

§ 3. Si le suivi ou l'évaluation effectués par l'agence montrent que la justification financière ou l'accomplissement des missions visées à l'article 2 sont insuffisants ou si le montant de la subvention est trop élevé, l'agence ne paie pas une partie de la subvention ou recouvre une partie de la subvention.

**Art. 22.** Le contrôle du respect des dispositions du présent arrêté est organisé conformément au décret du 19 janvier 2018 relatif au contrôle public dans le cadre de la politique de la santé et de l'aide sociale et à ses arrêtés d'exécution.

#### CHAPITRE 9. — Dispositions finales

**Art. 23.** Les arrêtés suivants sont abrogés :

- 1° l'arrêté du Gouvernement flamand du 9 septembre 2011 portant création de la Plateforme de coopération pour les soins de santé primaires ;
- 2° l'arrêté du Gouvernement flamand du 7 octobre 2011 portant désignation des membres de la Plateforme de coopération pour les soins de santé primaires, modifié par les arrêtés du Gouvernement flamand des 16 décembre 2011, 16 novembre 2012, 13 décembre 2013, 14 février 2014, 5 décembre 2014 et 26 juin 2015.

**Art. 24.** Le ministre flamand qui a la politique en matière de santé dans ses attributions est chargé de l'exécution du présent arrêté.

Bruxelles, le 1<sup>er</sup> mars 2019.

Le Ministre-Président du Gouvernement flamand,  
G. BOURGEOIS

Le Ministre flamand du Bien-Etre, de la Santé publique et de la Famille,  
J. VANDEURZEN

### VLAAMSE OVERHEID

#### Omgeving

[C – 2019/40672]

#### 26 FEBRUARI 2019. — Ministerieel besluit houdende de organisatie van een call voor het indienen van steunaanvragen voor kleine en middelgrote windturbines

DE VLAAMSE MINISTER VAN BEGROTING, FINANCIËN EN ENERGIE,

Gelet op het Energiedecreet van 8 mei 2009, artikel 8.2.1, 3°, artikel 8.3.1, 3°, en artikel 8.4.1, 3°;

Gelet op het Energiebesluit van 19 november 2010, artikelen 7.11.1 tot en met 7.11.3, ingevoegd bij het besluit van 7 september 2018;

Gelet op het advies van de Inspectie van Financiën, d.d. 18 januari 2019;

Gelet op advies 65.291/3, gegeven op 25 februari 2019 met toepassing van artikel 84, § 1, eerste lid, 2°, van de wetten op de Raad van State, gecoördineerd op 12 januari 1973,

Besluit :

**Artikel 1.** De tweede call voor de plaatsing van windturbines op land met een bruto nominaal vermogen per turbine groter dan 10 kWe tot en met 300 kWe, wordt opengesteld voor het indienen van steunaanvragen van 28 maart 2019 tot en met 30 mei 2019.

**Art. 2.** Het totale bedrag voor deze call tot indiening van steunaanvragen voor de plaatsing van windturbines op land bedraagt 1.500.000 euro uit het Energiefonds.

**Art. 3.** Het steunplafond, dat de maximale verhouding van de steun ten opzichte van de energieopbrengst weergeeft waarvoor projecten kunnen worden geselecteerd, bedraagt voor deze call 1.000 euro per MWh.

**Art. 4.** De rekenmethode voor de berekening van de verwachte jaarlijkse energieopbrengst houdt rekening met het windaanbod op de specifieke locatie en op de ashoogte, bepaald door de gemiddelde windsnelheid en de winddistributie, en de vermogenscurve van de windturbine. Bij een verticale as windturbine wordt het midden van de rotor aangenomen als de ashoogte. De rekenmethode corrigeert deze berekende energieopbrengst voor de impact van obstakels in de nabijheid van de windturbine. De berekening van de energieopbrengst gebeurt steeds per afzonderlijke windturbine. Indien het project meerdere windturbines omvat, moet zowel de gecorrigeerde jaarlijkse energieopbrengst per windturbine als de totale gecorrigeerde jaarlijkse energieopbrengst voor alle windturbines samen berekend worden.

