

**Réunion Publique du 05/06/2025 / Rédigé le 17 juin 2025**

# Électrolyseur de Villeneuve

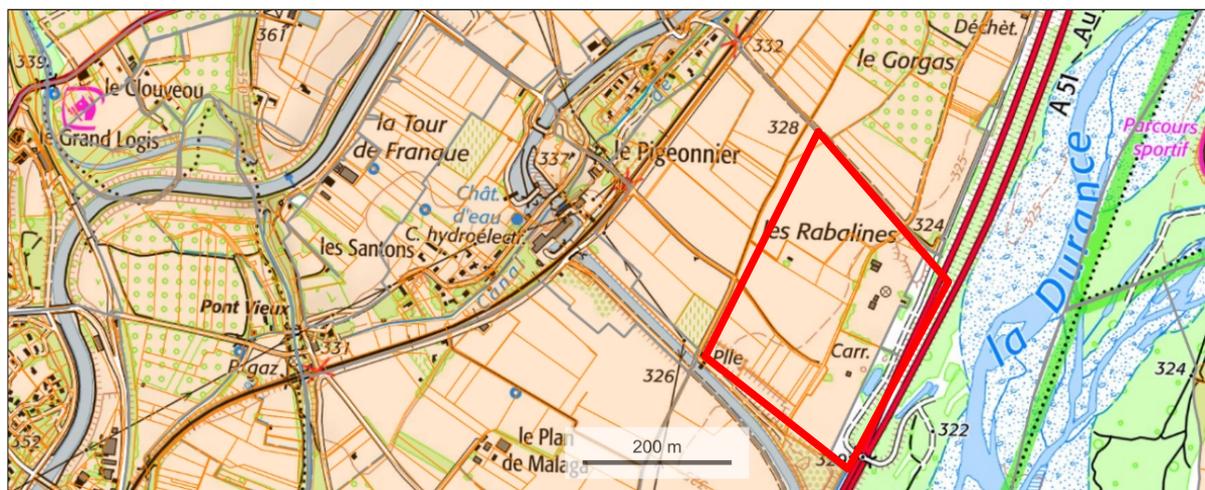
Dans le cadre de la CNDP, FNE04 est amenée à formuler son avis et ses questions sur l'électrolyseur de Villeneuve et la filière hydrogène dans le département des Alpes-de-Haute-Provence.

Le projet tel que présenté se décompose en trois parties :

1. l'électrolyseur lui-même, prévu sur Villeneuve,
2. la conduite de transport de l'hydrogène entre ce site et le site de Géosel (Projet Natran),
3. le stockage de l'hydrogène dans une ou des cavités de Géosel.

Deux autres aménagement annexes sont liés au projet :

- la ligne électrique qui va alimenter l'électrolyseur à partir d'Oraison,
- les conduites de liaison entre Géosel et le site de Fos-sur-Mer pour transporter l'hydrogène vers les clients industriels.



Plan de situation de l'électrolyseur

Ce projet interpelle par plusieurs questions importantes tant vis-à-vis du projet lui-même que par rapport aux impacts locaux ou départementaux :

- le choix du site,
- l'alimentation du site en électricité,
- les risques associés,
- la consommation d'eau.

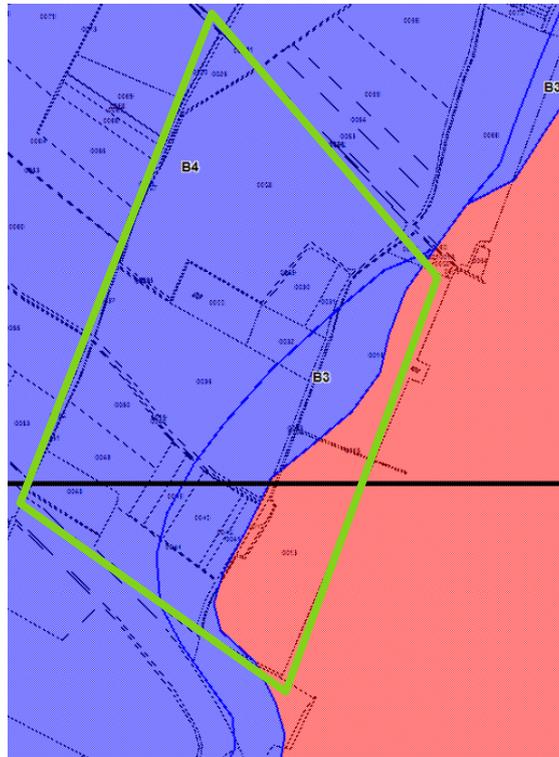
## **Le choix du site**

Le choix du site pose plusieurs questions :

1. la localisation très près de la Durance interpelle par le **risque sismique lié à la faille de la Durance**. La présence de cette faille a déjà été soulignée à l'occasion de la construction d'autres équipements publics. Il paraît important de poser la question du risque associé pour un tel équipement.

