



Tous acteurs de l'énergie

Date du document : 06/09/2023

ANALYSE

CD-23i06-CWaPE-0076

DEMANDE DE SUBVENTION INTRODUITE PAR L'AIEG DANS LE CADRE DU DÉCRET DU 29 JUIN 2023 RELATIF À L'OCTROI DE SUBVENTIONS AUX GRD EN VUE DE FAVORISER LA TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

*établie en application de l'article 10septies, § 2, du décret du 9 décembre 1993
relatif à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, des économies
d'énergie et des énergies renouvelables*

Table des matières

1.	OBJET	3
2.	CADRE LÉGISLATIF	3
3.	REMARQUES GÉNÉRALES ET MÉTHODOLOGIE	4
4.	ANALYSE PAR PROJET	6
4.1.	<i>Télégestion et surveillance des cabines secondaires</i>	7
4.1.1.	Description	7
4.1.2.	Analyse	8
4.1.3.	Projet-pilote	9
4.1.4.	Synthèse	9
4.2.	<i>Le placement de transformateurs autorégulants</i>	9
4.2.1.	Description	9
4.2.2.	Analyse	10
4.2.3.	Projet-pilote	12
4.2.4.	Synthèse	12
4.3.	<i>La mise en œuvre d'un projet-pilote visant le placement de batteries pour favoriser le développement des installations PV</i>	12
4.3.1.	Description	12
4.3.2.	Analyse	13
4.3.3.	Projet-pilote	14
4.3.4.	Synthèse	15
5.	ANNEXE : DEMANDE DE L'AIEG	16

1. OBJET

Par courriel du 19 juillet 2023, le Cabinet du Ministre de l'Énergie a informé les gestionnaires de réseaux et la CWaPE de l'adoption par le Parlement wallon, le 28 juin 2023, du décret relatif à l'octroi de subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution en vue de favoriser la transition énergétique. Ledit décret, promulgué le 29 juin 2023, publié le 22 août 2023, et entré en vigueur le 1^{er} juillet 2023, modifie le décret du 9 décembre 1993 relatif à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, des économies d'énergie et des énergies renouvelables en y insérant la possibilité, pour le Gouvernement, d'accorder « *des subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution pour des projets visant à :*

1° améliorer l'efficacité énergétique de leur réseau ;

2° accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable ;

3° maîtriser les coûts liés à la transition énergétique » (article 10bis du décret du 9 décembre 1993 précité, tel que modifié par le décret du 29 juin 2023).

Par courriel du 25 juillet 2023, le gestionnaire de réseau de distribution AIEG a introduit, sur la base de l'article 10septies, § 1er, du décret du 9 décembre 1993 précité, tel que modifié par le décret du 29 juin 2023, un dossier de demande de subventions au Ministre de l'Énergie, telles que visées à l'article 10bis du même décret, et en a envoyé une copie par voie électronique à la CWaPE.

Le présent document reprend les conclusions de l'analyse de cette demande, réalisée par la CWaPE conformément à l'article 10septies, § 2, du même décret.

2. CADRE LÉGISLATIF

L'article 10bis du décret du 9 décembre 1993 relatif à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, des économies d'énergie et des énergies renouvelables (ci-après, le « décret »), dispose que :

« Dans la limite des crédits budgétaires disponibles, le Gouvernement peut accorder des subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution pour des projets visant à :

1° améliorer l'efficacité énergétique de leur réseau ;

2° accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable ;

3° maîtriser les coûts liés à la transition énergétique. ».

L'article 10septies du décret dispose que :

«§1er. Le gestionnaire de réseau de distribution introduit sa demande de subvention visée à l'article 10bis auprès du Ministre.

La demande de subvention comprend en tout cas les informations suivantes :

1° une description du projet faisant l'objet de la demande de subvention et un planning estimatif de la mise en œuvre dudit projet ;

2° les bénéficiaires escomptés par la mise en œuvre du projet, dans le cadre de la transition énergétique, conformément aux objectifs définis à l'article 10bis ;

3° une description détaillée de l'investissement à réaliser, en ce compris le rythme estimé des besoins de liquidation de la subvention ;

4° l'apport de cet investissement supplémentaire par rapport aux plans d'investissements approuvés par la CWaPE ;

5° la démonstration que le projet couvert par la demande de subvention n'est pas financé au travers des tarifs de distribution.

L'introduction de cette demande de subvention est préalable à la commande et à la mise en œuvre des travaux faisant l'objet de la subvention, lesquels auront lieu au plus tôt après la notification de la décision d'octroi de la subvention.

Une copie du dossier de demande de subvention est envoyée par voie électronique à la CWaPE.

§2. La CWaPE communique, dans les 30 jours de la réception de la copie du dossier de demande de subvention, au Ministre et au gestionnaire de réseau de distribution concerné, son analyse de la conformité du projet et des investissements réalisés aux missions des gestionnaires de réseaux de distribution. »

3. REMARQUES GÉNÉRALES ET MÉTHODOLOGIE

Le présent avis de la CWaPE porte sur tous les projets soumis par l'AIEG dans sa demande. La CWaPE formule des commentaires généraux et, pour chaque projet, la CWaPE produit une analyse individuelle.

L'article 10septies, § 2, du décret prévoit que la CWaPE « communique, dans les 30 jours de la réception de la copie du dossier de demande de subvention, au Ministre et au gestionnaire de réseau de distribution concerné, son analyse de la conformité du projet et des investissements réalisés aux missions des gestionnaires de réseaux de distribution ».

Une interprétation stricte de cette disposition aurait pu mener la CWaPE à se limiter à examiner la mesure dans laquelle les projets soumis par l'AIEG pouvaient être considérés comme entrant dans les missions légales et réglementaires confiées aux GRD par et en vertu du décret électricité.

Toutefois, au vu de l'ampleur des informations à fournir par les GRD dans le cadre de l'introduction du dossier de demande de subvention (article 10septies, § 1^{er}, du décret), dont la copie devait lui être envoyée, la CWaPE a jugé préférable de remettre un avis plus global portant sur les sujets suivants, dont certains sont étroitement liés aux missions de contrôle confiées à la CWaPE, et ce afin de permettre au Gouvernement de se prononcer sur les demandes de subvention en pleine connaissance de cause :

- Lien du projet avec les objectifs repris à l'article 10bis du décret ;
- Conformité aux missions du GRD ;
- Apport par rapport au plan d'adaptation ;
- Absence de financement par les tarifs ;
- Le cas échéant, respect des dispositions relatives aux projets-pilotes.

Restant convaincue que les GRD disposent déjà des moyens proportionnés à leurs missions et à leurs capacités réelles de mobilisation des ressources et investissements (conformément à l'article 4, § 2, 2°, du décret tarifaire), et cette position étant bien connue du Gouvernement, la CWaPE ne se prononce en revanche pas, dans le cadre du présent avis, sur l'opportunité de l'octroi des subsides demandés. La CWaPE se limite donc à examiner leur recevabilité administrative, à identifier quelques points d'attention et réserves, et à suggérer quelques balises à poser par le Gouvernement dans sa décision d'octroi ou non des subsides.

Pour chaque projet, l'analyse est structurée de la manière suivante :

- 1) Identification et bref résumé du projet. Renvoi aux annexes pour le détail. Evaluation de la complétude ;
- 2) Analyse du projet selon les critères suivants :
 - a. Constat de l'existence d'un lien potentiel avec les objectifs poursuivis par le Gouvernement et définis à l'article 10bis ;
 - b. Conformité aux missions des GRD ;
 - c. Apport supplémentaire par rapport aux plans d'adaptation (PA) ;
 - d. Absence de financement par les tarifs ;
- 3) Si le projet est un projet-pilote (PP), une première analyse est réalisée sur la base des critères définis par le décret, mais devra être formalisée ultérieurement.

En ce qui concerne « *la démonstration que le projet couvert par la demande de subvention n'est pas financé au travers des tarifs de distribution* », la CWaPE rappelle que les méthodologies tarifaires de type « Revenue Cap » adoptées par la CWaPE pour les périodes réglementaires 2019-2023, 2024 et 2025-2029 ne permettent pas d'identifier ce risque pour les projets individuels comme la CWaPE l'a mis en évidence précédemment dans ses avis CD-23b16-CWaPE-0924 et CD-22k30-CWaPE-0921.

Ainsi, à la page 9 de l'avis CD-22k30-CWaPE-0921, il est en effet démontré qu'« *à contrario, dans la régulation revenue-cap telle que prévue par la méthodologie tarifaire 2019-2023, le budget des coûts contrôlables n'est pas établi poste par poste mais de façon globale (généralement par indexation du budget des coûts contrôlables de l'année précédente). Il n'est par conséquent pas possible de pouvoir s'assurer qu'un subside couvre ou ne couvre pas une dépense incluse dans le budget des coûts contrôlables. L'octroi d'une subvention couvrant des coûts d'investissement ou des coûts opérationnels peut dès lors entraîner la création d'un bonus dans le chef des GRD* ».

