

Assessment of the Impact of the Proposed Perwez Repowering Project on the Beauvechain Radar System

Jonathan Ellis and Vince Savage
QINETIQ/19/01885/1.0
14th May 2019

Requests for wider use or release must be sought from:

Vince Savage
QinetiQ
Malvern Technology Centre
Malvern, Worcestershire
WR14 3PS

Should this document be translated into any language other than English, it should be translated in its entirety to maintain integrity and context. For the avoidance of doubt, the English version should also always be provided as the technical source document with any translated version.

List of contents

1	Introduction	3
1.1	Background	3
1.2	Scope	3
1.3	Study wind farm	3
1.3.1	Existing Perwez	3
1.3.2	Repowering Perwez	4
1.3.3	Other nearby turbines	5
1.4	Other wind farms	6
1.5	Scenarios assessed	7
1.6	Post-assessment changes to environment	8
2	Radar line of sight	9
3	PSR Impact Assessment	11
3.1	Shadowing	11
3.1.1	Discussion	11
3.1.2	Cumulative shadow	12
3.1.3	Shadow altitude	14
3.2	Clutter due to echoes from the wind turbines	16
3.3	CFAR raised thresholds reducing the Pd of an aircraft	19
3.4	Sensitivity to height reductions	22
4	Beauvechain SSR Detailed Assessment	23
4.1	Shadowing	23
4.1.1	Discussion	23
4.1.2	Cumulative shadow	23
4.1.3	Shadow altitude	26
4.2	SSR bearing errors	28
4.2.1	Discussion	28
4.2.2	Assessment	28
4.3	SSR false target reports	31
4.4	Sensitivity to height reductions	34
5	Summary	35
6	References	36

1 Introduction

1.1 Background

Eneco, the Customer, is planning to repower part of the existing Perwez wind farm, located in the province of Walloon Brabant in Belgium. The project will involve dismantling eight of the 17 existing turbines, and replacing them with seven larger machines. The project is located near to the Beauvechain radar system, safeguarded by the Belgian Military. The closest turbine in the repowering project, measured from the centre of the turbine, is 15.052 kilometres (km) from the radar. The Belgian Military has requested a study to quantify the impact on the primary surveillance radar (PSR) and secondary surveillance radar (SSR).

1.2 Scope

The impact of the proposed Perwez wind turbine on the Beauvechain radar is assessed, in line with the QinetiQ statement of work [1]. The assessment is carried out in accordance with the Eurocontrol Guidelines for assessing the impacts of wind turbines on surveillance sensors [2]. As this is a repowering project, the impacts will be calculated for two scenarios: the existing Perwez wind farm and the repowering project. The results will be compared to show what the change in the impact levels will be. The scope has been agreed with the Belgian Military [3].

The wind farms used in the assessment were agreed with Eneco and are discussed in sections 1.3 and 1.4. Following the assessment, Eneco advised that the actual wind farm environment is slightly different to the one used in the study. These changes, and the implications on the results, are discussed in Section 1.6.

1.3 Study wind farm

1.3.1 Existing Perwez

Details of the existing Perwez wind farm were provided by Eneco [4][5][6]. Additional information was taken from the online Windpower website [7]. The existing Perwez wind farm consists of seven parts by different developers. A map showing the constituent parts is given in Figure 1-1. The text boxes indicate the developer, the number of turbines in each part, the turbine type, the hub height (HH) above ground level (AGL), the rotor diameter (RD), and the tower base diameter (labelled "tower diam.") There are 17 turbines in total, all operational. Also shown in the figure are the six consented Liernu turbines. These are included because they are adjacent to the wind farm and are likely to be built.

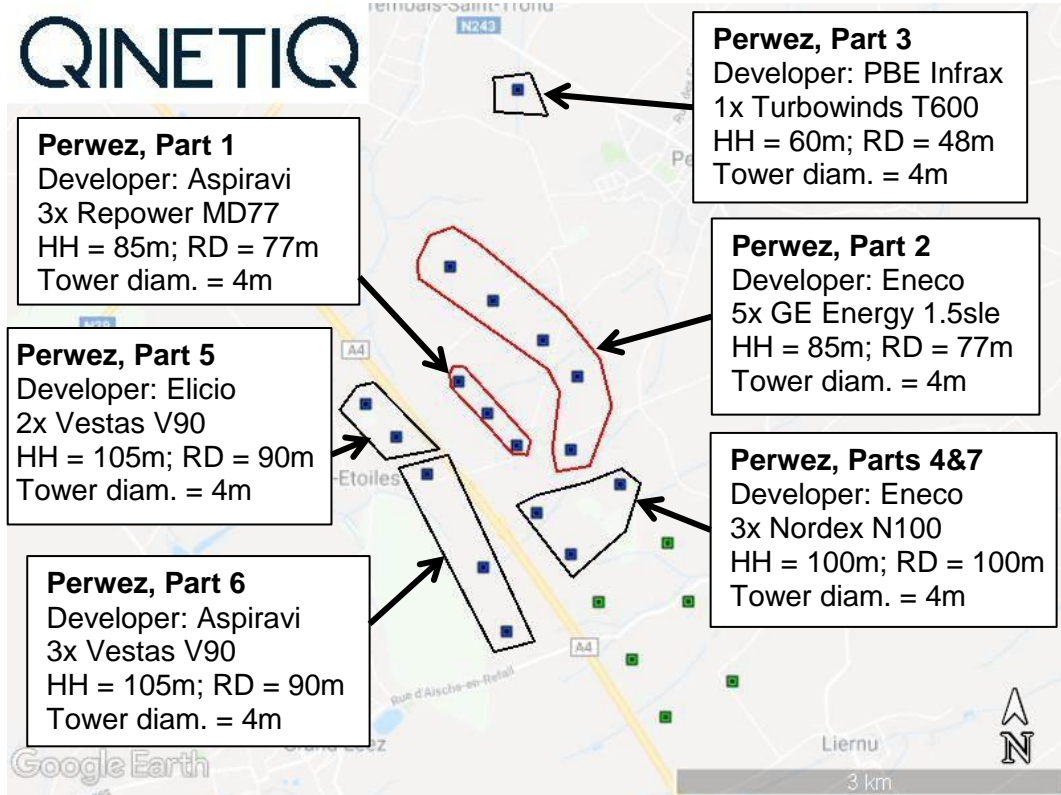


Figure 1-1: Existing Perwez turbines (blue squares). The six turbines in the nearby consented Liernu project are also shown (green squares)

1.3.2 Repowering Perwez

Details of the repowering project were provided by Eneco [4][5]. Eneco is planning to dismantle all eight turbines in parts 1 and 2 of the Perwez wind farm (red polygons in Figure 1-1), and replace them with seven turbines at the locations indicated by the white squares in Figure 1-2. The turbines in the other parts of the Perwez wind farm will be unchanged. Eneco is considering three turbine types for the repowering: the Senvion M122 and M140 turbines, and the Nordex N131 turbine. The turbine dimensions of these three turbine types are summarised in Table 1-1.

Turbine type	HH (m AGL)	RD (m)	Max. tip height (m AGL)	Tower base diameter (m)
Senvion M122	119	122	180	4.7
Senvion M140	110	140	180	4.7
Nordex N131	114	131	179.5	4.02

Table 1-1: Turbine dimensions of the three turbine types under consideration for the repowering project

It was agreed with the Customer to use the worst case dimensions for each assessment activity [8]. This will give a worst case envelope of the impacts. If the impacts are acceptable to the Military, then all turbine types under consideration will be acceptable.

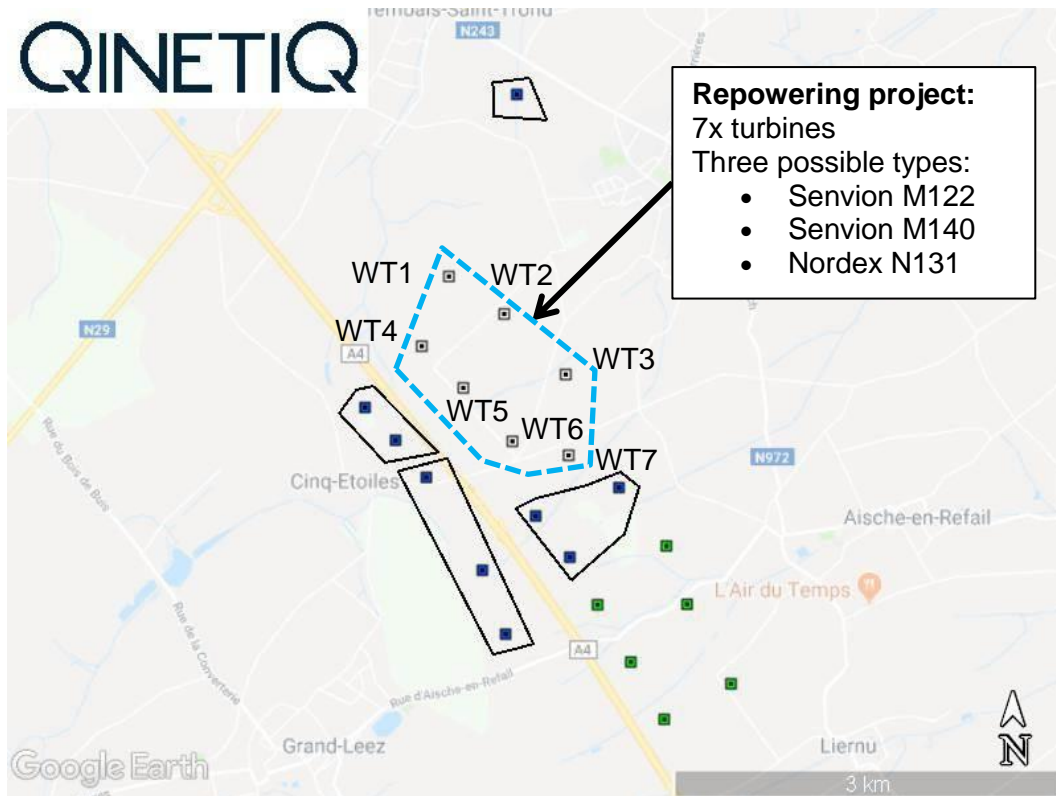


Figure 1-2: Repowering project

Eneco is considering reducing the blade tip heights (AGL) of turbines WT1, WT2, WT4, and WT5 to 175m, 175m, 171m, and 170m, respectively. This would involve reducing the hub height but keeping the rotor diameter the same. The sensitivity of the results to these changes will be briefly discussed.

1.3.3 Other nearby turbines

Eneco provided details [5] of several other turbines, at various stages of development, which are adjacent to the Perwez and Liernu turbines. These are shown as pink and yellow squares in Figure 1-3, where the colour denotes the development status specified by Eneco (pink = “en permis”, yellow = “Etude d’Impact sur L’Environnement (EIE)”)^A. At the time of the assessment it was not known if any of these turbines will be built, therefore, they were not included in the assessment.

Additionally, Eneco has advised QinetiQ that they have another project – Liernu extension – that will also be near to the Perwez repowering project. As the project definition for this other project is still evolving, it is also not included in the assessment.

If the Military is concerned about the cumulative impact with any of these nearby other turbines, the study can be updated with these turbines included.

^A QinetiQ understands that “en permis” refers to wind farms that are in registration but are not yet authorised, whereas EIE refers to wind farms subject to environmental impact studies.

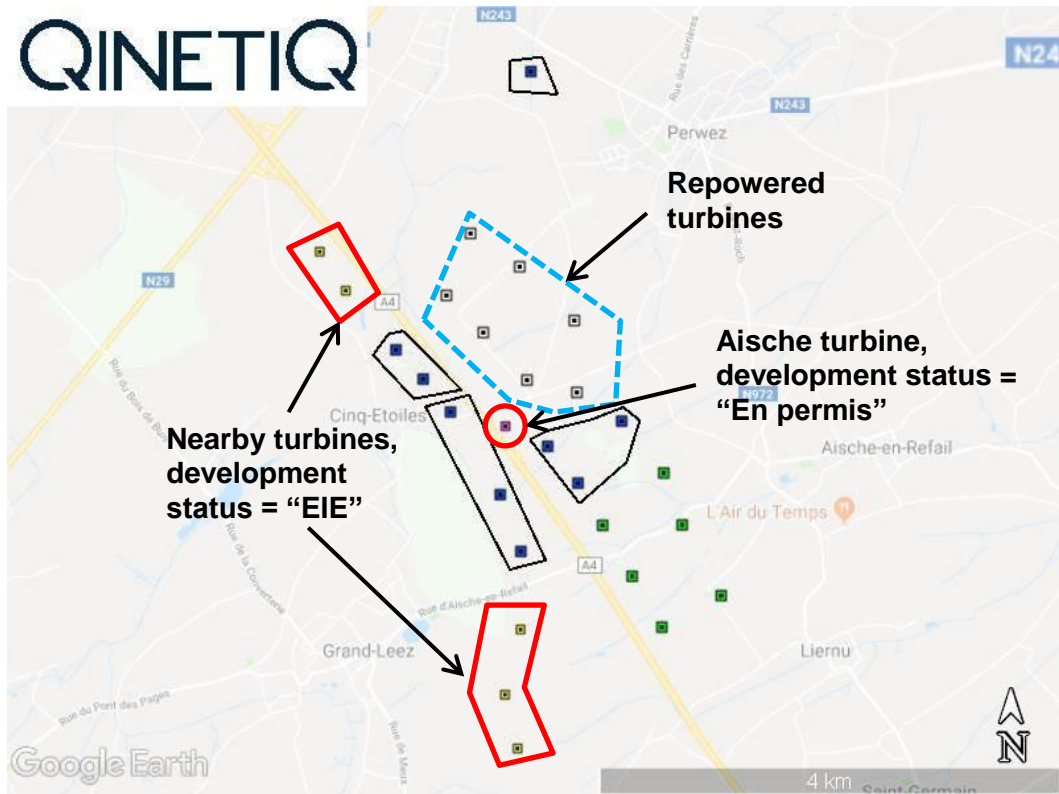


Figure 1-3: Red polygons = locations of other nearby turbines (coloured squares) not included in the assessment. The colour of each square indicates the development status specified by Eneco: yellow = “EIE”; pink = “en permis”. Blue polygon = Perwez repowering project (white squares = turbine locations)

1.4 Other wind farms

Details of other wind farms in the vicinity of the Perwez repowering project were agreed with Eneco [9]. Figure 1-4 shows the locations of wind turbines (coloured squares) in relation to the Beauvechain PSR/SSR (white circle). The colours denote the development status.

Not all of these turbines were considered in the assessment. Turbines were only included in the assessment if they were:

- Within 30 km of the repowering project (green line in Figure 1-4);
- Built or likely to be built (i.e. operational, under construction, or consented). Turbines at other stages of development were not included on the grounds that they are less mature and might not get built. If the Military is concerned about the cumulative impact with these turbines, the study can be updated with these turbines included.

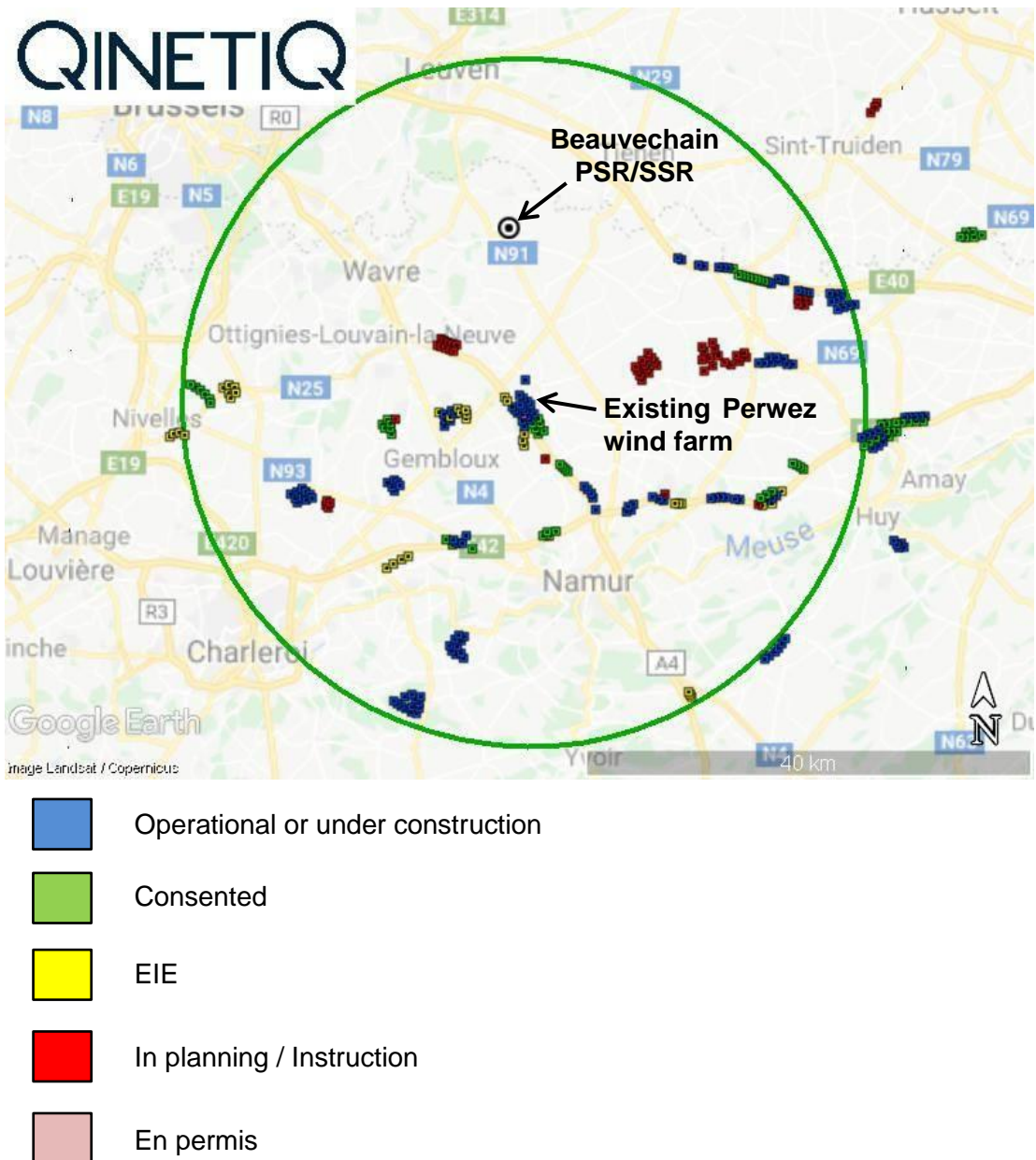


Figure 1-4: Beauvechain PSR/SSR location (white circle). Coloured dots = wind turbines at different stages of development. Green line = 30 km range ring around Perwez

1.5 Scenarios assessed

The assessment is carried out for two wind farm scenarios:

1. Existing scenario. This will show what the current impact is due to the existing Perwez wind farm; and
2. Repowering scenario. This will show the possible future impact due to the repowering project.

For each scenario, the cumulative effect with other wind farms will be taken into account for each assessment activity.

1.6 Post-assessment changes to environment

Following the assessment, Eneco advised [10] that there have been recent changes to the wind farm environment that were not taken into account in the study:

1. The Turbowinds turbine in Perwez Part 3 (northernmost turbine in Figure 1-1) was dismantled in 2018. This turbine should not have been included in the assessment; and
2. The Aische turbine (pink turbine in Figure 1-3) is now consented. This turbine should have been included in the assessment.

