



Photosol Day

Mardi 17 septembre 2024

Avertissement

Cette transcription est la traduction d'un enregistrement de l'événement. Tous les efforts possibles ont été faits pour transcrire avec précision. Toutefois, Rubis décline toute responsabilité en cas d'inexactitudes, d'erreurs ou d'omissions.

Photosol Day

Clémence Mignot-Dupeyrot: Good morning, everyone, and welcome to this Photosol Day. It is my pleasure to welcome you today. I will be MC'ing this presentation.

So the day will be split in two parts:

- this plenary session in the morning which will be chaired by Clarisse Gobin-Swiecznik, Managing Partner; Marc Jacquot, Group CFO at Rubis; and the two founders of Photosol, David Guinard and Robin Ucelli, together with Guillaume Thrierr, Head of Financing;
- during this afternoon, you will have the opportunity to participate to workshops on dedicated topics – building a plant in France, the financial model, the international development and the small PV scale. You will be rotating between workshops, so do not hesitate if you need any help in logistics.

And I will now be leaving the mic to Clarisse.

Clarisse Gobin-Swiecznik: Thank you, Clémence.

Welcome and good morning, everyone. I am Clarisse Gobin-Swiecznik, Managing Partner at Rubis. Today, I'm going to talk about safe, reliable and sustainable energy. I'm very proud today of presenting our new branch, Photosol, and to offer you a deep dive into the business model.

So what does it mean today to be a global energy provider? It's about ensuring safe, reliable energy for all, as affordable as possible. Recent events and disruptions have reminded us how crucial it is to have safe, reliable, affordable and sustainable energy. There is another major challenge we can't ignore today – climate change. Industry needs low-carbon energy to grow faster to meet the rising global demand. Any successful transitions needs to address all three parts of this challenge: safe, reliable and sustainable.

Now, if the energy transition has started, it differs across country. It doesn't mean the same thing whether you live in Europe or in emerging countries, but for all, it means enabling a fair transition, one that is equitable, adapted to and differentiated country by country. This kind of transition cannot be left to chance. It's our conviction it takes a company with a clear, ambitious strategy and disciplined financial execution to drive growth and create value for its stakeholders. This is who we are.

So we are a company whose business lies in sourcing, shipping, storing and distributing essential fuels and liquefied gas to a diverse customer base – private and public companies, airports, industries, but also individuals for their everyday needs. We manage the entire logistic chain from the source to the final destination. In this context, we decided to enter the renewable energy business to widen our offer to meet European needs. By entering solar, we expanded our value chain presence to the role of energy generation. This is where value is captured.

We cover more than 40 countries, where we adapt our products and solutions to local needs and regulations. Our strength lies in our ability to operate locally, regionally and internationally. This unique footprint was built through strategic investments and pioneering initiatives. We operate in countries at very different stages of economic, environment and energy development. Wherever we are today, we deliver operational excellence and service while ensuring the best possible economic condition for our customers.

As you can see here, we are a diversified Group. For 35 years, we have grown steadily and profitably, with a dynamic and successful track record of targeted acquisitions.

We are a company that has always succeeded in financing its growth while remunerating its shareholders. We are a company that employs the best people, attracted by the scope of the business and its entrepreneurial spirit, the DNA of the company. We are also a company of pioneers, entering new markets and geography to continue its growth trajectory.

So we are pioneers, just told you before. So renewable energy is our new investment. This is a well-thought and well-planned decision. Renewable energy in general, and solar energy in particular, has a strong business case supported by four solid growth trends:

- the first one is a booming demand in electricity, driven by growth and demographics;
- the second one is a competitive pricing. Solar today has the most competitive pricing in the renewable energy sector;
- the third one is a stable legal framework, that was not the case ten years ago, set at the European level and driven by the green deal;
- the fourth point, it's a decentralised system, encouraging local production to boost energy security and sovereignty.

In short, we believe solar power provides a reliable, safe, sustainable and affordable energy source that can be produced locally, in line with the company strategy.

For us, Photosol is the perfect partner for four different reasons:

- the first one is that it's a pure-player in the solar business, with a strategic focus in the ground-mounted solar plants. It's a big difference because to catch the growth, you need to build huge installations;
- it's also an established player with a solid track record in the past and a big pipeline;
- they also have something that we are very attached to, an entrepreneurial spirit with experienced manager working in the company for more than 10 years, and Robin will come back on that;
- and they also have something we really like, a strict financial discipline to create value.

So for us, Photosol is the perfect fit.

Now, let me give you a quick overview of what is Photosol today. So, Photosol is active in four countries, but mainly in France. 98% of the business today is in France. Photosol employs over 250 people. That has been more than doubled since the acquisition in 2022. The secured portfolio, which will be the plan of the day to explain what is the secured portfolio, has also doubled since 2022, and the level of advanced development and the development pipeline is constantly growing, catching the market opportunities and demonstrating the expertise of the team.

So how do we see Photosol in three years in terms of secured portfolio and EBITDA? We aim for 2.5 gigawatts (GW) of secured portfolio. Today, we will introduce two new notions:

- power EBITDA, so the EBITDA generating by power plants already in operation;
- and secured EBITDA, to show that the value of Photosol is already embedded and is growing through the development of its pipeline.

So let's have a look now at the renewable electricity market by 2030 in Europe. Between now and 2030, electric needs are set to increase by a factor of 1.3x in Europe and inside this, solar energy share will be multiplied by three. It shows the growth potential in the solar market. Recent declarations told that in France between now and 2035, the share of solar power in the energy mix should increase fivefold to reach 100 GW.

So let's talk now about the main market for Photosol France. So contrary to some markets which are very volatile and exposed to speculative prices, France is a super secure market with long-term revenue streams and a strong financing system with fixed interest rates and a non-rigorous debt. Therefore, we have significant ambitions in France, supported by a legal framework encouraging the development of solar, but also of agrivoltaism, a market in which Photosol is a pioneer, and David will come back on that. In this framework, it's important to seize as many opportunities as possible in this growing market, secure as many projects as possible in the context of long-term contracts backed by reliable counterparties, French state or major French companies.

In addition, we have started our diversification as we believe Photosol recognised expertise is relevant to expand in complementary areas of activities and technologies, including battery storage. Since 2023, we are targeting small solar installations of less than 3 megawatts (MW) for B2B customers, which also benefit from high and secure long-term tariffs. The development of this activity also enables the company to develop synergies inside the Group. We work in partnership with certain Rubis Énergie affiliates to develop this solution for our B2B customers there in France, in French overseas territories, but also in English-speaking Caribbean.

So our diversification, and David will come back on that, is also geographic. There again, our development is backed by a supportive legal framework, where the ambitions for solar development under the European green deal are significant. We are working both on South Europe with Italy and Spain, that you can see here, but also in Eastern Europe with, for example, Poland or Romania.

So regarding Italy, Italy is a very similar market to France. The government's objective is to multiply by three the share of solar in the total electricity consumption by 2030. We acquired there last year a 100 MW ready-to-build portfolio, which is located in areas identified by the government for the development of solar power plants. So, Northern and Central Italy.

So in addition, the development in Italy of solar power plants is currently benefiting from strong public support, reflected in easier permit approvals, storage options and a fast-growing PPA market since it opened in 2018.

Regarding Spain, it's totally different because Spain is the most mature solar market in Europe, but it's still strongly supported by the government, who want to multiply by four the share of solar production in the total electricity consumption by 2030. Our aim here is to target less

developed solar plants above Barcelona, which offer local development opportunities and benefit from an advantage PPA market.

So Eastern Europe also holds great potential. The market is less mature there, is totally different. The solar market there is opening up, and is beginning to shape up, driven by a strong political will to replace carbon-based power plants dependent on Russian gas or coal. Regulations, European financial support and a favourable legislative context are being put in place to encourage strong growth in renewable energies.

So now, Marc, Rubis CFO, will share with you where we stand and where we are heading in 2027.

Marc Jacquot: Good morning. I am the finance guy. I'm going to tell you where we're going and share with you some numbers. So today, we are concentrated in France with 96% of the secured portfolio there. Why France? You know, Photosol used to be implemented in the US, and they sold their assets. So in a context where some difficulties happen in the US, in some solar companies, I want just to underline the big differences between US and French markets.

In the US, the revenues are based on PPA exposed to spots, and they are very dependent on unstable local tax policies. In France, that's totally different. You have long-term contracts, more than 20 years, backed by the government, and at fixed rates, indexed on inflation. The financing mirrors the revenues. So it means that in France, you have long-term financing at fixed rates. Also, it's important to understand that the solar debt is what we call non-recourse. So, non-recourse, it means that the lenders, they have so much confidence in your revenue scheme, that they don't ask for additional guarantees. It doesn't mean that we will not reimburse if something is going wrong. It means the lenders, they assume it cannot go wrong.

Also worth mentioning that when we calculate the low-rate debt ratios covenants of Rubis Énergie, obviously the non-recourse debt is not included here. So that's why we are in France.

Also, we put a foot in the rooftop business and started to develop in other European countries. Why a B2B rooftop business? Because the regulation just changed and became more attractive, simpler, and you have a shorter time of construction. And because actually the assets of the rooftop business are excellent assets for farm-down. But we'll come back on that.

So where are we heading? We have some ready-to-build assets in Italy and some co-developments and partnerships in Spain and in Eastern Europe. Why going outside of France with such an appealing French market? Actually, as a CFO, I am convinced that we need to diversify the source of our growth. This is what we did and what we have been doing with Rubis Énergie over the last 30 years by being present in 40 countries. And it works. So, we want to do the same thing, but in the solar, but focusing on less countries to start. And also, because the market abroad actually is quite appealing. Italy is starting to evolve, exactly like France a few years ago. Spain is very mature, but we have under equipped in the north side of the country, and Eastern Europe is opening up, and actually needs to transition away from the fossil production of electricity. And solar is our best option. So that's why we target 15% of our secured portfolio outside of France and 2% in the rooftop business.

So what does it mean in terms of numbers? You're going to have to focus a little bit here because I'm going to tell you a lot of information. 2024 consolidated EBITDA will amount to

€20 million. EBITDA generated by the assets in operation, what we called the power EBITDA, will be above €35 million. The secured portfolio that you see on the top will amount to 1 GW. What is the secured portfolio? The secured portfolio, it includes the assets in operation, the assets under construction, and the ready-to-build assets. The ready-to-build it means that you've got all the permits, and you obtain a date for the connection to the grid.

Why should it matter to you, the secured portfolio? Because this is what will generate an EBITDA in two to three years. If we stop all developments today, we will generate €75-80 million of secured EBITDA. Historically, 100% of the secured portfolio has been put in operation. So that's why we call it secured. And it has a lot of value today that you don't see in the 2024 numbers. And we're not going to stop here, actually. Look at 2027, we are aiming 2.5 GW of secured portfolio. It will represent €150-200 million of secured EBITDA in two to three years, meaning two to three years later. And that, again, if we stop all developments in 2027, this is what we're going to have. The power EBITDA will be above €80 million, and the consolidated EBITDA will contribute to €50-55 million.

So you can ask me why such a difference between the consolidated EBITDA and the power EBITDA. I told you that to build the secured portfolio, you need to develop your pipeline, and you need a development team in charge of originations, permits, impact studies, and it has a cost. And this cost is called – we're going to call it DEVEX, development expenditures. You cannot capitalise 100% of those development expenditures because you will not succeed 100% of the time. So that's why you have this difference between the consolidated EBITDA and the power EBITDA.

But in 2027, those costs, they will be partially financed by farm-down operations that will represent 10% of the consolidated EBITDA. What's a farm-down? A farm-down, this is a partial or the full sale of assets in operation, or ready to be built, when they reach their maximum value, so when it becomes certain it has the most value. And a lot of insurance companies and financial investors love those kind of assets.

So let's have a quick look at the cycle of the development of those assets to understand. You have two phases. One on the left, which goes from the early stage to the construction, and it lasts seven years. On the right, this is when the asset is in operation. It lasts 30 years, and it's acting a bit like a bond with very predictable cash flow. So you need seven years to build a 30-year bond equivalent. So what will happen during the seven years? You will finance, secure land, get permits, negotiate with mayors, unions, environmentalists, and during this period, you're going to build the pipe for tomorrow's EBITDA. And during this seven years period, actually, the NPV that you see here on the blue curve is going to increase with the time and its value will develop as you progress in building this pipe, reaching its peak at the ready-to-build level.

The Photosol team will explain you all of that in more details. So let me please welcome the team. Happy to have David, Robin and Guillaume. Thank you, guys.

Robin Ucelli : Bonjour à tous. Merci Clarisse, merci Marc. Nous allons désormais nous concentrer sur le positionnement de Photosol et vous expliquer pourquoi la société est idéalement placée pour participer activement à la forte croissance du marché dont Marc et Clarisse viennent de parler.

En tant que fondateur de Photosol, j'ai un certain historique donc je ferai régulièrement des allusions à l'histoire de Photosol afin d'illustrer sa stratégie et mettre en lumière sa dynamique et son évolution.

Je voudrais tout d'abord vous parler des femmes et des hommes derrière Photosol et vous parler de leurs convictions. En 2008, lorsque David et moi créons la société Photosol, nous étions convaincus qu'un marché immense s'ouvrait pour plusieurs décennies et que ce marché laissait la place à des petites entreprises, jeunes, agiles, innovantes, pour s'exprimer. Malgré des besoins en capitaux absolument massifs, nous étions convaincus que nous pouvions jouer dans la même cour que des géants comme EDF, Engie, Total un petit peu plus tard. Et c'est autour de ces convictions que nous avons été rejoints très rapidement par Benoît Farines (COO), Alix Lajoie (actuelle DGA), Antoine Dubos (notre Directeur Développement). Et à partir de 2015-2016, nous avons recruté des managers expérimentés en externe : Thomas Aubagnac (actuellement DGA), Vincent Mallejac (notre Directeur Juridique), Virginie Petit (notre DAF), plus récemment Guillaume Thrierr en 2023.

Je ne vais pas citer tout le monde, évidemment, d'autant plus que vous aurez l'occasion de faire connaissance cet après-midi lors des *workshops*, mais l'idée qu'il faut retenir, c'est que Photosol est dirigé, managé, par une équipe ultra expérimentée : chacun a plus de 15 ans d'expérience dans le secteur et c'est une équipe qui travaille ensemble depuis plus de 10 ans. Au fil des ans, nous avons évidemment grossi et en particulier depuis 2022 – l'entrée de Rubis dans Photosol – puisque nous sommes passés de 90 collaborateurs à fin 2021 à plus de 250 collaborateurs aujourd'hui et ces recrutements importants ont essentiellement porté sur les équipes de développement puisque nous sommes près de 100 personnes aujourd'hui, et sur les nouveaux métiers, le développement de la toiture et le développement à l'international.

Très rapidement, dès 2009, nous avons eu la volonté et l'ambition de dépasser le simple métier de développeur. Nous étions convaincus que la création de valeur allait s'opérer sur le marché français selon deux axes majeurs :

- le développement de la grande centrale au sol, par opposition à la multitude d'acteurs qui développaient des petits projets en toiture avec des cycles de développement plus courts ;
- et le deuxième axe majeur, la détention des actifs sur le long terme. Et c'est dans cette optique que nous avons agrégé au fil des années, brique par brique, les différentes compétences qui constituent un IPP, à commencer par le développement.