Le décret prévoit effectivement un contrôle *ex post* sur ce point et le remboursement total ou partiel du subside par le GRD qui aurait réalisé un bonus. La CWaPE constate que ce risque est important, compte tenu de la hauteur des revenus autorisés des années 2023 et 2024 à disposition du GRD, et souligne également l'atténuation de la portée incitative du mécanisme de bonus/malus, dès lors que le GRD pourrait, en théorie du moins, être tenté de générer un malus afin de ne pas rembourser les subsides perçus.

Par ailleurs, la CWaPE dispose de la possibilité de demander, en cours de période réglementaire, une révision à la baisse des Revenus Autorisés et des tarifs en vue d'intégrer les subsides ou autres formes de soutien public octroyés au gestionnaire de réseau de distribution et ce conformément à l'article 15 § 1^{er}, 3°, du décret du 19 janvier 2017 relatif à la méthodologie tarifaire applicable aux gestionnaires de réseau de distribution de gaz et d'électricité.

La CWaPE rappelle enfin que la décision d'accorder ou non des subventions aux gestionnaires de réseaux de distribution dans le respect du décret relève avant tout de la responsabilité du Gouvernement et non de la CWaPE.

4. ANALYSE PAR PROJET

Cette section détaille l'analyse de la CWaPE projet par projet selon la méthodologie décrite au point 3 *supra*. Les projets analysés sont les suivants :

4.1	Télégestion et surveillance des cabines secondaires	Électricité
4.2	Le placement de transformateurs autorégulants	Électricité
4.3	La mise en œuvre d'un projet-pilote visant le placement de batteries pour favoriser le développement des installations PV	Électricité

Remarque concernant l'« Apport par rapport au plan d'adaptation » applicable à tous les projets :

De manière globale pour les 3 projets concernés et comme elle l'a fait remarquer à l'AIEG lors de l'examen de son projet de plan d'adaptation pour la période 2024-2029 (réunion du 7 juillet dans les locaux de l'AIEG), la CWaPE constate que la version provisoire de PA de l'AIEG ne détaillait aucun investissement de cette nature.

La CWaPE constate également que les prestations visées par le projet sont déjà actuellement au cœur des missions des GRD et peuvent être considérées comme faisant déjà partie de leur *core business*. La CWaPE risque donc de connaître certaines difficultés pour distinguer les investissements « normaux » des investissements « complémentaires » subsidiés. Le problème sera d'autant plus aigu en cas de non-atteinte des objectifs d'investissement annuels (en nombre et/ou en euros) fixés dans les plans d'adaptation.

Sans que cela ne résolve les difficultés décrites ci-avant, la CWaPE insiste donc pour que, dans la version définitive de son PA :

- L'AIEG reprenne les investissements concernés ;
- Ces investissements soient :
 - Au titre de travaux supplémentaires au *core business* des GRD, repris sous la motivation spécifiquement créée à cet effet « Subvention GW pour accélérer la transition énergétique » et ce, tel que convenu avec les GRD lors de la dernière révision des lignes directrices encadrant la rédaction des plans d'adaptation ;
 - Repris, pour les années concernées, de manière :
 - Nominative (n° de projet spécifique et unique), au minimum pour ceux visant les infrastructures clairement identifiées dans la demande ;
 - Non nominative pour les enveloppes annuelles estimées.
 - D'un montant estimé identique dans les 2 documents (présente demande et version définitive des PA).

Si certains projets relevant du *core business* d'un GRD étaient repris sous la motivation « Subvention GW pour accélérer la transition énergétique » et que, pour quelque raison que ce soit, le subside n'était finalement pas accordé, les projets concernés pourraient finalement être retirés des plans d'adaptation ou, si le GRD l'estime utile, repris à son propre compte et transféré sous une autre rubrique.

4.1. Télégestion et surveillance des cabines secondaires

4.1.1. Description

Au cours des dix dernières années, l'AIEG a mis en place l'automatisation des cabines principales et des postes de dispersion présents sur son réseau ; ainsi les 5 postes ELIA dans lesquels l'AIEG est présente et 14 cabines de dispersion sont dotés de systèmes pilotés de télécontrôle et de télégestion.

À partir de 2017, une deuxième phase d'automatisation a été lancée dans les cabines de dérivation comportant trois départs ou plus. Ces cabines ont été équipées de RTU moins performants mais permettant notamment la détection des courants de court-circuit, des mesures ponctuelles (tension, courant, fréquence) en dehors du comptage, des enclenchements/déclenchements des organes de manœuvre. La smartisation de ces cabines permet de reconfigurer rapidement le réseau et de réduire le temps de rétablissement en cas de panne.

La première demande de subvention de l'AIEG porte principalement sur le financement des RTU visant à équiper 50 % des cabines de l'AIEG en configuration entrée-sortie (soit environ 150 cabines) d'un RTU communicant avec le SCADA d'ici 2027.

Le coût unitaire par cabine variera entre 5.600 € et 9.000 € pour la fourniture du matériel, et entre 2.500 € et 4.500 € pour la main-d'œuvre de l'AIEG (études, tests, câblage, modifications de la cabine, communication, etc.), en fonction de la configuration existante de la cabine.

L'AIEG a détaillé la liste exhaustive des cabines qu'elle compte moderniser en 2024 et 2025. Pour les années 2026 et 2027, il est indiqué une estimation de respectivement 300.000 et 264.000 €.

D'après l'AIEG, la mise en œuvre de cette politique permettrait d'améliorer :

- L'observabilité du réseau basse tension ;
- La gestion proactive de la demande et de la consommation ;
- L'intégration efficace des énergies renouvelables ;
- La détection précoce des pannes et maintenance proactive ;
- L'optimisation des investissements et de la planification du réseau.

Planning estimatif de la mise en œuvre du projet de telegestion et de telesurveillance des cabines secondaires									
Année	Cabine	confg Cabine	Tfo	Cellules Motorisées	Fourniture RTU	Main D'œuvre	Autres coûts AIEG	Total (hors coûts AIEG)	Remarques
2024	CR Gros hetre	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine renouvelée en 2021
	CR Velaine 2	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR Janson	3KT	400 kVA	Oui	7.600 €	2.500 €	3.500 €	10.100 €	Cabine non pénétrable --> coffret extérieur
	CR Houssaie	3KT	400 kVA	Oui	7.600 €	2.500 €	3.500 €	10.100 €	Cabine non pénétrable --> coffret extérieur
	CR BASKET	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine renouvelée en 2022
	CR Chalée	4KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine renouvelée en 2022
	CR Essarts	2KT	630 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine renouvelée en 2022
	CR TAHIER	4KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €	35.000 €	8.100 €	Cabine à renover en 2023
	CR THON	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR SCLAYN	4KT	400 kVA	Oui	9.600 €	4.500 €	65.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2023
	CR SART DONEUX	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine renouvelée en 2023
	CR CHÂTEAU DE HUY	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine renouvelée en 2023
	CR MAISON COMMUN	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine renouvelée en 2023
	CR NATRIVE	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR GRAND Prê NATRIV	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine renouvelée en 2022
	CR PME VILETTE	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine renouvelée en 2021
	CR BATY	2KT	250 kVA	Non	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	cellules à changer
	CR Combattants	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR COBBEGGE	2KT	400 kVA	non	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR MARKIBANNE	2KT	400 kVA	NON	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR ROUTE NAMUR	2KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à CONSTRUIRE EN 2023
	CR BOIS D'OHEY	3KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR SNT	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR TOUPET	2KT	250 kVA	Oui	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine renouvelée en 2023
	CR SOYER	2KT	250 kVA	Oui	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2023
	CR SENTIER	2KT	250 kVA	Oui	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2023
	CR TAINIGNIES CENT	5KT	400 kVA	NON	5.600 €	2.500 €	45.000 €	8.100 €	Cabine à renover en 2025
CR CROMBEZ	2KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €		
2025	CR POTERNE	4KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €	
	CR CHEVALIER	2KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €	
	CR AVENTURE	4KT	400 kVA	Oui	9.600 €	4.500 €	65.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2023
	CR ECUELLE	2KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €	
	CR FLORENT	2KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €	
	CR BEAUSITE	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2025
	CR PARC	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €	
	CR CAMUS	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2025
	CR CHAMPSIA	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2025
	CR RTE DE FRASNES	3KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR NISMES GARE	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine renouvelée en 2021
	CR SAINT JOSEPH	4KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2025
	CR STUD	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à CONSTRUIRE EN 2024
	CR BOIS DES DAMES	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2024
	CR ALOUETTE	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2024
	CR MESANGES	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026
	CR CHARDONNERETS	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026
	CR MARCHE EN Prê	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2024
	CR CHAUDIN	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à CONSTRUIRE EN 2024
	CR Andenelle	4KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2024
	CR Martyrs	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2024
	CR Muguet	3KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	36.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026
	CR Petit waret	4KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026
CR PONT	4KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026	
CR SPIRLET	2KT	400 kVA	NON	5.600 €	4.500 €		10.100 €		
CR MAISIER	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026	
CR RESISTANCE	2KT	400 kVA	NON	5.600 €	2.500 €		8.100 €		
2026								300.000 €	Estimation
2027								264.000 €	Estimation

Description détaillée : voir annexe.