Neither of these changes will have a material effect on the shadowing and bearing error impacts reported in sections 3.1, 4.1, and 4.2. This is because, for both scenarios, the volume of affected airspace (as defined by the azimuth extent and height of each impact zone) is attributed to other turbines.

The main changes will be to the clutter, constant false alarm rate (CFAR), and SSR false plot impacts:

- Clutter and CFAR: the existing clutter and CFAR zones (red polygons in the figures in sections 3.2 and 3.3) will be slightly smaller if the Turbowinds turbine is removed. However, there will be no material effect on the results if the Aische turbine is included, as this turbine is in the middle of the existing Perwez wind farm and is unlikely to change the sector within which these impacts occur.
- SSR false plots: removing the Turbowinds turbine will remove part of the impact zone footprint to the north, but only for the existing scenario (Figure 4-8 in Section 4.3). The footprint for the repowering scenario (Figure 4-9 in Section 4.3) will be unaffected because the footprint from the Turbowinds turbine is fully inside the footprints from the turbines in the repowering project. Although the Aische turbine will have an effect on the footprint for both scenarios (slightly enlarging it to the west), this is considered to be a secondary effect. In terms of the maximum altitude of the impact zone, this will be increased for the existing scenario (due to the Aische turbine) but will be unchanged for the repowering scenario.

Qualitatively, the results will be similar with or without these changes. Accordingly, the study has not been updated. Nevertheless, if the Military decides that the severities of the impacts are sensitive to small changes, it is possible that the study will need to be updated to account for these changes to the wind farm environment. If the Military has any follow-up questions about the implications of the changes on the results, these can be discussed between the Military and QinetiQ.

2 Radar line of sight

Radar line of sight (LoS) visibility can be used as an approximation of whether a radar will be able to detect an object. Radar waves curve downwards in the atmosphere and so a radar LoS region will cover a slightly wider area than a geometric (straight line) LoS region. When an object is in radar LoS it is likely that it will be detectable and may have an impact on the radar's operation. When an object is out of radar LoS it is likely the impact will be less or there may be no impact.

Figure 2-1 shows the height to radar LoS in the vicinity of the repowered turbines, viewed from the Beauvechain PSR. The locations of other turbines from Figure 1-2 are also shown. The colours represent the maximum height of an object that is not in radar LoS. For example, dark blue (0m AGL) means that the radar has LoS to the ground. The same analysis is shown in Figure 2-2 for the Beauvechain SSR.

For both the PSR and the SSR, all turbines in the vicinity of Perwez are in almost full radar LoS, and are likely to have an impact.

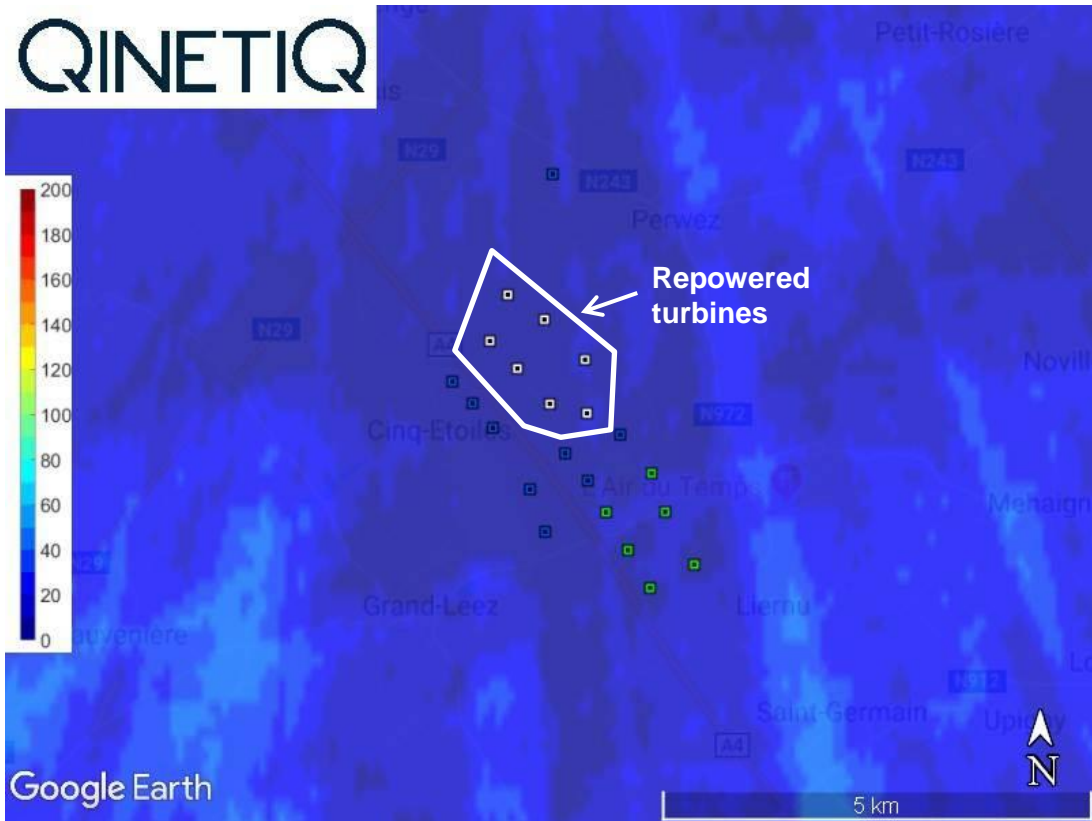


Figure 2-1: Height to LoS (m AGL) from the Beauvechain PSR

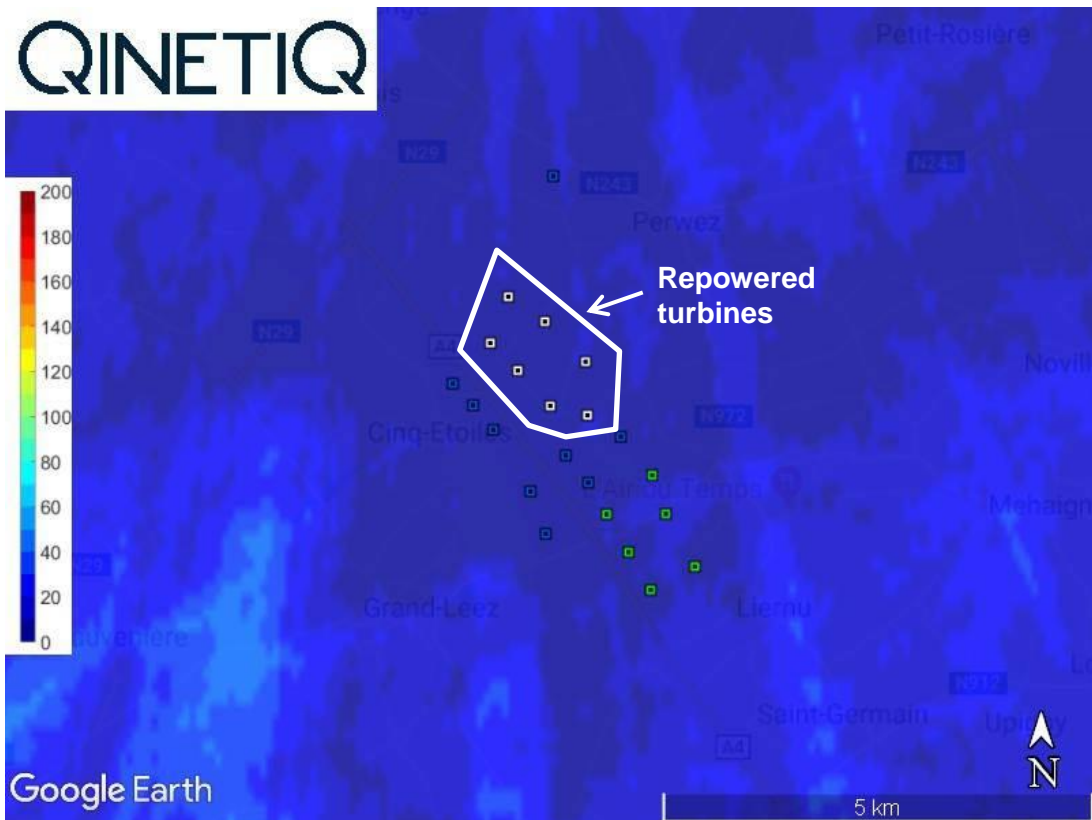


Figure 2-2: Height to LoS (m AGL) from the Beauvechain SSR

3 PSR Impact Assessment

3.1 Shadowing

The assessment described in this section addresses the impacts of PSR shadowing as discussed in section 4.3.1 of the Eurocontrol guidelines on how to assess the potential impacts of wind turbines on surveillance radar [2].

3.1.1 Discussion

Any object in LoS may act as a blockage to radar, reducing the signal strength behind the object. Large objects like wind turbines can have a significant influence on signal strength which, in the case of a PSR, can reduce the likelihood that an aircraft in the radar shadow will be detected. The operational significance depends on the radar cross section (RCS^B) of the aircraft and the size of the shadow loss. For the purpose of the assessment it is assumed that a 2-way shadow loss of less than 3 dB is likely to have only a small operational impact. Accordingly, the *significant PSR shadowing loss* is defined as the airspace where the 2-way shadow loss is 3 dB or more.

In the QinetiQ shadow tool the reflected signal from the turbine towers is calculated based on an exact modal solution of infinite cylinders [11]. The direct and reflected signals are combined to calculate the size and shape of the shadow. The worst case assumption is made that the reflection from the turbine is in anti-phase with the direct signal, meaning it reduces the direct signal strength by the maximum amount.

The shape and strength of the shadow depends on the frequency of the signal and the size and shape of the object. Immediately behind a wind turbine the shadow is relatively deep (large signal loss) and narrow. As the range behind the turbine increases the shadow becomes weaker (smaller signal loss) and wider. The shadow loss, L , is defined in *Equation 3-1* where Q_{obs} is the signal strength with the obstacle present and Q_0 is the signal strength without the obstacle.

$$L = 10 \times \log_{10} \left(\frac{Q_{obs}}{Q_0} \right)$$

Equation 3-1: Definition of shadowing loss

The *cumulative shadow*, due to the shadowing from more than one wind turbine, is calculated by multiplying losses from each turbine together at each location.

Signal strengths in the real world will fluctuate as a result of target echo variations and propagation effects. Fluctuations of several dBs are likely in complex radar environments.

^B RCS is a measure of the radar reflectivity of an object. Objects with a strong radar reflection have a higher RCS.

3.1.2 Cumulative shadow

The QinetiQ shadow tool was used to estimate the cumulative shadow from the proposed turbines, assuming:

- Beauvechain PSR frequency;
- Turbine locations from Figure 1-1 and Figure 1-2; and
- Hub heights and tower diameters from Figure 1-1 and Figure 1-2;

Results are shown for two scenarios:

- Existing scenario. This consists of the existing and consented turbines from Figure 1-1, i.e. the 17 existing Perwez turbines and the six consented Liernu turbines^C. The hub heights and tower diameters from Figure 1-1 were used; and
- Repowering scenario. This is the same as the Existing scenario, except the turbines in parts 1 and 2 of Perwez are repowered with seven turbines (as per the discussion in Section 1.3.2). The turbine locations used in this scenario are shown in Figure 1-2. A hub height of 119 m AGL and a tower diameter of 4.7m were used for the repowered turbines.

The effects of terrain shielding were taken into account.

The significant PSR shadow loss for the Existing scenario is shown in Figure 3-1, which shows that the significant shadow loss extends from the turbines to the maximum operating range of the radar in an angular sector of approximately 8°, extending from 171°N to 179°N. Figure 3-2 shows the corresponding shadow loss for the Repowering scenario. The position and size of the sector is unchanged.

^C The Liernu turbines are included in both scenarios because they are consented and are likely to be built.

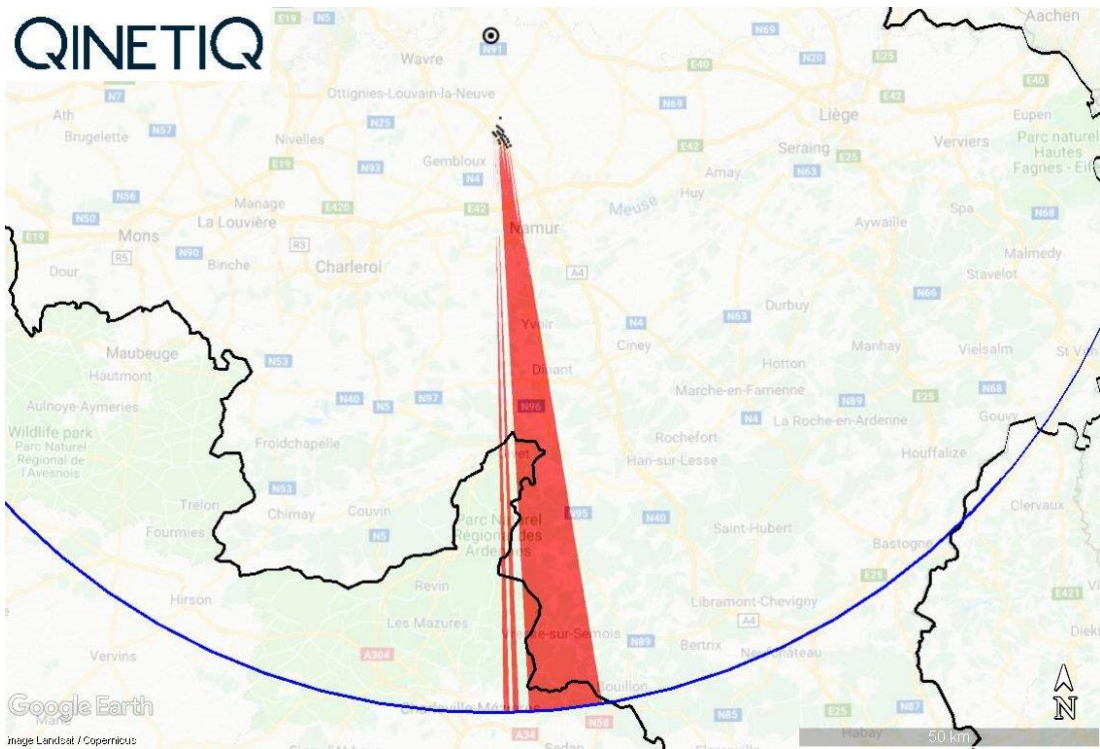


Figure 3-1: Significant PSR shadowing (red areas) for the Existing scenario. White circle = radar; black dots = turbines; blue line = maximum operating range; black polygon = Belgium border

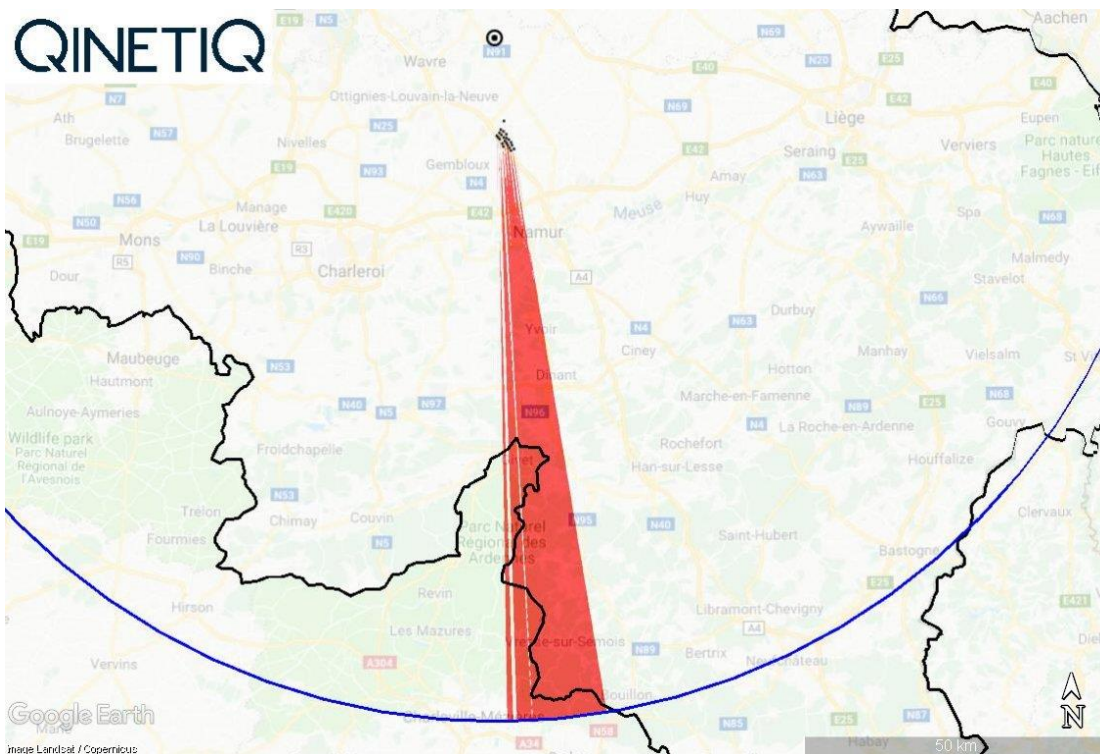


Figure 3-2: Significant PSR shadowing (red areas) for the Repowering scenario. White circle = radar; black dots = turbines; blue line = maximum operating range; black polygon = Belgium border

3.1.3 Shadow altitude

Close behind the obstruction, the height of the shadow above the ground is comparable with the height of the obstruction. Assuming the antenna is below the maximum height of the obstruction, which is true for the proposed turbines, then as the distance behind the obstruction increases the height of the shadow above mean sea level (AMSL) also increases. Due to the curvature of the earth, the shadowed airspace affects targets at increasing heights AMSL. This is illustrated in Figure 3-3, which represents a vertical slice through the shadowed airspace. The figure is a schematic illustration on the basic principle of shadow altitude, showing a turbine close to the radar casting a shadow in the surveillance airspace of interest (blue).

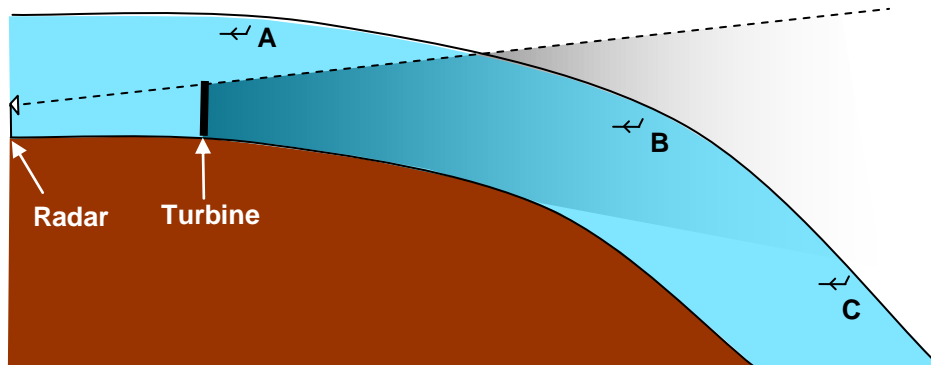


Figure 3-3: Illustration of shadow height

The three illustrative aircraft positions in Figure 3-3 are at the same heights AMSL, at different ranges from the radar. Aircraft A is not in the shadow and so its detectability will not be affected. Aircraft B is in the shadow and so its detectability will be potentially reduced. Aircraft C is at a range and height where the shadow of the Earth blocks the signal, and is not detectable with or without the turbine. Based on this illustration, the affected airspace is defined as *the airspace that is shadowed by the turbines but not in an existing shadow due to the terrain.*

The maximum shadow altitude is shown for the existing and repowered Perwez wind farms in Figure 3-4 and Figure 3-5 respectively. The turbines increase the shadow altitude in an 8° sector (171°N to 179°N). The maximum existing shadow altitude is approximately 1,660m AMSL at the maximum radar range. After repowering, the shadow altitude increases in a 3° sector (174°N to 177°N). The maximum shadow altitude increases to approximately 1,820m AMSL. The increase is due to the increase in tower height.