Le développement, qu'est-ce que c'est ? David en parlera en détail mais, assez rapidement, il s'agit de sécuriser du foncier, lancer des études (faune, flore, paysages, études de raccordement, géotechnie), déposer des permis de construire, attendre, discuter avec l'administration. C'est un temps de développement qui est relativement long. Il faut compter deux à trois ans pour obtenir un permis de construire et parfois plus. C'est un temps long, mais qui est cadencé, qui est organisé. Je crois que Guillaume présentera tout à l'heure une slide où on voit bien le cadencement et l'évolution dans les différentes étapes à franchir. À titre d'exemple, notre premier projet (Sarrazac dans le Lot, 12 MW). Nous avons démarré le développement dans le courant de l'année 2008, obtenu son permis de construire en décembre 2010 et mis en service en janvier 2014.

Deuxième métier : le financement. On est sur une activité qui est très capitalistique et qui se finance essentiellement par dettes – j'en parlerai un peu après. Il s'agit donc d'allier des compétences de financement de projet, des compétences de financement structuré et plus globalement de disposer d'une ingénierie financière et fiscale robuste dans l'optique de minimiser nos fonds propres. En général, ça se passe assez bien parce que les banquiers, tout comme nous, veulent maximiser la dette – nous pour minimiser les fonds propres, les banquiers des fois pour les *fees*.

Troisième métier : la construction. On parle de projets de taille industrielle. Vous verrez des photos à côté et puis il y en a peut-être quelques-unes qui vont circuler. On est sur des projets qui font des dizaines et des dizaines d'hectares. Un hectare, c'est un grand terrain de foot, pour simplifier. Verneuil, c'est plus de 60 hectares. Creil, plus de 200 hectares. Les projets dans les Landes, 180 hectares. Donc on est sur des très grands projets qui nécessitent des centaines et des centaines d'intervenants : des ouvriers, des monteurs, des poseurs. Mais nous ne sommes pas constructeurs. Nous ne sommes pas installateurs. Donc nous n'avons pas au bilan des centaines d'électriciens et des centaines de poseurs. Nous ne sommes pas non plus fournisseurs de modules ou fournisseurs de matériel électrique. Ce n'est pas cela notre métier. Dans la construction, ce que nous faisons, c'est acheter des volumes pour nos propres projets : une forme de centrale d'achats. Nous négocions des contrats en plusieurs centaines de mégawatts sur les prochaines années pour notre propre *pipeline*. Nous avons une ingénierie pour désigner les projets, optimiser leurs performances, être en mesure de challenger les constructeurs sur leurs coûts, sur leurs hypothèses. Nous organisons la gestion du chantier et surveillons toutes les règles de sécurité et d'hygiène sur les sites ; nous allotissons les travaux. Et en faisant cela, nous allons capter la marge d'un contractant général de 15 à 20 %.

Dernier métier : O&M (opérations et maintenance). C'est une activité que nous avons créée à partir de 2013-2014 pour nos propres projets. Nous nous occupons donc de la maintenance préventive, de la maintenance curative, c'est-à-dire après que la panne a été détectée. Nous gérons les stocks de pièces détachées, nous analysons la performance, nous analysons la dégradation. Il y a au moins deux intérêts :

- un intérêt économique évident de prester en interne puisqu'on évite les marges d'intervenants tiers ;
- et le deuxième intérêt, c'est d'optimiser la production de la centrale sur le long terme parce que nous connaissons beaucoup mieux nos propres actifs.

Et nous avons, à terme, l'ambition de développer et d'offrir ces services pour des tiers. Aujourd'hui, c'est très limité.

Pour conclure sur cette partie et être extrêmement clair, quitte à enfoncer des portes ouvertes, nos revenus sont issus de la vente d'électricité. Nos revenus, ce n'est pas de la construction pour tiers ou de l'O&M pour tiers. Nos revenus, c'est de la revente d'électricité. Et la juxtaposition de ces différents métiers nous permet de capter de la marge et créer de la valeur à chaque étape (développement, financement, construction, O&M) et même plus loin, après la mise en service, j'en parlerai un peu plus tard. Donc créer de la valeur, de fait être plus compétitifs lors des réponses aux appels d'offres de la CRE ou lors de la négociation des contrats de *PPA*, mais également d'être autonomes et indépendants. Et c'est une notion très importante à retenir. Nous sommes indépendants d'investisseurs tiers qui rentreraient dans nos projets, nous sommes indépendants de développeurs tiers qui viendraient alimenter notre croissance.

Cette notion est très importante, car elle nous permet de contourner la majorité des contraintes qui interviennent durant la phase de développement et d'être en maîtrise du temps. Cela peut peut-être vous sembler un peu simpliste dit comme cela, mais pour illustrer mon propos, je voudrais vous donner trois exemples : un exemple réglementaire sur le marché français concernant les tarifs de rachat, un exemple réglementaire sur le marché européen lié aux approvisionnements et un troisième exemple économique, financier, global qui a touché toute l'économie. J'en parlerai à la fin.

Le premier exemple réglementaire en France sur les tarifs de rachat : cela se passe en décembre 2010. Le gouvernement décrète le moratoire photovoltaïque. C'est un traumatisme pour la filière puisqu'à ce moment-là 90 % des acteurs font faillite. Qu'est-ce qui s'est passé ? Tous les projets autorisés avec un tarif de rachat devaient se raccorder et être en service en 18 mois, pas un jour de plus, sinon ils perdaient leurs tarifs. Tous les projets qui n'avaient pas de tarif à ce moment-là n'avaient plus de cadre réglementaire pendant deux ans. Conséquence : 90 % des acteurs font faillite. Les investisseurs qui n'avaient pas de projet quittent la France. Après tout, cela se passe mieux ailleurs, c'est plus facile, il y a plus de volume. À quoi bon rester sur le marché français ? Les développeurs qui n'avaient pas de financement ont vendu leurs projets à la casse, les ont bradés, et ont quitté le marché. Et seulement une poignée d'acteurs, à la fois développeurs et investisseurs, a pu traverser ce moratoire et en sortir grandis. C'était le cas de Photosol. Nous avons des fonds à ce moment-là, que nous avons déployés en rachetant des projets de tiers à la casse, que nous avons construits avec nos équipes de construction dans les délais. Il n'y avait pas de financements bancaires. En plus l'Europe, la Grèce, l'euro, tout cela s'effondrait à ce moment-là. Il n'y avait pas de financements bancaires. On a construit en fonds propres. Nous avons poursuivi les autorisations administratives sur notre portefeuille de développement dans un cadre réglementaire inconnu à l'époque. Mais lorsque deux ans plus tard, la réglementation a évolué et a remis en état des tarifs de rachat, notre portefeuille était prêt. C'est donc notre triple positionnement de développeur/constructeur/investisseur qui nous a permis de traverser ce moment traumatisant pour la filière.

Deuxième exemple réglementaire au niveau européen sur les approvisionnements : cela se passe en mai 2013. L'Union européenne instaure des barrières douanières pour lutter contre l'importation massive de modules chinois polycristallins. À ce moment-là, je n'ai pas exactement les statistiques, mais je pense que 80 à 90 % des projets en Europe sont construits avec des modules chinois. Donc l'Union européenne met en place des barrières *antidumping* et qu'est-ce qui se passe ? Tout d'un coup, il n'y a plus de modules en Europe. Nous avons 50 MW à construire avant janvier 2014. 50 MW c'est 50 millions. Même pour un EDF, même pour un GDF, en 2013, c'est une grande quantité de projets. Nous sommes partis aux États-Unis, nous avons convaincu First Solar (qui avait quitté le marché en 2010 à la suite du moratoire) de revenir en France et en Europe et de nous accompagner sur la fourniture de nos projets. First Solar a été convaincu par notre positionnement. Pourquoi ? First Solar avait une technologie couches minces différente du polycristallin traditionnel chinois et très peu utilisée à ce moment-là en Europe. Nous leur avons dit « nous sommes investisseurs dans nos propres projets. Nous ne dépendons pas de fonds. Nous ne dépendons pas de tiers qui vont devoir valider la technologie. C'est nous qui investissons », d'une part. Et d'autre part « nous avons 300 MW en cours de développement » à ce moment-là, « et vous, First Solar, vous pouvez revenir sur le marché français et européen grâce à notre *pipeline* ». Résultat : nous avons mis en service en

janvier 2014 nos 48 MW. Nous avons construit plus de 250-300 MW avec First Solar. Nous avons été leur premier client français et européen alors que beaucoup de développeurs sans modules ont dû abandonner leur projet.

Troisième exemple, plus récent, économique : c'est la crise inflationniste de 2022-2023. Les CAPEX qui explosent, les taux d'intérêt qui explosent. Un récent rapport de la CRE mentionnait que la majorité des projets qui avaient été lauréats n'avaient pas pu être mis en service et avaient été abandonnés par les développeurs du fait de l'augmentation des CAPEX et des taux d'intérêt. Certes, les projets avaient perdu de la valeur, c'est mathématique, mais notre conviction était qu'on pouvait récupérer de la valeur après la mise en service et qu'un projet construit pouvait continuer et recréer de la valeur. Nous avons donc pris la décision de construire les projets – c'était au moment où Rubis d'ailleurs rentrait au capital de Photosol. Et effectivement, c'est ce qui s'est passé : une fois construits, nous avons bénéficié de mesures d'accompagnement pour revendre notre électricité sur le marché avant de rentrer dans les contrats CRE. Donc nous avons retrouvé de la valeur et nous sommes d'ores et déjà en train de travailler sur les refinancements de ces projets et sur des sorties de contrat d'achat pour aller vers des PPA. J'en parlerai un peu après.

C'est donc dans un contexte parfois chahuté, turbulent, que nous développons nos projets. Et la juxtaposition de nos métiers, des différents métiers dont j'ai parlé, nous permet de maîtriser le temps et d'être résilients durant le développement.

Alors qu'est-ce qu'on développe ? Voilà notre portefeuille. Comment se décompose-t-il ? On a 460 MW en opération donc qui génèrent de l'électricité, un peu plus de 500 MW (520 MW) sécurisés. En sécurisé, il y a toute cette partie-là, les 500 MW *ready-to-build* et à construire, un *pipeline* de 5,2 GW après la promesse de bail, c'est-à-dire entre la promesse de bail et l'obtention des autorisations, et 2,6 GW avant signature de promesse de bail. Quelle leçon peut-on tirer de ce *pipeline* ? Il y en a au moins quatre.

Première leçon : c'est un portefeuille en forte croissance. Lors de l'entrée de Rubis, un petit peu avant, nous étions à moins de 300 MW en opération, aujourd'hui 460 MW. Donc plus de 50 % de croissance sur les projets en opération. Le *pipeline* en développement (c'est-à-dire entre la promesse de bail et le stade RTB) a été multiplié par deux sur les deux dernières années puisque nous étions à 2,5 GW et nous sommes aujourd'hui à 5,2 GW. Et les projets en origination ont été multipliés par 2,5 puisque nous étions à 1 GW par an et aujourd'hui 2,6. Cette forte croissance est le reflet des investissements en hommes et en développement dont nous avons déjà parlé et que Guillaume redétaillera un peu plus tard.

Deuxième leçon : des perspectives claires et ambitieuses. Il faut deux à trois ans pour qu'un projet rentre au stade de développement et s'écoule jusqu'au stade sécurisé. C'est le temps d'obtenir toutes les autorisations. Cela peut être un peu plus. Je vois Thomas qui hoche un peu la tête. Mais c'est l'ordre d'idée. Selon une certaine probabilité, historiquement, un projet qui rentre, qui obtient une promesse de bail, a à peu près 40 % de chance d'être sécurisé. Et comme l'a dit Marc, historiquement, une fois qu'on est sécurisé, 100 % des projets sont mis en opération. Sur la base de ces probabilités et de ce *pipeline*, on estime assez raisonnablement qu'à horizon 2027, nous disposerons d'environ 2,5 GW de projets sécurisés avec à peu près 1 GW en opération. Je dis à peu près, ce n'est peut-être pas très financier, mais ça dépendra aussi des délais de raccordement et ce genre de choses.

Troisième leçon importante : il y a un déséquilibre entre les revenus et les coûts. Au moins c'est visuel. On a 460 MW qui génèrent des revenus et on a 6 ou 7 GW qui génèrent des coûts. Pas beaucoup de coûts, un peu plus, beaucoup plus, plus du tout. Mais c'est important d'avoir ces métriques en tête. On parle d'un ratio de 1 à 15 entre la capacité qui génère les revenus et la capacité qui crée les coûts. C'est le reflet également de l'accélération de ces dernières années et des objectifs ambitieux de Photosol.

Mais quatrième leçon : ce n'est pas parce qu'on a peu de revenus par rapport à nos coûts que ce portefeuille n'a pas de valeur. Sur un coin de table, un projet qui atteint le stade sécurisé génère à peu près en création de valeur 200 000 € par mégawatt, c'est-à-dire après remboursement de la dette, après paiement des coûts, après paiement des devex. Projet par projet, cela s'analyse avec un *discounted cash-flow* mais en coin de table, on peut retenir cette valeur. Et à mesure que les projets avancent dans leur stade de développement ils se rapprochent de cette valeur de 200 000 € par mégawatt. Donc ce n'est pas parce que les projets ne génèrent pas de revenu qu'ils n'ont pas de valeur. Ils génèrent même un EBITDA négatif et pour autant leur valeur augmente. Guillaume reviendra sur cet aspect.

Alors, une fois que nos projets sont sécurisés, une fois que nos projets ont obtenu un permis de construire et une date de raccordement, on part à la recherche d'un tarif de rachat. Il y a deux grands systèmes en France : les appels d'offres de la CRE et les corporate PPA. Les appels d'offres de la CRE, le schéma le plus classique, nous permettent de bénéficier de contrats de 20 ans avec un tarif qui est figé et légèrement *inflaté*. Les corporate PPA, par définition, c'est du gré à gré. C'est généralement entre 10 ans et 20 ans, souvent 15 ans, avec un profil de flux généralement tarif fixe plus *inflaté*, mais on peut avoir des schémas un peu différents.

Dans les deux cas (contrats CRE ou corporate PPA), on a une forte visibilité sur le chiffre d'affaires qui n'est autre que le produit d'une irradiation statistiquement très peu variable et d'un tarif de revente d'électricité.

Au niveau des charges, il faut retenir que les charges représentent à peu près 20 % du chiffre d'affaires et elles sont toutes contractuelles. On parle d'un contrat de bail d'une durée de 30 ans, 40 ans, et même parfois plus, d'un contrat O&M, d'un contrat d'assurance qui couvre la casse, le bris, les pertes d'exploitation, des impôts, il ne faut pas les oublier. Et en dessous de l'EBITDA, on a les charges financières issues des financements de projets, je vais y venir juste après, taux fixe sur la durée du contrat de prêt donc également très prévisibles.

Nous avons donc établi une ambition à horizon 2027 de 2,5 GW de projets sécurisés. Cela présente peu ou prou 1 milliard de capex sur les prochaines années. Donc la question qui se pose, c'est comment est-ce que ça se finance ? En France, grâce à la visibilité sur les flux de la centrale, nous pouvons mettre en place des financements de projets sans recours sur l'actionnaire. Comme l'a dit Marc, je le répète, sans recours cela ne signifie pas qu'on ne va pas rembourser la dette. Cela veut dire simplement que le banquier, le prêteur, a confiance que ce sont bien les flux du projet qui vont rembourser la dette et que les garanties apportées par le projet sont suffisantes. Quelles sont les caractéristiques de ce financement de projet ? En quelques mots, et vous aurez un atelier dédié cet après-midi, on parle de contrat d'une durée de 20 à 23 ans, qui peut même aller au-delà du contrat d'achat, des leviers de 80 à 90 %, des marges de 130 à 150 points de base. Je sais qu'on dit toujours que c'est un crime, c'est du vol. Mais pour de vrai, ce n'est pas si mal. Et des garanties : nantissement sur les titres, gage sur

le matériel, hypothèque sur le terrain, des comptes de réserve et pas de recours sur l'actionnaire.