4.1.2. Analyse

4.1.2.1. Description, planning, investissement (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 1° et 3°)

La description peut être considérée comme suffisante au regard du décret pour appréhender l'objet de la demande, le planning, les bénéfices escomptés et les investissements à réaliser.

Néanmoins, la CWaPE fait remarquer que l'AIEG attend de ce projet une amélioration des 5 éléments détaillés à la fin du point 4.1.1 *supra* sans en estimer le gain attendu.

4.1.2.2. Lien du projet avec les objectifs repris à l'article 10bis du décret (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 2°)

À la lecture de la demande, la CWaPE observe que le projet est susceptible d'avoir un lien avec les objectifs visés à l'article 10bis du décret mais ne peut pas établir que ces objectifs seront atteints.

La CWaPE suggère que cette démonstration soit, au minimum, établie par le GRD dans ses rapports d'état d'avancement semestriels.

4.1.2.3. Conformité aux missions du GRD (Art. 10septies. §2)

Le projet est conforme aux missions exclusivement attribuées aux GRD dans le cadre de la gestion des réseaux de distribution d'électricité.

4.1.2.4. Apport par rapport au plan d'investissement (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 4°)

Les remarques à cet égard ont été formulées en liminaires du chapitre 4 de la présente.

4.1.2.5. Absence de financement par les tarifs (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 5°)

L'AIEG n'a pas fait la démonstration que le projet couvert par la demande de subvention n'est pas financé au travers des tarifs de distribution. La CWaPE ne peut donc se prononcer sur ce point mais rappelle la remarque générale au point 3 *supra* concernant **l'impossibilité de principe de vérifier le double financement**.

4.1.3. Projet-pilote

Ce projet n'est pas déclaré comme projet-pilote et n'en a pas les caractéristiques.

4.1.4. Synthèse

Sans préjudice d'une décision portant sur l'octroi ou non du subside, la CWaPE constate que les critères du décret ne sont que partiellement rencontrés.

4.2. Le placement de transformateurs autorégulants

4.2.1. Description

La deuxième demande de l'AIEG porte sur le remplacement entre 2023 et fin 2025, des 17 transformateurs les plus chargés en vue de les équiper d'un système de régulation dynamique. À cet égard, l'AIEG liste les transformateurs concernés pour les années 2023 (4), 2024 (7) et 2025 (6).

Pour les années 2026 et 2027, il est indiqué une estimation de respectivement 250.000 et 114.779 €.

D'après l'AIEG, le placement de ces transformateurs autorégulants permettrait d'améliorer :

- o La stabilité du réseau ;
- o La gestion de la demande ;
- o La réduction des pertes d'énergie ;
- o La flexibilité et l'évolutivité du réseau.

Planning estimatif de la mise en œuvre du projet de mise en place de transformateurs Autorégulants								
Année	Cabine	Tfo	Etude	Fournitures	Main D'œuvre	Autres couts AIEG	Total	Remarques
2023	CR AIEG	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	- €	64.803 €	Pilote
	BELLAIRE	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €	- €	53.209 €	Plaintes décrochages depuis 2018
	CR Tilleuls 1	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	6.300 €	71.103 €	
	CR Tilleuls 2	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	6.300 €	71.103 €	
2024	CR Martyres	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.500 €	- €	64.403 €	Plaintes décrochages depuis 2019 + Taux de penetration PV > 80 %
	CR PETIT WARET	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.500 €	5.200 €	58.009 €	Taux de penetration PV > 80 %
	PA Rouvroy	160 kVA	3.500 €	46.809 €	2.500 €	12.000 €	64.809 €	poste aérien
	CR Winant 1	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €	- €	53.209 €	
	CR Winant 2	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €	- €	53.209 €	
	CR progrès	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	6.300 €	71.103 €	
	CR Couture	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	6.300 €	71.103 €	Taux de penetration PV > 80 %
2025	CR Nouveau Monde	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €	- €	53.209 €	
	CR Chalée	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €	- €	53.209 €	
	CR Frontalier	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €	- €	53.209 €	Plaintes décrochages depuis 2018
	CR Taintignie centre	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	6.300 €	71.103 €	Taux de penetration PV > 80 %
	CR hautebise	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €	- €	53.209 €	Taux de penetration PV > 80 %
	CR ESSARTS	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €	- €	53.209 €	Taux de penetration PV > 80 % + Plaintes
2026							250.000 €	estimation
2027							114.779 €	estimation

Description détaillée : voir annexe.

4.2.2. Analyse

4.2.2.1. Description, planning, investissement (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 1° et 3°)

À l'exception des éléments repris ci-après, la description peut être considérée comme suffisante pour appréhender l'objet de la demande, le planning, les bénéfices escomptés et les investissements à réaliser.

La CWaPE fait remarquer que :

- D'autres GRD ont mené une expérience sur de tels investissements (notamment Resa à la cabine Champ de Beyne), avec un bilan assez mitigé. Le retour d'expérience de ces derniers tend en effet à démontrer que ces équipements permettent un accueil supplémentaire d'UPD sur des réseaux déjà équilibrés mais qu'ils n'offrent pas une solution universelle aux problèmes de déséquilibre et de surtension (et donc de décrochage d'onduleurs) sur des réseaux dont les problèmes n'ont pas été préalablement au moins partiellement assainis.

- Même si, intuitivement, les objectifs attendus peuvent être appréhendés techniquement, la CWaPE fait remarquer que l’AIEG attend de ce projet une amélioration des 4 éléments détaillés à la fin du point 4.2.1 *supra* sans en estimer le gain attendu.

La CWaPE attire l’attention sur l’importance de garantir, à tout moment, le respect de la norme EN 50160 pour l’ensemble des URDs. Dans l’affirmative, la CWaPE estime que ces projets pourraient théoriquement avoir un effet bénéfique sur l’ensemble des URDs situés en aval des transformateurs autorégulants, pour autant que les quelques aspects techniques suivants, notamment, soient pris en compte pour chaque cabine concernée :

- Une étude réseau devrait pouvoir vérifier le respect des limites de la norme EN50160 dans tous les cas de figure (injection, prélèvement, en ce compris les situations de flexibilité) et en tout point du réseau, en vérifiant notamment que les limites de tension hautes et basses de cette norme ne puissent pas être atteintes simultanément en des points distincts du réseau (réseau simultanément saturé à la fois en prélèvement et en injection qui ne permettrait pas la régulation de tension).
- Un équilibrage préalable des courants (en injection et en prélèvement) sur les différentes phases du réseau BT est nécessaire, sans quoi cela diminuerait le bénéfice de la mesure et ne permettrait dans certains cas pas d’éviter l’absence de surtensions (et donc de décrochage d’onduleurs).
- Un monitoring des tensions au minimum aux points critiques semble indispensable. Il y aurait donc lieu de vérifier préalablement la présence de points de mesure communicants en suffisance.

Idéalement, une étude technico-économique (prenant en compte l’investissement initial, les pertes d’énergie, les frais d’exploitation et d’entretien) devrait aussi montrer que cette solution serait la plus avantageuse pour parvenir au résultat souhaité.

4.2.2.2. Lien du projet avec les objectifs repris à l’article 10bis du décret (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 2°)

À la lecture de la demande, la CWaPE observe que le projet est susceptible d’avoir un lien avec les objectifs visés à l’article 10bis du décret mais ne peut pas établir que ces objectifs seront atteints.

La CWaPE suggère que cette démonstration soit, au minimum, établie par le GRD dans ses rapports d’état d’avancement semestriels.

4.2.2.3. Conformité aux missions du GRD (Art. 10septies. §2)

Le projet est conforme aux missions exclusivement attribuées aux GRD dans le cadre de la gestion des réseaux de distribution d’électricité.

4.2.2.4. Apport par rapport au plan d’investissement (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 4°)

Les remarques à cet égard ont été formulées en liminaires du chapitre 4 de la présente.

4.2.2.5. Absence de financement par les tarifs (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 5°)

L’AIEG n’a pas fait la démonstration que le projet couvert par la demande de subvention n’est pas financé au travers des tarifs de distribution. La CWaPE ne peut donc se prononcer sur ce point mais rappelle la remarque générale au point 3 *supra* concernant **l’impossibilité de principe de vérifier le double financement.**

4.2.3. Projet-pilote

Ce projet n'est pas déclaré comme projet-pilote et n'en a pas les caractéristiques.

4.2.4. Synthèse

Sans préjudice d'une décision portant sur l'octroi ou non du subside, la CWaPE constate que les critères du décret ne sont pas rencontrés.

4.3. La mise en œuvre d'un projet-pilote visant le placement de batteries pour favoriser le développement des installations PV

4.3.1. Description

La troisième et dernière demande de l'AIEG porte sur le placement de batteries visant à apporter des avantages significatifs aux systèmes d'énergie solaire existants et de faciliter leur expansion, en répondant aux défis liés à l'intermittence de la production solaire et en augmentant la stabilité du réseau électrique.

