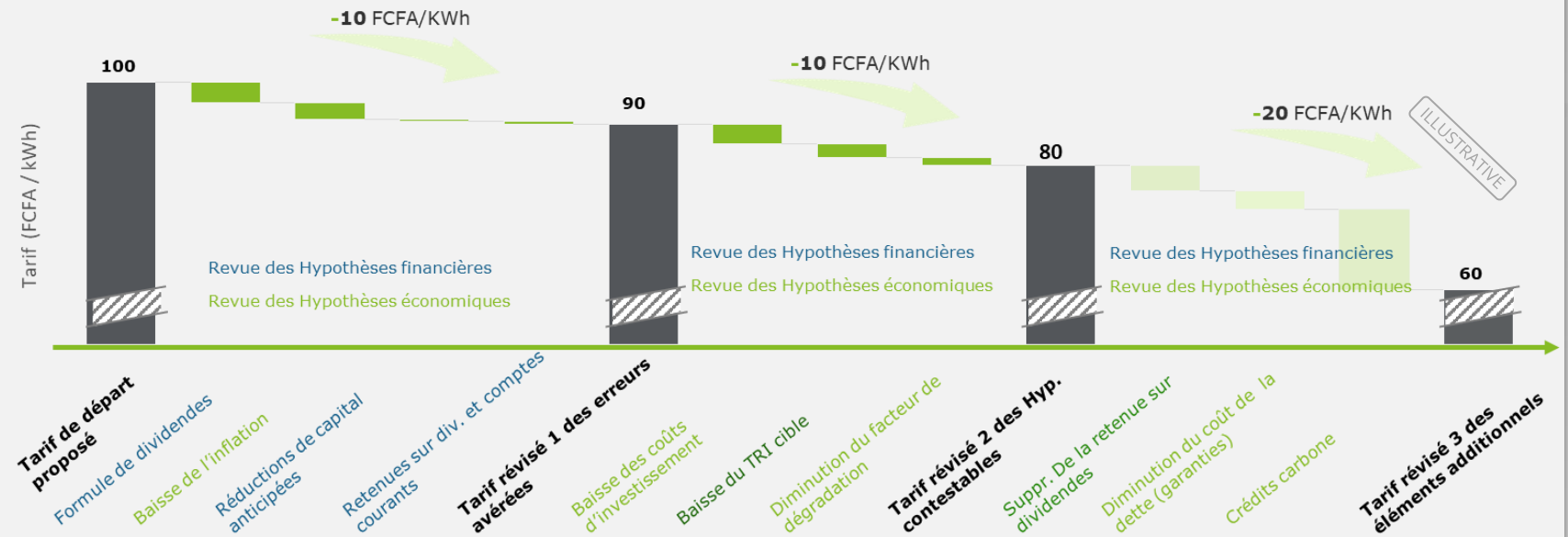
Projections des coûts de génération
Modélisation des LCOE

Intérêt pour le client

- › **Aligner les intérêts** : réévaluation du prix en respectant les exigences de rentabilité de l'investisseur
- › **Accélérer les négociations et limiter les coûts**

Illustration des résultats

- 1er niveau de revue** : erreurs avérées
Erreurs de construction de modèle : prise en compte la fiscalité, problèmes de formules, etc.
- 2e niveau de revue** : hypothèses contestables
Hypothèses économiques discutables : évolution des prix internationaux, inflation, LCOE
- 3e niveau de revue** : éléments additionnels
Exonérations diverses, revenus des coûts environnementaux évités



Le moindre coût n'est pas le moindre prix au kWh.

C'est la meilleure répartition des risques sur 20 ans.

« Le principal risque d'un PPA n'est pas de ne pas attirer d'investisseurs. C'est de signer aujourd'hui un contrat que les consommateurs ne pourront plus porter demain et qui étouffera le marché régional que vous êtes en train de construire. »



Yann-Ange Kouassi-Vanié

Directeur Adjoint, Energy Specialist

ykouassivanie@deloitte.fr

+225 07 16 79 06 88 / +33 6 18 30 69 19

Important notice

This document has been prepared by Deloitte (as defined below) for the sole purpose of providing a proposal to the parties to whom it is addressed in order that they may evaluate the capabilities of Deloitte to supply the proposed services.

The information contained in this document has been compiled by Deloitte and includes material which may have been obtained from information provided by various sources and discussions with management but has not been verified or audited. This document also contains confidential material proprietary to Deloitte AG.

This document and its contents are confidential and may not be reproduced, redistributed or passed on, directly or indirectly, to any other person in whole or in part without our prior written consent.

Should this proposal be acceptable to you, we would be pleased to hear from you to formally confirm our appointment.

In this document references to Deloitte are references to Deloitte AG, a subsidiary of Deloitte LLP. Deloitte LLP is the United Kingdom member firm of Deloitte Touche Tohmatsu Limited ("DTTL"), a UK private company limited by guarantee, whose member firms are legally separate and independent entities. Please see www.deloitte.com/ch/about for a detailed description of the legal structure of DTTL and its member firms.