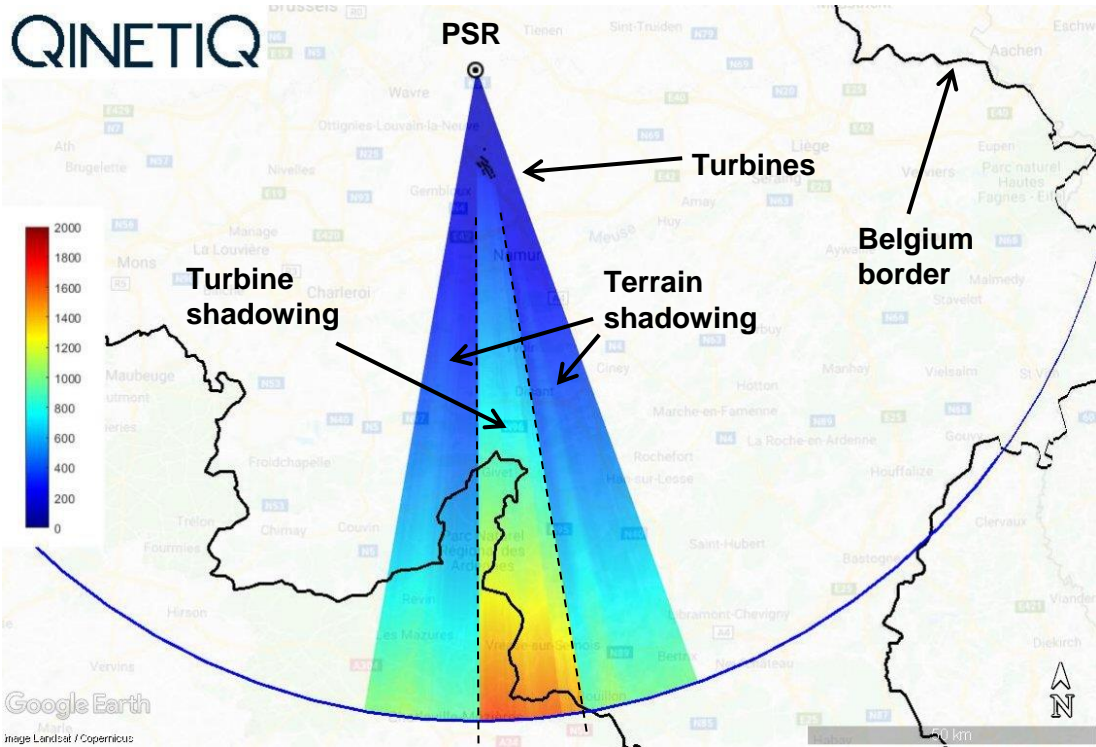


Figure 3-4: Shadow altitude (m AMSL) (Existing scenario). White circle = radar; black dots = turbines; blue line = maximum operating range; black dashed lines = sector containing turbines (171°N - 179°N)

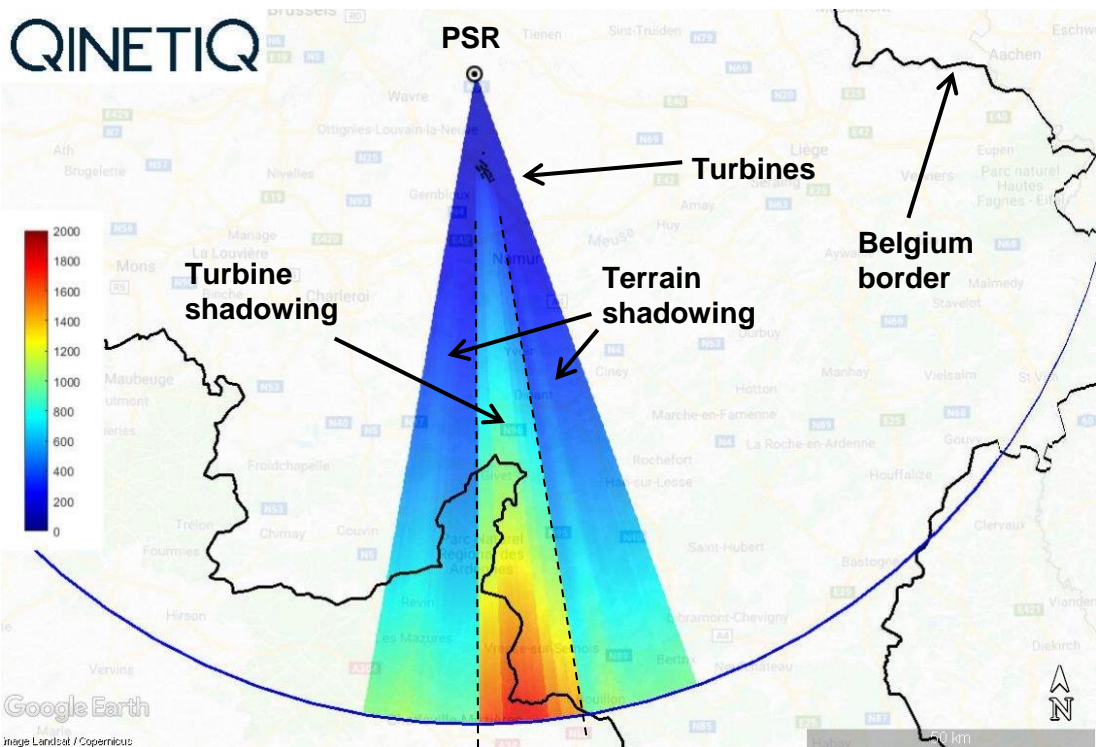


Figure 3-5: Shadow altitude (m AMSL) (Repowering scenario). White circle = radar; black dots = turbines; blue line = maximum operating range; black dashed lines = sector containing turbines (171°N - 179°N)

3.2 Clutter due to echoes from the wind turbines

In this section the impact of PSR false target reports due to echoes from wind turbines, as discussed in section 4.3.2 of the Eurocontrol Guidelines [2], is addressed.

The proposed Perwez turbines are in radar LoS (see Section 2) and more than 15 km from the PSR (measured from the turbine centres). Accordingly, a Eurocontrol simple PSR assessment is required^D [2]. In a Eurocontrol simple PSR assessment it is assumed that the study turbines are sufficiently far enough away from the radar that turbine detections through the antenna side lobes^E can be ignored. Accordingly, a simple range-azimuth model can be used to estimate the clutter patches from the turbines, whereby the range extent of each patch is the radar's range resolution, and the angular width is equal to the horizontal 3dB beam width. The physical size of the turbine is taken into account in the calculation.

The Perwez clutter will potentially have a cumulative impact with other wind turbine clutter. Based on previous exchanges with Belgium air navigation service providers (ANSPs), a distance of 30 km is considered to be indicative of the distance at which there is a cumulative impact.

Results are shown for two scenarios:

- Existing scenario (existing Perwez wind farm and nearby turbines that are consented, under construction, or operational); and
- Repowering scenario (same as the Existing scenario, except eight of the Perwez turbines are dismantled and replaced with seven turbines, as per the discussion in Section 1.3.2. A rotor diameter of 140m was used for the repowered turbines.

The Beauvechain radar wind farm clutter for the Existing scenario is shown in Figure 3-6 (vicinity of wind farm) and Figure 3-7 (all turbines within 30km of Perwez). In these figures the impact from the existing turbines *that are proposed to be repowered* are shown in blue. All wind turbine clutter will be shown in the radar display, or removed, depending on the operator's settings.

The corresponding analysis for the Repowering scenario is shown in Figure 3-8 and Figure 3-9. The impact is very similar to the existing scenario. There is a small reduction in the total clutter footprint due to the reduction in the total number of turbines.

^D Although the blades of the closest turbines in the existing and repowering project are within 15 km of the radar, it has been agreed with the Military that only a simple PSR assessment is required.

^E If the magnitudes of reflected signals from an object, such as a wind turbine, are sufficiently high, they may be detected through the antenna's side lobes, as well as through the main beam. This is referred to as side lobe breakthrough, and can cause the turbine to be detected on more than one bearing, leading to arcs of detection around the radar.

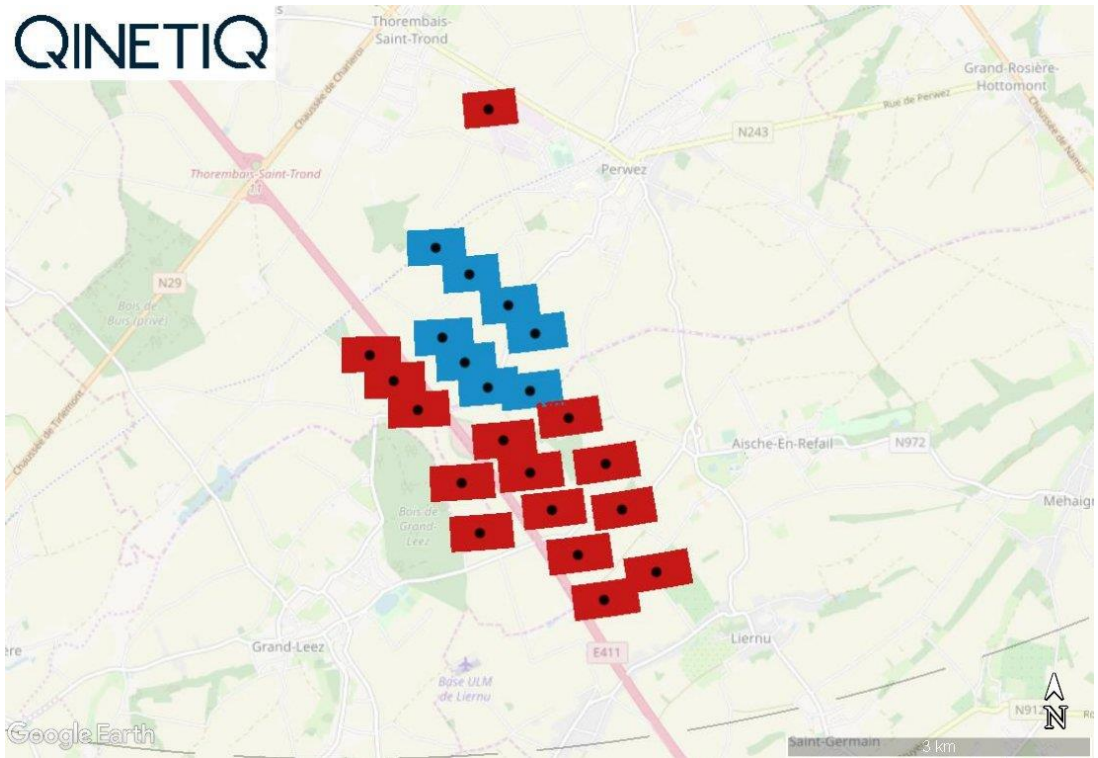


Figure 3-6: PSR clutter patches (Existing scenario). Blue = clutter from Perwez turbines to be repowered; red = clutter from the Liernu turbines and turbines in Perwez that will not be repowered; black dots = turbine locations; grey dashed circles = 10 km interval range rings centred on radar

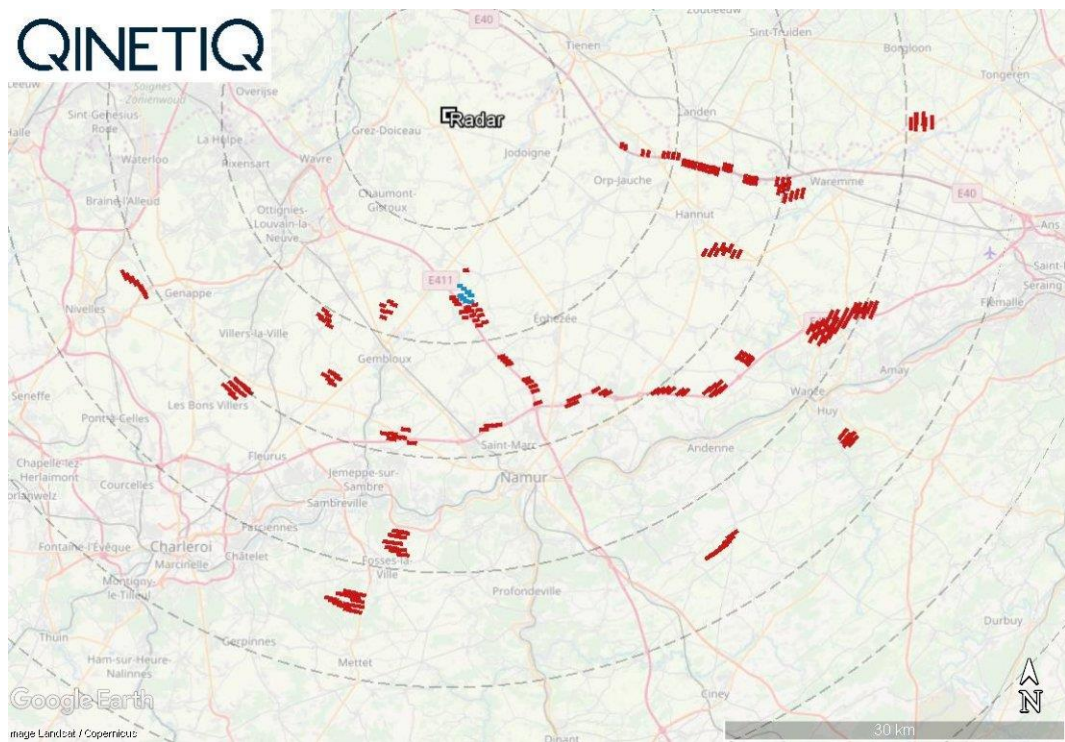


Figure 3-7: Same as Figure 3-6, except also including the clutter patches (red) from other turbines within 30 km of the repowering project

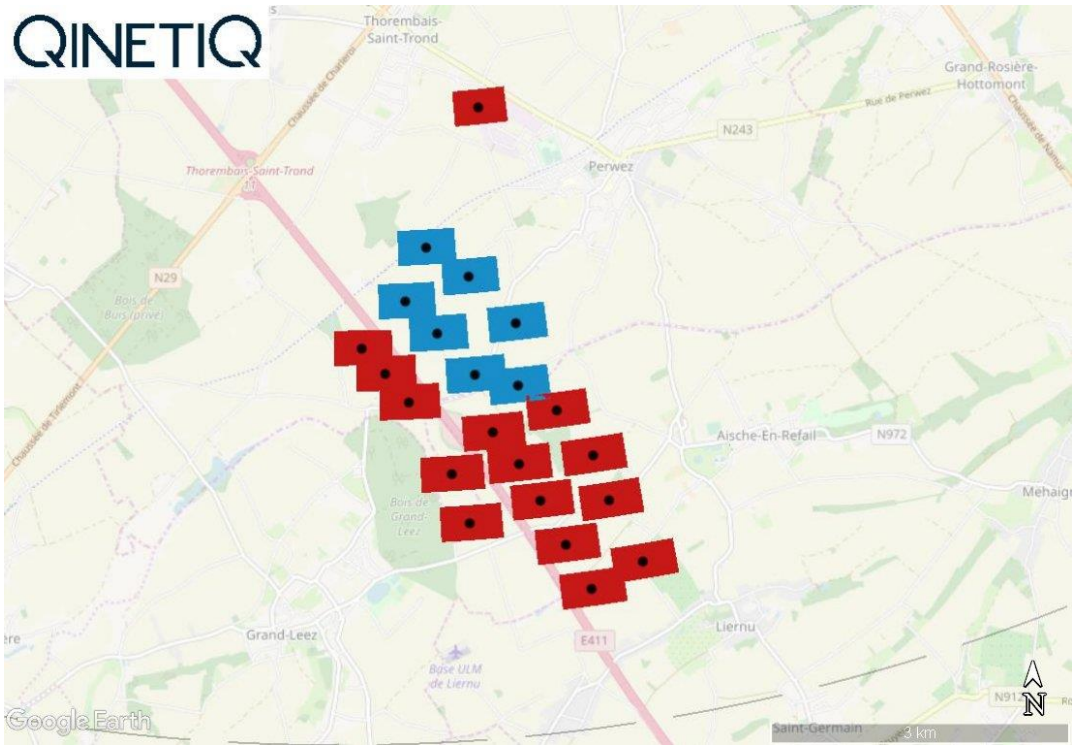


Figure 3-8: PSR clutter patches for the Repowering scenario. Blue = clutter from repowered turbines; red = clutter from the Liernu turbines and turbines in Perwez that will not be repowered; black dots = turbine locations; grey dashed circles = 10 km interval range rings centred on radar

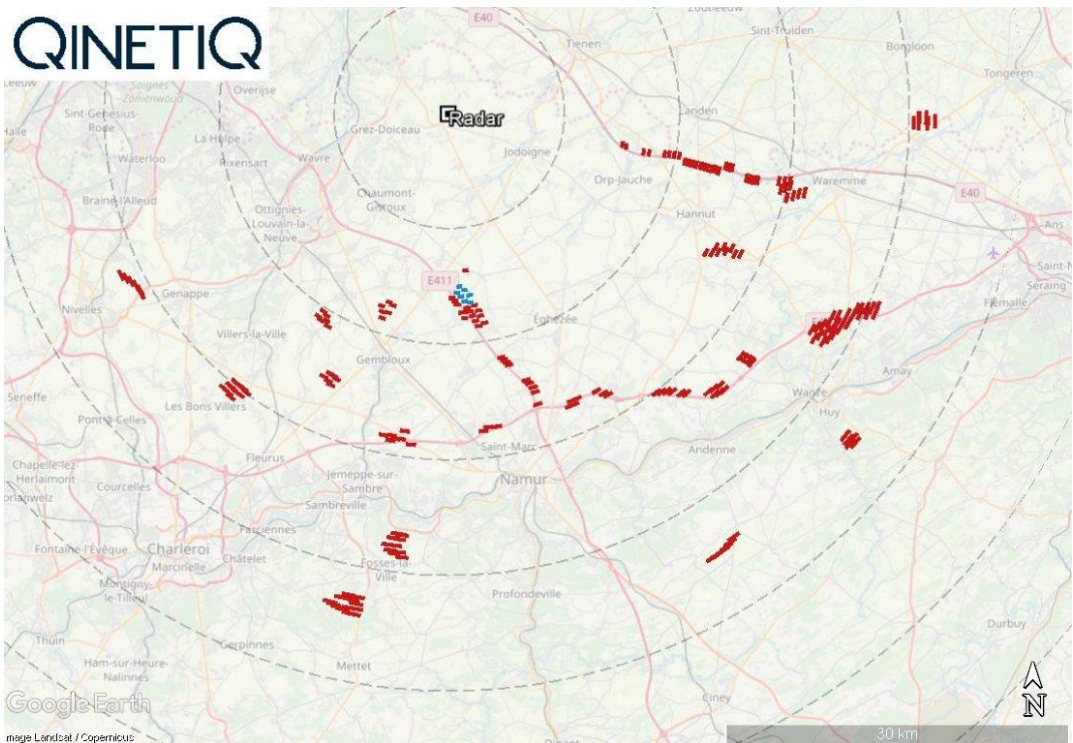


Figure 3-9: Same as Figure 3-8, except also including the clutter patches (red) from other turbines within 30 km of the repowering project

3.3 CFAR raised thresholds reducing the Pd of an aircraft

This assessment addresses the impact of the constant false alarm rate (CFAR) raised threshold region as discussed in section 4.3.1 of the Eurocontrol Guidelines [2], *PSR probability of detection*.