Nos premiers financements n'étaient pas aussi généreux. On était sur des maturités plus courtes (de l'ordre de 15 ans), sur des marges plus élevées (250 points de base à peu près), mais au fil des ans, la profession – je parle des banquiers – a pris confiance dans le marché, dans l'actif. Il y a eu plus de compétition donc les conditions financières se sont améliorées. Mais cela met en évidence la solidité des projets du point de vue du prêteur qui, je le répète, met quand même 90 % des fonds.

Une fois le projet développé, construit, financé, on pourrait se dire « bon il est mis en service, c'est bien, l'histoire s'arrête là ». Pas du tout ! On a encore des sources d'optimisation et des sources de création de valeur après la mise en service. Donc là, je rappelle les métiers de Photosol : le développement, on crée beaucoup de valeur au départ ; au moment de la construction, on évite la marge d'un multi-contractant, on gagne 15 à 20 % à peu près sur les capex ; la marge d'O&M, très régulière sur la durée d'exploitation de l'actif.

Mais comme je viens de vous le dire, au-delà de la mise en service, on a encore des poches de valeur. Et je vais en citer quelques-unes. Les refinancements, typiquement. Je vous disais il y a une minute que nos premiers financements bancaires n'étaient pas d'une durée de 22 ans, n'avaient pas les marges actuelles. Depuis 2016, à peu près tous les 18 mois, nous initiions des opérations de refinancement de nos actifs pour extraire de la valeur : rallongement de la maturité, baisse de la marge, regroupements de projets au sein d'un portefeuille pour bénéficier d'une diversification, inclusion de projets qui bénéficient d'un PPA. On mélange des projets anciens qui ont du *track record* avec des projets neufs et donc il y a régulièrement des opérations de refinancement pour extraire de la valeur, récupérer des fonds propres.

Deuxième source d'optimisation : les PPA. On a commencé depuis quelques années à sortir de certains projets CRE qui avaient des tarifs assez faibles mais suffisants pour mettre en service la centrale, sortir de ces projets pour signer des contrats de PPA, retrouver de la longueur, de la maturité contractuelle et augmenter les tarifs. David parlera de quelques contrats PPA que nous avons pu signer récemment.

Troisième source d'opportunité de création de valeur, beaucoup plus industrielle, c'est le *repowering*. J'aime à penser que notre portefeuille de projets en opération est un vivier de redéveloppement futur. Les projets que nous avons construits il y a une dizaine d'années et même plus récemment nécessitaient, du fait de la faible efficacité des modules, beaucoup de foncier ; et on était limité même en termes de puissance. Donc on avait du foncier non utilisé. David vous l'expliquera bien tout à l'heure : le foncier, c'est la clé. C'est un des éléments clés de la valeur de Photosol. Donc sur des projets qui ont trop de foncier par rapport à la puissance, on peut envisager un *repowering*, c'est-à-dire rajouter de la puissance sur nos projets. Je vous donne un exemple : dans les Landes, nous avons 55 MW sur plusieurs communes et les études montrent qu'on pourrait – et on a déposé des PC pour – passer de 55 à 155 MW sans avoir à rechercher de nouveaux fonciers. En revanche, il y a des études de raccordement à faire, revoir le design, renégocier des contrats. Un autre exemple dont David vous parlera : la centrale de Lazaret.

Enfin, dernier axe possible de création de valeur : le *farm-down*, c'est-à-dire la cession des actifs *ready-to-build* ou opérationnels de façon minoritaire ou majoritaire, cela dépend des

acteurs en face, s'ils sont passifs, s'ils sont stratégiques. Cela dépend du caractère stratégique des actifs : est-ce que nous voulons garder l'O&M ou pas ? Mais nous avons d'ores et déjà commencé à travailler sur une politique de *farm-down* de nos actifs.

En synthèse, Photosol dispose aujourd'hui de nombreux atouts pour participer à cette croissance : une équipe expérimentée, un *pipe* très significatif, une forte ambition à horizon 2027...

Et je vais laisser maintenant la parole à Guillaume pour vous expliquer comment cette ambition se traduit dans les courbes de revenu et de coût.

Guillaume Thrierr: Thank you Robin. Hello. Good morning, everyone. Let me now walk you through a little bit of how the development timeline impacts our financial trajectory. As Robin mentioned, success takes time, and infrastructure is a long-term business. Before our assets enter into operation, they will go through a cycle which lasts around seven years. So four years of development and three years of execution.

If we focus first on development, it's very important for you to understand that we are not interested in volume for the sake of it. We're not incentivised to create volume for the sake of it. We're focused on value creation from the very beginning, which means that when we have a project enter into our pipeline, we will screen it and vet it according to several criteria to maximise the chances of success and guarantee its profitability. Those criteria include, of course, solar resource, the quality and the critical size of a plot of land, the competitiveness of the rent, the grid availability and its proximity, engineering complexity, environmental constraints, and any other constraints which might hinder the ability to develop a project.

During the execution phase which takes place post permitting, this phase is mainly limited by the availability of the grid, which today in France takes about three years for us to interconnect our projects, whereas the construction itself only lasts about one year. So we set everything in motion to make sure we deliver the projects by that date. All these topics will be addressed in great details this afternoon with Thomas Aubagnac, Deputy CEO, and Antoine Dubos, Head of Development, to go through all of this.

So, development is complex, but it's a process. Our success is our ability at any point in time to manage hundreds of different projects at various stages of development. From the start, meaning signature of an option for lease, all the way to permitting, we have a historical track record of around 40% of projects which ultimately reach the ready-to-build status.

Development is not a one-time bet. You don't place all your money on day one on a project and then hope for a return 40% of the time, four years later. You will go through the process of preliminary studies and the permitting, which means you will incur DEVEX over time. Over time, the chances of success will increase, thereby limiting the amounts that we're spending at risk.

The single most important step in this whole process is when we reach ready-to-build and when a project enters our secured portfolio, which means a project has received all the authorisations for construction and secured the grid. From then on, all the projects we've developed ultimately reach COD, and that is when they crystallise most of their value. At that point in time, even though these assets are not yet generating EBITDA, they're a little over halfway there in terms

of time. There already is a market value for them, typically four to five times what we've spent to achieve that. You have to remember that development is a very profitable component of our business.

Taking a step back, and Marc has shown you this before, but I'd like to emphasise a couple of messages. Development takes time, but during these four years of development, we typically incur about only 10% of the cost of actually building a project, which is obviously relatively limited. Once a project is secured, it will stop incurring any cost until we start construction, at which point all internal costs and CAPEX to build the plant are capitalised and have no impact on our P&L. And again, as we mentioned, and I'll be co-chairing a workshop with Benoît Farines this afternoon to walk you through how we finance this 90-plus percent with that.

So, to recap, we screen our portfolio early to maximise our chances of success and guarantee a project's profitability. We spend money overtime, thereby limiting the amounts that we're placing at risk. And the overall money that we're spending is relatively inexpensive. Inexpensive compared to the overall cost of the project, inexpensive compared to the future EBITDA generation of an asset. Coincidentally, the amount we spend over the life of the development is roughly about the same as one year of EBITDA generation for that project. And that EBITDA generation will be available to us for 30-plus years. And again, this development cost is relatively inexpensive when compared to the market value of a permit, which is multiple times what we've spent to get to that point.

Focusing on our financial trajectory and how this process translates into some numbers and the momentum that we're in, I want to go back to a few definitions. Power EBITDA is the EBITDA from the aggregation of all our power plants, the 460 MW that Robin and a few others have mentioned before. Each new project that comes into operation contributes incrementally to that power EBITDA for 30-plus years. It's the beauty of this stable business model, which we'll go back to in great detail this afternoon. It's very important to understand this, basically the IPP, independent power producer, component of our business.

But to grow this power EBITDA, of course, we need to spend money to develop our pipeline and create new capacity. We spend money on personnel, expenses, development costs, studies and so on. DEVEX is effectively the bridge between what you're seeing today in our consolidated EBITDA and what our power plants are generating. You have to understand that, one, power EBITDA is constantly growing, and each new project is an incremental brick, repeating it as many times so that –remember this, power EBITDA is only going up, and sharply up, whereas DEVEX is a function of how intensive is our development effort. And at the moment, given the size of our pipeline, it's very expensive. But this DEVEX, over time, will stabilise.

So midterm consolidated EBITDA trajectory is very clear and demonstrates strong momentum. But today, our acceleration and the size of our pipeline, 10 to 15 times our installed capacity, means that, for the time being, our consolidated trajectory has not been the right measure of this strong momentum. Between 2022 and 2024, our teams have grown from less than 100 people to 250 today, our pipeline has more than doubled to 5.2 GW, and we've basically dimensioned the French platform to fully capture the fantastic market that is France. Today the French platform is somewhat mature, and the DEVEX in France will stabilise to the current run-rate.

In the next couple of years, in between now and 2027, we will be going through a second development cycle to expand our international platform. This will lead to another round of increase in our DEVEX, but ultimately, by 2026, 2027, again, this component of our development business will have reached a steady run-rate. Once our platform is mature, our development platform is mature, it means that any new asset coming into operation will fully translate into growth in our consolidated EBITDA. Consolidated EBITDA today is not the right metric to measure our outstanding momentum. And to be provocative, growth in our DEVEX today is a healthy sign that we're there to capture the development cycle and not miss the window of opportunity.

Thank you very much. I'll leave the floor to David to walk you through our strategic roadmap.

David Guinard : Bonjour à tous. Si vous le permettez, je vais repasser en français parce que je vois les traducteurs qui s'ennuient là-bas dans leur cabine.

Je suis David Guinard. Je suis le Directeur Général et en charge du développement de Photosol et un des cofondateurs et je vais vous parler de notre plan stratégique.

Vous l'avez compris, on en a déjà pas mal parlé dans les présentations précédentes, mais je vais essayer de rentrer un peu plus dans le détail. Donc ce plan stratégique repose sur deux axes majeurs :

- le premier, c'est l'accélération et le renforcement de notre position sur notre cœur de métier ;
- le deuxième axe, c'est des diversifications (stratégique, métier et géographique).

Alors, comme Guillaume l'a dit à l'instant, ce plan stratégique et ces deux axes de développement génèrent aujourd'hui des dépenses d'investissement extrêmement importantes qui vont générer de l'EBITDA dans deux à trois ans, dans quelques années, mais qui matérialisent dès aujourd'hui de la valeur en fonction de l'atteinte d'un certain nombre de jalons. Et cette matérialisation de la valeur repose sur notre approche, l'approche stratégique qui a été celle de Photosol depuis le début, ambitieuse et prudente. L'ambition d'abord parce qu'on a la volonté claire, réaffirmée aujourd'hui, d'augmenter massivement nos volumes, nos parts de marché, d'atteindre des positions de leader dans chacun des segments sur lesquels on travaille, mais prudente parce que cette croissance, on va veiller à ce qu'elle soit toujours profitable, qu'on ne sacrifie pas de la rentabilité pour cette croissance et qu'on matérialise donc selon les jalons que Guillaume vous a présentés à chaque étape de la valeur sur les projets que nous développons.

L'axe stratégique numéro un, comme je viens de vous le dire, c'est l'accélération de notre cœur de marché. Notre cœur de marché c'est la grande centrale solaire au sol en France. Les quatre jalons, on les a évoqués, et je vais rentrer un peu plus dans le détail de chacun d'entre eux. Et on travaille et on essaie d'avoir un avantage compétitif sur chacun de ces quatre jalons qui sont les jalons clés du développement du solaire en France. C'est d'abord la sécurisation foncière. Deuxièmement, l'obtention des autorisations administratives. Troisièmement, la sécurisation d'un raccordement au réseau. Et enfin quatrièmement, l'obtention d'un tarif de revente d'électricité.

Le premier enjeu : le terrain, le foncier, la sécurisation du foncier, c'est-à-dire la signature d'une promesse de bail. Alors juste pour avoir des ordres de grandeur pour vous rappeler,

1 hectare = 1 MW. C'est assez facile comme calcul, mais cela exprime que le solaire, sa denrée rare, sa denrée première, c'est le foncier. On occupe beaucoup d'espace. D'ailleurs en France c'est d'autant plus rare que historiquement le développement du solaire s'est fait principalement sur des terrains qu'on appelle dégradés, c'est-à-dire dans des friches industrielles, des terrains pollués, des terrains sur lesquels il n'y ait pas de conflit d'usage et que ces terrains sont par nature rares et ils se sont d'ailleurs raréfiés avec le temps et aujourd'hui on considère que leur réserve est relativement et quasiment inexistante.

La solution, c'est ce qu'on appelle l'agrivoltaïsme. L'agrivoltaïsme, qui vient d'être défini par la loi, c'est le développement de centrales solaires au sol sur des terrains agricoles en préservant la vocation agricole et la production agricole qui sera réalisée sur le terrain tout en produisant de l'électricité par les panneaux. Cela a deux avantages pour nous.

D'une part, en termes de volume – je vous parlais de rareté juste avant –, les terrains agrivoltaïques ou les terrains susceptibles d'accueillir de l'agrivoltaïsme sont quasiment illimités, en France en tout cas à l'échelle de notre potentiel de développement français, si on fait un calcul très rapide et très théorique de réalisation de 100 % du futur objectif de la PPE ou des objectifs du gouvernement en termes de développement solaire sur exclusivement des terrains agricoles, on n'occuperait que 0,3 % de la surface agricole utile française (SAU française), ce qui montre qu'on a une réserve de foncier quasiment illimitée sur cette catégorie-là.

Le deuxième avantage, c'est que Photosol est un spécialiste de l'agrivoltaïsme. On a été un des premiers acteurs à croire dans cette mixité des usages et ce double développement avec des projets. Dès 2008, Robin parlait de la préhistoire de Photosol et des premiers développements. Les projets qu'on a mis en service dès 2013, qui étaient des projets sur lesquels nous travaillions depuis 2008-2009 étaient pour partie des projets agrivoltaïques. Et donc on a aujourd'hui plus d'une dizaine d'années de retour d'expérience sur de la production agrivoltaïque in situ. Ce qui fait d'ailleurs que dans le cadre du travail de la loi, dans le cadre d'un certain nombre d'analyses qui avaient été faites notamment par l'Inrae et par un certain nombre d'instances parapubliques, ce sont beaucoup nos terrains qui ont servi d'analyse de retour d'expérience pour montrer qu'il était possible de maintenir voire d'augmenter la productivité agricole après l'installation de panneaux solaires sur un terrain. La plupart du temps quand je parle de cela, j'ai un mouton qui apparaît en photo derrière moi sous des panneaux solaires pour montrer un peu et illustrer le propos, mais essayez de vous représenter cela. Encore une fois, c'est un enjeu majeur du développement du solaire. C'est assez étonnant de dire que les moutons sont l'avenir de l'énergie en France, mais c'est aujourd'hui un vrai enjeu majeur en termes de foncier.

On a d'ailleurs chez Photosol développé une équipe et aujourd'hui, on a huit personnes qui travaillent exclusivement sur cela, bientôt 12 (qui est l'objectif), et c'est une des raisons de l'augmentation importante de notre portefeuille de projets que présentaient Robin et Guillaume plus tôt. C'est ce développement de l'agrivoltaïsme sur lequel Photosol a un avantage compétitif extrêmement clair.