De formules in de artikelen 4, 5 en 6 van dit besluit worden toegepast voor een windsnelheidsbereik tussen 1 meter per seconde en 20 meter per seconde. De Rayleigh-distributie, de vermogenscurve en de jaarlijkse energieopbrengst moeten elk berekend worden voor dit windsnelheidsbereik in identieke stapgrootte. Deze stapgrootte kan 0,5 meter per seconde of 1 meter per seconde bedragen.

Het windaanbod op de specifieke locatie kan bepaald worden door één van de volgende methoden:

1° Een windmeting volgens de IEC 61400-12 standaard op locatie waarbij de gemiddelde windsnelheid op de ashoogte van de windturbine en de winddistributie gemeten worden. Deze windmeting moet uitgevoerd worden door een instelling, die zowel beheersmatig, juridisch, als financieel onafhankelijk is van de turbine-fabrikant en de subsidie-aanvrager. De gemiddelde windsnelheid moet bij een verticale as windturbine steeds ter hoogte van het midden van de rotor bepaald worden. De meting levert de gemiddelde windsnelheid en de winddistributie die gebruikt zullen worden in de berekening van de jaarlijkse energieopbrengst;

2° Een eenvoudige windmeting, uitgevoerd door een instelling, die zowel beheersmatig, juridisch, als financieel onafhankelijk is van de turbine-fabrikant en de subsidie-aanvrager, zal enkel de gemiddelde windsnelheid aanleveren op de ashoogte. Deze gemeten gemiddelde windsnelheid moet dan gecombineerd worden met een standaard winddistributie. Een standaard winddistributie, gebaseerd op de Rayleigh verdeling 'R(v)', wordt aangenomen indien geen gecertificeerde windmeting volgens de IEC 61400-12 standaard beschikbaar is. De Rayleigh-distributie geeft het aandeel R(v) voor de windsnelheid 'v' met een gemiddelde windsnelheid 'v<sub>m</sub>' in meter per seconde. De stapgrootte

'dV' in deze formule bedraagt 0,5 meter per seconde of 1 meter per seconde, afhankelijk van de stapgrootte van de vermogenscurve. De gemeten of geschatte gemiddelde windsnelheid wordt in de onderstaande formule gebruikt als  $v_m$ :

$$R(v) = \exp\left(-\frac{\pi}{4} * \frac{(v-\frac{dv}{2})^2}{v_m^2}\right) - \exp\left(-\frac{\pi}{4} * \frac{(v+\frac{dv}{2})^2}{v_m^2}\right);$$

3° Indien geen meetgegevens van het windaanbod op de specifieke locatie beschikbaar zijn, moet een door het Vlaams Energieagentschap te aanvaarden kwalitatieve onafhankelijke bron geraadpleegd worden, die een inschatting geeft voor de gemiddelde windsnelheid voor de specifieke locatie en ashoogte. Deze inschatting moet bij de aanvraag terdege onderbouwd worden. Deze ingeschatte gemiddelde windsnelheid moet gecombineerd worden met een standaard winddistributie, gebaseerd op de Rayleigh verdeling 'R(v)', zoals deze vermeld is in punt 2.

Indien bij punt 3 de onafhankelijke bron niet beschikt over de gemiddelde windsnelheid op de gewenste ashoogte, kan de gemiddelde windsnelheid op ashoogte 'h' berekend worden in verhouding tot een referentie-snelheid op hoogte 'h<sub>0</sub>', bepaald volgens de onafhankelijke bron, en volgens de onderstaande formule:

$$v_m(h) = v_m(h_0) * \left(\frac{h}{h_0}\right)^\alpha$$

De parameter 'a' is bepaald door de ruwheid van het aardoppervlak. De meest passende omgeving voor de specifieke locatie van de geplande windturbine moet gekozen worden uit volgende opsomming, met de overeenkomstige waarde voor de parameter a: onbegroeide vlakke grond, of een meer = 0,10; vlak veld of weide met kort gras, zonder bomen = 0,14; veld of weide met sporadisch een boom = 0,16; veld of weide met hoge gewassen = 0,20; een bosrijke omgeving met slechts enkele huizen = 0,23; een bosrijke omgeving met meerdere huizen, een dorp of wijk = 0,29; een stedelijke omgeving = 0,4.