Ces batteries permettraient de :

- o Stocker l'électricité excédentaire produite par les panneaux solaires pendant les périodes de faible demande ;
- o La redistribuer lorsque la demande est élevée ou lorsque le soleil est moins présent.

Concrètement, l'AIEG envisage le placement :

- o En 2023 : le placement d'une batterie de 100 kWh au niveau du parc PV du bois d'Orjou ;
- o En 2024 : le placement de :
 - 2 batteries de 10 kWh chez 2 URD du lotissement « couture et moisson » ;
 - 2 batteries de 10 kWh chez 2 URD alimentés, en zone rurale, par un PTA.

Ces investissements annuels se chiffreraient respectivement à 75.502 et 64.812 €.

D'après l'AIEG, le placement de ces batteries permettrait notamment :

- o D'augmenter la capacité d'accueil des installations PV ;
- o D'améliorer la stabilité du réseau électrique en réduisant les fluctuations de tension et les pics de charge ;
- o De favoriser l'utilisation des ressources renouvelables diminuant d'autant le recours aux énergies fossiles.

Planning estimatif de la mise en œuvre du projet de systèmes de stockage par batteries et évaluation de leur influence sur le respect du plan de tension									
Année	Intitulé Projet	Tfo	Cap Batterie	Etude	Fournitures batterie	Main d'œuvre	Autres coûts AIEG	Total	Remarques
2023	mise en service d'une batterie de 100 kWh au niveau du parc photovoltaïque du Bois d'orjou (4 x 100 kVA)	630 kVA	100 kWh	3.500 €	69.102 €	2.900 €	- €	75.502 €	
2024	mise en service de 2 batteries de 10 kWh chez 2 URD du lotissement couture et molsson	630 kVA							
	URD 1 (Batterie externe)		10 kWh	1.200 €	10.253 €	1.600 €	4.200 €	17.253 €	taux de penetration PU > 100 % Plaintes à répétition depuis 2019 transfo changé en 2020 Transfo Autorégulant à prévoir
	URD 2 (Batterie interne)		10 kWh	1.200 €	10.253 €	1.600 €	4.200 €	13.053 €	
	URD 3 (Batterie externe)		10 kWh	1.200 €	10.253 €	1.600 €	4.200 €	17.253 €	
URD 4 (Batterie externe)		10 kWh	1.200 €	10.253 €	1.600 €	4.200 €	17.253 €		
2025								- €	
2026								- €	
2027								- €	

Description détaillée : voir annexe.

4.3.2. Analyse

4.3.2.1. Description, planning, investissement (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 1° et 3°)

À l'exception des éléments repris ci-après, la description peut être considérée comme suffisante pour appréhender l'objet de la demande, le planning, les bénéfices escomptés et les investissements à réaliser.

La CWaPE fait remarquer que :

- De manière générale et tenant compte des dispositions de l'article 8, § 2, du décret « électricité », le placement d'installations de stockage, a fortiori susceptibles de fournir des services auxiliaires, pourrait plus relever d'une activité commerciale de marché que des missions propres du GRD. Ce constat s'impose davantage encore pour le placement de tels équipements chez certains URD.
- Concernant le projet, la CWaPE s'interroge sur l'ampleur réelle et la représentativité des améliorations en matière de stabilité du réseau, obtenues avec un nombre limité de dispositifs d'aussi faible puissance, a fortiori s'ils devaient être placés dans les installations intérieures des URD concernés.
- De manière complémentaire, s'agissant d'un projet-pilote (cf. point 4.3.3 infra), celui-ci ne devrait pouvoir être mis en œuvre qu'une fois les conditions de l'article 10septies, § 3, du décret (et/ou, le cas échéant, de l'article 27 du décret électricité) entièrement remplies. À ce stade, la CWaPE n'a pas été sollicitée officiellement pour examiner cet aspect qu'il convient de mettre en concordance avec les dispositions et conditions de l'article 8, § 2/1, du décret « électricité » qui prévoit que sauf dérogation accordée par la CWaPE, « le gestionnaire de réseau de distribution ne peut pas être propriétaire d'installations de stockage d'énergie, ni les développer ni les gérer, ni les exploiter ».

La note de description de projets de l'AIEG ne motive pas sa demande au regard des conditions propres aux projets pilotes, notamment l'article 10septies, § 3, al. 2, 3°, qui dispose qu'un projet pilote ne peut pas « avoir pour effet ou pour but de déroger aux obligations imposées aux acteurs du marché régional de l'électricité et du gaz par ou en vertu du présent décret, du décret du 12 avril 2001 relatif à l'organisation du marché régional de l'électricité, du décret du 19 décembre 2022 relatif à l'organisation du marché régional du gaz, et des arrêtés d'exécution les concernant, sauf s'il est démontré qu'il est nécessaire de déroger à ces règles pour le bon fonctionnement du projet ou pour l'atteinte des objectifs poursuivis par celui-ci ». La CWaPE estime donc que les conditions énoncées par le décret ne sont pas remplies.

Cette dernière demande d'investissement introduite par l'AIEG s'inscrit donc clairement dans un domaine d'exception assorti de conditions strictes au sujet desquelles la CWaPE n'a, au moment de la rédaction de la présente, pas l'assurance qu'elles soient entièrement respectées. L'examen de celles-ci d'initiative par la CWaPE ne pourrait être mené dans un délai compatible avec celui imposé à la CWaPE pour rendre un avis sur la présente demande.

Finalement, la CWaPE fait remarquer que l'AIEG attend de ce projet une amélioration des éléments détaillés à la fin du point 4.3.1 *supra* sans en estimer le gain attendu.

4.3.2.2. Lien du projet avec les objectifs repris à l'article 10bis du décret (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 2°)

À la lecture de la demande, la CWaPE observe que le projet est susceptible d'avoir un lien avec les objectifs visés à l'article 10bis du décret mais ne peut pas établir que ces objectifs seront atteints.

La CWaPE suggère que cette démonstration soit, au minimum, établie par le GRD dans ses rapports d'état d'avancement semestriels.

4.3.2.3. Conformité aux missions du GRD (Art. 10septies. §2)

Le projet dépasse, en l'état, le cadre des missions régulées autorisées pour un GRD et ne pourrait donc être mis en œuvre que dans le cadre du régime d'exception visé à l'article 8, § 2/1, du décret électricité, ou le cas échéant sous la forme d'un projet-pilote dûment autorisé.

4.3.2.4. Apport par rapport au plan d'investissement (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 4°)

Les remarques à cet égard ont été formulées en liminaires du chapitre 4 de la présente.

4.3.2.5. Absence de financement par les tarifs (Art. 10septies. §1^{er}, al. 2, 5°)

L'AIEG n'a pas fait la démonstration que le projet couvert par la demande de subvention n'est pas financé au travers des tarifs de distribution. S'agissant d'une activité qui *a priori* dépasse le cadre des missions régulées du GRD, il conviendra que le GRD démontre de façon explicite que les coûts (OPEX et investissement) sont exclus du Revenu Autorisé du GRD.

4.3.3. Projet-pilote

Comme mentionné ci-dessus, ce projet pourrait éventuellement rentrer dans le champ d'application des « projets-pilotes » au sens de l'article 10septies §3 du décret, ce qui ouvre la voie, pour le Gouvernement, à l'autorisation éventuelle de subsidiation.

Toutefois, préalablement à l'investissement, l'AIEG devra compléter le dossier, notamment sur les aspects relatifs à la publicité des résultats du projet ainsi que sur sa durée de mise en œuvre, ne

pouvant excéder cinq ans. La CWaPE se tient évidemment à disposition du GRD pour assurer un suivi efficace de la demande.

4.3.4. Synthèse

Sans préjudice d'une décision portant sur l'octroi ou non du subside, la CWaPE constate que les critères du décret ne sont que partiellement rencontrés.

* *
*

5. ANNEXE : DEMANDE DE L'AIEG

smart_009_010_011-Note pour subside AIEG - SMART GRIDS ET TRANSITION ENERGETIQUE_270623.pdf



SMART GRIDS ET TRANSITION ENERGETIQUE

Préambule

" **Smart Grids** " est la dénomination générale applicable à l'ensemble des technologies et infrastructures intelligentes installées. Ces nouveaux réseaux électriques intelligents ont pour finalité de gérer plus finement l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité à tout moment, c'est-à-dire, entre la production et la consommation, et de fournir un approvisionnement sûr, durable et compétitif en électricité aux consommateurs.

Dans ce contexte, les Smart Grids doivent répondre aux défis que représente l'intégration de la production électrique d'origine renouvelable - par nature intermittente - au réseau, en remplacement progressif des énergies carbonées ou nucléaires, dont la production est plus stable.