Deuxième enjeu : le permis de construire, obtenir les autorisations administratives. Donc une fois qu'on a sécurisé le foncier, l'idée c'est de transformer cela en permis de construire. Là encore, les deux enjeux clés sur cette transformation des promesses de bail en permis de construire, c'est un, une très bonne connaissance locale donc c'est pour cela qu'on a mis une carte de France de nos installations aujourd'hui. Photosol est présent d'ailleurs avec des équipes

maintenant qui sont installées en région dans la quasi-totalité du territoire français avec une très bonne connaissance des sujets d'acceptabilité locale, qui est l'enjeu clé d'obtention des permis de construire aujourd'hui, enjeux environnementaux, enjeux d'urbanisme, relations avec les services de l'État, les administrations et les élus pour maximiser nos chances d'obtenir des permis de construire et d'atteindre et de dépasser ce taux de 40 % que l'on évoquait juste avant.

Deuxième enjeu clé : les hommes. Robin a beaucoup insisté dessus et je vais réinsister dessus. On a aujourd'hui avec la centaine de personnes qui travaillent dans le pôle développement l'une des équipes les plus expérimentées du marché français avec des gens qui travaillent sur ce développement à mes côtés, et notamment Antoine Dubos, qui en parlera cet après-midi dans les *workshops*, depuis plus de 16 ans sur ce sujet d'obtenir des permis de construire en France et qui, grâce à son expertise, forme continuellement les nouvelles recrues qui rentrent chez Photosol. Le résultat de cela, Robin vous l'a expliqué tout à l'heure, c'est une accélération du rythme – accélération du rythme de dépôt des permis de construire, on a grosso modo si on regarde 2022-2024, les deux dernières années, une multiplication par trois du rythme des dépôts de permis de construire, une multiplication par cinq ou par six de l'obtention des autorisations administratives, hors le projet de Creil, qui est notre grande centrale de 200 MW qui perturbe un peu les statistiques, mais donc un développement extrêmement fort et qui s'accélère. Cela vient des équipes de Photosol mais cela vient aussi du cadre réglementaire qui s'est simplifié, clarifié ces dernières années. Je parlais de la définition de l'agrivoltaïsme qui a été donc passée dans une loi, la loi APER (accélération de la production des énergies renouvelables) qui a été votée début 2023. Mais ce n'est pas la seule avancée de ce texte qui définit un grand nombre d'éléments en termes d'urbanisme et en termes de facilitation de l'obtention des autorisations administratives.

Deuxième évolution : des évolutions de la réglementation ces dernières années sur les recours administratifs et l'encadrement des délais, ce qui est un avantage extrêmement important pour l'accélération de l'obtention des autorisations.

Et enfin l'objectif gouvernemental. Cela fait un an maintenant et l'absence de gouvernement ces derniers mois n'a pas accéléré cette définition, mais on attend la nouvelle PPE (programmation pluriannuelle de l'énergie), les objectifs de la France en termes de solaire et de renouvelable dans son ensemble. L'objectif, qui est quasi public, devrait atteindre les 100 GW en 2035. Juste pour avoir un ordre de grandeur, on était à 22 l'année dernière et on sera à 24 GW à peu près à la fin de cette année donc une très forte ambition réaffirmée par le gouvernement.

Troisième enjeu clé du développement du solaire : obtenir un raccordement réseau. Je vais m'arrêter un peu là-dessus parce que c'est un des sujets sans doute qui vous intéressent particulièrement parce qu'il y a eu beaucoup d'articles, beaucoup de littérature et beaucoup de polémiques sur ces sujets-là, puisqu'on parle beaucoup de l'intermittence des énergies renouvelables et du solaire en particulier et le fait qu'il est de plus en plus difficile de se raccorder au réseau, d'où les retards que nous observons sur les mises en service, qu'il y a de plus en plus de difficulté d'équilibrage. On parle beaucoup des heures négatives et de ces choses-là, et que ce serait la faiblesse des ENR. Cela fait 15 ans ou 16 ans qu'on travaille sur ces sujets-là et cela fait 15 ans ou 16 ans qu'on entend ces mêmes choses. J'y vois plutôt une opportunité et j'y vois une opportunité depuis plusieurs années à deux titres.

La première parce qu'en termes d'avantage compétitif par rapport à nos concurrents, le travail que l'on fait depuis 15 ans avec Enedis, avec RTE en local sur le raccordement de nos réseaux démontre qu'on a, et on a une équipe aujourd'hui qui est dédiée à cela, il y a un vrai avantage compétitif et une vraie force à d'une part identifier plus en amont les zones françaises sur lesquelles il n'y a pas ces problématiques de raccordement ou sur lesquelles il y a au contraire des besoins de créer de la production ; et puis, deuxièmement, dans les zones sur lesquelles nous nous développons et sur lesquelles il y a ces difficultés de raccordement, d'anticiper ces difficultés deux, trois, quatre, cinq ans à l'avance pour commencer à travailler sur des renforcements de réseau, la création de postes sources, etc. Et cela c'est un vrai avantage compétitif pour un acteur comme Photosol qui a cette compétence clé dans ses actifs depuis très longtemps.

Deuxième élément de force et d'opportunité, c'est illustré par la courbe que vous avez derrière moi. L'intermittence aujourd'hui du solaire est liée à une inadéquation entre la production et la consommation, entre l'offre et la demande. Or, elle est relativement simple pour le solaire à combler puisqu'il suffit – techniquement c'est un peu plus difficile, mais globalement l'enjeu c'est de capter une partie de l'électricité qui est produite l'après-midi et d'essayer de l'utiliser au moment où on en a besoin, c'est-à-dire au pic de midi et au pic du soir. Aujourd'hui ces sujets-là passent par des solutions de stockage sur lesquelles on travaille depuis quatre ou cinq ans et qui commencent à atteindre des niveaux à la fois en technique et en prix qui permettent d'envisager la rentabilité. Et d'ailleurs on a accéléré la partie développement sur cette question du stockage puisque, pareil, une équipe dédiée a obtenu à date 50 MW de permis de construire pour des unités de stockage en France métropolitaine et dans les territoires d'outre-mer, projets qui vont être construits et mis en service dans les années qui viennent et qui vont permettre de commencer à résoudre cette question de l'inadéquation entre l'offre et la demande.

Dernier enjeu (quatrième) : le tarif, obtenir un tarif de vente de l'électricité au marché. Robin vous l'expliquait tout à l'heure, il y a deux modes de valorisation : la CRE et les PPA. Je vais passer relativement vite sur ce quatrième enjeu parce qu'en fait, ce n'en est quasiment pas un pour Photosol, et en France en particulier, puisqu'on a un lien quasi automatique. Une fois qu'on a obtenu le permis de construire sécurisé à un raccordement, 100 % de nos projets ont été tarifés à un moment. Alors, ils le sont principalement à travers l'appel d'offres de la CRE. Vous voyez derrière moi les taux de succès. Alors d'ailleurs même quand on est à 75 %, cela veut dire qu'on a gagné les appels d'offres dans la tranche d'après donc à long terme, on est à 100 % de taux de succès sur les projets qu'on présente à la CRE. D'ailleurs, la Commission de régulation de l'énergie a sorti son rapport la semaine dernière, qui annonce que Photosol est le troisième lauréat des derniers appels d'offres de la CRE de ces deux dernières années, avec 7 % de parts de marché derrière EDF Énergies Nouvelles et Neoen mais devant des acteurs comme Total ou Engie. Avantages des appels d'offres de la CRE : on a un tarif qui est variable en fonction des appels d'offres, mais qui historiquement suit globalement la courbe des coûts, ce qui nous permet sur ces appels d'offres de maintenir un niveau de marge qui est grosso modo et sur la durée à peu près toujours le même, tout en ayant des volumes qui augmentent avec le temps. Pareil, pour avoir quelques éléments de contexte : 1,5 GW accordés en 2022, 3 GW en 2023. Et si on devait anticiper le rythme nécessaire pour atteindre les nouveaux objectifs du gouvernement, on serait plutôt sur un rythme de 6 GW par an à anticiper.

Mais ce n'est pas la seule voie de valorisation des projets dont nous obtenons les permis de construire. Le deuxième axe, c'est le PPA. C'est un marché qui a émergé ces dernières années. On en parlait depuis très longtemps. Il était déjà existant dans d'autres géographies. Mais en France, c'est vraiment depuis trois ou quatre ans que ce marché du PPA a émergé et qu'il a explosé. Alors, il a explosé d'abord dans le cadre des anomalies de marchés qui ont eu lieu au moment de la guerre en Ukraine et qui ont fait que le prix de l'électricité a bondi. Mais il n'a pas disparu avec le retour dans des niveaux normaux comme ceux que l'on voit aujourd'hui. D'abord parce que les industriels, des gros consommateurs d'électricités, qui ont réalisé à ce moment-là que, d'une part, l'énergie pouvait être fluctuante et qu'elle pouvait être fluctuante à des niveaux tels que leur propre compétitivité pouvait en être affectée. Et donc c'est plutôt un changement de philosophie chez les industriels consommateurs d'électricité qui a émergé à ce moment-là et qui a fait qu'aujourd'hui, on a de plus en plus d'acteurs qui cherchent, sur une partie de leur approvisionnement en électricité, à se sécuriser sur le long terme à des tarifs qui sont plutôt intéressants et qui sont les niveaux de prix auxquels nous on est capable de vendre de l'électricité à travers donc des contrats de gré à gré. Pour nous, l'avantage c'est que ça nous permet de nous émanciper de la tutelle de l'État dans le cadre des appels d'offres de la CRE et d'avoir toujours cette double possibilité qui nous permet d'être à la fois plus libres et de choisir la solution qui est la plus performante et qui valorise le mieux l'électricité. Pareil, on a une équipe dédiée *energy management* dont le métier est vraiment de réfléchir à l'optimisation de la vente d'électricité et du prix de cette électricité. Et sur la slide d'après, on a les trois premiers exemples de PPA que nous avons signés ces derniers mois et dernières années, pour un volume total de 150 MW et pareil pour illustrer le fait que ce choix entre la CRE et les PPA est vraiment une logique d'optimisation de la performance et de la rentabilité, une partie des mégawatts qui sont concernés par ces PPA avaient été lauréats de l'appel d'offres de la CRE et nous les avons sortis parce que les prix qui nous étaient proposés par les industriels étaient supérieurs à ceux auxquels nous avons été lauréats.

En conclusion sur cette partie – alors, j'ai passé un peu de temps sur la France parce que, vous l'avez compris, c'est notre marché principal et c'est encore pour quelques années notre marché principal. En conclusion et pour résumer un peu ce marché, nous sommes aujourd'hui à un moment clé du marché du solaire en France avec d'une part un soutien gouvernemental extrêmement fort qui s'incarne à la fois dans des volumes ambitieux et dans une réglementation enfin claire. Cela fait 16 ans que nous l'attendions. Et deuxièmement, avec une énergie solaire qui a atteint une compétitivité prix qui est l'énergie renouvelable la moins chère du marché. Donc si je devais résumer en une phrase, les planètes n'ont jamais été aussi alignées sur le marché français. C'est la raison pour laquelle Photosol et le plan stratégique de Photosol est de capter un maximum de cette valeur, d'avoir investi énormément en dépenses d'investissement pour justement augmenter les volumes et capter une part de marché de ce marché en très forte croissance. Cela c'est l'ambition. Mais, toujours pareil, le revers de la pièce : la prudence. On fait cette croissance en maximisant nos taux de transformation donc en minimisant l'impact de nos investissements et en veillant à ce que cette croissance ne se fasse jamais au détriment de la performance et de la création de valeur.

Deuxième axe stratégique : donc on a vu la France, notre marché cœur. Maintenant, je vais vous parler des diversifications sur lesquelles nous travaillons en ce moment. La première, c'est une diversification de marché. C'est l'intégration et la création d'un pôle petite centrale qui regroupe les installations en toiture industrielle et agricole, les ombrières de parking et les

petites centrales. Globalement, c'est tout le marché qui est compris entre 100 kW et 3 MW, marché que nous n'adressions pas historiquement chez Photosol.

Alors pourquoi ce mouvement ? Pourquoi créer cette filiale ? D'ailleurs, cette filiale a été créée autour du rachat de deux sociétés – Mobexi et Ener 5 – qui se partagent la France (une au nord et une au sud). Alors pourquoi ce mouvement ? D'abord parce qu'aujourd'hui le marché de la petite installation et principalement le marché de la toiture et des ombrières est un marché en très forte croissance liée d'une part à la compétitivité prix dont je parlais. Aujourd'hui, les toitures solaires sont plus rentables qu'elles ne l'étaient il y a encore quelques années. Lié à cela un soutien extrêmement fort spécifique du gouvernement sur ce créneau-là, avec un tarif plus intéressant (grosso modo 1,5 à 2 fois le prix que l'on peut observer sur le sol) et des obligations légales liées, par exemple, aux détenteurs de toitures industrielles ou aux propriétaires de parkings, avec des obligations de solarisation qui sont inscrites et qui commencent à être inscrites dans la loi. Cela c'est le premier élément qui nous a convaincus d'aller sur ce marché.

Deuxième élément : ce sont les synergies internes chez Photosol. On s'est rendu compte qu'il y a un vrai intérêt à avoir une gamme complète d'offre qui va de la petite toiture jusqu'à la grande centrale au sol et on voit des optimisations extrêmement fortes.

Troisième élément : synergie avec le groupe Rubis. Clarisse en parlait tout à l'heure : ce créneau est un créneau sur lequel on a énormément de travail commun, notamment dans les territoires d'outre-mer (zone Caraïbes, Réunion) avec les équipes de Rubis pour développer ce créneau-là.

Et enfin un intérêt financier. Vous l'avez compris, on a parlé beaucoup de temps long. Pour le coup, ce créneau-là est un créneau du temps court puisqu'on a un temps extrêmement limité entre le moment où on initie un projet, on obtient le permis de construire et on le construit donc avec une accélération du rythme de génération de l'EBITDA et potentiellement des opportunités de *farm-down*.

Et donc résultat après deux ans de lancement et de développement de cette filiale, qui reste encore – et vous l'avez vu sur les premiers chiffres dans la présentation – relativement faible, mais dont la croissance est extrêmement forte avec une multiplication par cinq de ses projets *ready-to-build* ces deux dernières années (80 MW en développement) donc un très fort relais de croissance pour Photosol.

Deuxième axe de diversification : diversification géographique. Cela a été un peu évoqué plus tôt dans la présentation, l'objectif principal de ce mouvement vers des diversifications géographiques est d'abord de réduire le risque lié à une exposition quasi exclusive ou exclusive au marché français. L'idée est vraiment de développer une deuxième jambe à notre stratégie à côté de la jambe française, une deuxième jambe qui a vocation à terme à avoir à peu près la même taille sur des géographies nouvelles, européennes principalement, et sur lesquelles on peut avoir un développement similaire à celui qu'on a eu sur la France. Néanmoins avec différents types de marchés sur lesquels nous essayons de travailler.

Premier type de marché : des marchés dont le niveau de maturité est le même que celui de la France ou similaire. C'est l'Italie. Et l'Italie, d'ailleurs, est un pays sur lequel on peut mettre en valeur tout le travail que nous avons fait sur la France dans le domaine de l'agrivoltaïsme parce que là-bas aussi l'enjeu du foncier, même encore plus qu'en France, est clé et que de la même

manière qu'en France, le gouvernement italien mis en place une réglementation sur l'agrivoltaïsme pour développer ce marché-là. Sur le marché italien, notre stratégie est de développer une filiale locale avec des hommes qui seront présents sur place et dont la vocation sera de développer un *pipeline* comme en France, avec néanmoins quelques acquisitions stratégiques comme celles que nous avons faites il y a quelques mois pour un portefeuille de 80-100 MW qui nous permet d'accélérer notre développement et d'ancrer notre présence locale. Sur un marché comme l'Italie, aussi mature que la France, l'enjeu c'est un niveau de rentabilité similaire à celui de la France.