De windsnelheid op ashoogte 'h' kan ook berekend worden door interpolatie tussen twee verschillende hoogten met een gekende windsnelheid.

**Art. 5.** De vermogenscurve van de windturbine kan worden aangeleverd door de fabrikant indien een IEC 61400 gecertificeerde vermogenscurve beschikbaar is. Deze vermogenscurve moet bepaald zijn door een instelling, die zowel beheersmatig, juridisch, als financieel onafhankelijk is van de turbine-fabrikant en de subsidie-aanvrager. Indien geen IEC gecertificeerde vermogenscurve beschikbaar is, wordt een standaard vermogenscurve 'P', in kW, gegenereerd op basis van onderstaande formule en aannames. Het vermogen moet berekend worden voor het opgegeven windsnelheidsbereik en in identieke stapgrootte, conform artikel 4, tweede lid, van dit besluit. Het vermogen moet gelimiteerd worden tot het nominale vermogen, dit is het maximale vermogen dat de turbine kan leveren.

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * \eta$$

- bedraagt 1,225 kilogram per kubieke meter op zeeniveau;
- A is de doorstroomde oppervlakte van de turbinerotor in vierkante meter en is algemeen uitsluitend gebaseerd op het draaiende deel van de turbinerotor;
- v is de windsnelheid ter hoogte van de rotor in meter per seconde;
- η is het totaalrendement van de turbine, waarbij in afwezigheid van een IEC gecertificeerde vermogenscurve η wordt vastgelegd op 0,30 voor een horizontale as windturbine, 0,25 voor een Darrieus type windturbine en 0,10 voor een Savonius type windturbine of voor een type windturbine dat niet onder de definitie van een van voorgaande types valt.

Het type windturbine moet aangetoond worden bij de aanvraag en moet gebaseerd zijn op het werkingsprincipe van de draaiende rotor. Een horizontaal geplaatste verticale as windturbine zal nog steeds beschouwd worden als een verticale as windturbine.

**Art. 6.** De jaarlijkse energieopbrengst 'E', in kWh per jaar, wordt bepaald door de vermogenscurve 'P(v)' aangeleverd volgens de bepalingen van artikel 5 van dit besluit, te vermenigvuldigen met de windsnelheidsdistributie 'R(v)', op basis van onderstaande formule. De som wordt genomen over alle windsnelheden tussen 1 meter per seconde en 20 meter per seconde, in een stapgrootte van 0,5 meter per seconde of 1 meter per seconde, conform artikel 4, tweede lid, van dit besluit en door rekening te houden met 8760 uur per jaar.

$$E = \sum_{v=1}^{20} P(v) * R(v)$$

**Art. 7.** De in artikel 6 van dit besluit berekende energieopbrengst 'E', in kWh per jaar, dient gecorrigeerd te worden voor de impact van eventuele lokale obstakels in de omgeving van de voorziene inplantingslocatie van de windturbine. Deze correctie is enkel nodig voor aanvragen waar geen windmeting op ashoogte werd uitgevoerd conform artikel 4, derde lid, 1° of 2°, en voor aanvragen waar een windmeting is uitgevoerd conform artikel 4, derde lid, 1° of 2°, die meer dan één windturbine bevatten. Onderstaande methode dient gebruikt te worden om de invloed van obstakels op de energieopbrengst in rekening te brengen:

1° Stap 1: oplistten van alle obstakels binnen een cirkel rondom de turbine met als diameter 20 keer de ashoogte van de turbine, met vermelding van hun hoogte H en afstand A tot de turbine. Voor objecten waar de afstand niet eenduidig is zoals voor hagen of grote gebouwen, wordt een afstand voor elke uiterste kant van de breedte O van het object genomen. De obstakels lager dan de helft van de hoogte van de onderkant van de turbinerotor dienen niet geïnventariseerd te worden. Voor een horizontale as turbine is de onderkant van de rotor de ashoogte min de schoeplengte.