La multiplication et la massification de ces productions décentralisées ainsi que leur influence sur la stabilité du réseau rendent nécessaire une approche multidimensionnelle et pluridisciplinaire, notamment par :

1. Le déploiement des compteurs intelligents, dont la mise en place a débuté en 2021. Cela permettra, grâce à une tarification adéquate, d'inciter les utilisateurs finaux à modifier leurs habitudes de consommation. L'objectif est d'encourager l'évolution des comportements des utilisateurs finaux vers de nouveaux usages afin de mieux maîtriser leur consommation, notamment aux heures de pointe.
2. La mise en place progressive de capteurs et d'équipements intelligents sur le réseau de distribution permettra de collecter en temps réel les données de

consommation, tout en gérant plus efficacement les fluctuations de production liées aux énergies renouvelables.

Ces technologies, déjà utilisées dans certaines cabines de distribution et chez les clients industriels, seront généralisées. Elles permettront d'ajuster les flux d'électricité entre les fournisseurs et les consommateurs, garantissant ainsi une meilleure sécurité du réseau et répondant aux nouveaux besoins en énergie.

De plus, La mise en place de systèmes de stockage d'énergie à petite et grande échelle contribuera également à l'intégration efficace des énergies renouvelables dans les Smart Grids. Les batteries de stockage permettront de capturer et de stocker l'énergie produite par les sources renouvelables lorsqu'elle est disponible en excès, pour la restituer ultérieurement lorsque la demande est plus élevée ou que la production est réduite. Cette flexibilité accrue du stockage aidera à équilibrer l'offre et la demande d'électricité, minimisant les variations et assurant une alimentation stable et fiable du réseau.

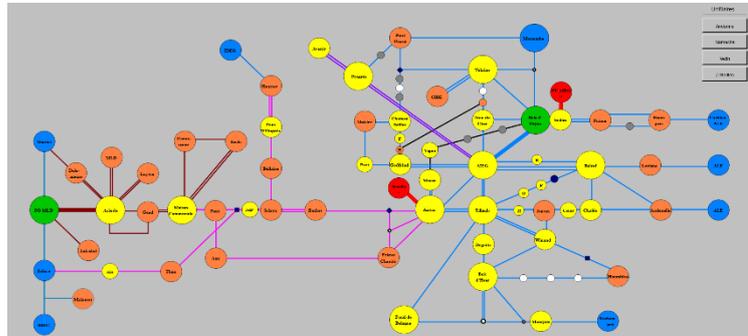
Les avancées dans les technologies de communication joueront également un rôle essentiel dans les Smart Grids. Les réseaux de communication intelligents permettront aux différents acteurs du réseau, tels que les producteurs, les distributeurs et les consommateurs, de communiquer en temps réel pour partager des informations cruciales sur la production, la consommation et les conditions du réseau. Cela facilitera la coordination et l'optimisation de l'utilisation des ressources énergétiques, permettant une meilleure intégration des énergies renouvelables et une gestion plus efficiente du réseau électrique dans son ensemble.

À cet effet les Smart Grids représentent une avancée majeure dans la gestion de l'électricité, offrant des avantages significatifs pour l'intégration des énergies renouvelables. Grâce au déploiement de compteurs intelligents, à l'utilisation de capteurs et d'équipements intelligents, à la mise en place de systèmes de stockage d'énergie et aux progrès des technologies de communication, les Smart Grids permettent de relever les défis liés à l'intégration des sources d'énergie renouvelable intermittente. Ces avancées favorisent une meilleure gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande, une plus grande flexibilité du réseau et une réduction des émissions de carbone, contribuant ainsi à un système énergétique plus durable et compétitif.

I - TÉLÉGESTION ET SURVEILLANCE DES CABINES SECONDAIRES

Au cours des dix dernières années, l'AIEG a mis en place l'automatisation des cabines principales et des postes de dispersion présents sur son réseau.

Les cinq postes d'ELIA où l'AIEG est présente, ainsi que les quatorze cabines de dispersion, ont été équipés de systèmes de télécontrôle et de télégestion pilotés (SCADA). Ces systèmes permettent non seulement



d'intervenir plus rapidement en cas de panne, mais aussi de collecter en temps réel des informations sur l'état du réseau, telles que la charge des feeder, la tension au jeu de barres, l'état de congestion, les fuites à la terre, etc.

Dans les cabines les plus importantes, ces automates (RTU) sont connectés à notre réseau de fibre optique, ce qui permet une communication permanente des mesures vers notre dispatching en vue de leur archivage.



À partir de 2017 une deuxième phase d'automatisation a été lancée, portant sur les cabines réseau comportant trois départs ou plus.

Ces cabines, appelées cabines de dérivation, revêtent une

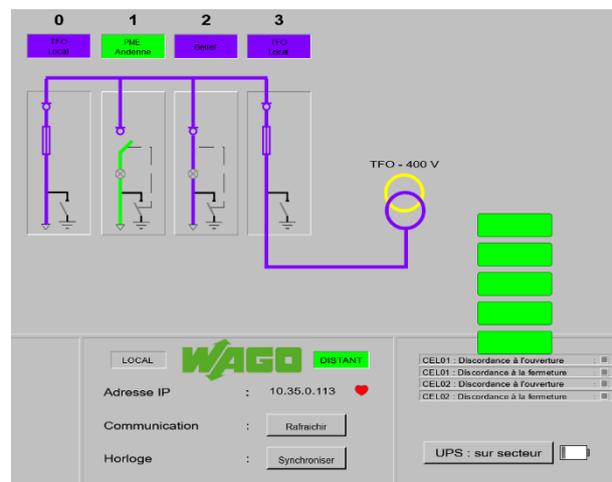
importance cruciale, car elles permettent de reconfigurer rapidement le réseau et de réduire le temps de rétablissement en cas de panne. Toutefois, elles sont généralement équipées d'automates moins performants que ceux présents dans les postes d'ELIA et les cabines principales.

Ces RTU sont parfaitement évolutifs et modulaires, ce qui permet de les équiper de cartes électroniques aux fonctions diverses, telles que :

- La détection des courants de court-circuit ;
- Les mesures ponctuelles (tension, courant, fréquence) en dehors du comptage ;
- Les enclenchements/déclenchements ;
- Etc.

De plus, cette souplesse de fonctionnement nous permettra de contrôler à moindre coût les futurs transformateurs auto-régulants éventuellement présents dans ce type de cabine.

Le premier projet de mise en œuvre de la smartification consistera à généraliser ces concepts au reste des cabines du réseau, avec comme objectif principal d'équiper 50 % des cabines de l'AIEG en configuration entrée-sortie (ou 2KT) (~150 cabines) d'un RTU communicant avec notre SCADA d'ici 2027.



Cet objectif ambitieux nécessitera, outre l'investissement dans l'automate, une part importante de l'investissement de l'AIEG pour la modernisation du matériel (motorisation et installation de nouvelles cellules MT) et la mise en conformité de certaines cabines ou leur raccordement à notre réseau de communication, que ce soit par fibre optique ou via Proximus.

La demande de subvention de l'AIEG portera principalement sur le financement des RTU à installer dans ces cabines, afin de les intégrer à notre système de surveillance et de télégestion. Le coût unitaire par cabine variera entre 5 600 € et 9 000 € pour la fourniture du matériel, et entre 2 500 € et 4 500 € pour la main-d'œuvre de l'AIEG (études, tests, câblage, modifications de la cabine, communication, etc.), en fonction de la configuration existante de la cabine.

Le tableau ci-dessous présente un planning estimatif ainsi qu'une liste des cabines prévues pour la mise en œuvre et la mise en service de ce type de RTU pour les années

2024 et 2025. Les cabines à équiper à partir de 2026 seront déterminées au fur et à mesure de l'avancement des travaux.