CFAR processing is a method where the radar sensitivity is adjusted to ensure the number of spurious returns, or 'false alarms' is constant. In areas where the ground clutter background is high, CFAR processing tends to increase the detection threshold, i.e. make the radar less sensitive, to ensure the false alarm rate is constant. CFAR processing uses a grid of cells regularly sampled in range and azimuth. The threshold is calculated separately for each range/azimuth cell.

In most CFAR schemes the threshold level at the cell under test (CUT) is calculated based on the average of the cells around it. If a wind turbine, or some other large source of clutter, is close to the CUT, the CFAR method can desensitise the radar and the Pd of an aircraft is reduced.

In this top-level assessment the CFAR footprint is defined as the lateral boundary of the airspace inside which the Pd of an aircraft could be affected due to the presence of the wind farm. The modelling is based on the antenna horizontal beam width, pulse length and CFAR algorithm description and takes the physical size of the turbine into account. It is assumed that there is no significant side lobe breakthrough.

Results are shown for two scenarios, as per the clutter assessment.

The results for the Existing scenario are shown in Figure 3-10 (vicinity of wind farm) and Figure 3-11 (all turbines within 30km of Perwez). In these figures the impact from the turbines *that will be repowered* are shown in blue. There is significant overlapping of the CFAR footprints from each turbine. The impacted area due to the turbines that will be repowered only is 0.71 km².

The corresponding analysis for the Repowering scenario is shown in Figure 3-12 and Figure 3-13. The impact is very similar to the existing scenario. The impact due to the repowered turbines only is a slightly different shape, but is also 0.71 km².

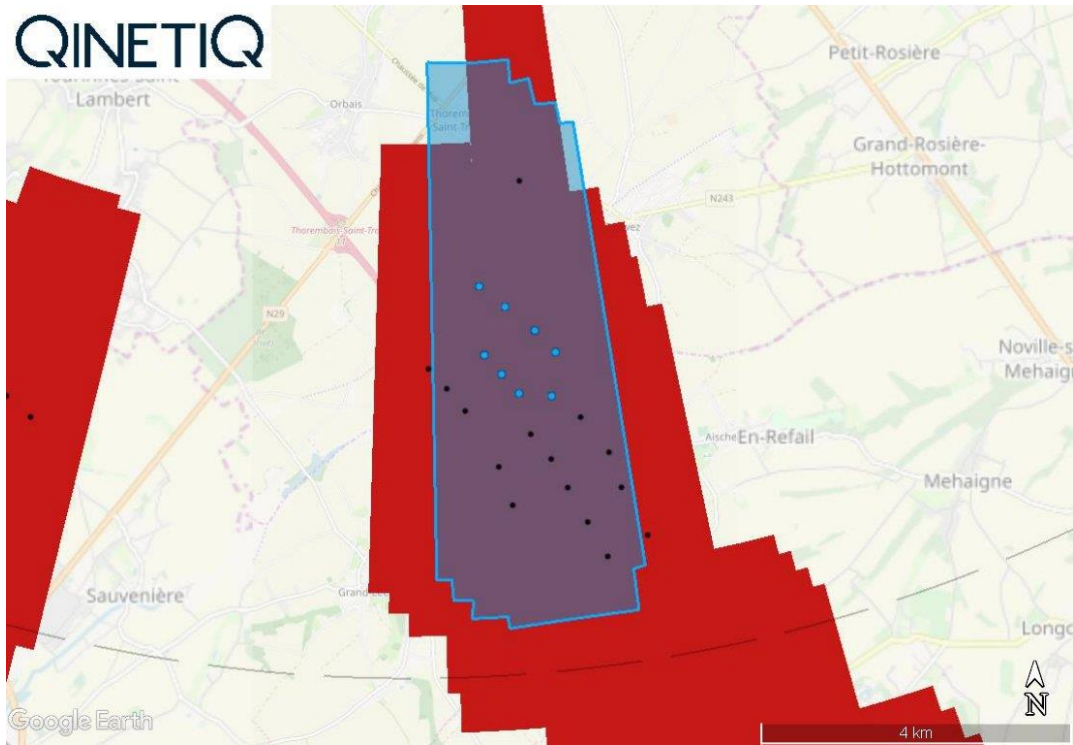


Figure 3-10: PSR CFAR footprints (Existing scenario). Blue polygon = CFAR footprint from turbines to be repowered; red = CFAR footprints from other turbines; black/blue dots = turbine locations; grey dashed circles = 10 km interval range rings centred on radar

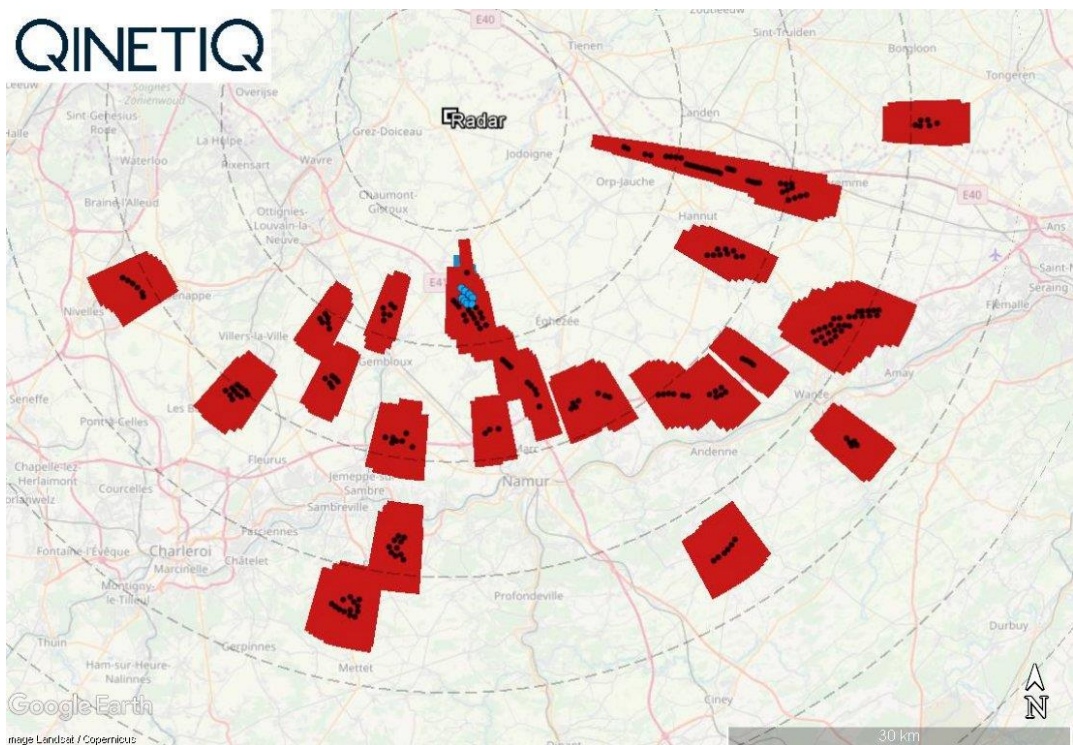


Figure 3-11: Zoomed-out view of Figure 3-10, showing the CFAR footprints from other turbines within 30 km of the repowering project

3.4 Sensitivity to height reductions

Eneco is considering reducing the blade tip heights AGL of turbines WT1, WT2, WT4, and WT5 to 175m, 175m, 171m, and 170m, respectively. This would involve reducing the hub height but keeping the rotor diameter the same. In this section the likely benefits for the repowering scenario are discussed.

The likely changes are:

- There will be a small benefit in terms of reducing the heights of the shadow impact zone in the repowering scenario. The maximum shadow altitude will be reduced by approximately 40m at the maximum instrumented range; and
- There will be no benefit in terms of the clutter/CFAR impacts – this is because these impacts are dominated by the blades, and for a simple PSR assessment lowering the hub height will not have an effect (unless the turbines can be moved out of radar line of sight, which is not the case for the repowering project).

Overall, there would be a small benefit in terms of reducing the PSR impacts for the repowering scenario. However, qualitatively, the impacts will be similar.

4 Beauvechain SSR Detailed Assessment

4.1 Shadowing

The assessment described in this section addresses the impacts of SSR shadowing as discussed in section 4.4.9 of the Eurocontrol guidelines on how to assess the potential impacts of wind turbines on surveillance radar [2].

4.1.1 Discussion

The method is the same as per the PSR assessment. However, as SSRs are 1-way systems, the signal loss is only calculated along one path. It is assumed that the *significant SSR shadowing loss* is the airspace where the 1-way shadow loss is 3 dB or more.

4.1.2 Cumulative shadow

The QinetiQ shadow tool was used to estimate the cumulative shadow from the proposed wind farm for the two scenarios from section 1.5, assuming:

- 1.06 GHz SSR frequency;
- Assumed maximum instrumented range (256 NM);
- Turbine locations from Figure 1-1 (Existing scenario) and Figure 1-2 (Repowering scenario); and
- Hub heights and tower diameters from Figure 1-1 (Existing scenario) and Figure 1-2 (Repowering scenario).

The significant shadow zones (red areas) for each scenario are shown in Figure 4-1 and Figure 4-2. The Belgium border (black line) and assumed maximum instrumented range (blue line) are shown on each figure, along with the turbines used in the assessment (coloured squares) and the Beauvechain SSR (white circle icon).

For both scenarios, the impact zone at long ranges from the radar is well approximated by a sector extending from the turbines to the assumed maximum instrumented range. The sector is slightly wider in azimuth for the Repowering scenario. The key dimensions are:

- Existing scenario:
 - Range: between wind farm and assumed instrumented range;
 - Azimuth: between approximately 171.8°N and 176.9°N;
 - Azimuth width = 5.1°;
- Repowering scenario:
 - Range: between wind farm and assumed instrumented range;
 - Azimuth: between approximately 171.8°N and 177.5°N;
 - Azimuth width = 5.7°;

It is noted that at close ranges to the wind farm, the azimuth extent of the impact zone is wider than this for both scenarios, and will be comparable with the azimuth extent of the wind farm.

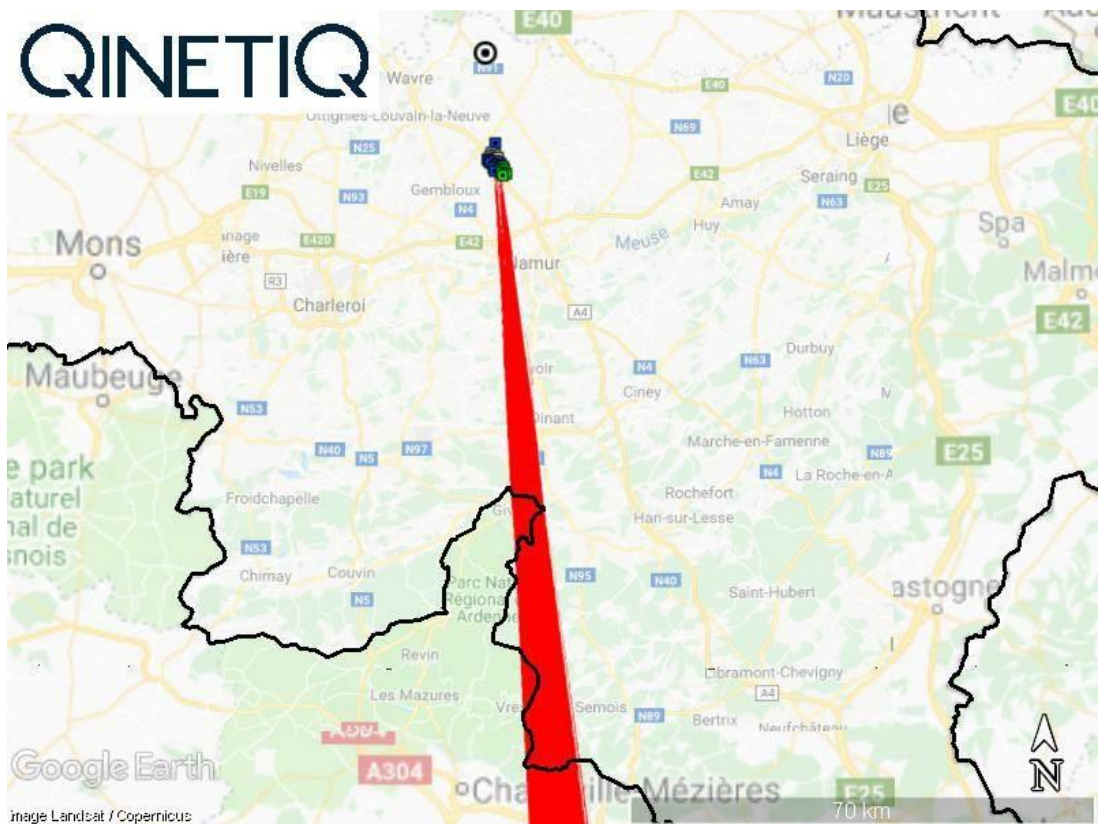
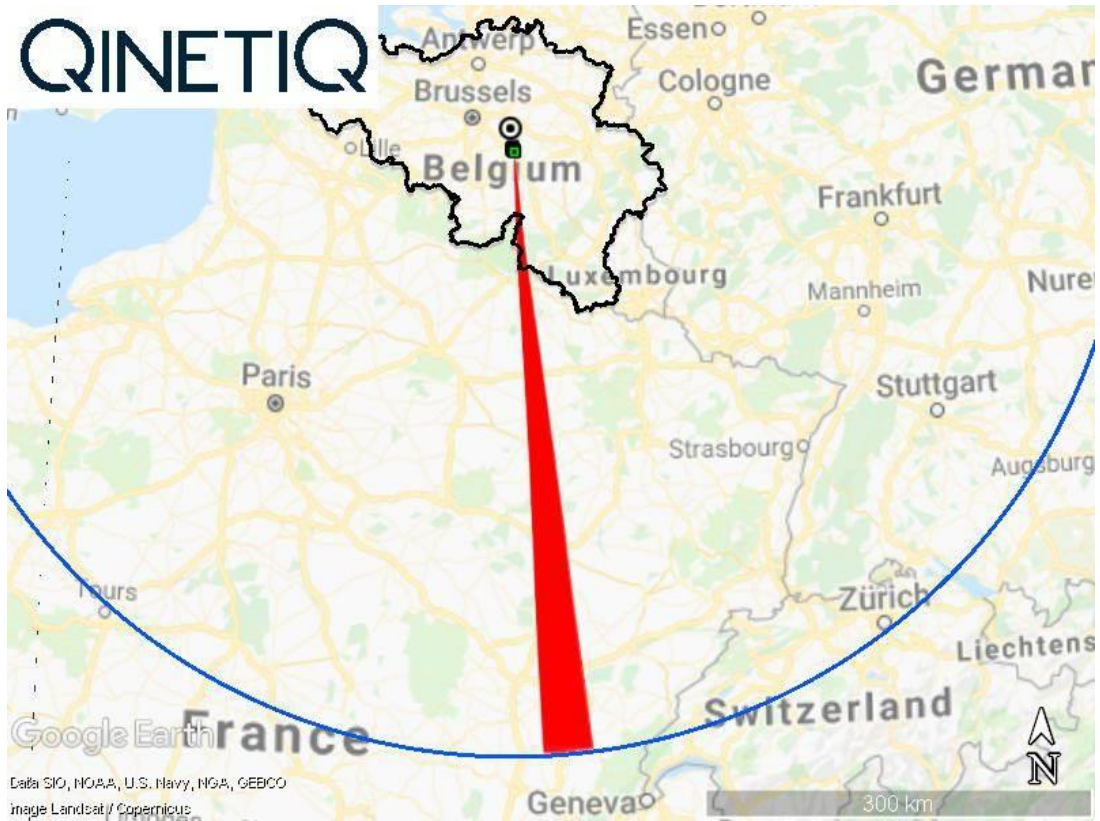


Figure 4-1: SSR shadow zones (Existing scenario)