Indien er zich andere windturbines binnen de te onderzoeken cirkel van de turbine bevinden of gepland zijn binnen dezelfde aanvraag, worden deze ook als obstakel beschouwd, waarbij de breedte van het obstakel gelijk wordt gesteld aan de helft van de breedte van de rotor. Bij een horizontale as windturbine wordt de diameter beschouwd als

de breedte van de rotor. Bij aanvragen waar een windmeting is uitgevoerd conform artikel 5, derde lid, 1° of 2°, dient enkel de invloed van de geplande windturbines binnen dezelfde aanvraag nog in rekening gebracht te worden volgens de principes van dit artikel.

Objecten die zich net buiten de cirkel met diameter 20 keer de ashoogte van de turbine bevinden en die een hoogte hebben die op de kaart zoals omschreven in 2°, op die gegeven afstand van de objecten boven de 20H-lijn komen, dienen ook opgenomen te worden in deze oplijsting.

2° Stap 2: De opgelijste obstakels worden geclassificeerd op basis van hun hoogte en afstand tot de turbine door hen aan te duiden op een kaart. De kaart geeft de afstand tot de turbine op de x-as weer in meter, de hoogte van de obstakels op de y-as in meter en bevat drie zones (rood, oranje en groen), die gescheiden zijn door de 10H-lijn (= 10 x de hoogte van een object; scheiding tussen rode en oranje zone) en de 20H-lijn (= 20 x de hoogte van een object; scheiding tussen oranje en groene zone). Smalle structuren zoals een boom worden aangeduid met een punt, terwijl grotere structuren zoals een haag worden aangeduid met een lijn.

3° Stap 3: Objecten in de groene zone worden verder buiten beschouwing gelaten. Objecten in de oranje en rode zone zullen de energieopbrengst negatief beïnvloeden. De invloedssfeer van een object wordt bepaald door de linker-afstand L en de rechter-afstand R tussen de turbine en de twee uiterste punten van het object en de breedte O van het object, en wordt uitgedrukt als een zone met een hoek  $\theta$ :

$$\theta = \arccos\left(\frac{L^2 + R^2 - O^2}{2 * L * R}\right)$$

Een object in de oranje zone laat de energieopbrengst in de zone met hoek  $\theta$  met 50 % afnemen, een object in de rode zone laat de energieopbrengst in de zone met hoek  $\theta$  met 100 % afnemen. De gecorrigeerde energieopbrengst  $E_c$ , in kWh per jaar, wordt bekomen door de invloed van alle relevante objecten op basis van hun hoek  $\theta$ , in graden, in rekening te brengen:

$$E_c = E * \left(1 - \frac{\sum \theta_{rood} + 0,5 * \sum \theta_{oranje}}{360}\right)$$

De gecorrigeerde energieopbrengst ' $E_c$ ' wordt in rekening gebracht bij de rangschikking van de projecten op basis van de aangevraagde steun voor het totale project ten opzichte van de verwachte gecorrigeerde energieopbrengst, conform artikel 4, eerste lid, van dit besluit.

**Art. 8.** De aanvrager dient de berekening van de verwachte gecorrigeerde energieopbrengst in bij de steunaanvraag en onderbouwt deze berekening met de volgende informatie:

- 1° een visuele simulatie van de ruimtelijke impact van de geplande windturbine of windturbines;
- 2° een plattegrond van de locatie, met aanduiding van de geplande windturbine of windturbines en van alle obstakels opgelijst in de beschreven methode, vermeld in artikel 7;
- 3° een gecertificeerde vermogenscurve indien beschikbaar;
- 4° de resultaten en details van uitvoering van een windmeting, indien beschikbaar.

