

▶ toujours suffisant à la maille locale. Alors nous développons le recours à des caméras au sol tournées vers le ciel. Cette photographie du firmament au-dessus de l'installation a une précision très grande, mais sa portée est évidemment beaucoup moins large puisqu'elle se limite à ce qui se passe au-dessus du site. Néanmoins, c'est l'idéal pour prévoir l'ensoleillement d'une ferme solaire.» Dernière donnée: la remontée de production en temps réel. «Si je connais la production d'une centrale photovoltaïque à 9 h 30, je peux estimer qu'elle sera du même ordre à 10 heures. En tout cas, ce sera mieux que le modèle qui a tourné à partir d'images prises à minuit.»

Prévoir la production est une chose, mais anticiper la consommation est aussi nécessaire. «Le réseau est dimensionné pour qu'il n'y ait pas de contraintes lorsqu'il est dans son état nominal, rappelle Benoît Bouzigon, chef de projet au département Conduite d'Enedis. En revanche, s'il y a des incidents, du matériel endommagé, par exemple, il faut pouvoir se passer d'une partie du réseau le temps de faire la réparation. Nous devons prévoir la consommation et la production à la maille locale afin de ne pas se retrouver en contrainte. Ces prévisions sont aussi nécessaires afin de planifier les travaux de maintenance, pour remplacer des

infrastructures anciennes, ou en développer de nouvelles en vue d'une évolution du réseau sur le long terme, par exemple avec le développement de bornes de recharge rapide pour l'automobile ou le raccordement de producteurs ENR.»

LIMITER LES INCERTITUDES

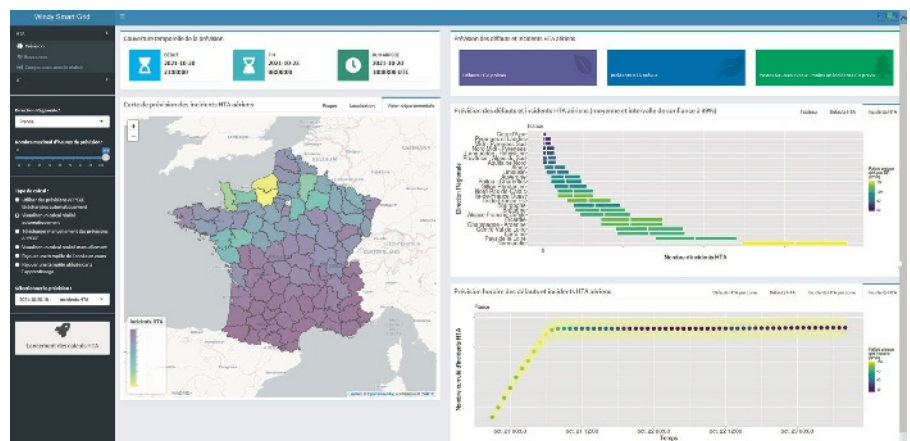
«Parfois, le raccordement d'un producteur éolien ou photovoltaïque génère localement des contraintes et nécessite des investissements supplémentaires, ajoute Benoît Bouzigon. Des offres alternatives permettent de les raccorder plus rapidement et à moindre coût en s'appuyant sur les

ESTIMER LES DÉGÂTS POTENTIELS GRÂCE À L'INTELLIGENCE ARTIFICIELLE

Dans la nuit du 20 au 21 octobre 2021, la majeure partie du nord de la France est balayée par la tempête Aurore. Près de 250 000 foyers sont plongés dans le noir. En 14 heures, 90% des clients sont réalimentés grâce au déploiement de la FIRE, la Force d'intervention rapide électricité d'Enedis. Ces agents en provenance de toute la France ont pu être mobilisés à l'avance grâce à un nouvel outil déployé cet hiver: Windy Smart Grid.

«Pour intervenir le plus rapidement possible, il est primordial d'avoir une estimation des dégâts potentiels, explique François Meyer, responsable de la gestion de crise à Enedis. Quelle ampleur d'incidents aurons-nous? Des poteaux effondrés? Des lignes arrachées? Sur quelle zone? Grâce aux prévisions de ce nouvel outil, nous pouvons mobiliser du personnel et du matériel, comme des groupes électrogènes, au bon endroit et en effectif suffisant.» Windy a passé avec succès ce premier test grandeur nature: il s'est montré capable de prévoir 87% des incidents s'étant effectivement produits sur le réseau moyenne tension (HTA). «Ce réseau est un enjeu majeur, rappelle François Meyer. Il est piloté par les ACR (Agences de conduite régionale) depuis lesquelles nous pouvons constater les incidents. Nous pouvons alors manœuvrer à distance le réseau (comme une déviation routière) afin de rétablir rapidement le plus de clients possible, c'est ce que nous appelons les "manœuvres". Ensuite, nous envoyons des équipes réparer sur place et, grâce à Windy, nous savons d'avance où ce sera nécessaire.»

L'outil commandé par Enedis en 2018 a demandé des mois de recherche au département R&D d'EDF. Il s'agissait de mettre au point un modèle capable d'anticiper les dégâts dus aux tempêtes, mais pas seulement. Les orages, la neige «collante», qui pèse sur les lignes,



ou les inondations peuvent aussi endommager le réseau. «Nous sommes partis sur un modèle dit "de Cox", à risques proportionnels, explique Grégory Michel, du département R&D d'EDF. Le principe consiste à additionner l'ensemble des risques sur l'ensemble des éléments du réseau qui peuvent tomber en panne. Nous appliquons ensuite des facteurs d'occurrences. Par exemple, si vous avez un réseau de 100 kilomètres et un autre de 200 kilomètres, il y a deux fois plus de chances qu'un événement se produise sur ce dernier.»

FAIRE PARLER LES DONNÉES

En plus de la mise au point et du paramétrage du modèle, il faut déterminer les données pertinentes en entrée pour parvenir à un résultat satisfaisant en sortie. «Il y a les conditions météorologiques classiques (vitesse du vent, précipitations...), mais pas seulement, reprend Grégory Michel. Nous cherchons à avoir une connaissance physique approfondie des mécanismes susceptibles d'endommager le réseau. Par exemple, un poteau peut s'effondrer à cause du sol devenu trop meuble.

À l'approche d'une tempête, il faut donc connaître la pluviométrie à cet endroit les jours précédents, et pas seulement la force du vent, pour savoir si le poteau tiendra le coup.» Autre aspect important: le «nettoyage» de la donnée. En effet, si le modèle est alimenté avec une quantité considérable d'informations, il ne travaillera que sur des valeurs moyennes. Or une tempête est par nature exceptionnelle. Le modèle doit retenir uniquement ces moments clés, qu'il faut savoir reconnaître dans les données. «Pour les mettre en exergue, nous concentrons l'apprentissage sur celles correspondant à la tempête, en mettant des seuils sur la puissance du vent par exemple.» Les données sélectionnées servent ainsi de base d'apprentissage au modèle, qui peut ensuite les relier aux conséquences réelles sur le réseau. Ainsi entraîné, il devient capable de faire ses propres prévisions. «L'outil a été déployé à la maille nationale durant l'hiver 2020-2021, avec des résultats excellents, conclut François Meyer. Pour l'hiver 2021-2022, il le sera cette fois à la maille régionale. Avec comme objectif de faire évoluer peu à peu cet outil vers le réseau basse tension.»