Planning estimatif de la mise en œuvre du projet de telegestion et de telesurveillance des cabines secondaires									
Année	Cabine	config Cabine	Tfo	Cellules Motorisée	Fourniture RTU	Main D'œuvre	Autres couts AIEG	Total (hors couts AIEG)	Remarques
2024	CR Gros hetre	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine rénovée en 2021
	CR Velaine 2	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR Janson	3KT	400 kVA	Oui	7.600 €	2.500 €	3.500 €	10.100 €	Cabine non pénétrable --> coffret extérieur
	CR Houssaie	3KT	400 kVA	Oui	7.600 €	2.500 €	3.500 €	10.100 €	Cabine non pénétrable --> coffret extérieur
	CR BASKET	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine rénovée en 2022
	CR Chalée	4KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine rénovée en 2022
	CR Essarts	2KT	630 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine rénovée en 2022
	CR TAHIER	4KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €	35.000 €	8.100 €	Cabine à renover en 2023
	CR THON	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR SCLAYN	4KT	400 kVA	Oui	9.600 €	4.500 €	65.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2023
	CR SART DONEUX	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine rénovée en 2023
	CR CHÂTEAU DE HUY	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine rénovée en 2023
	CR MAISON COMMUN	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine rénovée en 2023
	CR NATRIVE	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR GRAND Pré NATRIV	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine rénovée en 2022
	CR PME VILETTE	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine rénovée en 2021
	CR BATY	2KT	250 kVA	Non	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	cellules à changer
	CR Combattants	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR COBBEGGE	2KT	400 kVA	non	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR MARKIBANNE	2KT	400 kVA	NON	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR ROUTE NAMUR	2KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à CONSTRUIRE EN 2023
	CR BOIS D'OHEY	3KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR SNT	2KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR TOUPET	2KT	250 kVA	Oui	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine rénovée en 2023
	CR SOYER	2KT	250 kVA	Oui	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2023
	CR SENTIER	2KT	250 kVA	Oui	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2023
	CR TAINTIGNIES CENTR	5KT	400 kVA	NON	5.600 €	2.500 €	45.000 €	8.100 €	Cabine à renover en 2025
CR CROMBEZ	2KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €		
2025	CR POTERNE	4KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €	
	CR CHEVALIER	2KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €	
	CR AVENTURE	4KT	400 kVA	Oui	9.600 €	4.500 €	65.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2023
	CR ECUELLE	2KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €	
	CR FLORENT	2KT	250 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €	
	CR BEAUSITE	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2025
	CR PARC	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €		14.100 €	
	CR CAMUS	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2025
	CR CHAMPSIA	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2025
	CR RTE DE FRASNES	3KT	250 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	
	CR NISMES GARE	2KT	400 kVA	Oui	5.600 €	2.500 €		8.100 €	Cabine rénovée en 2021
	CR SAINT JOSEPH	4KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2025
	CR STUD	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à CONSTRUIRE EN 2024
	CR BOIS DES DAMES	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2024
	CR ALOUETTE	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2024
	CR MESANGES	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026
	CR CHARDONNERETS	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026
	CR MARCHE EN Pré	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2024
	CR CHAUDIN	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à CONSTRUIRE EN 2024
	CR Andenelle	4KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2024
	CR Martys	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	18.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2024
	CR Muguet	3KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	36.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026
	CR Petit waret	4KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026
CR PONT	4KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026	
CR SPIRLET	2KT	400 kVA	NON	5.600 €	4.500 €		10.100 €		
CR MAISIER	2KT	400 kVA	NON	9.600 €	4.500 €	45.000 €	14.100 €	Cabine à renover en 2026	
CR RESISTANCE	2KT	400 kVA	NON	5.600 €	2.500 €		8.100 €		
2026								300.000 €	Estimation
2027								264.000 €	Estimation

La mise en œuvre d'un système de télégestion et de surveillance des cabines haute tension secondaires et des transformateurs basse tension offre de nombreux avantages, en particulier en termes d'observabilité du réseau basse tension (BT) et de l'intégration efficace des énergies renouvelables. Cette technologie permet d'améliorer la gestion et la performance du réseau électrique, tout en favorisant une transition énergétique vers des sources d'énergie plus durables. Voici les principaux bénéfices escomptés de ce projet :

1. Observabilité du réseau basse tension (BT) : En mettant en place un système de télégestion et de surveillance, il est possible d'obtenir une visibilité en temps réel sur l'état du réseau basse tension. Cela permet de détecter rapidement les pannes, les perturbations ou les surcharges, et de localiser précisément les zones affectées. Grâce à cette observabilité accrue, les opérateurs peuvent intervenir plus rapidement pour résoudre les problèmes et rétablir l'alimentation électrique, minimisant ainsi les interruptions de service et améliorant la satisfaction des clients.
2. Gestion proactive de la demande et de la consommation : En ayant une connaissance précise de la demande d'électricité à différents moments de la journée, les fournisseurs d'énergie peuvent ajuster la production en conséquence. La télégestion permet de collecter des données sur la consommation énergétique des utilisateurs finaux, ce qui facilite la mise en place de stratégies de gestion proactive de la demande. Cela permet d'optimiser l'utilisation de l'énergie disponible, de réduire les pointes de demande et d'éviter les congestions du réseau, contribuant ainsi à une utilisation plus efficace des ressources énergétiques.
3. Intégration efficace des énergies renouvelables : L'un des principaux défis de l'intégration des énergies renouvelables, telles que l'énergie solaire photovoltaïque et l'énergie éolienne, est leur caractère intermittent. Les fluctuations de production rendent difficile l'équilibrage de l'offre et de la demande d'électricité. En utilisant un système de télégestion et de surveillance, il devient possible de prévoir et d'adapter la production d'énergie renouvelable en temps réel, en fonction des conditions météorologiques et de la demande. Cette flexibilité accrue permet d'optimiser l'utilisation des sources d'énergie renouvelables, de réduire les pertes d'électricité et de garantir une stabilité du réseau.
4. Détection précoce des pannes et maintenance proactive : Grâce à la surveillance en temps réel, les défaillances et les problèmes potentiels au niveau des cabines haute tension et des transformateurs basse tension peuvent être détectés rapidement. Cela permet de planifier les opérations de maintenance de manière proactive, en effectuant des interventions préventives avant qu'une panne ne se produise. La réduction des temps d'arrêt et des pannes améliore la qualité de l'alimentation électrique et la fiabilité du réseau, tout en réduisant les coûts liés aux réparations d'urgence.

5. Optimisation des investissements et de la planification du réseau : La collecte de données précises et en temps réel sur l'état du réseau permet aux opérateurs d'optimiser les investissements et la planification du réseau. En identifiant les zones qui nécessitent des améliorations ou des renforcements, il est possible de cibler les investissements de manière plus efficace. Cela contribue à une utilisation plus rationnelle des ressources financières, en évitant les surinvestissements et en assurant une croissance durable du réseau électrique.

En conclusion, la mise en œuvre du projet offre de nombreux avantages à court et moyen terme, en particulier en termes d'observabilité du réseau basse tension et d'intégration des énergies renouvelables. Ces avantages se traduisent par une gestion plus efficace du réseau, une meilleure qualité de l'alimentation électrique et une transition énergétique vers des sources d'énergie plus durables. Ainsi, la télégestion représente une étape essentielle vers un système électrique moderne, résilient et respectueux de l'environnement.

II - LES TRANSFORMATEURS AUTOREGULANTS

L'un des éléments pivot de cette stratégie de smartisation des réseaux de distribution est indubitablement le TRANSFORMATEUR, élément central du réseau de distribution.

Le transformateur permet d'abaisser ou d'augmenter la tension électrique afin de la rendre accessible au consommateur, il joue par conséquent un rôle central dans le développement de l'infrastructure électrique du futur.

L'AIEG exploite un total de 473 transformateurs pour une puissance nominale totale de 101 MW, la puissance unitaire des transformateurs peut varier entre 160 à 630 kVA.

Depuis le lancement du plan SOLWATT en 2007, la multiplication des installations photovoltaïques raccordées au réseau a constitué un véritable défi, tant au niveau de l'infrastructure électrique (fils, câbles et tresses d'alimentation) et sa capacité à accueillir ces productions décentralisées, que des transformateurs réseau.

L'obligation pour les GRD de maintenir une tension normée dans les limites d'exploitation avec ou sans la présence des productions décentralisées impose une gestion active et dynamique du plan de tension, qui passera nécessairement par la régulation de la tension de sortie du transformateur.

Actuellement, seuls les transformateurs d'une grande puissance dans les postes ELIA sont équipés de la technologie nécessaire pour réguler leur tension de sortie.

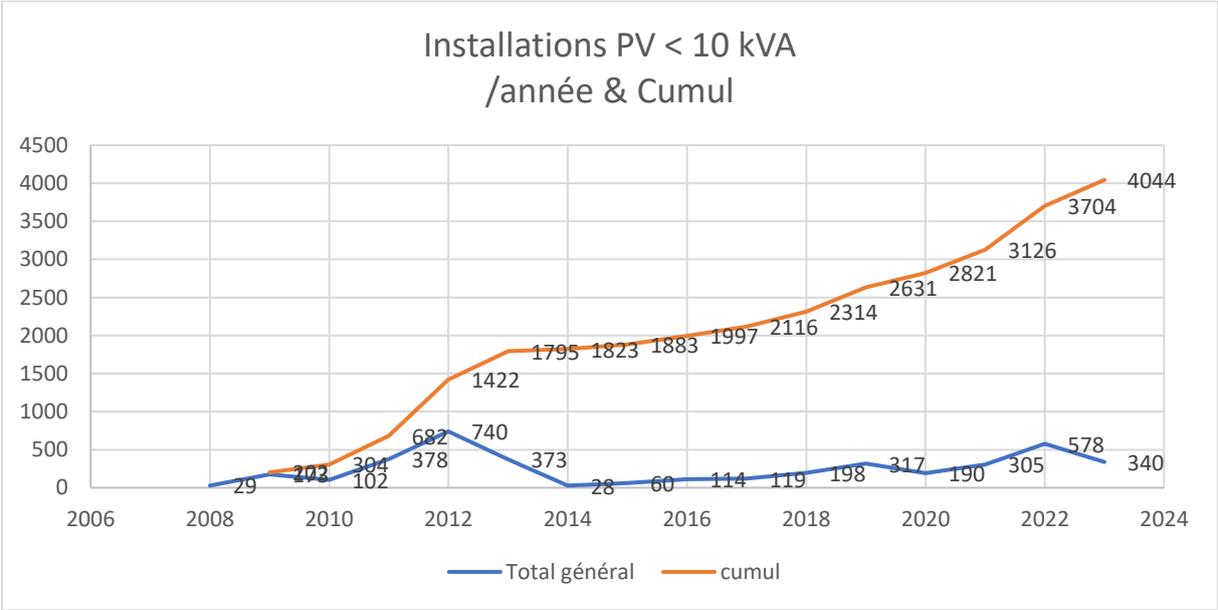
Les transformateurs dans les cabines de distribution ont un réglage unique et la tension de sortie (secondaire) dépend principalement du réseau en amont ou de la distance par rapport à la cabine.