**Art. 9.** Het keuringsverslag als vermeld in artikel 7.11.4, § 1, van het Energiebesluit van 19 november 2010 bevestigt dat de meting van de geproduceerde elektriciteit voldoet aan de nationale en internationale normen en voorschriften, en dat een ijkcertificaat kan worden voorgelegd, uitgereikt door een bevoegde instantie.

**Art. 10.** Dit besluit treedt in werking op de dag van de bekendmaking ervan in het *Belgisch Staatsblad*.

Brussel, 26 februari 2019.

De Vlaamse minister van Begroting, Financiën en Energie,  
L. PEETERS

TRADUCTION

AUTORITE FLAMANDE

Environnement et Aménagement du Territoire

[C - 2019/40672]

**26 FEVRIER 2019. — Arrêté ministériel relatif à l'organisation d'un appel à l'introduction de demandes d'aide pour des petites et moyennes éoliennes**

LE MINISTRE FLAMAND DU BUDGET, DES FINANCES ET DE L'ÉNERGIE,

Vu le décret sur l'Énergie du 8 mai 2009, l'article 8.2.1, 3°, l'article 8.3.1, 3°, et l'article 8.4.1, 3° ;  
Vu l'arrêté relatif à l'énergie du 19 novembre 2010, les articles 7.11.1 à 7.11.3 inclus, insérés par l'arrêté du 7 septembre 2018 ;

Vu l'avis de l'Inspection des Finances, rendu le 18 janvier 2019 ;

Vu l'avis 65.291/3, rendu le 25 février 2019 en application de l'article 84, § 1<sup>er</sup>, alinéa 1<sup>er</sup>, 2°, des lois sur le Conseil d'État, coordonnées le 12 janvier 1973,

Arrête :

**Article 1<sup>er</sup>.** Le deuxième appel à l'installation d'éoliennes terrestres d'une capacité nominale brute par éolienne supérieure à 10 kWe et inférieure ou égale à 300 kWe, est ouvert à l'introduction de demandes d'aide du 28 mars 2019 au 30 mai 2019 inclus.

**Art. 2.** Le montant total pour cet appel à l'introduction de demandes d'aide pour l'installation d'éoliennes terrestres s'élève à 1.500.000 euros provenant du Fonds de l'Énergie.

**Art. 3.** Le plafond des aides, qui représente le rapport maximal entre l'aide et le rendement énergétique pour lequel des projets peuvent être sélectionnés, s'élève à 1000 euros par MWh pour cet appel.

**Art. 4.** La méthode de calcul du rendement énergétique annuel prévu tient compte de l'énergie éolienne disponible à l'endroit spécifique et à la hauteur d'axe, déterminée par la vitesse moyenne du vent et la distribution du vent, et la courbe de puissance de l'éolienne. En cas d'une éolienne à axe vertical, le centre du rotor est pris pour la hauteur d'axe. La méthode de calcul corrige ce rendement énergétique calculé pour l'impact d'obstacles à proximité de l'éolienne. Le calcul du rendement énergétique se fait toujours par éolienne séparée. Si le projet comprend plusieurs éoliennes, tant le rendement énergétique annuel corrigé par éolienne que le rendement énergétique annuel corrigé total pour l'ensemble des éoliennes doivent être calculés.

Les formules aux articles 4, 5 et 6 du présent arrêté sont appliquées pour une plage de vitesse du vent entre 1 mètre par seconde et 20 mètres par seconde. La distribution de Rayleigh, la courbe de puissance et le rendement énergétique annuel doivent chacun être calculés pour cette plage de vitesse du vent à taille de pas identique. Cette taille de pas peut s'élever à 0,5 mètre par seconde ou à 1 mètre par seconde.