En effet, si le risque sismique classique est la prise en compte de secousses horizontales qui détruisent les bâtiments non prévus à cet effet, le risque complémentaire lié à la faille est un risque de décrochement des bords de la faille, qui pourrait entraîner des mouvements vers le haut ou vers le bas des terrains concernés.

## 2. Le classement de la parcelle en zone bleue ou rouge du PPRN de Villeneuve



Le règlement fixe pour la zone B3 :

- Pour les autres constructions, les planchers seront aménagés au-dessus de la hauteur d'eau de référence mesurée sur la façade amont du projet [+ 1,00 m par rapport au terrain naturel]. Ils sont toutefois autorisés, dans les cas d'impossibilité conceptuelle, à la cote des trottoirs, sous réserve que les ouvertures soient renforcées ou protégées sur une hauteur de + 1,00 m par rapport au terrain naturel.

Les constructions seront conçues de telle manière que les façades amont et latérales résistent à une pression de 30 kPa (3 t/m<sup>2</sup>) sur une hauteur de + 1,50 m par rapport au terrain naturel.

- Les équipements essentiels au fonctionnement normal du bâtiment (chaudière, équipements électriques, machinerie d'ascenseurs, ...) devront être placés au-dessus de la hauteur de référence [+ 1,00 m par rapport au terrain naturel] ou dans un local étanche.

Compte tenu de la surface occupée par le ou les bâtiments, cela revient à surélever l'ensemble de la parcelle de 1 m minimum et ainsi de priver la zone d'expansion d'un volume de 110 000m<sup>3</sup> au minimum (1 m de remblai sur 11 ha). Et le bâtiment devra être conçu pour que tous les équipements électriques soient surélevés.

Et pour la zone rouge :

**SONT INTERDITS (sauf exceptions indiquées au point « SONT ADMIS ») :**

- Tous travaux, occupation et utilisation du sol, de quelque nature qu'ils soient, soumis à permis de construire ou de déclaration préalable (au titre des articles L. 421-1, L. 422-2, R. 421-1, R. 422-2 et R. 422-3 du Code de l'Urbanisme).

### SONT ADMIS :

Sous réserve des autres réglementations en vigueur, à condition qu'elles n'aggravent pas les risques, n'en provoquent pas de nouveaux et qu'elles prennent en compte les caractéristiques des phénomènes identifiés sur la présente zone pour ne présenter qu'une vulnérabilité restreinte, peuvent être autorisées des exceptions au point précédent. Elles concernent :

Le problème est que la liste fermée ne contient

pas de référence aux parcs photovoltaïques, sauf à considérer que les panneaux sont intégrés dans « les travaux nécessaires ... à la mise en valeur des ressources naturelles ».

**En conclusion de ce point sur les risques naturels, on est quand même en droit de s'interroger sur la mise en place d'une part d'une installation industrielle dans une zone qui va nécessiter des remblais importants avec des contraintes de construction des bâtiments, et de panneaux photovoltaïques d'autre part, dans une zone où la vitesse de l'eau est réputée être supérieure à 1 m/s et la hauteur d'eau supérieure à 1 m. En cas de crue, les panneaux risquent de s'arracher et d'être entraînés vers l'aval.**

**Si ce phénomène se déroulait, la responsabilité des dégâts causés aux installations pourraient bien être mise à la charge de l'État qui aurait dû être plus vigilant.**

3. La classification de la zone est Ac : une procédure d'urbanisme sera nécessaire pour modifier ce classement.
4. Problème de la partie du site en Zone Agricole Protégée :



L'avis de la Chambre d'agriculture devra être recueilli.