Cependant, les productions décentralisées ont une influence grandissante sur le plan de tension. Un onduleur photovoltaïque est capable d'injecter sa puissance en fixant sa tension à 1 ou 2 volts de plus que celle du réseau public. Lorsque plusieurs installations photovoltaïques se trouvent dans une même rue, ce phénomène est amplifié.

On constate un chevauchement des tensions qui peut avoir des conséquences allant du décrochage de la production décentralisée à l'augmentation de la tension, pouvant endommager les équipements électriques des utilisateurs raccordés au réseau de distribution.

À l'AIEG, 80 % des plaintes reçues pendant la période estivale concernent des installations photovoltaïques qui ne peuvent pas injecter d'électricité en raison d'une tension non conforme. Cette problématique a incité le service technique à élaborer un plan qui sera basé sur le taux de pénétration du photovoltaïque.

Le graphique et le tableau ci-dessous montre l'évolution du nombre d'installations PV par commune, dans les localités gérées par AIEG :



Étiquettes de lignes	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
5300	12	69	47	179	298	151	14	23	51	47	78	144	83	144	319	170
ANDENNE	5	15	14	57	88	38	6	9	15	7	24	43	32	44	110	37
BONNEVILLE	1	8	4	12	20	14	1	3	6	6	4	11	3	10	22	8
COUTISSE		6	2	12	21	5		3		3	3	11	2	11	23	16
LANDENNE	1	13	3	17	41	24	1	1	6	11	11	17	13	27	42	19
MAIZERET	1		1	7	5	6			1	2	1	2	4	2	5	14
NAMECHE		1	2	5	9	2	1		2	2	5	3	7	2	8	6
SCLAYN		3	5	5	14	5	2	1	5	1	3	9	2	7	16	10
SEILLES	3	12	9	31	53	29	1	1	8	6	15	24	13	24	56	41
THON-SAMSON		1	2	8	15	3		2	1	1	4	4		2	10	6
VEZIN	1	10	5	25	32	25	2	3	7	8	8	20	7	15	27	13
5340	7	33	29	98	163	64	5	17	22	27	33	62	45	54	88	54
FAULX-LES-TOMBES	1	7	11	19	45	15	1	5	4	6	5	20	7	15	23	11
GESVES	5	14	14	59	79	31	4	5	16	16	21	27	26	27	43	28
HALTINNE		7	3	11	14	12		4	1	2	1	11	7	10	9	11
MOZET		3	1	4	9	5			1	2	2	3	1	1	7	2
SOREE	1	2		5	16	1		3		1	4	1	4	1	6	2
5350	3	10	5	20	66	19	3	5	9	8	15	18	8	21	42	17
EVELETTE	2	4	2	7	17	6	2		5	2	2	4	1	8	16	3
OHEY	1	6	3	13	49	13	1	5	4	6	13	14	7	13	26	14
5351		7	3	23	34	18		1	3	6	9	4	5	10	22	5
HAILLOT		7	3	23	34	18		1	3	6	9	4	5	10	22	5
5352		4	2	5	12	6		1	2	3	1	3	1	5	12	5
PERWEZ		4	2	5	12	6		1	2	3	1	3	1	5	12	5
5353	1	4		1	4	8	1	3		2	2	4	2	3	3	2
GOESNES	1	4		1	4	8	1	3		2	2	4	2	3	3	2
5354			1	3	13	9			3		3	1	1	2	6	4
JALLET			1	3	13	9			3		3	1	1	2	6	4
5670	5	19	6	32	85	49	3	5	14	17	24	30	23	28	36	35
DOURBES	1	1		1	15	2		1	1		1	1	3	1	5	3
LE MESNIL		1			1	2				2	2				1	1
MAZEE	1	1		2	4	7				1	2	4	2	5	2	1
NISMES	1	2	2	10	21	13	2	2	5	8	6	12	8	9	5	16
OIGNIES-EN-THIERACH	1	5	1	8	17	11		1	4	2	4	3	3	5	9	5
OLLOY-SUR-VIROIN		4		5	7	6	1		1	1	5	4	3	4	8	6
TREIGNES		3		6	12	5		1	3	2	3	3		3	2	2
VIERVES	1	2	1		8	3				1	1	3	4	1	3	1
VIROINVAL			2												1	
7610	1	5	5	5	18	15	1	2	5	1	8	19	5	13	16	20
RUMES	1	5	5	5	18	15	1	2	5	1	8	19	5	13	16	20
7611		5		3	13	5	1	2	2	2	4	5	4	5	13	7
LA GLANERIE		5		3	13	5	1	2	2	2	4	5	4	5	13	7
7618		17	4	9	34	29		1	3	6	21	27	13	20	21	21
TAINTIGNIES		17	4	9	34	29		1	3	6	21	27	13	20	21	21
Total général	29	173	102	378	740	373	28	60	114	119	198	317	190	305	578	340

Dans certaines communes, la puissance installée est telle que la puissance injectée dépasse à certains moments le talon consommée par l'ensemble de la commune, cas notamment rencontré pour les communes d'Ohey et de Gesves.

Certains transformateurs, sont largement suffisants pour alimenter la clientèle, mais saturent pendant les périodes estivales, avec une tension proche de la tension de sortie

secondaire le long du réseau, les URD ne profitent pas de leur investissement et sont donc pénalisés lors des périodes les plus productives.

Une analyse menée en 2020 a permis sur base du taux de charge (*Puissance crête de l'ensemble des installations PV raccordées sur un transformateur divisée par la puissance nominale du transformateur*) de déterminer les cas les plus critiques où ce taux est supérieur à 80 %.

Le tableau ci-dessous reprend les résultats obtenus :

Taux de charge : P crete/ P tfo	Nbr Transformateurs
>100 %	4
100% - 80%	63
80% - 50 %	39
50% - 30 %	134
< 30 %	233

Le projet consistera donc à remplacer entre 2023 et fin 2025 les 17 transformateurs les plus chargés et les équiper d'un système de régulation dynamique. Ci-dessous, une estimation du coût du projet ainsi qu'un retro planning qui dépendra principalement des délais de fourniture des transformateurs :

Planning estimatif de la mise en œuvre du projet de mise en place de transformateurs Autorégulants

Année	Cabine	Tfo	Etude	Fournitures	Main D'œuvre	Autres couts AIEG	Total	Remarques
2023	CR AIEG	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	- €	64.803 €	Pilote
	BELLAIRE	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €	- €	53.209 €	Plaintes décrochages depuis 2018
	CR Tilleuls 1	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	6.300 €	71.103 €	
	CR Tilleuls 2	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	6.300 €	71.103 €	
							- €	
2024	CR Martyres	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.500 €		64.403 €	Plaintes décrochages depuis 2019 + Taux de penetration PV > 80 %
	CR PETIT WARET	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.500 €	5.200 €	58.009 €	Taux de penetration PV > 80 %
	PA Rouvroy	160 kVA	3.500 €	46.809 €	2.500 €	12.000 €	64.809 €	poste aérien
	CR Winant 1	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €		53.209 €	
	CR Winant 2	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €		53.209 €	
	CR progrès	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	6.300 €	71.103 €	
	CR Couture	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	6.300 €	71.103 €	Taux de penetration PV > 80 %
							- €	
2025	CR Nouveau Monde	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €		53.209 €	
	CR Chalée	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €		53.209 €	
	CR Frontalier	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €		53.209 €	Plaintes décrochages depuis 2018
	CR Taintignie centre	630 kVA	3.500 €	58.403 €	2.900 €	6.300 €	71.103 €	Taux de penetration PV > 80 %
	CR hautebise	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €		53.209 €	Taux de penetration PV > 80 %
	CR ESSARTS	400 kVA	3.500 €	46.809 €	2.900 €		53.209 €	Taux de penetration PV > 80 % + Plaintes
							- €	
							- €	
2026							250.000 €	estimation
2027							114.779 €	estimation

La mise en œuvre de transformateurs autorégulants offre de nombreux avantages en termes d'intégration efficace des énergies renouvelables dans le réseau électrique. Ces transformateurs, dotés de technologies avancées de régulation automatique de la tension, présentent plusieurs bénéfices escomptés pour favoriser la transition vers des sources d'énergie plus durables :

1. Stabilité du réseau : Les transformateurs autorégulants permettent de maintenir une tension stable dans le réseau électrique. Cela est particulièrement important lorsque des sources d'énergie renouvelables intermittentes, telles que l'énergie solaire et éolienne, sont connectées au réseau. Les variations de tension peuvent avoir un impact négatif sur la production et l'efficacité des installations renouvelables. En utilisant des transformateurs autorégulants, la tension est régulée de manière

précise et constante, optimisant ainsi les performances des énergies renouvelables et assurant une intégration harmonieuse dans le réseau.