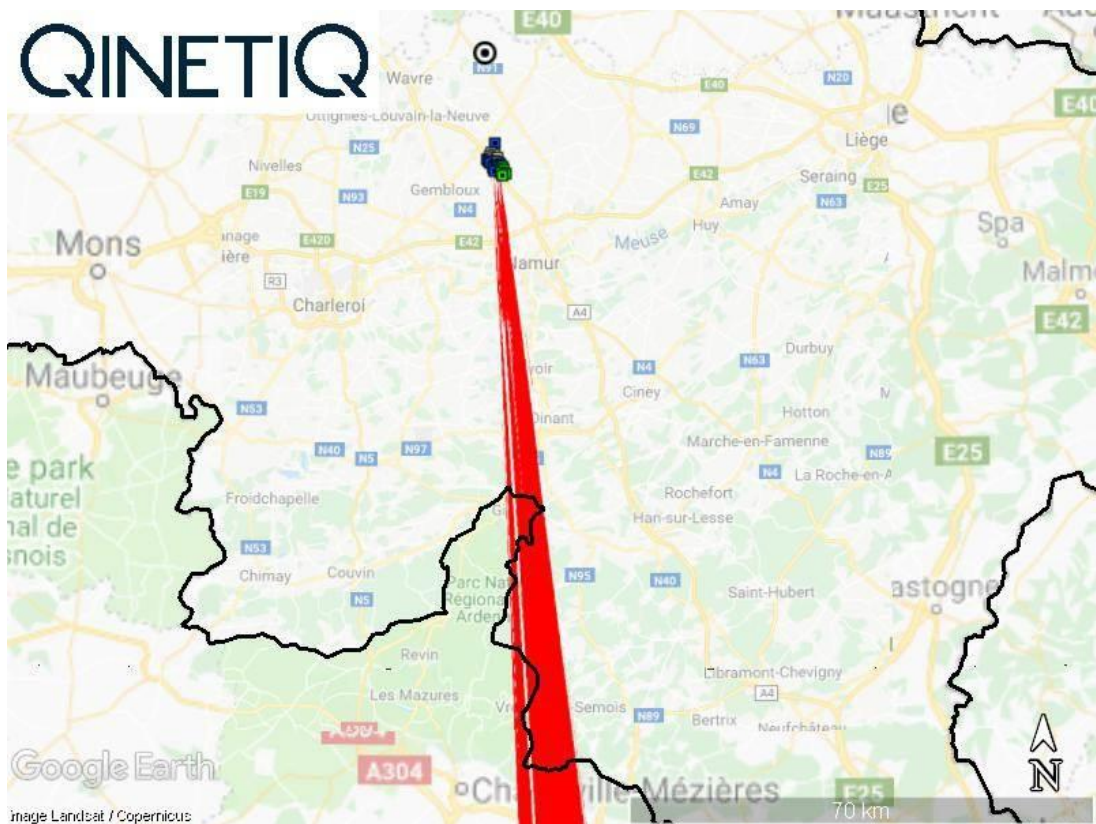
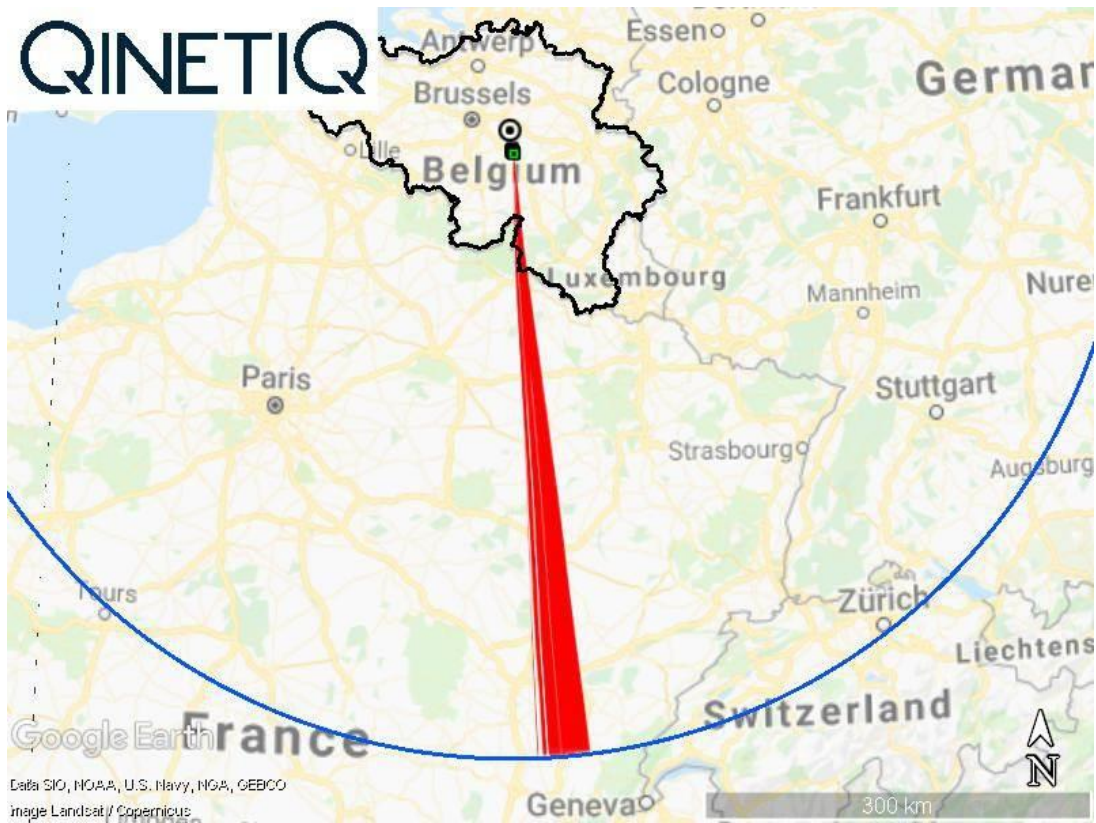


Figure 4-2: SSR shadow zones (Repowering scenario)

4.1.3 Shadow altitude

Figure 4-3 and Figure 4-4 show the shadow altitude from wind turbines in the Existing scenario and Repowering scenario, respectively. After repowering, the shadow altitude increases in an approximately 3° sector. The maximum altitude at the assumed maximum instrumented range and the Belgium border are as follows:

- Existing scenario:
 - Shadow altitude at Belgium border = 849m AMSL;
 - Shadow altitude at assumed maximum instrumented range = 16,616m AMSL;
- Repowering scenario:
 - Shadow altitude at Belgium border = 954m; and
 - Shadow altitude at assumed maximum instrumented range = 17,368m AMSL.

There could potentially be a loss of detection of aircraft if they are flying below the shadow altitude (and are also in the shadow zones from Figure 4-1 and Figure 4-2).

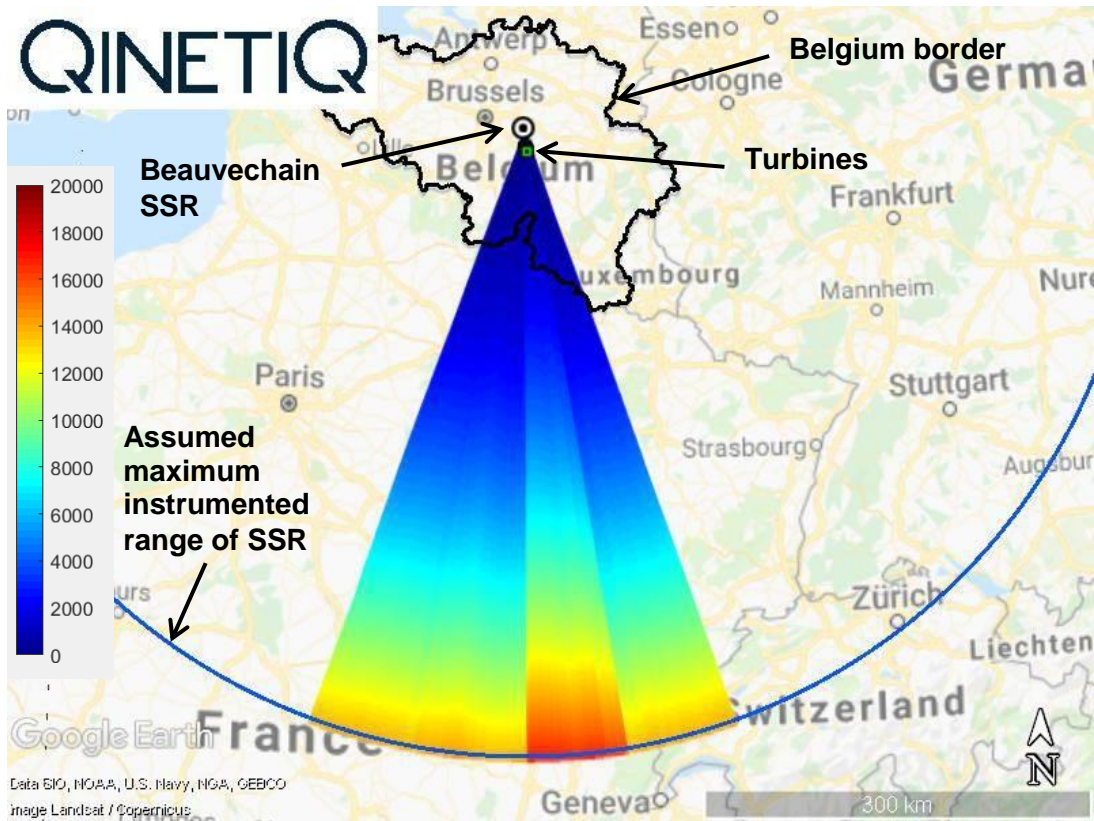


Figure 4-3: Shadow altitude (m AMSL) (Existing scenario)

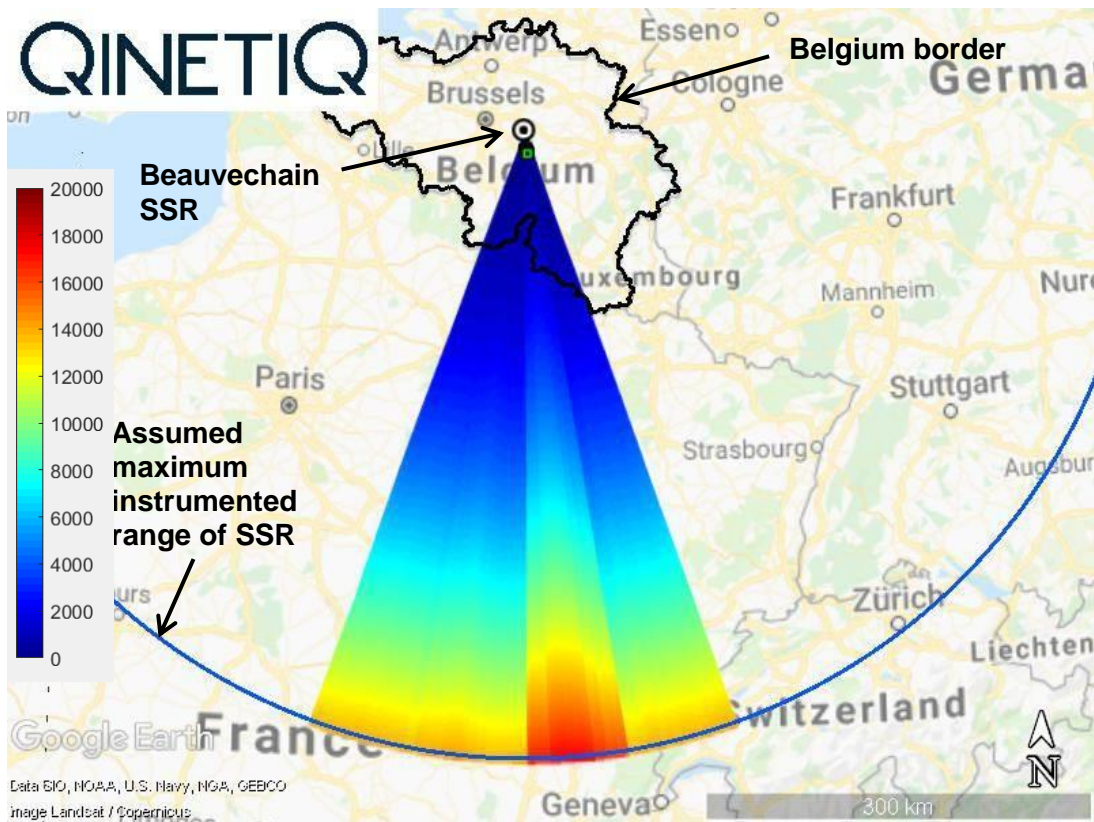


Figure 4-4: Shadow altitude (m AMSL) (Repowering scenario)

4.2 SSR bearing errors

This assessment addresses the impacts discussed in section 4.4.11 of the Eurocontrol guidelines [2], SSR 2D position accuracy.

4.2.1 Discussion

SSR bearings are not exact. System effects (such as antenna pattern errors and receiver noise) and the clutter environment can lead to bearing errors. If a wind turbine introduces bearing errors it is likely that these are in addition to existing errors. The Eurocontrol standard for the performance of en-route surveillance states all azimuth random errors shall be less than 0.068 degrees (one sigma). The typical performance of SSR systems is better than this, at approximately 0.03 degrees to 0.05 degrees [12].

The QinetiQ model estimates the cumulative bearing error introduced by the wind turbines, based on a method using the scattering from cylinders [13]. The method has been shown to accurately model the bearing errors introduced from tall cylindrical structures [13].

4.2.2 Assessment

For the purpose of this assessment it is assumed that there will be a significant operational impact if the SSR bearing errors exceed 0.05 degrees. The worst case assumption is made that the aircraft is directly behind the turbines.

Figure 4-5 and Figure 4-6 show the amplitude-based bearing errors^F for the Existing and Repowering scenarios. The footprints are well approximated by a sector extending from the turbines to the maximum range of each SSR, between bearings:

- 166.1°N and 182.4°N (Existing scenario); and
- 166.1°N and 183.4°N (Repowering scenario).

For both scenarios, the impact zone is wider than this within the vicinity of the wind farm.

The altitude of the impact zone will be the same as the shadow altitudes in Figure 4-3 and Figure 4-4.

^F Bearing errors can be based on amplitude or phase depending on the SSR system under study. All bearing error calculations for this assessment were based on amplitude, however, the results were found to be similar for both phase and amplitude.

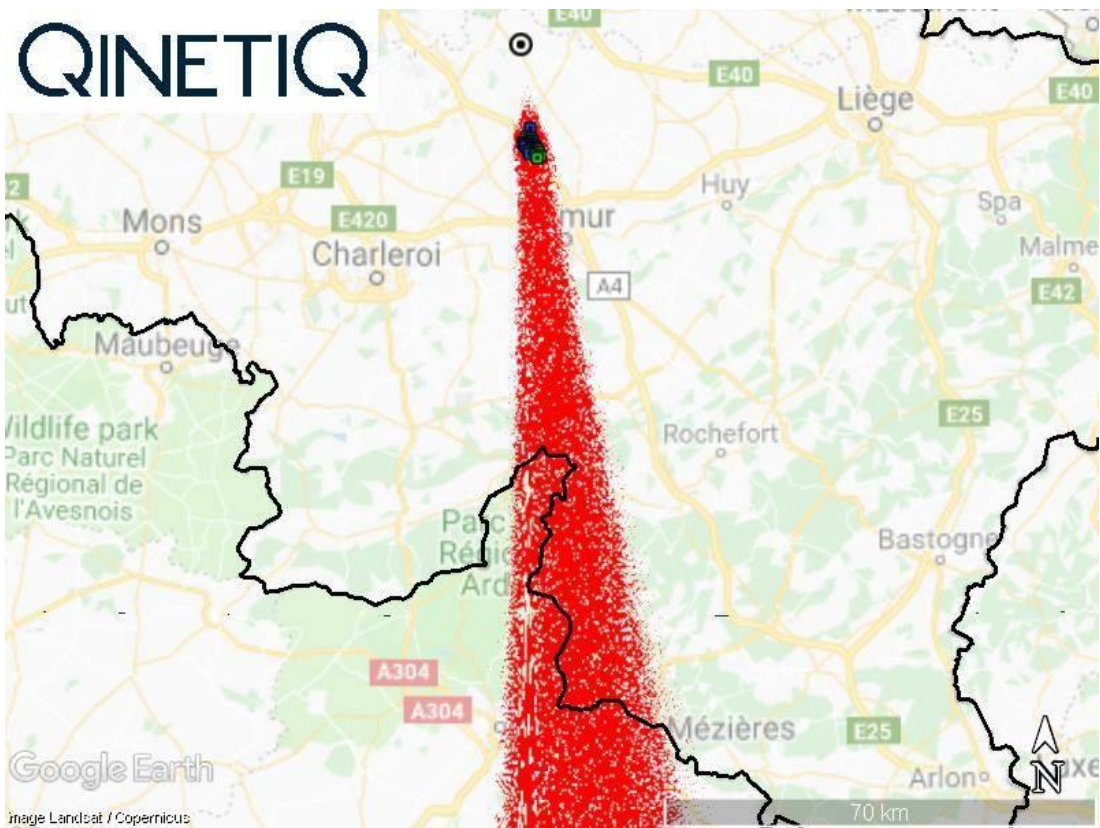
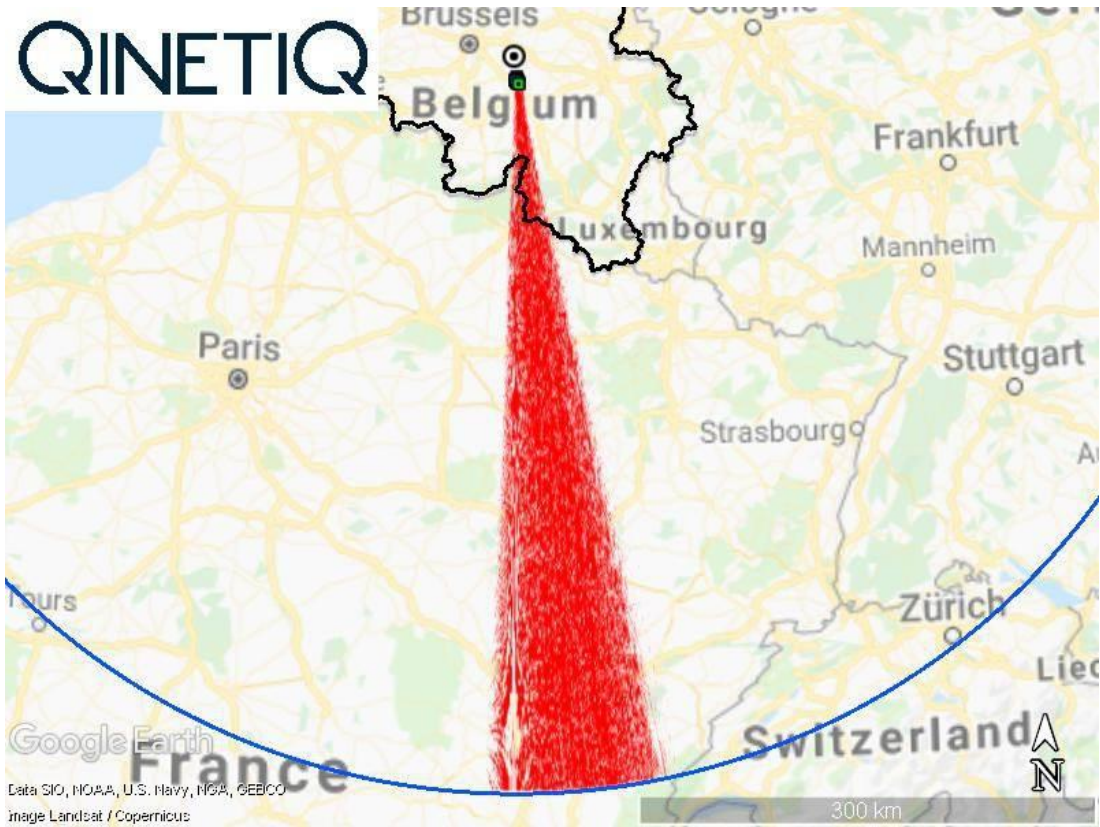


Figure 4-5: Bearing error impact zone (Existing scenario)