Deuxième type de marché : un marché plus mature que la France, c'est l'Espagne. Là, l'approche est un peu différente. L'idée est d'avoir plutôt une approche avec des partenaires locaux, ce qui nous permet de prendre moins de risque en termes de développement et de payer le développement au fur et à mesure de certains jalons clés. Pourquoi on va en Espagne alors que c'est un marché qui est beaucoup plus mature que la France et sur lequel il y a déjà énormément d'acteurs ? D'abord parce que c'est un marché clé en Europe. C'est le meilleur marché en Europe. C'est le premier. C'est celui sur lequel il y a le plus d'innovation. C'est celui sur lequel il y a le plus de soleil, sur lequel il y a le plus de foncier disponible, sur lequel il y a un soutien gouvernemental extrêmement fort parce que l'Espagne souhaite faire de sa production solaire un avantage compétitif pour son industrie. Cela nous semblait donc intéressant d'être présents sur ce marché-là. Simplement l'angle d'attaque d'un marché comme celui-ci n'est pas de se confronter aux gros acteurs qui travaillent sur les giga-projets au fin fond de l'Andalousie ou de la Castille. Mais nous avons identifié un créneau, un sous-segment de marché, qui était plutôt oublié ou méprisé par les gros acteurs : celui des centrales de 5 à grosso modo 50 MW qui se raccordent sur le réseau moyenne tension et dans des zones qui étaient un peu plus en retard que d'autres, notamment la Catalogne. Et donc cela tombe bien parce que c'est exactement le type de projet que nous savons faire. Certes, ce sont des projets qui ont une rentabilité un peu inférieure, mais ce sont des projets qui vont plus vite à développer, sur lesquels il y a de la capacité encore sur les réseaux à se raccorder et donc c'est l'angle d'attaque d'un marché mature comme l'Espagne. Donc encore une fois, on n'ira pas concurrencer les projets en gigawatts du cœur de l'Espagne, mais on ira sur ce sous-segment qui nous semble un relais de croissance hyper intéressant.

Troisième type de marché, cette fois-ci des marchés moins matures que la France : c'est l'Europe de l'Est. L'idée est également de s'implanter avec des partenaires locaux qui développent et qui codéveloppent les projets en local. Alors pourquoi on va sur des marchés moins matures que la France ? Parce que ce sont des marchés qui ont des fondamentaux intéressants : un prix d'électricité élevée, très forte dépendance au charbon ou au gaz russe, une volonté extrêmement forte des gouvernements – notamment parce qu'ils sont membres de l'Union européenne – d'atteindre des objectifs en termes de développement des énergies renouvelables, un réseau électrique fiable, un système bancaire existant et déjà présent dans les énergies renouvelables et puis beaucoup de foncier disponible. Donc c'est l'Europe de l'Est, principalement d'ailleurs aujourd'hui, la Pologne et la Roumanie, qui sont les deux pays les plus avancés. L'avantage de ce développement, c'est qu'il se fait à des coûts inférieurs sur des temps de développement extrêmement courts et qui donc nous permettront d'avoir et d'atteindre des niveaux de rentabilité supérieurs à ce que l'on voit en France et en Italie et en Espagne. C'est donc un vrai relais de croissance à la fois en volume et en rentabilité.

Enfin, dernier axe de notre stratégie de diversification qui est plutôt un élément complémentaire et dont a beaucoup parlé Robin tout à l'heure, c'est l'optimisation de nos actifs. En fait, dans l'ADN de Photosol depuis sa création, nous avons toujours souhaité conserver 100 % de nos actifs et ne pas les vendre ni au stade RTB ni une fois mis en service parce que nous considérons que 100 % de la valeur des projets ne reflétaient pas 100 % de la valeur intrinsèque de ces projets à très long terme. Juste pour vous donner un petit exemple assez parlant : quand on a démarré cette entreprise il y a 16 ou 17 ans maintenant, la plupart des promesses de bail se signaient sur une vingtaine d'années, qui était la durée des contrats d'achat, etc. Aujourd'hui, aucune promesse de bail ne se signe à moins de 40 ans. C'est à peu près la règle du marché. Et on commence à voir des sécurisations foncières de 50 ans voire de 99 ans. Parce qu'en fait, la plupart des acteurs du secteur considèrent qu'il y a une vraie valeur intrinsèque aux projets liés à la position territoriale- toujours pareil, le foncier -, une position sur les réseaux- c'est la question du raccordement. Dans le plus court terme, rassurez-vous, je ne vais pas vous parler de valeur à 99 ans parce que cela va commencer à être un peu loin. Mais à très court terme, cette optimisation de la valeur des actifs que nous détenons en portefeuille passe par le *repowering*. Le *repowering*, Robin l'a évoqué rapidement tout à l'heure, c'est remplacer tout ou partie des équipements d'une centrale qui est déjà en service pour d'une part augmenter la capacité installée, le nombre de mégawatts installés, et augmenter la production, la performance de la centrale. Donc c'est lié principalement à l'amélioration technologique des panneaux que l'on voit depuis des années, mais ça peut passer également, comme Robin l'évoquait, sur des contraintes administratives qui existaient il y a 10 ans et qui n'existent plus aujourd'hui. Le tout premier *repowering* que nous avons fait c'était en Martinique, la centrale de Lazaret que vous avez derrière moi. À l'époque c'était un *repowering* particulier. C'était dans le cadre de l'exercice de la garantie panneau. C'est une centrale dont les panneaux avaient une performance inférieure à ce qui était garanti par les producteurs de modules et nous avons donc remplacé 100 % des modules sans capex, avec une augmentation de la capacité installée de 10 % et même une augmentation de la performance un peu supérieure parce que les panneaux étaient meilleurs, sans aucun capex. Donc là, on a réussi à recréer de la valeur sur une centrale qui avait six ou sept ans d'existence à ce moment-là, grâce à ce *repowering*. C'était le premier exemple.

Aujourd'hui, on est encore plus ambitieux puisque le travail que l'on fait sur le premier portefeuille de *repowering* de Photosol, qui est de 75 MW, c'est de multiplier la capacité installée par deux ou par trois ; grosso modo, on doit passer de 75 MW à un peu plus de 200 MW sur sept ou huit projets, principalement dans le sud-ouest de la France. Et ce *repowering* va s'accompagner d'une amélioration de la performance. Là c'est lié à la performance des panneaux. Par exemple, les panneaux que nous installons aujourd'hui ont une dégradation annuelle beaucoup plus faible que celle que nous avions il y a sept ou huit ans quand nous avons installé ces premières centrales. Sur ces centrales *repowerées*, le tarif initial n'est pas remis en question sur la tranche originelle ; on a simplement à retravailler des nouveaux tarifs sur les mégawatts supplémentaires installés. Et puis surtout c'est un taux de succès quasiment de 100 % puisque les problématiques écologiques, environnementales, de permis de conduire, sont quasiment inexistantes. Vous êtes sur une centrale solaire et vous construisez une centrale solaire donc c'est un nouveau développement beaucoup plus simple que les développements historiques. Aujourd'hui, je vous le disais, 75 MW qui vont devenir 200 MW. On est en cours de permis de construire, certains permis de construire ont été obtenus. Mais potentiellement, c'est

tout le portefeuille de Photosol qui est concerné par ces *repowerings* aujourd'hui ou dans quelques années. Et même pire : les projets qu'on *repower* aujourd'hui, on pourra peut-être les *repowerer* dans 10 ans. Tout cela pour vous dire que sur un marché comme le solaire où l'évolution technologique est majeure, où depuis 15 ans, elle n'a cessé d'augmenter (et tous les ans, on a des panneaux qui sont plus performants que ceux de l'année précédente), le fait de détenir ces actifs et de pouvoir faire ces *repowerings* a une valeur extrêmement forte.

Deuxième élément d'optimisation : elle est plus financière. On était sur l'optimisation technique, là on passe sur l'optimisation financière. Robin l'évoquait tout à l'heure : dans l'histoire de Photosol, 100 % des projets que nous avons financés, que nous avons construits et mis en service, ont un jour ou l'autre été l'objet d'un refinancement, principalement des refinancements par grappe qui permettent de mixer des projets avec des localisations différentes, des tarifs différents, des maturités différentes, permettant d'avoir une meilleure optimisation du financement. Donc comme le disait Robin tout à l'heure, c'est réduction du coût de la dette, augmentation de la maturité, augmentation du levier. Les résultats c'est à la fois une augmentation de la rentabilité de projets qui pourtant n'ont pas changé puisqu'il n'y a pas eu de nouveau capex, il n'y a pas eu de changement technique, etc. Mais surtout, c'est de sortir, de diminuer la part *equity* de notre financement et de sortir du financement qui nous permet d'alimenter le développement et donc d'améliorer notre autofinancement. Cette ingénierie financière, vous le voyez sur l'exemple qui est derrière moi, du portefeuille Maido, qui est notre dernier portefeuille en cours de financement. C'est à la fois un refinancement par grappe, comme je viens de vous le dire, mais ça a été aussi l'opportunité et l'occasion d'intégrer les nouveaux enjeux auxquels nous sommes confrontés aujourd'hui. Et donc là, c'étaient principalement les sujets de PPA. Grâce à ce refinancement, on a aussi pu intégrer des projets hors CRE. Ceux où on est allé directement jusqu'à signer un PPA et ceux sur lesquels on a cassé le contrat de la CRE pour le revendre en PPA, mais cet exemple-là démontre que sur les années qui viennent, notre pôle *energy management* et notre pôle financement de projet ont un travail extrêmement fort à faire pour essayer de capter le maximum de valeur au niveau des mégawatts que nous avons déjà en exploitation et surtout d'aller chercher la meilleure valorisation de chaque mégawatt/heure. Cela passe aujourd'hui par les *PPA*, cela passera demain par les notions d'agrégation avec d'autres sources de production d'électricité. Cela passera aussi par le stockage dès les prochaines années sur les premiers projets que nous avons en développement.

Enfin, et je ne reviendrai pas dessus puisqu'on en a déjà parlé longuement, cette ingénierie financière et cette optimisation financière passera également par des politiques opportunistes de *farm-down* minoritaires/majoritaires, qui permettront encore une fois d'améliorer l'autofinancement et de réduire le montant des financements en capital nécessaires pour nos projets.

Maintenant, je vais passer la main à Clarisse pour la conclusion.

Clarisse Gobin-Swiecznik: So, as David explained just earlier, we are at a crucial stage of development for the solar market in France and in Europe. We are leveraging all this in a very favourable context. And so we have decided to accelerate our development to seize the best opportunities of land, financing and contracts.

In parallel, as we all explained before, we are pushing the diversification forward, both activities and geographies, in line with the current market conditions, as we did in our distribution business a few years ago.

This solar business addresses and anticipates the decline of fossil fuels in Europe, while providing the Group's long-term growth driver. We create value and profitability through Photosol's integrated model, but also through asset optimisation: repowering, refinancing and capital allocation, optimising the capital allocation through farm-down programme.

Photosol's value is growing through the development of its pipeline. We have the means to finance this growth without relying on the market and with keeping an acceptable debt level in the long term. So Rubis is well-positioned today for profitable growth. So we offer safe, reliable, sustainable and affordable energy.

Thank you very much for your attention. So I think now we are ready for questions. Marc?

Questions & réponses

Emmanuel Matot (Oddo BHF) : Bonjour. Emmanuel Matot, Oddo BHF. Merci pour ce *Capital Markets Day*. Trois questions. D'abord, le plan reste ambitieux, mais quand je fais mes calculs, c'est quand même un peu plus consommateur de cash que ce qui était prévu initialement au moment de l'acquisition de Photosol donc est-ce que vous confirmez que les actionnaires de Photosol n'auront pas à remettre de l'argent avant la fin du plan ? Et s'il y avait besoin de *new money*, sur quel montant il fallait raisonner ?

Deuxième question : la rentabilité de Photosol. On a beaucoup parlé d'EBITDA avec de nouveaux indicateurs qui sont vraiment intéressants, comme le power EBITDA. Maintenant, il y a aussi d'autres lignes dans le compte de résultat et je m'intéressais quand même à l'EPS, le résultat net, qui était déficitaire l'année dernière et ce n'était pas une surprise (19 millions d'euros) et je me demandais s'il y avait un horizon dans vos plans de développement où on pouvait viser l'équilibre du résultat net pour Photosol.

Et troisième question pour les fondateurs, parce que vous êtes quand même des hommes clés dans l'histoire : vous faites partie de Rubis depuis un peu plus de deux ans maintenant. Je me demandais si cette intégration au sein de Rubis correspondait à vos attentes initiales et si vous comptiez rester à la tête de cette filiale pour les prochaines années ? Je pensais notamment au moins jusqu'à fin 2027. Merci.

Marc Jacquot : Sur les besoins en cash de Rubis Photosol, là on a été assez clair sur la structure de financement de ces projets. C'est entre 80 et 90 % qui est financé par dette, le reste par *equity*. Donc là le calcul se fait assez bien.

Ce que je peux vous dire, c'est qu'à fin 2023, les actionnaires de Photosol avaient un encours de 35 millions d'euros. Donc après, vous pouvez faire le calcul pour les besoins à venir et sachant qu'on vous a évoqué la possibilité de faire du *farm-down* discrétionnaire à terme.

Sur le résultat net, la structure de financement de Rubis Photosol fait qu'évidemment les frais financiers et les *DNA* pèsent sur le compte de résultat. Donc le résultat net est plutôt négatif évidemment pour Photosol. Après, il faut remettre un peu les choses en perspective à l'échelle de Rubis. On parle d'un résultat net légèrement négatif sur un résultat net du Groupe qui varie et qui peut être entre 250 et 300 millions d'euros. Cela reste un investissement pour le futur qui, s'il n'est pas accréitif dans les premières années, est tout à fait acceptable et gérable pour nous. Et le côté accréitif finalement du résultat viendra le jour où nous déciderons de ralentir le développement. Mais, je redis, remettons les choses en perspective sur la dilution du résultat net lié à Photosol.

Clarisse Gobin-Swiecznik : Et cela ne vient pas non plus obérer l'allocation du cash, qu'on a déjà expliquée à plusieurs reprises, où la priorité *number one* du Groupe, et ce qu'il fait depuis plus de 35 ans, c'est de verser un dividende en croissance à ses actionnaires et de financer ses développements de maintenance et ses développements de croissance organique et de croissance externe. Donc le *P&L* de Photosol n'impacte pas lourdement le *P&L* du Groupe, reste petit. On a montré pendant cette présentation que cela crée de la valeur sur le long terme et dans une société dans l'énergie comme la nôtre, on se doit aujourd'hui d'avoir des solutions décarbonées renouvelables pour nos clients. C'est une chose dont nous sommes totalement convaincus, on ne restera pas immobiles là-dessus. Il y a des investissements à faire. Ils prendront du temps, mais pour développer une stratégie il faut de la vision, du temps et des financements. Et on a eu la même stratégie sur Rubis Terminal il y a plusieurs années. Il y a très longtemps donc je pense que le marché a oublié. Aujourd'hui, on cède Rubis Terminal avec une plus-value de cession très importante alors que nous avons fait beaucoup d'efforts d'investissement et de financement sur beaucoup de projets qui ont été créés aussi en *greenfield*, donc la valeur de Photosol est sur le développement de son *pipeline*, sur l'expérimentation et la qualité des équipes, la diversification des besoins et le long terme.