2. Gestion de la demande : Les transformateurs autorégulants permettent de gérer efficacement la demande d'électricité en ajustant automatiquement la tension en fonction des besoins. Cela contribue à optimiser l'utilisation de l'énergie produite localement, en particulier lorsque des installations solaires ou éoliennes génèrent une quantité variable d'électricité. La régulation automatique de la tension permet d'adapter la production d'énergie renouvelable aux besoins du réseau, réduisant ainsi les pertes et maximisant l'utilisation des sources d'énergie verte.
3. Réduction des pertes d'énergie : Les transformateurs autorégulants sont conçus pour minimiser les pertes d'énergie lors de la transmission de l'électricité. En maintenant une tension optimale et constante, ces transformateurs réduisent les pertes par effet Joule, ce qui se traduit par une meilleure efficacité énergétique globale du système. Cela est particulièrement avantageux lors de l'intégration d'énergies renouvelables, car cela permet de maximiser l'utilisation de l'énergie produite localement et de réduire les gaspillages.
4. Flexibilité et évolutivité du réseau : Les transformateurs autorégulants offrent une plus grande flexibilité et une évolutivité accrue du réseau électrique. Ils permettent d'adapter rapidement et facilement la tension en fonction des besoins changeants du réseau et de la demande en électricité. Cette flexibilité facilite l'intégration de nouvelles sources d'énergie renouvelable et la mise en place de systèmes de stockage d'énergie, tels que les batteries, en fournissant une infrastructure adaptée pour leur fonctionnement efficace.

III - projet pilote visant à installer des batteries dans le réseau pour favoriser le développement des installations solaires photovoltaïques

La troisième demande de subvention concernera un projet pilote novateur ayant pour objectif d'accroître la capacité d'accueil des productions d'énergie renouvelable grâce à l'installation de batteries dans le réseau électrique ou chez le client final. Cette initiative vise à favoriser le développement et l'intégration efficace des installations solaires photovoltaïques et ce dans cinq localisations différentes.

Le projet pilote que nous proposons a pour ambition d'apporter des avantages significatifs aux systèmes d'énergie solaire existants et de faciliter leur expansion, en répondant aux défis liés à l'intermittence de la production solaire et en augmentant la stabilité du réseau électrique. Les batteries jouent un rôle essentiel en stockant l'électricité excédentaire produite par les panneaux solaires pendant les périodes de faible demande et en la redistribuant lorsque la demande est élevée ou lorsque le soleil est moins présent. Cela permet de mieux équilibrer l'offre et la demande, d'optimiser l'utilisation des ressources renouvelables et de réduire la dépendance aux sources d'énergie conventionnelles.

Les bénéfices escomptés de la mise en œuvre de ce projet pilote sont nombreux. Tout d'abord, il permettra d'augmenter la capacité d'accueil des installations solaires photovoltaïques, ce qui encouragera le développement de nouvelles installations et favorisera une transition énergétique plus rapide. En intégrant des batteries dans le réseau, nous pourrions stocker l'énergie solaire excédentaire et la mettre à disposition lorsque cela est nécessaire, évitant ainsi les pertes d'électricité et maximisant l'utilisation des installations solaires.

De plus, ce projet pilote contribuera à améliorer la stabilité du réseau électrique en réduisant les fluctuations de tension et les pics de charge. Les batteries pourront absorber les variations de production solaire et compenser les fluctuations rapides de la demande, assurant ainsi une alimentation électrique plus régulière et fiable pour les consommateurs. Cette stabilité accrue permettra également de minimiser les risques de coupures de courant et d'améliorer la résilience du réseau face aux conditions météorologiques extrêmes et aux événements imprévus.

Sur le plan environnemental, l'intégration de batteries dans le réseau favorisera une utilisation plus efficace des ressources renouvelables, réduisant ainsi la nécessité de recourir à des sources d'énergie polluantes et contribuant à la réduction des émissions de gaz à effet de serre. En encourageant le développement des installations solaires photovoltaïques, nous pourrons réduire notre dépendance aux combustibles fossiles et contribuer à la lutte contre le changement climatique.

Quant à l'investissement nécessaire pour la réalisation de ce projet pilote, nous prévoyons d'installer des batteries de stockage d'énergie dans cinq localisations différentes. Chaque localisation sera soigneusement sélectionnée en fonction de son potentiel solaire, de sa proximité avec les installations existantes et de la demande en énergie renouvelable. Les batteries seront conçues pour répondre aux besoins spécifiques de chaque site, en tenant compte des capacités de stockage requises, des conditions environnementales locales et des exigences du réseau électrique.

Planning estimatif de la mise en œuvre du projet de systèmes de stockage par batteries et évaluation de leur influence sur le respect du plan de tension									
Année	Intitulé Projet	Tfo	Cap Batterie	Etude	Fournitures batterie	Main D'œuvre	Autres coûts AIEG	Total	Remarques
2023	mise en service d'une batterie de 100 kWh au niveau du parc photovoltaïque du Bois d'orjou (4 x 100 kVA)	630 kVA	100 kWh	3.500 €	69.102 €	2.900 €	- €	75.502 €	
2024	mise en service de 2 batteries de 10 kWh chez 2 URD du lotissement couture et moisson	630 kVA						- €	taux de penetration PV > 100 % Plaintes à repetition depuis 20198 transfo changé en 2020 Transfo Autorégulant à prévoir
	URD 1 (Batterie externe)		10 kWh	1.200 €	10.253 €	1.600 €	4.200 €	17.253 €	
	URD 2 (Batterie interne)		10 kWh	1.200 €	10.253 €	1.600 €		13.053 €	
								- €	
2024	mise en service de 2 batteries de 10 kWh chez 2 URD alimenté sur poste aérien (zone rurale)	160 kVA						- €	
	URD 3 (Batterie externe)		10 kWh	1.200 €	10.253 €	1.600 €	4.200 €	17.253 €	
	URD 4 (Batterie externe)		10 kWh	1.200 €	10.253 €	1.600 €	4.200 €	17.253 €	
								- €	
2025								- €	
2026								- €	
2027								- €	

Nous sollicitons donc votre soutien financier pour la mise en œuvre de ce projet pilote. La subvention demandée sera utilisée pour l'acquisition des batteries de stockage d'énergie, l'installation du matériel, les coûts de raccordement au réseau, ainsi que pour la réalisation des études techniques et des évaluations de performance. Nous sommes

convaincus que ce projet pilote contribuera de manière significative au développement des énergies renouvelables et à la transition vers un système énergétique plus durable.

En conclusion, l'installation de batteries dans le réseau électrique pour favoriser le développement des installations solaires photovoltaïques présente de nombreux bénéfices, tant sur le plan environnemental que sur le plan de la stabilité du réseau électrique. Nous espérons vivement que vous soutiendrez notre projet pilote en nous accordant la subvention demandée. Nous sommes convaincus que cette initiative sera une étape cruciale vers un avenir énergétique plus propre et plus durable.

Je reste à votre disposition pour tout complément d'information ou pour discuter de notre projet en détail et vous remercie par avance de l'attention que vous porterez à notre demande.

RECAPITULATIF

Le tableau ci-dessous reprend un récapitulatif des investissements qui font l'objet de la présente demande de subside pour un total de 2.733.540 € :

Arrêté du Gouvernement wallon octroyant une subvention à l'AIEG en vue de favoriser la transition énergétique		
I - TÉLÉGESTION ET SURVEILLANCE DES CABINES SECONDAIRES		
	Budget	Remarques
Année 2023	0 €	
Année 2024	272.800 €	28 cabines à équiper
Année 2025	358.700 €	27 cabines à équiper
Année 2026 (estimation)	300.000 €	Estimation
Année 2027 (estimation)	264.000 €	Estimation
S/Total	1.195.500 €	
II - LES TRANSFORMATEURS AUTOREGULANTS		
	Budget	
Année 2023	260.218 €	4 transformateurs
Année 2024	435.845 €	7 transformateurs
Année 2025	337.148 €	6 transformateurs
Année 2026 (estimation)	250.000 €	Estimation
Année 2027 (estimation)	114.779 €	Estimation
S/Total	1.397.990 €	
III - Pilote visant à installer des batteries dans le réseau pour favoriser le développement des installations solaires photovoltaïques		
	Budget	
Année 2023	75.638 €	1 batterie 100 kWh
Année 2024	64.412 €	4 batteries 10 kWh
Année 2025	0 €	
Année 2026	0 €	
Année 2027	0 €	
S/Total	140.050 €	
Total Subsidés	2.733.540 €	