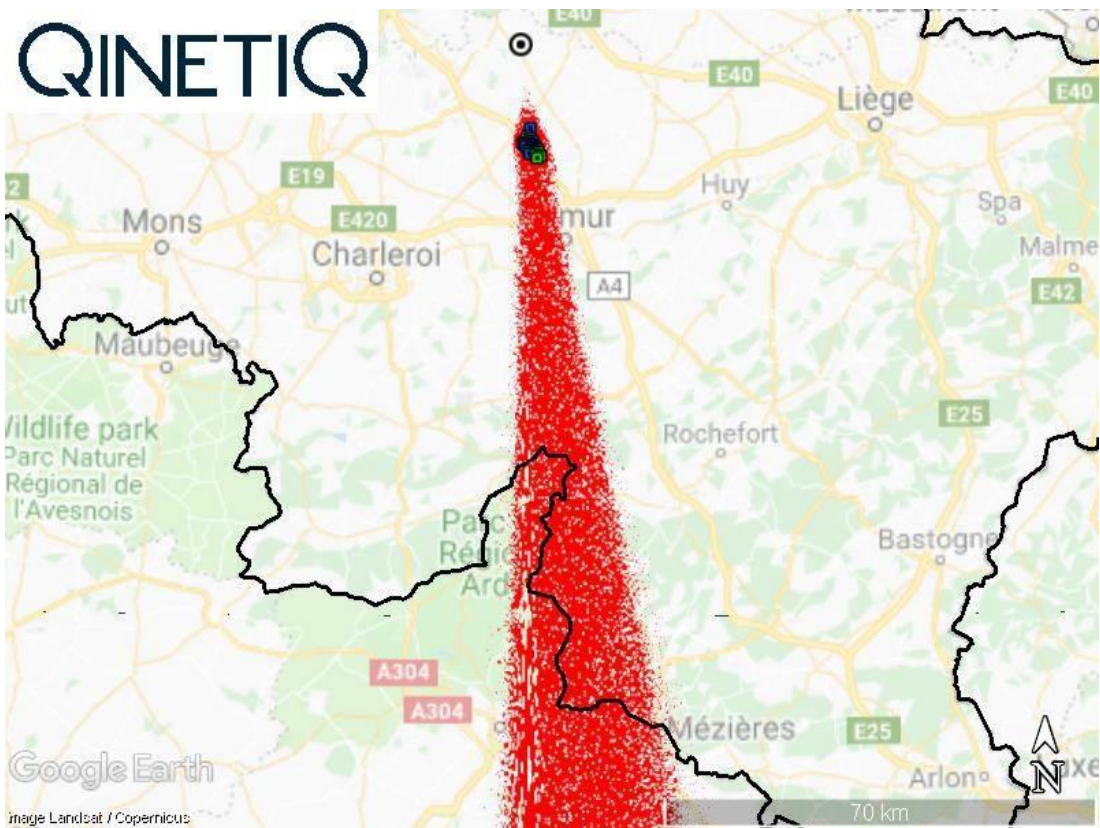
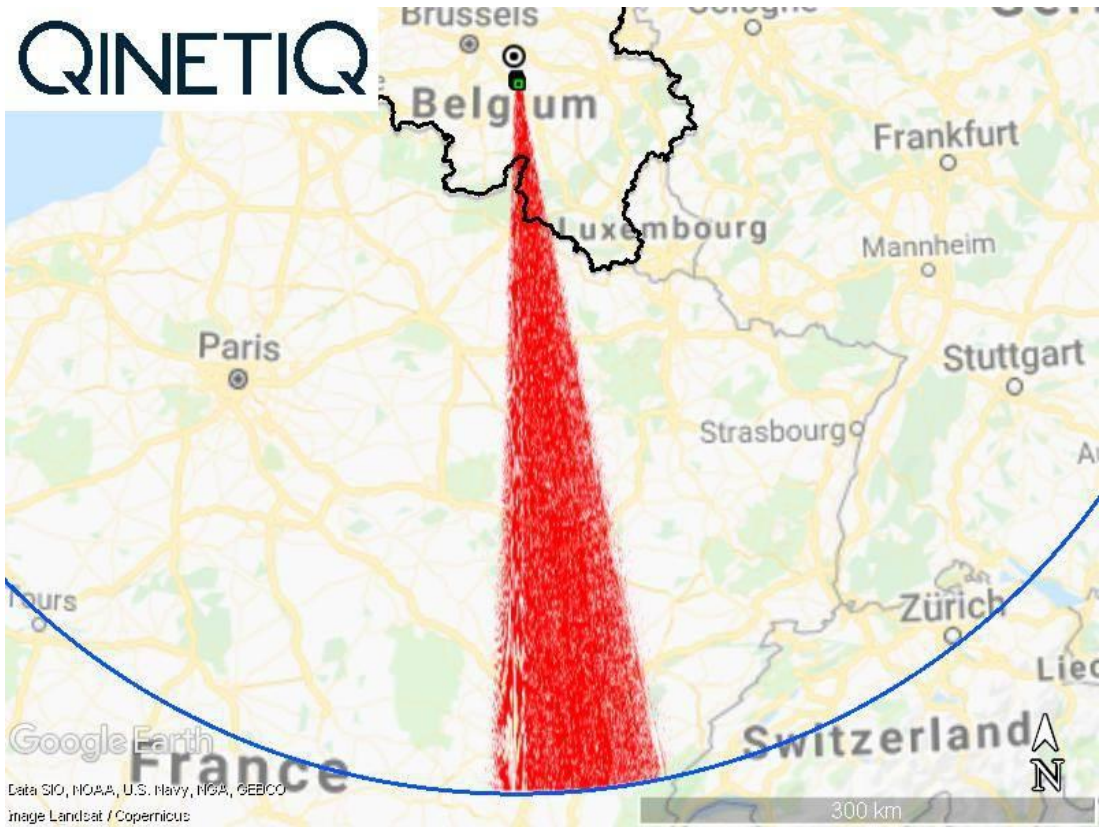


Figure 4-6: Bearing error impact zone (Repowering scenario)

4.3 SSR false target reports

This assessment addresses the impacts discussed in section 4.4.10 of the Eurocontrol guidelines [2], SSR false target reports.

False targets occur when uplinks and downlinks are received via a reflection from a large object. False plots are usually caused by large objects such as buildings close to the ground based interrogator. SSR systems sometimes build up a map of the locations of large reflectors close to the interrogator, which can be used to remove false plots reports [12]. This technique can be less reliable when reflections are caused by curved or intermittent targets such as wind turbines [12].

Side lobe suppression techniques mean that a transponder reply to a reflected uplink cannot be received directly by the ground station. Both the uplink and downlink must arrive via a reflection, as indicated in Figure 4-7. The bearing of the false target is the bearing of the reflector. The range of the false target is equal to the path length of the reflected signals. It is noted that if the reflector and aircraft are at similar bearings, side lobe suppression techniques may not work, giving rise to potential interference mechanisms.

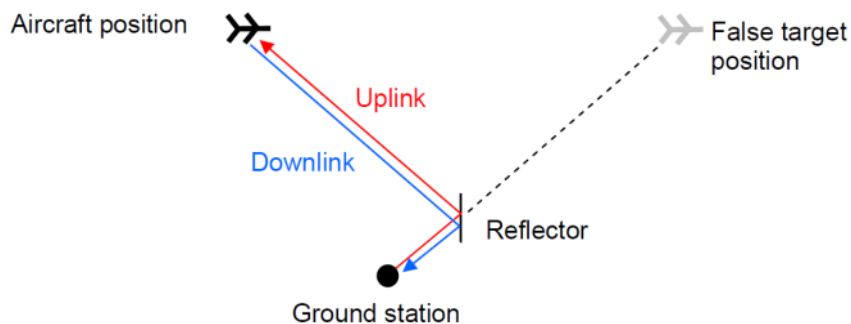


Figure 4-7 Plan view of configuration where reflections cause false targets

An estimate was made of the dimensions of the airspace in which detections of both the reflected uplink and reflected downlink could cause a false target. The physical size of the turbines has been taken into account in this calculation. The following representative SSR parameters were used:

- Interrogator:
 - Power = 1000 W;
 - Maximum gain = 27 dB;
 - Sensitivity = -85 dBm.
- Transponder:
 - Power = 250 W; and
 - Sensitivity = -71 dBm.

The SSR antenna pattern was not known. It was assumed the turbines are in the boresight of the interrogator. This is likely to overestimate the impacts, however, as this is a repowering project, the relative change will be more important than the absolute levels.

The ground footprint of the impact zone is shown in Figure 4-8 and Figure 4-9 for each scenario, using the turbines and dimensions from Figure 1-1 and Figure 1-2. The main dimensions of the impact zone are:

QinetiQ Proprietary

- Existing scenario:
 - Maximum altitude = 2,138m AMSL, and is attributed to one of the consented turbines in the Liernu wind farm;
 - Range: 13.2 km to 20.5km;
 - Azimuth: 164.6°N to 183.5°N;
- Repowering scenario:
 - Maximum altitude = 2,605m AMSL;
 - Range: 12.8km to 20.5km; and
 - Azimuth: 164.6°N to 186.0°N.

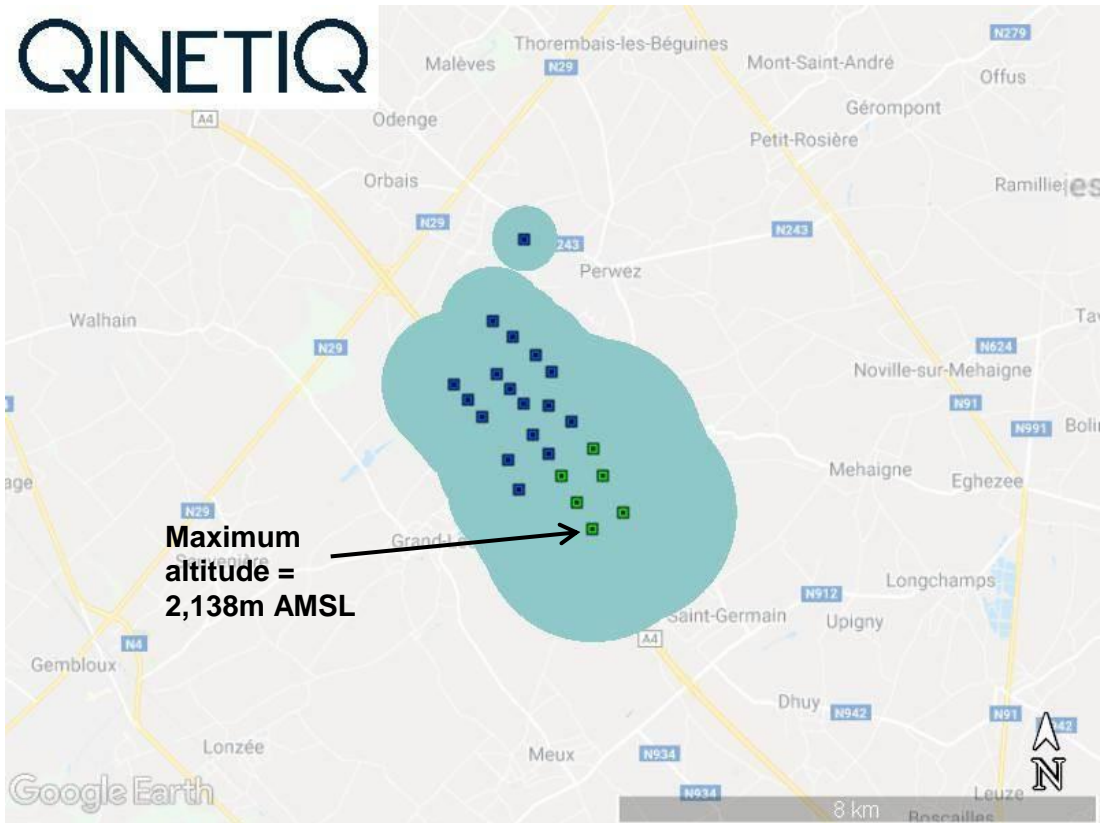


Figure 4-8: False plot zones (Existing scenario)

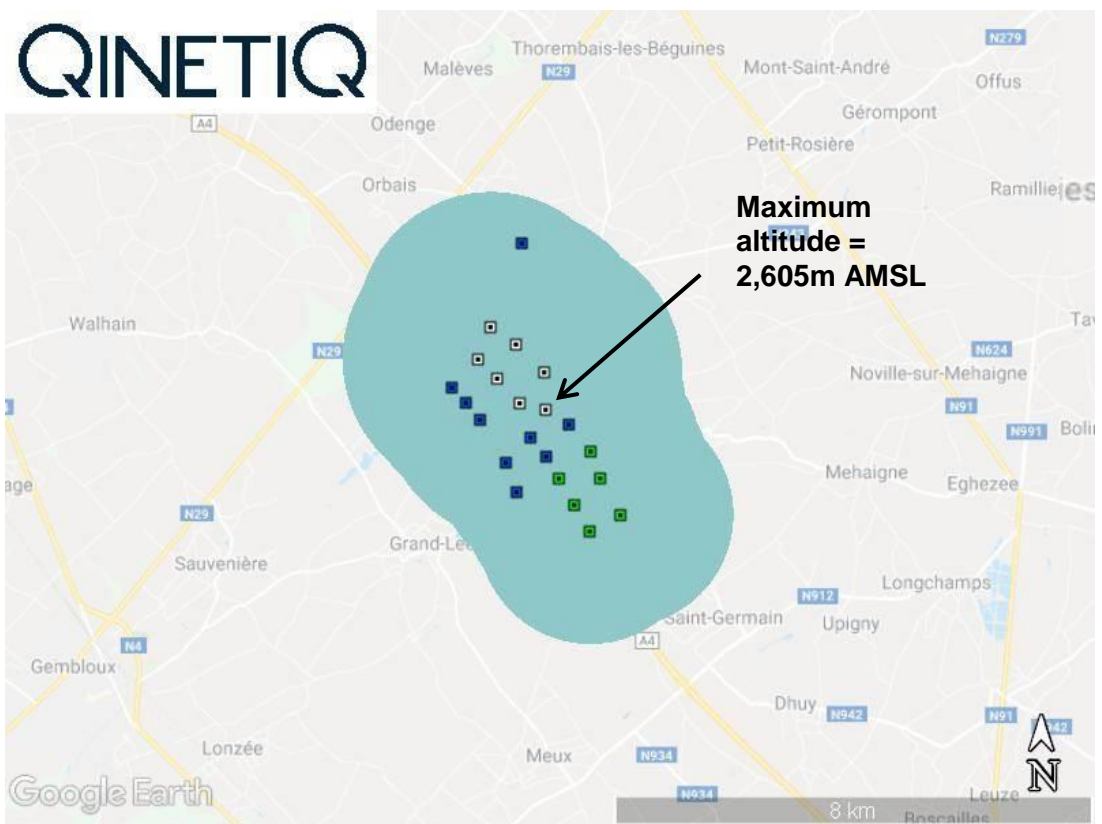


Figure 4-9: False plots zones (Repowering scenario)

4.4 Sensitivity to height reductions

Eneco is considering reducing the blade tip heights AGL of turbines WT1, WT2, WT4, and WT5 to 175m, 175m, 171m, and 170m, respectively. This would involve reducing the hub height but keeping the rotor diameter the same. In this section the likely benefits for the repowering scenario are discussed.

The likely changes are:

- There will be a small benefit in terms of reducing the heights of the shadow and bearing error impact zones in the repowering scenario. The maximum affected altitude will be reduced by approximately 160m at the assumed maximum instrumented range; and
- There will be no significant benefit in terms of SSR false plots. The impact is mainly attributed to reflections from the blades, so reducing the hub heights of some turbines will not reduce the footprint of the impact. There will be a small benefit in terms of reducing the height of the impact zone for individual turbines, but the maximum height of the overall zone will be unchanged.

Overall, there would be a small benefit in terms of reducing the SSR impacts for the repowering scenario. However, qualitatively, the impacts will be similar.

5 Summary

Eneco intends to repower eight turbines in the existing Perwez wind farm. The eight turbines will be dismantled and replaced with seven larger machines. Following the Eurocontrol Guidelines, PSR Simple and SSR Detailed engineering assessments were carried out on the Beauvechain PSR and SSR.

The assessment was carried out using a wind farm environment agreed with Eneco. Following the assessment, small deviations from the actual environment were identified. After reviewing the changes and considering the implications on the impacts, it was considered that the results would be qualitatively similar. Accordingly, the study has not been updated. If the Military has any follow-up questions about the implications of the changes on the results, these can be discussed between the Military and QinetiQ.

Beauvechain PSR:

- **Shadowing.** The existing and repowered Perwez scenarios have potentially significant shadowing in an 8° sector (171°N to 179°N). The existing shadow maximum altitude is approximately 1,660m AMSL at the maximum operating range. Repowering the wind farm increases the shadow altitude in a 3° sector (174°N to 177°N) to a maximum value of 1,820m AMSL;
- **Clutter.** The cumulative clutter impact due to turbines within 30 km of Perwez was shown. The proposed repowering does not significantly change the clutter impact. There is a small reduction in the area of clutter due to the reduction in the number of turbines;
- **CFAR.** The cumulative CFAR footprint due to turbines within 30 km of Perwez was shown. The proposed repowering does not significantly change the CFAR impact. The total area of the CFAR footprint is the same before and after repowering.

Beauvechain SSR:

- **Shadowing.** The existing Perwez scenario has potentially significant existing shadowing in a 5.1° sector (171.8°N and 176.9°N). The existing shadow maximum altitude is approximately 849m AMSL at the Belgium border, increasing to 16,616m AMSL at the assumed maximum instrumented range. Repowering the wind farm increases the width of the sector to 5.7° (171.8°N and 177.5°N) and increases the shadow altitude in a 3° sector; the shadow altitude is increased to a maximum value of 954m AMSL at the Belgium border, and 17,368m AMSL at the assumed maximum range;
- **Bearing errors.** The existing Perwez scenario has potentially significant bearing error impacts (above 0.05° error) in a sector between 166.1°N and 182.4°N, extending from the turbines to the assumed maximum range of the SSR. The effect of the repowering is to widen the impact zone (166.1°N to 183.4°N). The height of the impact will be the same as the shadowing;
- **False plots.** The existing Perwez scenario has an impact in the vicinity of the turbines, with a maximum altitude of 2,138m AMSL. After repowering, the maximum altitude will be increased to 2,605m AMSL and the size of the footprint will be increased.

6 References

- [1] QinetiQ, *Proposal: Assessment of the Impact of the Perwez repowering project on the Beauvechain PSR/SSR*, Reference 120419-665, April 2019
- [2] Eurocontrol, *How to Assess the Potential Impact of Wind Turbines Surveillance Sensors*, EUROCONTROL-GUID-130 Edition 1.2, September 2014
- [3] Belgian Military, *RE: UC Perwez repowering - reference 3D/1574*, email to Ellis, J. (QinetiQ), 10 April 2019
- [4] Fossoul, F. (Eneco), *RE: UC Simple radar assessment Perwez + Liernu : price offers (Eneco Wind Belgium)*, email to Ellis, J. (QinetiQ), 13 March 2019
- [5] Fossoul, F. (Eneco), *RE: UC Simple radar assessment Perwez + Liernu : price offers (Eneco Wind Belgium)*, email to Ellis, J. (QinetiQ), 23 April 2019 11:11
- [6] Fossoul, F. (Eneco), *RE: UC Simple radar assessment Boneffe : price offer (Eneco Wind Belgium)*, email to Ellis, J. (QinetiQ), 15 June 2018 14:48
- [7] Windpower, URL:
https://www.thewindpower.net/windfarm_en_210_perwez.php
- [8] Fossoul, F. (Eneco), *RE: UC Simple radar assessment Perwez + Liernu : price offers (Eneco Wind Belgium)*, email to Ellis, J. (QinetiQ), 23 April 2019 15:38
- [9] Fossoul, F. (Eneco), *RE: UC Simple radar assessment Perwez + Liernu : price offers (Eneco Wind Belgium)*, email to Ellis, J. (QinetiQ), 25 April 2019
- [10] Fossoul, F. (Eneco), *RE: UC Simple radar assessment Perwez + Liernu : price offers (Eneco Wind Belgium)*, email to Ellis, J. (QinetiQ), 10 May 2019 10:50
- [11] Ruck G. T, Barrick, D. E, Stuart, W. D, Krichbaum, C. K, *Radar Cross Section Handbook*, Plenum Press, 1970
- [12] Stevens, M. C., *Secondary Surveillance Radar*, ISBN 0-89006-292-7, Artech House, 1998
- [13] Vinagre, L. and Woodbridge, K., *Modelling and prediction of obstacle shadowing on secondary surveillance radar target azimuth*, IEE Colloquium on Radar System Modelling, January 1998

Évaluation de l'impact du projet de renouvellement (repowering) de Perwez proposé sur le système radar de Beauvechain

Jonathan Ellis et Vince Savage
QINETIQ/19/01885/1.0
Le 14 mai 2019

Les demandes pour une utilisation plus large ou pour une publication doivent être adressées à :

Vince Savage
QinetiQ
Malvern Technology Centre
Malvern, Worcestershire
WR14 3PS

Si le présent document est traduit dans une langue autre que l'anglais, il doit être traduit dans son intégralité pour en préserver l'intégrité et le contexte. Afin d'éviter toute ambiguïté, la version anglaise doit toujours être fournie comme document source technique avec toute version traduite.