David Guinard : Je vais répondre à la troisième question. Merci beaucoup pour votre question. Déjà, est-ce que deux ans après, on est content et est-ce que ce qu'on a découvert de Rubis est conforme à ce qu'on avait imaginé à l'époque ? La réponse est oui même si à travers des exercices comme ce matin, on découvre un peu le marché et la difficulté à faire comprendre ce que l'on vit tous les jours, la création de valeur au niveau de nos projets et que ça se répercute dans le cours de bourse, on est vraiment en phase avec, et Clarisse l'a évoqué en introduction de la présentation d'aujourd'hui, le caractère entrepreneurial de Rubis. Le fait qu'on a un ADN commun même si on n'est pas du tout sur les mêmes marchés et pas du tout sur les mêmes tailles, les mêmes géographies, etc., ce qui nous avait plu au moment des premiers contacts il y a maintenant presque trois ans, et ce que l'on a découvert, c'est vraiment cette cohérence d'ADN. Et ça s'incarne dans une confiance que le management de Rubis nous a donnée, à nous, à nos équipes, sur le fait d'accélérer cette croissance, de croire à la vision qu'on avait il y a deux ans, qui était que le marché français allait exploser, que des marchés étrangers allaient ouvrir des opportunités. Et aujourd'hui, effectivement, il nous accompagne dans cette stratégie-là avec les succès que je vous évoquais.

Sur la question personnelle, sur les fondateurs, je vais juste rappeler qu'on est actionnaires de Rubis Photosol. C'était un souhait extrêmement fort que nous avons Robin, Benoît et moi, et

un certain nombre de salariés qui sont eux-mêmes intéressés au capital, c'était de pouvoir rester liés à cette société dans la durée malgré l'entrée d'un actionnaire majoritaire à notre capital, donc cela n'a pas changé. Maintenant sur le détail même opérationnel... alors cela flatte mon ego, que vous me disiez que les fondateurs sont essentiels. C'était déjà le cas il y a deux ans et il y a trois ans. On a vraiment fait en sorte – et Robin a bien insisté dessus en introduction de cette présentation, la valeur de Photosol, ce sont ses équipes. C'est les équipes que vous allez découvrir cet après-midi dans les *workshops*. C'est Thomas et Alix qui sont présents, qui sont nos deux Directeurs Généraux Adjointes. C'est tous les managers. C'est Guillaume, c'est ceux que Robin a cités tout à l'heure. Et c'est les 250 personnes qui composent la société et qui aujourd'hui... Soyons clairs, à la base c'est Antoine et moi qui nous occupions du développement sur les premières années de Photosol, qui à Lyon frappaient à la porte des mairies, des agriculteurs, etc. Aujourd'hui, je suis impressionné par la compétence et l'expertise des 100 personnes qui sont au développement, qui sont bien meilleures que moi. Et donc oui, on est ravis d'être toujours aux côtés de tout le monde dans Photosol, mais c'est vraiment les équipes qui sont clés dans le succès de la stratégie.

Mourad Lahmidi (BNP Exane) : Bonjour. Mourad Lahmidi de BNP Exane. J'avais trois questions. La première, c'est sur le *payback* de vos projets. Est-ce que vous pouvez nous donner un peu d'éléments sur le délai de recouvrement. Vous êtes une société qui existe depuis suffisamment longtemps maintenant. Est-ce qu'il y a des projets qui ont atteint ce délai de recouvrement ? Et, en moyenne, c'est combien d'années ?

La deuxième question est un peu afférente à celle-là : est-ce que le remboursement de la dette se fait annuellement ou in fine sur un projet ? Je parle du principal.

Enfin, est-ce que les coûts de stockage, parce que vous parlez maintenant des batteries, changent l'équation économique d'un projet de manière significative ? Merci.

Guillaume Thrierr : Je vais peut-être prendre cette question. Pour le premier volet de la question, le *payback* est inférieur à 10 ans en théorie sur un investissement indépendamment de la gestion active des projets et du *repowering*. C'est une notion importante parce que les projets sont extrêmement rentables. Le fait qu'on ait un modèle intégré et qu'on internalise la marge fait – et je ne devrais pas le dire, avec tous nos banquiers dans la salle – qu'une partie du *payback* se fait *ab initio* dans l'internalisation de la marge donc rentabilité, *equity* et *payback* inférieur à 10 ans, rentabilité intégrée sur la marge d'EPC, la marge d'O&M, l'opportunité de refinancement c'est nettement plus rapide et il arrive très fréquemment que des projets soient en *equity* négative au bout de deux ou trois ans – ce qui ne veut pas dire qu'ils ne restent pas intéressants. Et en termes d'alignement d'intérêt, je rassure nos banquiers qui nous suivent sur 25 ans : il reste tellement de valeur qu'on reste *incentivé*. Mais en pur *payback*, c'est extrêmement court.

Dettes amortissables, structure de dette : c'est une dette qui est *fully amortizing* donc contrairement aux marchés américains de la *mini-perm*, on est sur des marchés européens : *fully amortizing*, construction +23 à 24 ans généralement, donc sculptée sur un DSCR de 1,15 à 40 qui suit la structure de revenu. Et donc c'est une dette *fully* amortissable et on va mettre

en miroir un *edge* dès le départ également pour fixer le risque de taux d'intérêt ; donc on est sur un amortissement constant sur le très long terme.

Sur la question du stockage, c'est une brique incrémentale donc nos projets sont rentables en *stand alone*. La viabilité des projets de stockage dépend du capex initial qui est en train de décroître énormément. Et cette opportunité se regarde en *stand alone*, c'est-à-dire qu'on a l'opportunité d'installer et de bénéficier d'une mutualisation de nos points de raccordement ou de nouvelles installations, mais ce sont des projets auxquels on réfléchit de manière indépendante de nos projets PV. Et là aussi, on obtient des équilibres économiques principalement *drivés* par une hausse de la volatilité, un besoin de gestion de l'intermittence et une baisse significative des capex.

Robin Ucelli : Je compléterai un tout petit peu la réponse parce que j'ai une vue plus historique des projets de Photosol et pour vous dire que finalement depuis nos premiers projets mis en service en 2011 et aujourd'hui, finalement les paramètres économiques ont toujours été les mêmes et le *payback* peu ou prou a toujours été identique. Pourtant, durant cette période, les taux d'intérêt ont pu être à 5 %, ils ont pu être à 1 %, les tarifs de rachat à 0,55 € ou à 1,20 €. Donc c'est indépendamment des montants de l'intensité capitalistique du projet en mégawatts, des taux d'intérêt et du contexte économique : on a toujours la même équation économique. Il y a toujours un *payback* de huit à 10 ans.

Marc Jacquot: I can see one question online on the screen, which is a bit technical and will take a few seconds. So, is the secured EBITDA only additive or current power EBITDA or included in the power EBITDA? So, just to clarify, the power, the secured EBITDA represents the secured portfolio. And so the secured portfolio means assets in operation, plus assets in construction, plus ready-to-build projects. So, yes, the secured EBITDA includes the asset in operation.

Clarisse Gobin-Swiecznik: Is the EBITDA embedded that you will have in two or three years after the date that we have communicated on the secured EBITDA? So, the one you see in 2027, the €150 million, will be real in 2029. It's embedded, it's here, it's hundred percent success rate, but it's not in the P&L yet.

Julien Onillon : Bonjour. Julien Onillon, Stifel. Deux questions. Une première question sur les subventions d'État en France. On a un budget qui est très compliqué et on a une dette énorme. On a peut-être des arbitrages qui pourraient être défavorables à la filière renouvelable. Tout à l'heure, vous avez mentionné 85 MW par exemple sur les toitures qui sont subventionnées, clairement. Comment vous voyez ce risque ? On l'a vu dans le passé, il y a eu un certain nombre de subventions, c'est pas nouveau, qui ont disparu puis réapparu. Comment vos projets actuels se situent par rapport à cela ? Donc avoir un peu de vision. Quels sont les risques sur votre projet de croissance par rapport à tout cela ?

Deuxième question, beaucoup plus simple : je ne comprends pas comment on peut faire un... Le *repowering* ne génère pas de capex puisque vous allez remplacer finalement des panneaux

solaires par des panneaux solaires plus performants donc techniquement, comptablement, comment cela se passe ?

David Guinard : Je vais répondre aux deux questions. Déjà la deuxième, parce que c'est la plus simple. Je pense, effectivement, que je me suis mal exprimé pendant la présentation : c'est simplement sur le premier exemple, celui de la centrale de Lazaret, qui est un cas très particulier. On était sur des modules qui avaient un niveau de performance inférieur aux 85 % garantis à horizon 10 ans et nous avons fait jouer la garantie et donc c'est le fournisseur de modules qui a remplacé gratuitement l'intégralité des modules par ces modules nouvelle génération. C'est pour cela qu'il n'y avait pas de capex et qu'on a eu les bénéfices. Évidemment, dans les nouveaux *repowerings* sur lesquels nous travaillons, nous sommes *a priori*... alors pareil, on a quelques projets sur lesquels on va essayer de faire jouer ces niveaux de garantie, mais dans l'ensemble l'idée est d'avoir une rentabilité intrinsèque avec les nouveaux capex, qui sont réduits par rapport à un capex originel puisqu'il y a toute une partie de la centrale qui existe déjà et sur laquelle il n'y a pas besoin de tout reconstruire. Mais effectivement, vous avez raison, on rachète des modules et on rachète certaines structures, etc.

Sur la question des subventions d'État, c'est un sujet qui revient toujours. Je vais séparer en deux sol/toiture. Sur le sol, aujourd'hui, on peut dire qu'on ne bénéficie pas de subvention. Quand on a la capacité à un prix similaire voire supérieur de signer des contrats de gré à gré avec des industriels sans aucun impact de l'État de quelque nature que ce soit, c'est bien qu'on a atteint un niveau de prix de marché. Alors après, on est sur 20 ans de flux et donc effectivement, il faut modéliser les choses, mais on modélise, et les services de l'État et l'État, modélisent aujourd'hui que les contrats qui sont signés aujourd'hui à la CRE seront neutres voire positifs pour les finances publiques à horizon des 20 ans ; et sur les dernières années, ça a été le cas puisqu'on a été très fortement contributeurs sur nos centrales en exploitation, ces trois dernières années, au budget de l'État, grâce à des prix de marché qui étaient très élevés. Je schématise : quand on était à des prix de marché qui étaient à 200, 300, 400 € le mégawatt/heure, l'État nous rachetait toujours à 60, 70, 80, les centrales qui venaient d'être mises en service et donc il prenait le différentiel. Donc sur le sol, on ne voit aucun impact d'un risque réglementaire de quelque nature que ce soit parce qu'on n'est quasiment plus dépendant de quoi que ce soit au niveau de l'État. On est l'énergie la moins chère et on est sur un mix énergétique qui est en train d'évoluer avec que des nouvelles entrées qui sont plus chères que notre mégawatt/heure.

Sur la toiture, c'est un peu différent parce que, comme je l'ai dit tout à l'heure, on a un ratio de 1,5 à 2 fois à peu près – plutôt 1,5 maintenant – et donc avec un impact sur les finances publiques qui est un peu plus important. C'est aussi la raison pour laquelle c'est une diversification de notre activité liée notamment au fait qu'il y a un très fort soutien populaire sur ce créneau-là parce qu'on considère que le développement du solaire devrait d'abord passer par la toiture, par les ombrières de parking, etc. et donc politiquement c'est quelque chose qui a été très fortement soutenu et donc l'idée est bien de développer et de profiter de ce moment de marché. Mais, encore une fois, on est sur des temps de réalisation très courts donc si jamais il y avait un changement de marché à un moment, en fait cela ne remet pas en cause ni les coûts qui auront été engagés ni notre développement futur. Maintenant, cela n'est pas à l'ordre du jour si on veut atteindre les objectifs qu'on se fixe : 100 GW à horizon 2035 sans le sol,

l'agrivoltaïsme, la toiture, l'ombrière, le développement des territoires d'outre-mer sans le stockage, on n'atteindra pas ces objectifs-là. Or, tous les modèles prévisionnels sur le prix de l'électricité en France et sur le fait de réussir à maintenir un niveau de prix acceptable repose sur un développement de ces 100 GW du solaire. Donc c'est ça qui est notre protection la meilleure. Mais, encore une fois, d'abord la grande centrale au sol en France.

Julien Onillon: Dans votre plan projet 2027, cette contribution des 85 millions de mégawatts, est-ce que ce serait susceptible... Supposons que le gouvernement dit « écoutez, on n'a plus d'argent. On aime bien, on veut développer. Le solaire c'est très bien, mais on ne va pas pouvoir le faire. On ne peut plus subventionner ». Ça représente combien à peu près dans ce plan d'EBITDA ou de capacité ? Ou est-ce que ça peut être remplacé par d'autres choses ?

David Guinard : À horizon 2027, ce n'est pas à risque puisqu'en fait on sécurise aujourd'hui les tarifs donc tout ce qui serait remis en question par un changement réglementaire, c'est plutôt la phase d'après qu'évoquait Clarisse donc 2030 et post-2030. Et dans tous les cas, si la toiture disparaît, il faut le remplacer par du sol ; et sur le sol on est, *a priori*, moins challenger que sur la toiture. Donc ce scénario, qui est peu probable, mais qu'il faut étudier, n'a pas d'impact dans le court/moyen terme donc à horizon 2027. Et son impact à long terme est plutôt positif pour nous.

Guillaume Thrierr : Il y a deux questions en ligne. Je vais les lire et puis y répondre.

Pour passer d'un contrat CRE à un PPA, faut-il que le contrat CRE soit achevé ? Ou pouvons-nous en sortir à tout moment sans coût ?

La réponse est : on peut en sortir à tout moment sans coût, à condition que les projets n'aient pas bénéficié de subventions. Sinon, il faut les rembourser. Donc évidemment dans notre approche, on est venu cibler une bascule de contrats CRE vers des corporate PPA pour des projets qui avaient sécurisé des tarifs relativement bas, bien en-deçà des prix de marché et qui n'ont jamais bénéficié de subventions. J'ai quatre exemples concrets : le refinancement de Maido dont David a parlé tout à l'heure. On a cassé quatre contrats existants à des prix très en-deçà des prix de marché, des centrales qui avaient deux ou trois ans d'opération pendant lesquels le prix de marché était deux à trois fois plus élevé que ce tarif et donc on a déjà résilié ces contrats sans pénalité et on a basculé sur des contrats PPA. Intuitivement, il est toujours plus efficace d'un point de vue financier d'aller casser les contrats CRE les moins bien tarifés – les tarifs les plus bas – et donc c'est les projets qui sont moins concernés par ce risque. Donc on tiendrait compte de cette pénalité éventuelle, mais dans le portefeuille qu'on a actuellement c'est un ensemble de projets pour lesquels la bascule se fera sans aucun frais pour Photosol.

Et une deuxième question : Dans le financement concernant les comptes de réserve, quel est le niveau exigé actuellement ? Comment est-il constitué ? Au départ, par apport de fonds propres ou progressivement à la génération de cash ?

La maturité de notre secteur fait qu'aujourd'hui, le DSRA (*Debt Service Reserve Account*), qui est un compte qui typiquement est constitué de six mois de service de la dette. Il n'est même plus stocké en cash au niveau des projets ; c'est une ligne additionnelle de crédit (*Debt Service*

Reserve Facility), qui nous est octroyée en plus de la dette de financement du capex initial, qui nous est octroyée par les financements. Donc on n'a pas de compte de réserve de service de la dette au niveau de nos actifs. D'autres comptes de réserve pour adresser ce point connexe sur la maintenance. Le fait d'avoir internalisé le travail de maintenance permet à Photom Services, notre filiale de maintenance, d'offrir un contrat à prix fixe à nos SPV qui traitent l'opération, la conduite et la maintenance curative et préventive, et ce dans un scope complet, ce qui fait qu'au niveau de la SPV, nous n'avons pas besoin d'avoir de *cash trap* pour gérer l'aléa de maintenance ; c'est inclus dans le prix du contrat. J'espère avoir répondu à la question.