L'énergie éolienne disponible à l'endroit spécifique peut être déterminée à l'aide d'une des méthodes suivantes :

1° Une anémométrie selon la norme IEC 61400-12 sur site où la vitesse moyenne du vent à la hauteur d'axe de l'éolienne et la distribution du vent sont mesurées. Cette anémométrie doit être effectuée par un établissement qui est indépendant, tant au niveau organisationnel, juridique que financier, du fabricant de l'éolienne et du demandeur de subvention. En cas d'une éolienne à axe vertical, la vitesse moyenne du vent doit toujours être déterminée à la hauteur du centre du rotor. La mesure fournit la vitesse moyenne du vent et la distribution du vent qui seront utilisées lors du calcul du rendement énergétique annuel ;

2° Une anémométrie simple, effectuée par un établissement qui est indépendant, tant au niveau organisationnel, juridique que financier, du fabricant de l'éolienne et du demandeur de subvention, fournira uniquement la vitesse moyenne du vent à la hauteur d'axe. Cette vitesse moyenne du vent mesurée doit ensuite être combinée avec une distribution standard du vent. Une distribution de vent standard, basée sur la distribution de Rayleigh 'R(v)', est supposée si aucune mesure de vent certifiée selon la norme IEC 61400-12 n'est disponible. La distribution Rayleigh indique la part R(v) pour la vitesse du vent 'v' avec une vitesse moyenne du vent 'V<sub>m</sub>' en mètre par seconde. La taille de pas 'dV' dans cette formule s'élève à 0,5 mètre par seconde ou 1 mètre par seconde, en fonction de la taille de pas de la courbe de puissance. La vitesse moyenne du vent mesurée ou estimée est utilisée dans la formule suivante comme v<sub>m</sub> :

$$R(v) = \exp\left(-\frac{\pi}{4} * \frac{(v-dV)^2}{v_m^2}\right) - \exp\left(-\frac{\pi}{4} * \frac{(v+dV)^2}{v_m^2}\right);$$

3° À défaut de données de mesure de l'énergie éolienne disponibles à l'endroit spécifique, une source indépendante qualitative, à accepter par l'Agence flamande de l'Énergie (« Vlaams Energieagentschap »), doit être consultée, qui fournit une estimation de la vitesse moyenne du vent pour l'endroit spécifique et la hauteur d'axe. Cette estimation doit être dûment étayée dans la demande. Cette vitesse moyenne du vent estimée doit être combinée avec une distribution standard du vent, basée sur la distribution Rayleigh 'R(v)', telle que visée au point 2.

Si la source visée au point 3 ne dispose pas de la vitesse moyenne du vent à la hauteur d'axe souhaitée, la vitesse moyenne du vent à la hauteur d'axe 'h' peut être calculée par rapport à une vitesse de référence à la hauteur 'h<sub>0</sub>', déterminée selon la source indépendante, et selon la formule suivante :

$$v_m(h) = v_m(h_0) * \left(\frac{h}{h_0}\right)^a$$

Le paramètre 'a' est déterminé par la rugosité de la surface de la terre. L'environnement le plus approprié pour l'endroit spécifique de l'éolienne prévue doit être choisi parmi l'énumération suivante, avec la valeur correspondante pour le paramètre a : sol plat et nu, ou un lac = 0,10 ; champ plat ou prairie avec herbe courte, sans arbres = 0,14 ; champ ou prairie avec occasionnellement un arbre = 0,16 ; champ ou prairie avec des cultures élevées = 0,20 ; une zone boisée avec seulement quelques maisons = 0,23 ; une zone boisée avec plusieurs maisons, un village ou quartier = 0,29 ; un environnement urbain = 0,4.

La vitesse du vent à la hauteur d'axe 'h' peut également être calculée par interpolation entre deux différentes hauteurs avec une vitesse du vent connue.