Tables des matières

1	Introduction	3
1.1	Historique	3
1.2	Champ d'application	3
1.3	Étude du parc éolien	3
1.3.1	Parc existant de Perwez	3
1.3.2	Renouvellement (repowering) de Perwez	4
1.3.3	Autres éoliennes à proximité	5
1.4	Autres parcs éoliens	6
1.5	Scénarios évalués	7
1.6	Changements apportés à l'environnement après évaluation	8
2	Ligne de mire du radar	9
3	Étude d'impact du PSR	11
3.1	Ombrage	11
3.1.1	Discussion	11
3.1.2	Ombre cumulée	12
3.1.3	Altitude de l'ombre	14
3.2	Fouillis dû aux échos des éoliennes	16
3.3	Le CFAR a relevé les seuils de réduction de la probabilité de détection d'un avion.	20
3.4	Sensibilité aux réductions de hauteur	23
4	Évaluation détaillée du SSR de Beauvechain	24
4.1	Ombrage	24
4.1.1	Discussion	24
4.1.2	Ombre cumulée	24
4.1.3	Altitude de l'ombre	28
4.2	Erreurs de relèvement SSR	30
4.2.1	Discussion	30
4.2.2	Évaluation	30
4.3	Rapports de fausse cible SSR	33
4.4	Sensibilité aux réductions de hauteur	36
5	Récapitulatif	37
6	Références	39

1 Introduction

1.1 Historique

Eneco, le Client, prévoit de renouveler une partie du parc éolien existant de Perwez, situé dans la province du Brabant wallon en Belgique. Le projet comprendra le démantèlement de 8 des 17 éoliennes existantes et leur remplacement par sept éoliennes de plus grande taille. Le projet est situé à proximité du système radar de Beauvechain, qui est protégé par l'Armée belge. l'éolienne la plus proche du projet de renouvellement (repowering), mesurée à partir du centre de l'éolienne, se trouve à 15,052 kilomètres (km) du radar. L'Armée belge a demandé une étude pour quantifier l'impact sur le radar de surveillance primaire (PSR) et le radar de surveillance secondaire (SSR).

1.2 Champ d'application

L'impact du projet d'éoliennes de Perwez sur le radar de Beauvechain est évalué, conformément à l'énoncé des travaux de QinetiQ [1]. L'évaluation est effectuée conformément aux directives d'Eurocontrol pour l'évaluation des impacts des éoliennes sur les capteurs de surveillance [2]. Puisqu'il s'agit d'un projet de renouvellement (repowering), les impacts seront calculés en fonction de deux scénarios : le parc éolien existant de Perwez et le projet de renouvellement (repowering). Les résultats seront comparés pour montrer quel sera le changement en termes de niveaux d'impact. Le champ d'application a été convenu avec l'Armée belge [3].

Les parcs éoliens utilisés lors de l'évaluation ont été définis conjointement avec Eneco et sont examinés dans les sections 1.3 et 1.4. Après l'évaluation, Eneco a indiqué que l'environnement réel du parc éolien est légèrement différent de celui utilisé lors de l'étude. Ces changements, ainsi que leurs répercussions sur les résultats, sont examinés dans la section 1.6.

1.3 Étude du parc éolien

1.3.1 Parc existant de Perwez

Les détails du parc éolien de Perwez existant ont été fournis par Eneco [4][5][6]. Des informations supplémentaires ont été extraites du site internet de Windpower [7]. Le parc éolien existant de Perwez est constitué de sept parties réalisées par différents constructeurs. Une carte illustrant les éléments constitutifs est fournie dans Figure 1-1. Les zones de texte indiquent le constructeur, le nombre d'éoliennes dans chaque partie, le type d'éolienne, la hauteur du moyeu (HH) au-dessus du sol (AGL), le diamètre du rotor (RD) et le diamètre de la base de la tour (appelé « diamètre de la tour ») Il existe 17 éoliennes au total, toutes opérationnelles. La figure présente également les six éoliennes de Liernu dont la construction a été approuvée. Celles-ci sont incluses parce qu'elles sont adjacentes au parc éolien et qu'elles sont susceptibles d'être construites.

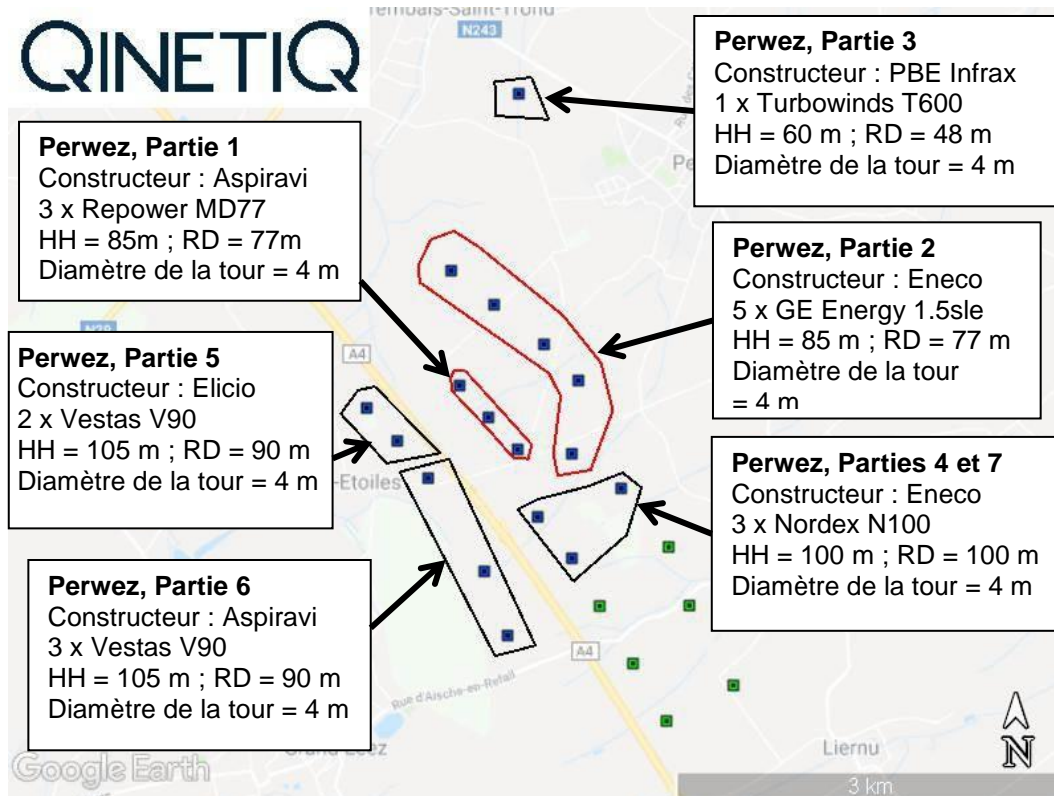


Figure 1-1: éoliennes de Perwez existantes (carrés bleus). Les six éoliennes du projet de Liernu, situées à proximité, sont également représentées (carrés verts)

1.3.2 Renouvellement (repowering) de Perwez

Les détails du projet de renouvellement (repowering) ont été fournis par Eneco [4][5]. Eneco prévoit de démonter les huit éoliennes des parties 1 et 2 du parc éolien de Perwez (polygones rouges dans Figure 1-1), et de les remplacer par sept éoliennes aux endroits indiqués par les carrés blancs dans Figure 1-2. Les éoliennes des autres parties du parc éolien de Perwez seront inchangées. Eneco envisage trois types d'éoliennes pour le renouvellement (repowering) : les éoliennes Senvion M122, M140, et l'éolienne Nordex N131. Les dimensions de ces trois types d'éoliennes sont résumées dans Tableau 1-1.

Type d'éolienne	HH (m AGL)	RD (m)	Hauteur max. de la pointe (m AGL)	Diamètre de la base de la tour (m)
Senvion M122	119	122	180	4.7
Senvion M140	110	140	180	4.7
Nordex N131	114	131	179.5	4.02

Tableau 1-1 : Dimensions des trois types d'éoliennes à l'étude pour le projet de renouvellement (repowering)

Il a été convenu avec le Client d'utiliser les dimensions du cas le plus défavorable pour chaque activité d'évaluation [8]. Cela permettra d'obtenir une enveloppe pour le cas le plus défavorable des impacts. Si les impacts sont acceptables pour l'armée, alors tous les types d'éoliennes à l'étude seront acceptables.

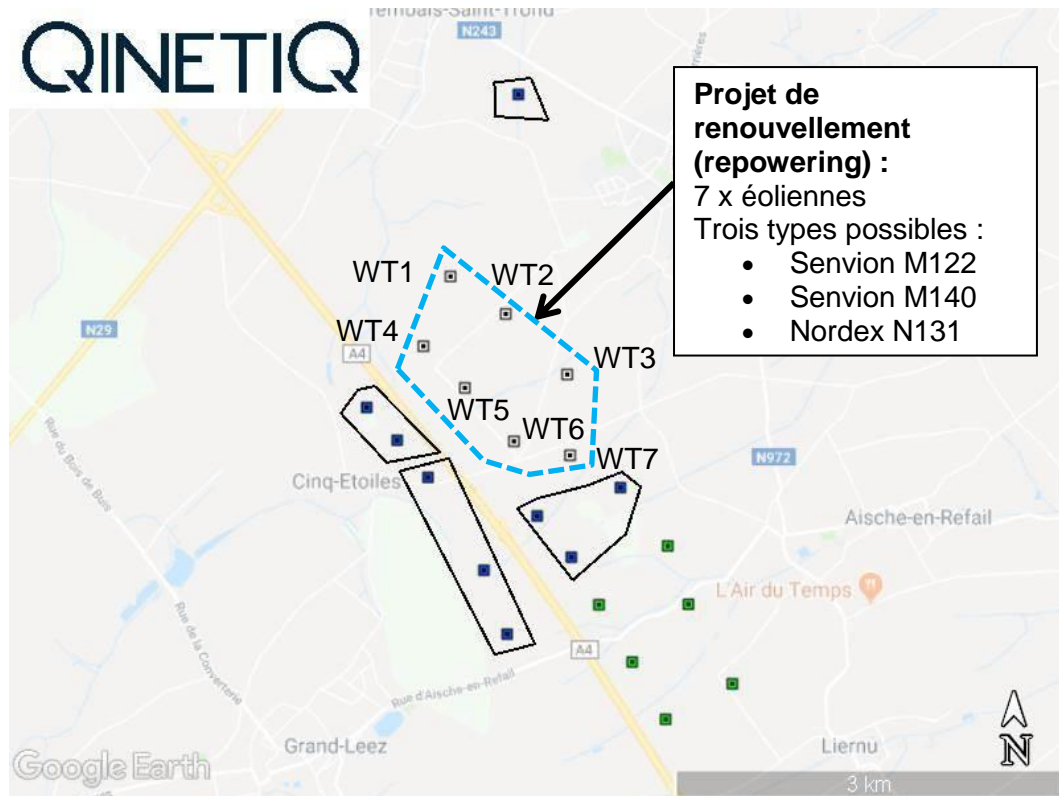


Figure 1-2: Projet de renouvellement (repowering)

Eneco envisage de réduire la hauteur d'extrémité de pales (AGL) des éoliennes WT1, WT2, WT4 et WT5 à 175 m, 175 m, 171 m et 170 m, respectivement. Cela implique une réduction de la hauteur du moyeu tout en maintenant un diamètre de rotor identique. La sensibilité des résultats à ces changements sera brièvement analysée.

1.3.3 Autres éoliennes à proximité

Eneco a fourni des détails [5] sur plusieurs autres éoliennes, à divers stades de développement, qui sont adjacentes aux éoliennes de Perwez et Liernu. Elles sont représentées par des carrés roses et jaunes dans Figure 1-3, où la couleur indique l'état de développement spécifié par Eneco (rose = « en permis », jaune = « Étude d'impact sur L'environnement (EIE) »)^A. Au moment de l'évaluation, on ne savait pas si l'une ou l'autre de ces éoliennes serait construite ; par conséquent, elles n'ont pas été incluses dans l'évaluation.

De plus, Eneco a informé QinetiQ qu'elle travaille sur un autre projet – l'extension de Liernu – qui se trouvera également à proximité du projet de renouvellement (repowering) de Perwez. Puisque la définition du projet de cet autre projet est encore en évolution, elle n'est pas non plus incluse dans l'évaluation.

Si Armée belge s'inquiète de l'impact cumulatif de l'une ou l'autre de ces éoliennes à proximité, l'étude peut être mise à jour en y incluant ces dernières.

^A QinetiQ comprend que le terme « en permis » désigne les parcs éoliens qui sont en cours de demande de permis mais qui ne sont pas encore autorisés, tandis que EIE désigne les parcs éoliens soumis à des études d'incidences sur l'environnement.

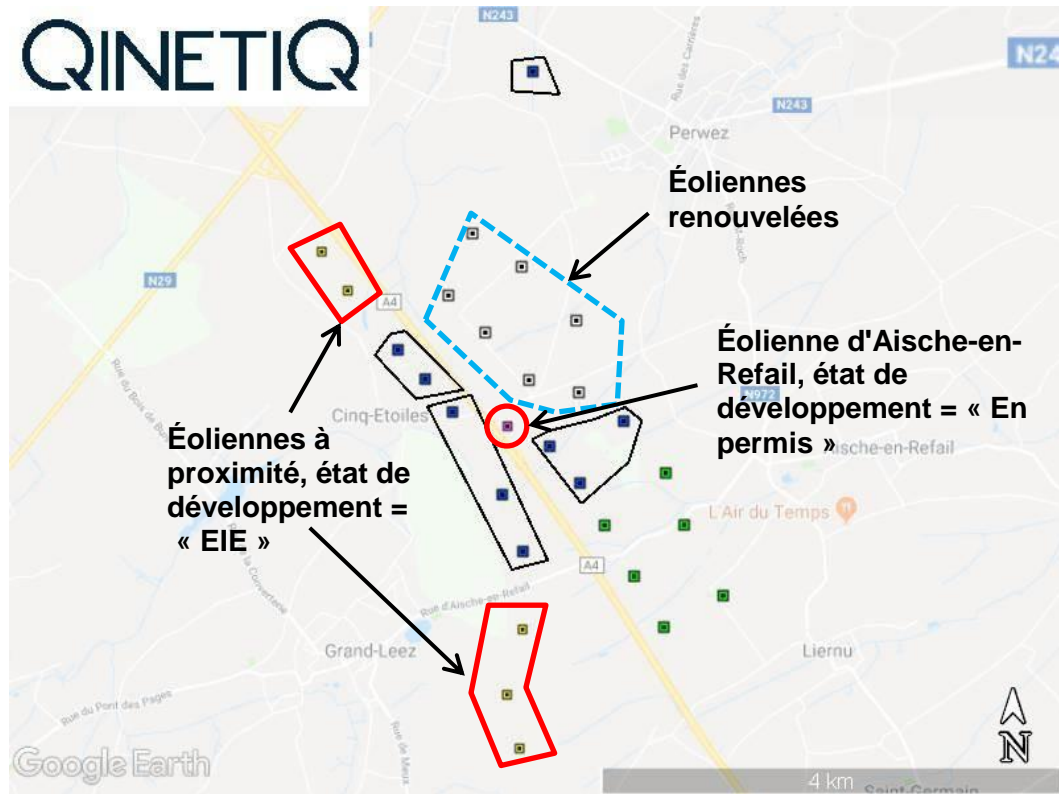


Figure 1-3: Polygones rouges = emplacements des autres éoliennes à proximité (carrés colorés) non incluses dans l'évaluation. La couleur de chaque carré indique l'état de développement spécifié par Eneco : jaune = « EIE » ; rose = « en permis ». Polygone bleu = Projet de renouvellement (repowering) de Perwez (carrés blancs = emplacement des éoliennes)

1.4 Autres parcs éoliens

Les détails des autres parcs éoliens situés à proximité du projet de renouvellement (repowering) de Perwez ont été convenus avec Eneco [9]. Figure 1-4 indique l'emplacement des éoliennes (carrés colorés) par rapport au PSR/SSR de Beauvechain (cercle blanc). Les couleurs indiquent l'état de développement.

Toutes ces éoliennes n'ont pas été prises en compte lors de l'évaluation. Les éoliennes n'ont été incluses dans l'évaluation que si elles étaient :

- dans un rayon de 30 km autour du projet de renouvellement (repowering) (ligne verte dans Figure 1-4) ;
- construites ou susceptibles d'être construites (c.-à-d. en exploitation, en construction ou autorisées). Les éoliennes à d'autres stades de développement n'ont pas été incluses parce qu'elles sont moins matures et pourraient ne pas être construites. Si les militaires s'inquiètent de l'impact cumulatif de ces éoliennes, l'étude peut être mise à jour en incluant lesdites éoliennes.

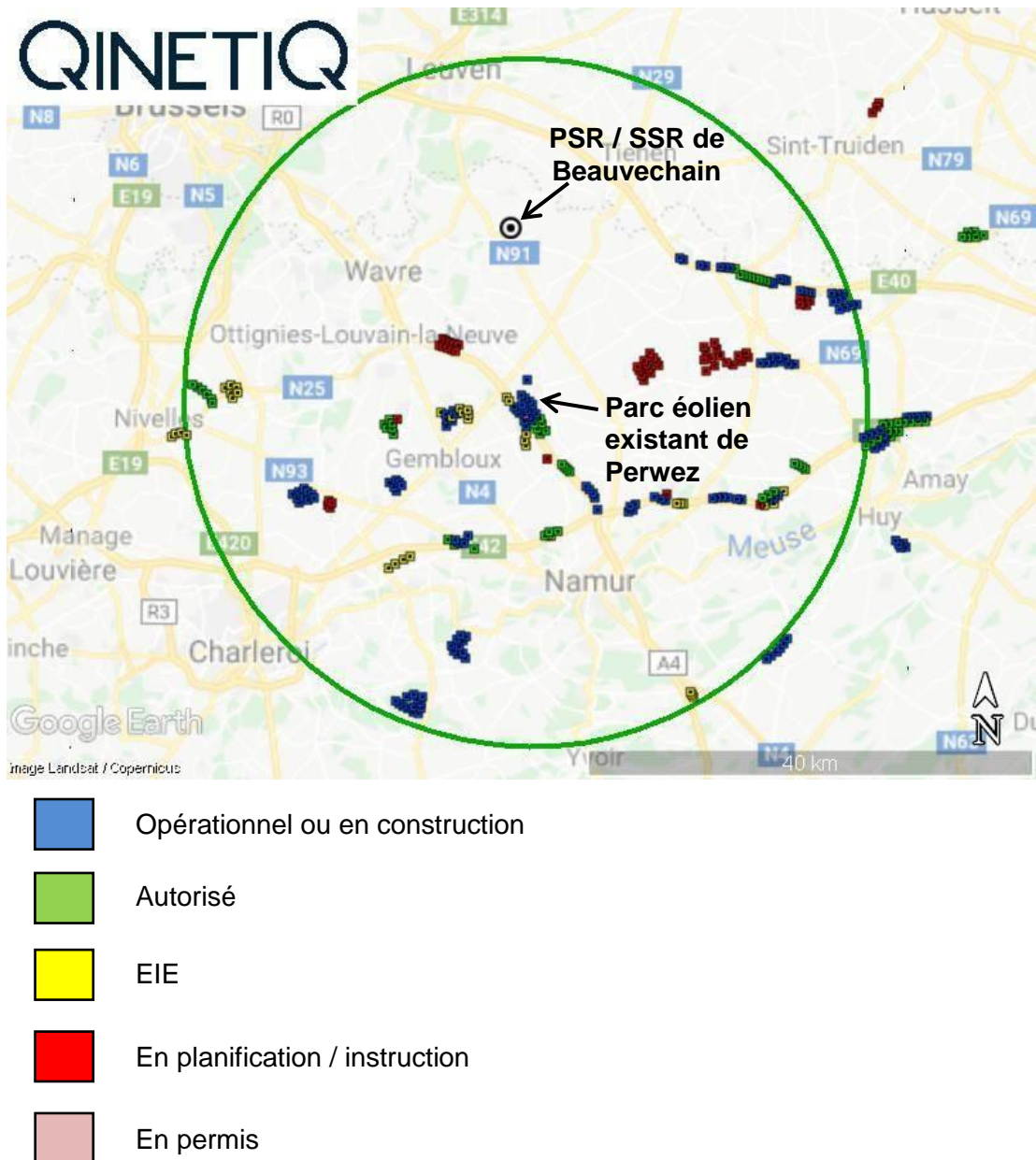


Figure 1-4: Emplacement des PSR/SSR de Beauvechain (cercle blanc). Points colorés = éoliennes à différents stades de développement. Ligne verte = marqueur de distance de 30 km autour de Perwez

1.5 Scénarios évalués

L'évaluation est réalisée pour deux scénarios de parcs éoliens :

1. Scénario existant. Cela montrera quel est l'impact actuel du parc éolien existant de Perwez ; et
2. Scénario de renouvellement (repowering). Cela montrera l'impact futur possible du projet de renouvellement (repowering).