Alexandre Letz (Gilbert Dupont) : Bonjour. Alexandre Letz, Gilbert Dupont. J'aurais trois questions. La première concerne le *farm-down*. Est-ce que vous pourriez donner une indication du pourcentage du portefeuille sécurisé sur lequel vous comptez éventuellement faire ce genre d'opération ? À quel horizon de temps ? Et surtout sur quel type d'actif, c'est-à-dire à quel stade de développement d'actif ? Est-ce que c'est des actifs en opération, en développement, en *early-stage* parce que j'imagine que le prix de cession varie selon ce type de facteur-là.

La deuxième question concerne l'EBITDA power. L'objectif de 85 millions d'euros prend-il en compte des actifs déjà cédés ou est-ce que c'est après qu'ils soient cédés ?

Et ma troisième question concerne l'objectif 2030. Vous avez maintenu un objectif de 3,5 GW en opération en 2030. Or, si on regarde le portefeuille sécurisé que vous visez en 2027, qui est de 2,5 GW, si on applique la formule traditionnelle de trois ans pour mettre en opération les actifs, on devrait être logiquement à 2,5 et non 3,5. Donc est-ce que vous anticipez une accélération des installations dans les trois dernières années ?

Marc Jacquot : Alors peut-être juste pour la dernière question sur cet objectif 2030 de 3,5 GW, il faut se rendre compte que... donc on parle de deux à trois ans aujourd'hui pour réaliser le portefeuille sécurisé et le mettre en opération. Et lorsqu'on est à l'international, *a priori*, on est plutôt sur des délais plus courts. Cela explique cette accélération.

Clarisse Gobin-Swiecznik : Pardon Marc, je complète : mais aujourd'hui, ce que vous voyez, cela ne concerne que la France puisque nous avons commencé à entrer dans des pays, mais nous n'avons pas encore d'équipe ; on a uniquement ce qu'on appelle des *Development Service Agreements* avec des développeurs locaux qui sont chargés d'identifier des projets pour nous. Donc vous ne le voyez pas aujourd'hui dans le *secured portfolio*. Donc l'écart sera la toiture et l'international donc 2,5 pour la France (ce qu'on avait dit déjà à l'origine) et 1 en plus sur l'international et les petites installations.

Marc Jacquot : Sur la question sur le *farm-down*, je vais laisser Photosol, qui connaît très bien ses actifs, répondre, et la subtilité entre les différents types d'actifs. Ce que je peux vous dire, c'est que notre objectif en 2027 est d'avoir 10 % de l'EBITDA qui sera généré par les plus-values de cession et qu'on est sur quelque chose de discrétionnaire qu'on va chercher à faire en fonction des opportunités et puis on va essayer de prendre les meilleures affaires et le meilleur état du marché. Je vous laisse un peu développer là-dessus.

Guillaume Thrierr : Oui. Sur la stratégie farm-down, ça concernera *a priori* plutôt des actifs en opération. Ça va se raisonner au cas par cas. Maintenant, pour maximiser la valeur de ce qu'on cède, il faut avoir une homogénéité technologique ou géographique ou de maturité sur les actifs ; et c'est un peu comme cela qu'on raisonne et qu'on établit sur la stratégie.

En termes d'impact EBITDA, pour que ce soit reconnu dans l'EBITDA, il faut que ce soit une cession majoritaire récurrente, qui ne concerne pas une part colossale ni de notre stock des capacités en opération ni de notre flux de production annuelle. Donc cela vient un peu guider le fait que cela sera peut-être pas anecdotique parce que cela sera un vrai outil d'allocation du capital et de gestion de notre trajectoire d'EBITDA, mais anecdotique sur l'impact sur notre base industrielle.

Marc Jacquot : Et on pourra commencer à faire ces problèmes de *farm-down* lorsque le portefeuille aura atteint une taille critique. Ça c'est quelque chose qui est important. On ne peut pas faire ça aujourd'hui, on a un portefeuille qui est trop petit. Il faut aussi une certaine récurrence lorsqu'on rentre dans du *farm-down*.

Et il y avait une autre question quand même sur le *power EBITDA*. Dans notre projection de *power EBITDA*, oui, on a fait les maths correctement, on ne vous a pas inclus dans le *power EBITDA* à venir ce que nous avons l'intention de céder. Si c'était la question.

Guillaume Thrierr : Il y a des questions en ligne. Je vais les lire et y répondre rapidement.

Quel est le taux de charge moyen et le taux de disponibilité moyen de nos actifs en France ? Et êtes-vous l'unique propriétaire ?

Oui, nous sommes l'unique propriétaire de nos actifs. Le taux de charge moyen : une grosse quinzaine de pourcents. On raisonne généralement en nombre d'heures de productible. Le taux moyen : 1 250+, selon l'ensoleillement du territoire français, et le taux de disponibilité est de 99 % et en ligne avec le marché et notre performance historique.

Marc Jacquot : Une autre question :

À terme, quelle sera la contribution de Photosol à l'EBITDA du Groupe ?

Ce qu'on a essayé de vous montrer aujourd'hui, c'est que l'EBITDA n'était peut-être pas la meilleure métrique, l'EBITDA du jour, donc pas évident de se prononcer là-dessus. Évidemment la contribution éventuellement en termes de pourcentage à horizon 2030 dépendra aussi de la performance de nos autres activités (Rubis Énergie, notamment). Après, on avait parlé à l'époque d'une contribution de 25 % de l'EBITDA à horizon 2030. Nous on voit une cohérence dans les chiffres qu'on vous annonce aujourd'hui. On est tout à fait cohérent avec une fourchette de 20-25 % de la contribution EBITDA. Mais encore, j'insiste sur le fait que vous avez vu qu'il pouvait y avoir un peu de volatilité dans les dates de mise en service ; il peut y avoir aussi de la volatilité sur Rubis Énergie. On a Rubis Énergie qui nous a fait une année extraordinaire en 2023. Tout dépend aussi de ces facteurs. On est loin, 2030 c'est un peu loin tout de même.

Ronald Sämänn: I am Ronald Sämänn. I'm just on the 5.5% shareholder of Rubis. And in that respect, I allow myself to make more of a commentary than a question.

Three months ago, just seven weeks before the end of the first half 2024, we gathered at the Rubis Annual General Meeting where it was declared that our subsidiary Photosol stood in profitability. It was a statement meant to inspire confidence and assure us of the soundness of our investment. But today, with the full weight of evidence in our hands, we stand to question that truth and that declaration. For now, we know through the latest press release that even the EBITDA of Photosol is in the negative, and that such may have been the case even at the time of that AGM. The burden of high-interest costs from the debt incurred to acquire Photosol weighs heavily upon us. And while we are not furnished with exact figures, we are left to estimate that the Photosol venture may have cost Rubis at least €20 million in total losses over the first half of 2024.

At the same time, it is painful to see Rubis profits tumbling. Group profits are down by an incredible 24% for that half-year. An incredible 24% down. These numbers paint a dire picture, and the reality of our situation is far from the stability and solid performance recently proclaimed by management. Rubis, a company once robust, now faces a sharp decline in profitability.

In the face of such results, there can be no room for complacency. No company staring down the results we see today should entertain the thought of maintaining a haemorrhaging subsidiary let alone pouring more investments into it. Prudence and wisdom call upon us to act decisively. We must acknowledge the painful truth. It is time to sell Photosol, to cut our losses and to steer Rubis away from this path of ruin.

It is with a heavy heart that I must also speak of a deeper sadness, one that reflects the erosion of trust. It is tragic that such truths have to be revealed to management that they were not recognised and addressed from the start. Equally tragic is the fact that management stood before us and made statements they knew to be untrue. This breach of trust cannot go unspoken, for the foundation of any company lies in the honesty and integrity of its leaders.

Moreover, the Rubis share price has plummeted, losing two-thirds of its value from its peak. Yet, there seems to be no urgency, no concern whatsoever from the management, who appear unaffected by the losses endured by shareholders. In this moment, I must confess that I too have lost faith in the current leadership. No longer can we afford to have at the helm those who do not hold the interests of Rubis shareholders at the core of their mission. It is time for change. We need leadership that is responsible, competent and unwavering in its dedication to the welfare of this company and its shareholders. Only then can Rubis rise from this crisis and regain its strength, profitability and the trust of those who have invested in its future.

Let us resolve today with clear minds and full hearts to demand that change for the future of Rubis and for the prosperity of all who believe in its potential. Thank you.

Clarisse Gobin-Swiecznik : Monsieur Sämänn, vous êtes un actionnaire important de l'entreprise et j'entends et je sais que vous avez beaucoup de remarques à nous faire. Je vais parler des points techniques. Je laisserai Marc et l'équipe Photosol vous répondre. Il y a

plusieurs choses et je pense qu'on ne va pas mélanger la baisse du cours de bourse de Rubis avec l'événement d'aujourd'hui et l'acquisition de Photosol ; cela n'a strictement rien à voir. La baisse du cours de Rubis est beaucoup plus ancienne que l'acquisition de Photosol. Photosol n'est juste pas valorisé dans le cours aujourd'hui et c'est tout le travail qu'on essaie de faire justement pour que Photosol puisse avoir une valeur et incrémenter la valeur pour les actionnaires. Il y a une question de stratégie derrière tout cela. Vous avez le droit de ne pas être d'accord avec nous, mais c'est celle qu'on défend et c'est celle sur laquelle nous sommes convaincus. Nous, managers, nous devons assurer la pérennité et la stratégie long terme de l'entreprise. Nous ne pouvons pas nous permettre aujourd'hui en tant que société européenne et française de ne pas avoir de solutions renouvelables pour nos clients. Nous y croyons, nous en sommes convaincus. Je suis absolument navrée que vous n'adhériez pas à notre stratégie, mais nous n'allons pas nous laisser mourir et rester immobiles avec des actifs dont la distribution de produits va avoir tendance à diminuer dans les prochaines années à venir. Nous parlons ici de l'Europe. Nous avons une stratégie différente en Afrique, aux Caraïbes, qu'on ne remet pas en question. Nous avons un impact sociétal, social et environnemental positif dans ces pays. Rubis Énergie est le principal contributeur du Groupe et restera le principal contributeur du Groupe. Aujourd'hui, dans le domaine de la distribution, il y a moins d'opportunités qu'à une certaine période. C'est un fait. La Covid a aussi beaucoup perturbé le monde de l'énergie et de la distribution. Si nous avons d'autres opportunités accréatives comme celles que vous appréciez dans le domaine de la distribution pour venir faire du *build-up* de nos positions de marché en Afrique et aux Caraïbes, sachez que nous regardons tous les jours des opportunités d'acquisition et que nous le ferons.

En France, nous avons deux activités en Europe : le GPL et le renouvelable. Nous sommes convaincus de cette stratégie. Je n'ai rien d'autre à ajouter que ça.

Marc Jacquot : Je compléterai. Monsieur Sämman, j'entends vos points, notamment je voudrais qu'on clarifie aussi quelques *statements*. Typiquement, vous parlez d'un EBITDA négatif de la part de Photosol. Je pense que c'est une erreur sans doute d'expression. Peut-être le *net income*, en effet, est négatif, on en a parlé. L'EBITDA n'est pas négatif.

On parle de la baisse de 24 % du résultat net de l'entreprise cette année. On a fait un travail de communication auprès du Conseil de Surveillance et auprès du marché là-dessus. Vous savez que dans cette baisse du résultat net, Photosol est un maigre contributeur. On a eu une année 2023 exceptionnelle à plusieurs égards avec beaucoup de profits exceptionnels qu'on avait annoncés comme tels en 2023 et nous avons préparé le marché à une baisse de 2024 en conséquence et nous l'avons illustré. Photosol, en fait, n'explique pas cette baisse du résultat net ou que partiellement. Donc ne mélangeons pas tout. Je pense que c'est tout ce que j'ai à dire. Est-ce que vous voulez rajouter des éléments, messieurs ?

Robin Ucelli : Je vais répondre à une question et parler d'un point qui nous tient à cœur et qui n'est pas assez mis en avant et c'est le reflet justement, je pense, des interrogations de M. Sämman. La question, c'est : *avez-vous prévu d'autres acquisitions de projets en développement ou privilégiez-vous actuellement les développements de projets en interne ?*

Évidemment, on va privilégier nos projets en interne. C'est pour cela qu'on a beaucoup investi ces dernières années. Et on a 100 personnes qui travaillent sur le développement. Et, je le répète, un projet développé en interne de A à Z, certes va prendre cinq à six ans avant d'être connecté, mais il génère une valeur nette de 200 000 € par mégawatt. Donc pendant cinq ou six ans, on n'a pas de génération d'EBITDA. On a même un EBITDA négatif. Pour autant, ces projets créent de la valeur. Et une fois qu'ils sont sécurisés, ils valent peu ou prou 200 000 € par mégawatt quand ils sont développés en interne.

Pour revenir sur la question, évidemment on peut regarder des acquisitions de projets développés par des tiers et cela va tout simplement s'apprécier : est-ce qu'il y a un intérêt économique ou non à aller acheter un projet à 50 000 €, 100 000 € le méga, développé par des tiers ? Historiquement, je pense que sur nos 460 MW, on a dû acheter 10 %, une cinquantaine de mégawatts peut-être à des tiers, essentiellement au stade de permis de construire et dans des moments de marché difficiles.

L'analyse c'est la valeur : combien est-ce qu'on achète un projet et combien, une fois dans notre portefeuille, il peut générer ? Et je le répète, et c'est vraiment important, et ça vous concerne directement, Monsieur Sämann : regardez la valeur du portefeuille en euros par mégawatt et pas en génération d'EBITDA parce que l'EBITDA actuel ne reflète pas la valeur du portefeuille. C'est une notion qui est fondamentale. On pourrait en discuter pendant deux heures à table, dans les *workshops* ou à tout moment ou demain également, si vous voulez. Mais s'il y a une chose à retenir de cette session, et je le dis, et peut-être que les gens de Rubis le diront avec moins de certitude, c'est notre métier depuis 15 ans : l'EBITDA n'est pas le reflet de la création de valeur.

Pierre Bosset : Pierre Bosset, Alken. J'ai une question plus terre à terre. Avec la montée de la part des énergies renouvelables dans la production d'électricité, le réseau va être un peu plus difficile à gérer. Est-ce que vous ne craignez pas qu'il y ait de plus en plus d'écrêtements comme il y en a au Brésil en ce moment ou en Allemagne, qui diminuent un peu la visibilité sur vos projections d'EBITDA ? Merci.