**Art. 5.** La courbe de puissance de l'éolienne peut être fournie par le fabricant si une courbe de puissance certifiée IEC 61400 est disponible. Cette courbe de puissance doit être déterminée par un établissement qui est indépendant, tant au niveau organisationnel, juridique que financier, du fabricant de l'éolienne et du demandeur de subvention. À défaut d'une courbe de puissance certifiée IEC, une courbe de puissance standard 'P', en kW, est générée sur la base de la formule et des hypothèses suivantes. La puissance doit être calculée pour la plage de vitesse du vent indiquée et à taille de pas identique, conformément à l'article 4, alinéa 2 du présent arrêté. La puissance doit être limitée à la puissance nominale, à savoir la puissance maximale que l'éolienne peut fournir.

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * v^3 * \eta$$

- s'élève à 1,225 kilogrammes par mètres cubes au niveau de la mer ;
- A est la surface d'écoulement du rotor de turbine en mètres carrés et est généralement basée exclusivement sur la partie tournante du rotor de turbine ;
- v est la vitesse du vent à la hauteur du rotor en mètres par seconde ;
- η est le rendement total de la turbine où, à défaut d'une courbe de puissance certifiée IEC, η est fixée à 0,30 pour une éolienne à axe horizontal, à 0,25 pour une éolienne du type Darrieus et à 0,10 pour une éolienne du type Savonius ou pour une éolienne d'un type qui ne relève pas de la définition d'un des types précédents.

Le type d'éolienne doit être démontré dans la demande et doit être basé sur le principe de fonctionnement du rotor tournant. Une éolienne à axe vertical, placé horizontalement, sera toujours considérée comme une éolienne à axe vertical.

**Art. 6.** Le rendement énergétique annuel 'E', en kWh par an, est déterminé en multipliant la courbe de puissance 'P(v)', fournie selon les dispositions de l'article 5 du présent arrêté, par la distribution de la vitesse du vent 'R(v)', sur la base de la formule suivante. La somme est prise sur toutes les vitesses du vent entre 1 mètre par seconde et 20 mètres par seconde, selon une taille de pas de 0,5 mètre par seconde ou 1 mètre par seconde, conformément à l'article 4, alinéa 2, du présent arrêté et en tenant compte de 8760 heures par an.

$$E = \sum_{v=1}^{20} P(v) * R(v)$$

**Art. 7.** Le rendement énergétique 'E', calculé à l'article 6 du présent arrêté, en kWh par an, doit être corrigé quant à l'impact d'obstacles locaux éventuels dans l'environnement du site d'implantation prévu de l'éolienne. Cette correction est uniquement nécessaire pour les demandes qui ne comprennent pas d'anémométrie à la hauteur d'axe conformément à l'article 4, alinéa 3, 1° ou 2°, et pour les demandes qui comprennent une anémométrie effectuée conformément à l'article 4, alinéa 3, 1° ou 2°, et qui comprennent plus d'une éolienne. La méthode suivante doit être utilisée afin de prendre en compte l'impact d'obstacles sur le rendement énergétique :

1° Étape 1 : répertorier tous les obstacles au sein d'un cercle autour de la turbine, ayant un diamètre de 20 fois la hauteur d'axe de la turbine, avec mention de leur hauteur H et distance A par rapport à la turbine. Pour les objets dont la distance n'est pas univoque, comme des haies ou de grands bâtiments, une distance est prise pour chaque côté extrême de la largeur O de l'objet. Les obstacles inférieurs à la moitié de la hauteur de la face inférieure du rotor de turbine ne doivent pas être répertoriés. Pour une turbine à axe horizontal, la face inférieure du rotor est la hauteur d'axe moins la longueur de pale.