### ***L'alimentation du site en électricité depuis la centrale d'Oraison***

L'alimentation électrique sera assurée par le parc photovoltaïque qui va être construit près de l'électrolyseur mais aussi, compte tenu de la puissance appelée par une ligne provenant du poste d'Oraison. Le projet présenté en réunion publique consiste à opérer une déviation de la ligne THT qui passe sur le plateau de Valensole, en rive gauche. La traversée se ferait donc au niveau du hameau du Bars de la commune de Valensole. Le projet en est à la conception sur la base de ce principe. Le calendrier d'étude s'étale sur 2026 – 2028 pour une réalisation entre 2028 et 2031, année prévue pour la mise en route de l'usine. **Les procédures restent donc à venir.**

Par ailleurs, le projet de production d'hydrogène est réputé « vert » : l'achat d'électricité par l'exploitant va donc être restreint à des contrats de fourniture garantie d'ENR. Compte tenu de la puissance à fournir et du délai nécessaire à la construction, il est possible que des opérateurs demandent en parallèle la **création de nouveaux parcs photovoltaïques** dans une zone proche de Villeneuve de façon à négocier des contrats de fourniture avec l'exploitant de l'électrolyseur.

**Or la pression locale pour la mise en place de telles infrastructures est déjà très forte dans un contexte où le manque de transparence des projets en amont suscite des oppositions parfois fortes.**

## ***Les risques industriels associés.***

Au-delà des risques naturels évoqués ci-dessus, FNE04 s'interroge sur :

- le risque incendie dans l'usine de production
- le stockage de l'hydrogène dans les cavités salines,
- le transport de l'hydrogène en canalisation sous pression.

**Le risque d'incendie de l'hydrogène** est particulier puisqu'on ne voit pas la flamme. Il est donc impératif que tous les appareillages des surveillance soient mis en œuvre pour éviter toute propagation d'une éventuelle fuite même minime.

### **Le stockage de l'hydrogène dans les cavités salines**

Le site de Géosel stocke déjà du gaz et des produits pétroliers (essence, diesel, naphta). Les risques de pollution voire plus existent et les accidents ou pollutions qui ont déjà eu lieu montrent que, malgré toutes les mesures de sécurité, la zone concernée est déjà soumise à des risques industriels forts.

Les établissements font l'objet d'un PPRT qui englobe l'ensemble des installations Géosel et Géométhane. Le stockage et le renforcement des réserves stratégiques des deux établissements Géosel & Géométhane avec l'accueil des stocks stratégiques qui permettront aux industries actuelles et futures autour de l'étang de Berre de fonctionner vont se cumuler aux réserves d'Hydrogène arrivant de l'électrolyseur.

**Malgré la prise en compte des nouveaux risques dans un PPRT commun à venir, il nous semble que les normes actuelles SEVESO ne suffisent plus et que toutes ces évolutions près d'une agglomération aussi importante que celle de Manosque mériteraient un vrai débat local à elles seules.**

Quel est le comportement de ce gaz en phase compressée à long terme vis-à-vis du sel par exemple ?

### **Le transport de l'hydrogène en canalisation sous pression**

L'hydrogène est un corps stable mais très difficile à stocker. Les technologies liées au transport par canalisations sont très bien connues et maîtrisées pour les fluides liquides ou les gaz plus lourds.

Qu'en est-il des conduites pour l'hydrogène, en matière de canalisations (matériaux, raccords, pression de service...) et de toutes les pièces de raccord nécessaires (Té, vannes, étanchéité des forages, systèmes de mesures de pression...) en matière de résistance à ce gaz sous pression sur le long terme ?

## ***La consommation d'eau***

Les explications données et les chiffres avancés lors de la réunion publique sont restées pour le moins dans le flou. La fabrication de l'hydrogène fait subir à l'eau prélevée dans le canal EDF plusieurs traitements avant d'arriver à l'électrolyseur. En effet, l'eau brute doit être débarrassée de toute impureté avant d'être déminéralisée.

Or, il est avancé un chiffre de **300 000 m<sup>3</sup> d'eau** nécessaires à la production de **30 000 T d'hydrogène**. Si on analyse les différentes phases du traitement, il est nécessaire à chaque stade d'utiliser de l'eau pour nettoyer les systèmes d'épuration à contre-courant en rejetant ces effluents. In fine, **on ne connaît pas le volume global prélevé ni les caractéristiques de ces eaux de « lavage »**.

En effet, à chaque fois l'eau traitée qui nettoie par retour évacue des « résidus » qui se retrouvent concentrés dans le canal. De même, si une partie de l'eau est déminéralisée, la partie rejetée contient les minéraux de la partie traitée. **Quelles concentrations sont rejetées dans le canal et quelle incidence sur l'eau et les milieux peuvent avoir ces rejets ?**

**Il sera impératif que la demande de dossier d'autorisation d'exploiter (DDAE) soit complété sur ce point, ne serait-ce que pour fixer les volumes maximum autorisés du prélèvement dans le canal EDF.**