David Guinard : En effet, c'est un peu le point que j'ai évoqué tout à l'heure dans la partie raccordement. C'est clairement un état de fait aujourd'hui à la fois sur l'augmentation de la part des ENR et donc des problématiques de raccordements ponctuels et, à l'échelle du réseau, des problématiques d'équilibrage. Juste – parce qu'on entend beaucoup parler des heures négatives, etc. –, aujourd'hui, tous les contrats que l'on a signés et les projets qui sont en exploitation et qui génèrent du chiffre d'affaires bénéficient de couverture de ces heures négatives donc on n'est pas impacté par ces événements ; on est compensé financièrement. En revanche, et c'est là où je veux transformer cette problématique qui est certaine et qui va arriver et qui est déjà le cas aujourd'hui sur le territoire, c'est que c'est plutôt une source d'opportunités. Sans ces heures négatives, sans ses complexités d'équilibrage, le modèle économique du stockage ne pourrait pas exister aujourd'hui. Sans doute dans quelques années, le temps que le coût de la technologie baisse. Mais aujourd'hui, « grâce » (entre guillemets) à cette problématique, on a la capacité, on est en train de travailler sur les premiers projets. Je vous le disais : 50 MW obtenus et on est en train de travailler sur leur financement, la

matérialisation du chiffre d'affaires. Il y a des sujets réglementaires qui restent encore à travailler puisqu'aujourd'hui Enedis n'est pas en capacité théorique d'intégrer le stockage dans ces raccordements. En fait, ils additionnent les deux puissances au lieu de les soustraire. C'est quand même un peu dommage. Mais c'est des choses qui vont être résolues dans les mois qui viennent. Et donc sur la base de ça et « grâce » à ces problématiques du réseau, on va avoir un modèle économique rentable, viable, sur le marché français avec du stockage, ce qui est quand même un changement stratégique majeur puisqu'en fait l'intermittence c'était la dernière critique qu'on nous faisait après nous avoir reproché le fait qu'on était trop cher, qu'on polluait et qu'on occupait de l'espace, etc. Tout ça a été résolu et aujourd'hui c'est le dernier point qu'il nous reste à résoudre.

Guillaume Thrierr : Et il y a une question connexe liée à l'exposition résiduelle au prix spot de l'électricité ou est-ce qu'on vend entièrement dans des contrats long terme ?

Non, on vend entièrement dans des contrats longs terme. On a certains projets qui ont bénéficié de mesures d'urgence, qui ont pu vendre sur le marché. Et même pour ces projets-là, dans l'immense majorité, nous sommes venus contracter à court terme avant la mise en place des contrats long terme. Donc non, la vente et le chiffre d'affaires de Photosol n'est pas exposé au prix spot.

Il y avait une question sur le... Je me permets de la lire : *vous indiquez que la valeur des projets avec permis de construire est de 200 000 € du méga. Quelle est actuellement la valeur des prix de marché des projets en développement ?*

Le 200 000 € du méga que Robin a évoqué tout à l'heure, c'est une marge nette de nos coûts de développement donc le prix est en fait légèrement supérieur à ce 200 000 € du méga, mais cela donne un premier ordre de grandeur. Et pour le prix du mégawatt en développement, il faut regarder la probabilité de succès. On a parlé de 40 % du début à la fin. C'est une bonne façon de se faire une métrique. Évidemment, un acheteur et un vendeur peuvent discuter de la probabilité de succès. Le marché des permis *ready-to-build* est extrêmement liquide et on peut vendre un projet ou un portefeuille de projets. C'est quelque chose d'assez commun.

Les portefeuilles dans le développement existent aussi, mais ils sont généralement agrégés soit avec des projets déjà *permis* soit dans un certain volume. Mais si on applique ce 200 000 € de marge pour un projet *permis* et qu'on regarde le taux de succès aux différentes étapes, ça donne un bon *benchmark* de la valeur d'un projet en développement, qui est un marché moins liquide, mais qui est un marché qui existe.

Robin Ucelli : Je complète avec quelques mots. Pour rappel, ce 200 000 € du méga c'est projet par projet. Il y a un *discounted cash-flow* sur chacun des projets donc on peut être au-dessus, on peut être un peu en dessous, mais cela donne effectivement un bon ordre de grandeur. À noter, comme le disait tout à l'heure Guillaume sur la question du *payback*, cela ne capture pas nécessairement l'intégralité de la création de valeur puisqu'on peut, en fonction des financements et des refinancements futurs, du *repowering* et autres, on peut aller bien au-delà de ce 200 000 € par méga. Mais en tout cas sur le marché c'est des bons prix de transaction. Et pour répéter ce qu'a dit Guillaume : quand un projet rentre ou quand on signe une promesse

de bail, on a 40 % de chance d'arriver au bout et donc après, il faut appliquer une probabilité entre 40 et 100 % à ces 200 000 € pour avoir une idée de la valeur de notre portefeuille (40 % fois 200, cela fait 80 000). Après, je vous laisse compléter jusqu'à 200 000.

Nicolas Royot (Portzamparc) : Bonjour. Nicolas Royot, Portzamparc. J'ai trois questions. Pour rester sur le sujet du stockage, est-ce que vous regardez uniquement le stockage avec la batterie ou est-ce que vous regardez peut-être à plus long terme des projets de stockage seul comme il peut y avoir, par exemple, pour la réserve secondaire en France ou peut-être à plus long terme des marchés de l'arbitrage ?

Est-ce que vous avez estimé le potentiel de capacité intra-groupe, c'est-à-dire les mégawatts que vous pouvez installer sur les installations Rubis ou sur le foncier Rubis ?

Et ma dernière question, dans votre plan de capex que vous avez présenté tout à l'heure, qu'est-ce que vous avez retenu comme hypothèse de coût de mégawatt et peut-être de baisse à venir dans les années à venir ? Merci.

David Guinard : Sur le stockage, en effet, dans les 50 MW que j'évoquais tout à l'heure de permis de construire obtenus, on a à la fois des batteries sur des centrales existantes ou sur des centrales à construire et de la batterie seule. L'idée est vraiment d'avoir une approche globale et justement d'analyser tous les modèles économiques qui seront possibles. Parler de la réserve primaire et secondaire, c'était aujourd'hui la seule manière de valoriser du stockage. Et d'ailleurs, de notre point de vue, un des facteurs limitant le développement du stockage en France. Le fait qu'aujourd'hui des nouvelles voies de valorisation s'ouvrent à travers la question que vous aviez posé précédemment nous permet d'appréhender les choses d'une manière un peu plus intéressante, mais il faut la voir aussi du point de vue un peu plus global.

Sur les technologies : on travaille beaucoup sur la technologie de la batterie parce que c'est celle qui est aujourd'hui la plus mature, c'est celle qui vit d'ailleurs des baisses de coût les plus importantes, *drivée* par l'industrie automobile puisque c'est les mêmes technologies qui bénéficient de l'énorme R&D sur la voiture électrique qui est dépensée dans le monde. Nos équipes reviennent d'ailleurs d'un récent voyage avec pas mal de bonnes nouvelles sur ces évolutions technologiques et le coût afférent. Maintenant, on regarde aussi d'autres solutions de stockage, d'autres manières de s'associer avec d'autres types d'électricité (de l'éolien, de l'hydro) pour essayer d'avoir un travail de foisonnement préalable avec des agrégateurs pour ensuite n'avoir qu'à stocker vraiment le reliquat, ce qui est nécessaire pour atteindre une parfaite correspondance entre la courbe de consommation et la courbe de production. Donc on est assez ouverts sur ces sujets de stockage puisque, encore une fois, on pense qu'on est au même stade qu'il y a 15 ans, quand on a démarré les choses sur le solaire. Et une de nos forces, cela a été d'être assez agnostiques sur LA solution parce qu'on pense qu'il n'y en a pas une, qu'il y a plein de choses qui se passent sur ces sujets-là. En revanche, il y a UN besoin absolu qui est d'améliorer l'équilibrage du réseau.

Clarisse Gobin-Swiecznik : Il y avait une question sur les synergies. C'est cela ? Avec Rubis Énergie ? Comme on l'a mentionné, cela fait quelque temps que des partenariats sont en train

de se mettre en place entre les équipes de Photosol Développement donc ça a touché plutôt la partie petites installations solaires de moins de 3 MW. C'est aussi pour cela que c'était intéressant d'aller adresser cette activité. Et cela va se concentrer principalement sur les zones européennes, les DROM, où aujourd'hui nos clients, plutôt des gros clients privés ou publics, nous demandent pour répondre à des appels d'offres d'avoir une solution renouvelable. Donc c'est aussi une stratégie de défense et d'aller capter aussi le nouveau client, d'agrémenter les offres et les services qu'on propose aujourd'hui avec des offres renouvelables. Donc la demande est principalement en France pour le moment. Dans d'autres régions européennes, on est en train de réfléchir avec les filiales pour voir comment on pourrait les adresser, mais principalement dans les Antilles françaises, à La Réunion, et beaucoup de demandes aussi dans les Caraïbes anglophones. Donc on est en train de monter ces partenariats et on vise d'ici trois à cinq ans à peu près 100 MW de capacité installée en partenariat entre Rubis Énergie et Photosol.

Guillaume Thrierr : Et vous aviez une question sur les capex donc l'ordre de grandeur, c'est de 600 000 à 700 000 € du méga pour une centrale au sol, une fois et demie cela pour la toiture. C'est un marché dans lequel il y a des améliorations technologiques, on l'a vu récemment sur la baisse colossale des prix des modules qui sont passés de 0,28 € à 0,18 €. On s'est dit : c'est incroyable. On est ensuite à 12 et on n'est pas arrivé au bout. Donc il y a une vraie capacité d'amélioration sur ce sujet comme sur d'autres. Évidemment, cela dépend de la taille d'un projet, mais il y a des réserves d'amélioration technologique qui vont venir continuer de faire baisser les LCOE et les coûts de capex par mégawatt installé. C'est pas de nature à remettre en cause la *guidance* de 2027 parce que sur ces projets-là, c'est des projets dont le tarif est déjà embarqué et les capex sont déjà beaucoup fixés. Donc dans l'immense majorité ça n'aura pas d'impact. Cela peut avoir un impact plus long terme sur la trajectoire d'EBITDA. Cela n'a pas d'impact quand on raisonne en valeur parce que le mécanisme d'appel d'offres – que ce soient les appels d'offres de la CRE publics ou les appels d'offres privés de corporate PPA – sont l'occasion d'un reflet de nos coûts : lorsque les taux ont augmenté, les tarifs de l'électricité dans les appels d'offres ont augmenté. Lorsque les capex peuvent augmenter, etc. Donc le raisonnement valeur est assez imperméable et assez immunisé contre ces variations, même si on est toujours preneur des migrations de capex. J'espère que cela répond à votre question.

La question sur les petites centrales et le *farm-down* ? La question est la suivante : *comment se compare la rentabilité des nouvelles unités de petites centrales aux grandes centrales ? Et pourquoi faire du farm-down sur les petites centrales alors que c'est la volonté en grandes centrales pour capitaliser sur le repowering long terme ?*

C'est une des pistes. La rentabilité est comparable, mais à coût plus important. On a besoin d'un tarif plus important sur la toiture, on l'a un peu évoqué lors des questions tout à l'heure. C'est un cycle de développement plus court avec un développement moins complexe donc probablement un peu moins de réservoir de valeur sur les permis qui sont plus faciles à obtenir. Pourquoi c'est des bons candidats au *farm-down* ? C'est dans l'idée d'avoir une homogénéité des actifs que l'on va céder. C'est des actifs qui sont construits très vite donc on peut avoir assez vite une base installée que l'on peut constituer dans un portefeuille de cession ; ça ne vient pas perturber notre travail de développement. Évidemment, quand on est Photosol, qu'on

a 15 ans d'existence, qu'on ne cède pas un projet, cela a une valeur, quand on va discuter avec des propriétaires ou quand on va discuter dans les territoires. Donc il y a un enjeu d'acceptabilité. On vient moins perturber cet équilibre-là si on envisage le *farm-down* sur des petites installations qui sont mises en service plus vite.

Effectivement, de par notre expérience, la capacité à créer de la valeur tout au long de la vie de l'actif, c'est quelque chose qu'on maîtrise très bien sur la grande centrale et donc on est un peu plus réticent à venir céder une partie de cette valeur sur du *farm-down*.

Jean-Luc Romain (CIC) : Bonjour. Jean-Luc Romain, CIC. Est-ce que vous pouvez revenir sur l'enveloppe d'investissement nécessaire pour atteindre les objectifs 2027 et 2030, peut-être en total et en annuel ? Est-ce qu'il y a une montée en puissance entre aujourd'hui et 2027 et 2030 ?

Marc Jacquot : Sur les investissements à horizon 2027, on parle d'un total de 1,1 milliard entre 2024 et 2027. Étant donné l'effort de développement que nous faisons aujourd'hui, vous pouvez imaginer que ce sera une courbe relativement exponentielle. On n'aura pas le même niveau en 2024 qu'en 2027. À horizon 2030, on pourra en reparler à l'occasion, mais vous pouvez extrapoler de la même façon.

Robin Ucelli : Je vais prendre une question : *vous indiquez que vous réalisez une marge de quatre fois sur les coûts de développement pour un projet avec permis de construire. Vous indiquez une marge de 200 000 € par mégawatt pour un tel projet. Pouvez-vous confirmer qu'un mégawatt se vend donc environ 250 000 € par mégawatt ? Cette métrique est importante pour valoriser votre portefeuille actuel. Quelle serait la valorisation d'un mégawatt en exploitation, c'est-à-dire après coût de construction ? Merci des confirmations.*

Plusieurs éléments de réponse. Effectivement, quand je parle de 200 000 € par mégawatt, je parle bien de création de valeur, c'est-à-dire après remboursement de la dette et après remboursement des coûts de développement. On est donc sur une marge. Et les coûts de développement par projet, je pense qu'un *proxy* de 50 000 €, oui c'est dans la plaque. Évidemment, projet par projet. Si on prend un projet de A à Z, il va sortir en dessous de 50 000 € par mégawatt, mais quand on agrège tous les projets avec leur probabilité de succès et qu'on alloue finalement les projets perdus et les coûts sur ces projets perdus aux projets qui réussissent, oui 50 000 € par mégawatt est un bon *proxy* pour les devex sur un projet. Donc un projet, est-ce qu'il se vend 200 000 €, 250 000 € ou 300 000 € ou même, encore une fois, plus ? La seule vraie réponse, c'est de faire un DCF. Mais dire qu'il se vend 250 000 € le méga et qu'on génère une marge de 200 000 € par mégawatt de création de valeur, je pense qu'effectivement c'est un bon *proxy*.

Est-ce qu'il y a une différence entre un projet *ready-to-build* et un projet en exploitation ? Assez peu finalement. En tout cas aujourd'hui le risque de construction est très peu *pricé*. Dans le cadre d'un DCF, si on actualise un projet en exploitation ou on actualise des flux venant d'un projet en construction, il y aura 25 ou peut-être 50 points de base d'écart, guère plus. Il y a quelques années, je parle de cela il y a 10 ans, un projet en exploitation et un projet

ready-to-build n'avaient pas la même valeur parce que le risque de construction n'était pas encore totalement maîtrisé. Donc aujourd'hui, si on cherche à faire un peu des raccourcis, 200 000 € de création de valeur pour des projets sécurisés – qu'ils soient en exploitation ou *ready-to-build* – à ce stade, c'est un bon *proxy*.

Encore une fois, si on veut rentrer plus dans le détail, il faut rentrer dans les DCF de chacun des projets et dans le DCF de tout le portefeuille.

Guillaume Thrierr : Je voulais juste compléter parce qu'il y avait une question sur les actifs en exploitation qui sont tarifés à des niveaux plus importants du fait de la décroissance des LCOE. Donc si on regarde la valeur au mégawatt de notre portefeuille, il est bien au-delà des 200 000 € du méga.

Clarisse Gobin-Swiecznik : Si vous en êtes d'accord et qu'il n'y a pas d'autre question, je vous invite à nous retrouver pour le déjeuner. Cet après-midi, il y a quatre ateliers comme Clémence l'a précisé : 1) sur une centrale en France, 2) sur le financement d'une centrale, 3) sur la diversification géographique en Europe, et 4) sur les petites installations au sol – le *business model*. Merci beaucoup.

[FIN DE LA TRANSCRIPTION]