Si d'autres éoliennes se trouvent ou sont prévues dans le cercle à examiner de la turbine au sein de la même demande, celles-ci sont également considérées comme obstacle, où la largeur de l'obstacle est assimilé à la moitié de la largeur du rotor. En cas d'une éolienne à axe horizontal, le diamètre est considéré comme la largeur du rotor. Pour les demandes où une anémométrie est effectuée conformément à l'article 5, alinéa 3, 1° ou 2°, seul l'impact des éoliennes prévues au sein de la même demande doit encore être pris en compte selon les principes du présent article.

Les objets qui se trouvent juste en dehors du cercle et ont un diamètre de 20 fois la hauteur d'axe de la turbine, et qui ont une hauteur qui, sur la carte telle que décrite au point 2°, est supérieure à la ligne 20H à cette distance indiquée des objets, doivent également être répertoriés.

2° Étape 2 : Les obstacles répertoriés sont classifiés sur la base de leur hauteur et distance par rapport à la turbine, en les indiquant sur une carte. La carte indique la distance par rapport à la turbine sur l'axe des abscisses en mètre, la hauteur des obstacles en ordonnée en mètre, et comprend trois zones (rouge, orange et verte), séparées par la ligne 10H (= 10 x la hauteur d'un objet ; séparation entre la zone rouge et la zone orange) et la ligne 20H (= 20 x la hauteur d'un objet ; séparation entre la zone orange et la zone verte). Des structures étroites comme un arbre sont indiquées par un point, tandis que des structures plus larges comme une haie sont indiquées par une ligne.

3° Étape 3 : Les objets dans la zone verte ne sont pas pris en considération. Les objets dans les zones orange et rouge auront un impact négatif sur le rendement énergétique. La zone d'influence d'un objet est déterminée par l'espacement à gauche L et l'espacement à droite R entre la turbine et les deux points extrêmes de l'objet et la largeur O de l'objet, et est exprimée comme une zone avec un angle  $\theta$  :

$$\theta = \arccos\left(\frac{L^2 + R^2 - O^2}{2 * L * R}\right)$$

Un objet dans la zone orange diminue le rendement énergétique dans la zone avec l'angle  $\theta$  de 50 % ; un objet dans la zone rouge diminue le rendement énergétique dans la zone avec l'angle  $\theta$  de 100 %. Le rendement énergétique corrigé  $E_c$ , en kWh par an, est obtenu en prenant compte de l'influence de tous les objets pertinents sur la base de leur angle  $\theta$ , en degrés :

$$E_c = E * \left(1 - \frac{\sum \theta_{rouge} + 0,5 * \sum \theta_{orange}}{360}\right)$$

Le rendement énergétique corrigé 'E<sub>c</sub>' est pris en compte lors de la classification des projets sur la base de l'aide demandée pour le projet total par rapport au rendement énergétique corrigé prévu conformément à l'article 4, alinéa 1<sup>er</sup>, du présent arrêté.

**Art. 8.** Le demandeur introduit le calcul du rendement énergétique corrigé prévu ensemble avec la demande d'aide, et étaye ce calcul à l'aide des informations suivantes :

- 1° une simulation visuelle de l'impact spatial de l'éolienne ou des éoliennes prévues ;
- 2° un plan du site, indiquant l'éolienne ou les éoliennes prévues et tous les obstacles répertoriés selon la méthode visée à l'article 7 ;
- 3° une courbe de puissance certifiée, si disponible ;
- 4° les résultats et les détails d'une anémométrie, si disponible.

**Art. 9.** Le rapport de contrôle tel que visé à l'article 7.11.4, § 1<sup>er</sup>, de l'arrêté relatif à l'énergie du 19 novembre 2010 confirme que le mesurage de la production d'électricité répond aux normes et prescriptions nationales et internationales, et qu'un certificat d'étalonnage, délivré par une instance compétente, peut être présenté.

**Art. 10.** Le présent arrêté entre en vigueur le jour de sa publication au *Moniteur belge*.

Bruxelles, le 26 février 2019.

La Ministre flamande du Budget, des Finances et de l'Énergie,  
L. PEETERS