Pour chaque scénario, l'effet cumulatif avec les autres parcs éoliens sera pris en compte pour chaque activité d'évaluation.

1.6 Changements apportés à l'environnement après évaluation

À la suite de l'évaluation, Eneco a indiqué [10] que des changements récents ont été apportés à l'environnement du parc éolien et n'ont pas été pris en compte lors de l'étude :

1. L'éolienne Turbowinds de la partie 3 de Perwez (éolienne la plus au Nord dans Figure 1-1) a été démantelée en 2018. Cette éolienne n'aurait pas dû être prise en compte lors de l'évaluation ; et
2. l'éolienne d'Aische-en-Refail (éolienne rose dans Figure 1-3) est maintenant autorisée. Cette éolienne aurait dû être prise en compte lors de l'évaluation.

Aucun de ces changements n'aura d'effet important sur les répercussions des erreurs d'observation et de relèvement signalées dans les sections 3.1, 4.1, et 4.2. En effet, dans les deux scénarios, le volume de l'espace aérien affecté (défini par l'amplitude azimutale et la hauteur de chaque zone d'impact) est attribué aux autres éoliennes.

Les principaux changements porteront sur les fouillis, le taux de fausse alarme constant (CFAR) et les impacts des tracés erronés de SSR :

- Fouillis et CFAR : les zones de fouillis et de CFAR existantes (polygones rouges dans les figures des sections 3.2 et 3.3) seront légèrement plus petites si l'éolienne Turbowinds est retirée. Toutefois, il n'y aura pas d'effet significatif sur les résultats si l'éolienne d'Aische-en-Refail est prise en compte, car cette éolienne se trouve au milieu du parc éolien existant de Perwez et il est peu probable qu'elle modifie le secteur dans lequel ces impacts se produisent.
- Tracés erronés de SSR : le retrait de l'éolienne Turbowinds réduira une partie du tracé de la zone d'impact vers le Nord, mais uniquement pour le scénario existant (Figure 4-8 dans la section 4.3). Le tracé du scénario de renouvellement (repowering) (Figure 4-9 dans la section 4.3) ne sera pas affecté, car celui de l'éolienne Turbowinds est entièrement inclus dans celui des éoliennes du projet de renouvellement (repowering). Bien que l'éolienne d'Aische-en-Refail ait un effet sur le tracé dans les deux scénarios (en l'agrandissant légèrement vers l'Ouest), cet effet est considéré comme secondaire. L'altitude maximale de la zone d'impact quant à elle augmente pour le scénario existant (en raison de l'éolienne d'Aische-en-Refail), mais reste intacte pour le scénario de renouvellement (repowering).

Sur le plan qualitatif, les résultats sont similaires avec ou sans ces changements. En conséquence, l'étude n'a pas été mise à jour. Néanmoins, si l'armée décide que la gravité des impacts dépend des petits changements, il est possible que l'étude soit mise à jour de sorte à tenir compte des changements opérés dans l'environnement du parc éolien. Si l'Armée a des questions complémentaires sur les répercussions des changements sur les résultats, ces questions peuvent faire l'objet d'une discussion entre l'Armée et QinetiQ.

2 Ligne de mire du radar

La visibilité de la ligne de mire du radar peut être utilisée comme approximation, pour savoir si le radar sera capable de détecter un objet ou non. Les ondes du radar se courbent vers le bas dans l'atmosphère ; par conséquent, la région de la ligne de mire du radar couvrira une zone légèrement plus large qu'une région de la ligne de mire géométrique (ligne droite). Si un objet est situé dans la ligne de mire du radar, il sera probablement détectable et pourra avoir un impact sur le fonctionnement du radar. Si un objet est situé hors de la ligne de mire du radar, l'impact sera probablement moindre, voire inexistant.

Figure 2-1 indique la hauteur par rapport à la ligne de mire du radar à proximité des éoliennes renouvelées, vue depuis le PSR de Beauvechain. L'emplacement des autres éoliennes à partir de Figure 1-2 s'affiche également. Les couleurs représentent la hauteur maximale d'un objet qui se trouve en dehors de la ligne de mire du radar. Par exemple, le bleu foncé (0m AGL) indique que la ligne de mire du radar est au sol. La même analyse est visible dans Figure 2-2 pour le SSR de Beauvechain.

Pour le PSR et le SSR, les éoliennes situées à proximité de Perwez sont presque toutes situées dans la ligne de mire du radar et sont susceptibles d'avoir un impact.

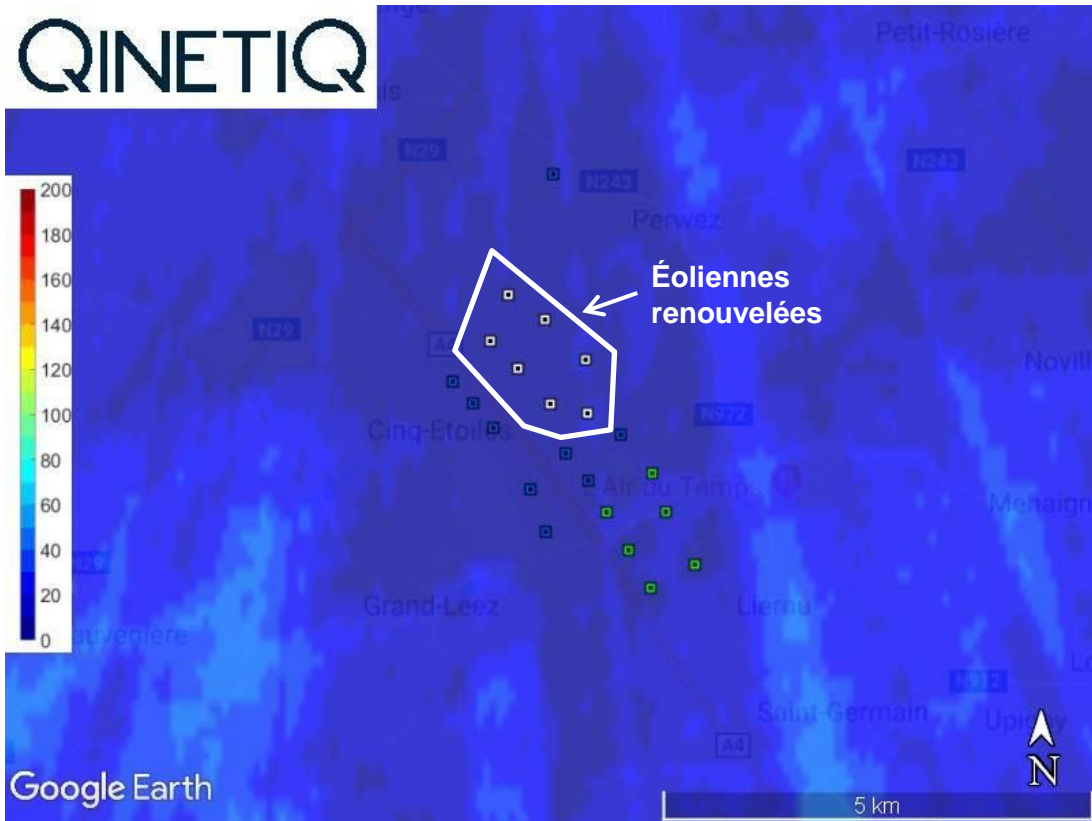


Figure 2-1: Hauteur de la ligne de mire (m AGL) depuis le PSR de Beauvechain

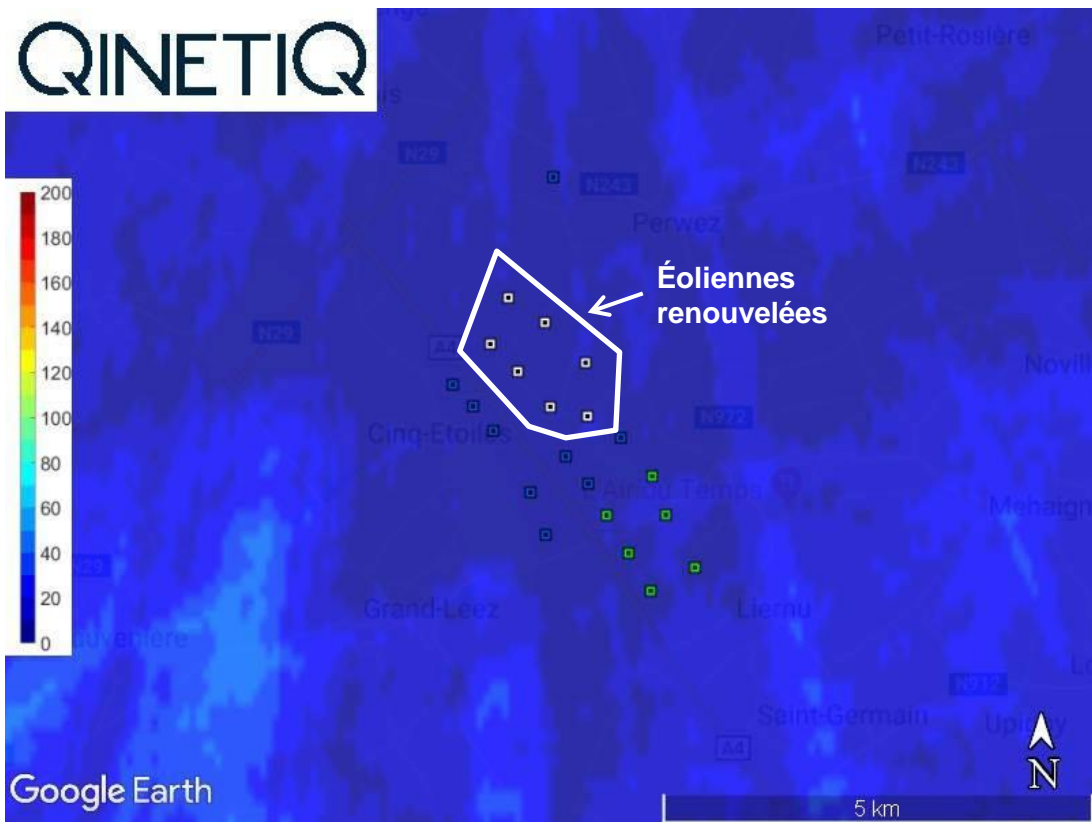


Figure 2-2: Hauteur de la ligne de mire (m AGL) depuis le SSR de Beauvechain

3 Étude d'impact du PSR

3.1 Ombrage

L'étude décrite dans cette section porte sur les impacts de l'ombrage du PSR, comme indiqué dans la section 4.3.1 des Directives d'Eurocontrol relatives à l'évaluation des impacts potentiels des éoliennes sur les radars de surveillance [2].

3.1.1 Discussion

Tout objet situé dans la ligne de mire peut faire obstacle au radar, réduisant la force du signal derrière l'objet. Les gros objets à l'instar des éoliennes peuvent avoir une influence significative sur l'intensité du signal, ce qui, dans le cas d'un PSR, peut réduire la probabilité qu'un avion soit détecté dans l'ombre radar. La portée opérationnelle dépend de la surface équivalente radar (SER^B) de l'avion et de l'importance de la perte d'ombre. Aux fins de l'évaluation, il est probable qu'une perte d'ombre dans les deux sens inférieure à 3 dB n'ait qu'un faible impact opérationnel. Par conséquent, la *perte d'ombre importante du PSR* est définie comme l'espace aérien où la perte d'ombre dans les deux sens est supérieure ou égale à 3 dB.

Dans l'outil d'ombrage QinetiQ, le signal réfléchi par les tours des éoliennes est calculé à partir d'une solution modale exacte de cylindres infinis [11]. Les signaux directs et réfléchis sont combinés pour calculer la taille et la forme de l'ombre. Dans le pire des cas, la réflexion de l'éolienne est en opposition de phase avec le signal direct, ce qui signifie qu'elle réduit l'intensité du signal direct de la valeur maximale.

La forme et la force de l'ombre dépendent de la fréquence du signal, ainsi que de la taille et de la forme de l'objet. Immédiatement derrière une éolienne, l'ombre est relativement profonde (perte de signal importante) et étroite. Au fur et à mesure que la portée derrière l'éolienne augmente, l'ombre s'affaiblit (perte de signal plus faible) et s'élargit. La perte d'ombre, L , est définie en *Équation 3-1* où Q_{obs} représente la force du signal ainsi que l'obstacle présent, et Q_0 indique la force du signal sans l'obstacle.

$$L = 10 \times \log_{10} \left(\frac{Q_{obs}}{Q_0} \right)$$

Équation 3-1: Définition de la perte d'ombre

L'*ombre cumulée*, en raison de l'ombre de plusieurs éoliennes, se calcule en multipliant les pertes de chaque éolienne à chaque emplacement.

L'intensité réelle du signal fluctuera en raison des variations de l'écho cible et des effets de propagation. Il est possible d'avoir des fluctuations de plusieurs dB dans des environnements radar complexes.

^B SER est une mesure de la réflectivité radar d'un objet. Les objets à forte réflexion radar possèdent une SER plus élevée.

3.1.2 Ombre cumulée

L'outil d'ombrage QinetiQ a été utilisé pour estimer l'ombre cumulée des éoliennes proposées, en supposant que :

- fréquence de PSR de Beauvechain ;
- emplacement des éoliennes à partir de Figure 1-1 et Figure 1-2 ; et
- hauteurs de moyeu et diamètres de tour à partir de Figure 1-1 et Figure 1-2.

Les résultats sont présentés pour deux scénarios :

- Scénario existant. Il s'agit des éoliennes existantes et approuvées Figure 1-1, c.à-d. des 17 éoliennes Perwez existantes et des six éoliennes Liernu approuvées^C. Les hauteurs de moyeu et les diamètres de tour Figure 1-1 ont été utilisés ; et
- Scénario de renouvellement (repowering). Celui-ci est semblable au scénario existant. Toutefois, les éoliennes des parties 1 et 2 de Perwez sont renouvelées à l'aide de sept éoliennes (voir la discussion dans la Section 1.3.2). L'emplacement des éoliennes utilisées dans ce scénario s'affiche dans Figure 1-2. Une hauteur de moyeu de 119 m AGL et un diamètre de tour de 4,7 m ont été utilisés pour les éoliennes renouvelées.

L'effet d'écran du terrain a été pris en compte

L'importante perte d'ombre du PSR pour le scénario existant est affichée dans Figure 3-1, qui montre que l'importante perte d'ombre s'étend des éoliennes à la portée maximale de fonctionnement du radar dans un secteur angulaire d'environ 8°, s'étendant de 171°N à 179°N. Figure 3-2 montre la perte d'ombre correspondante pour le scénario de renouvellement (repowering). La position et la taille du secteur restent inchangées.

^C Les éoliennes Liernu sont incluses dans les deux scénarios parce qu'elles sont approuvées et sont susceptibles d'être construites.

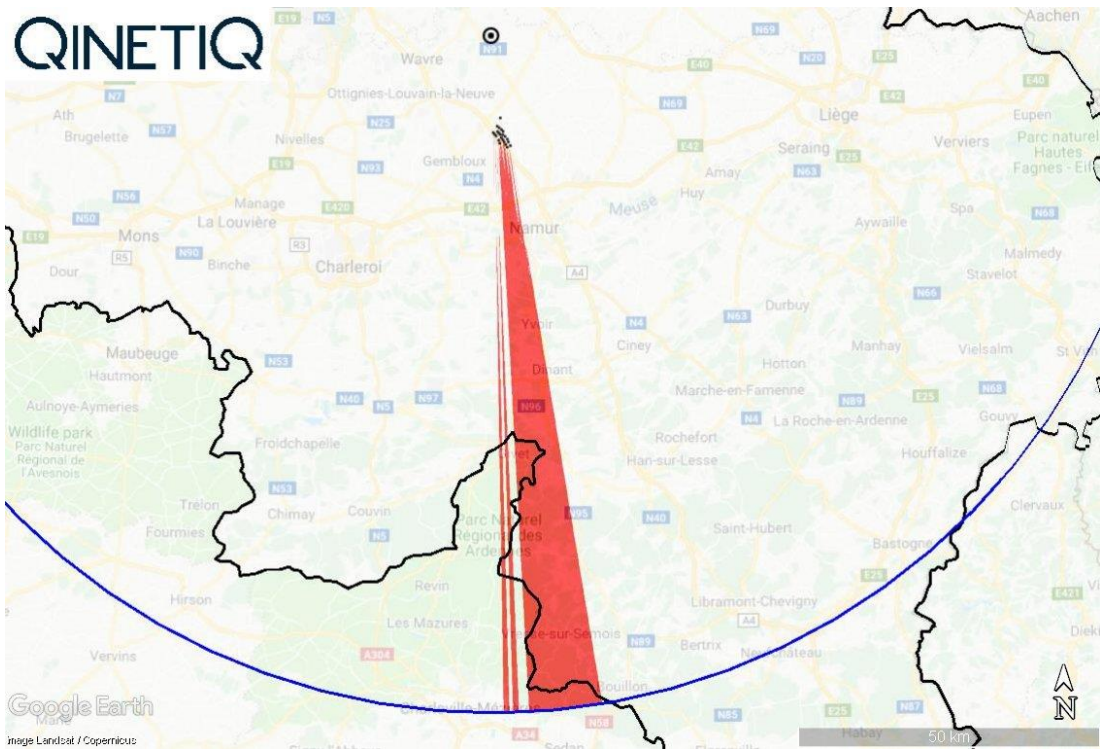


Figure 3-1: L'ombrage important PSR (zones rouges) pour le scénario existant. Cercle blanc = radar ; points noirs = éoliennes ; ligne bleue = rayon de fonctionnement maximal ; polygone noir = frontière belge

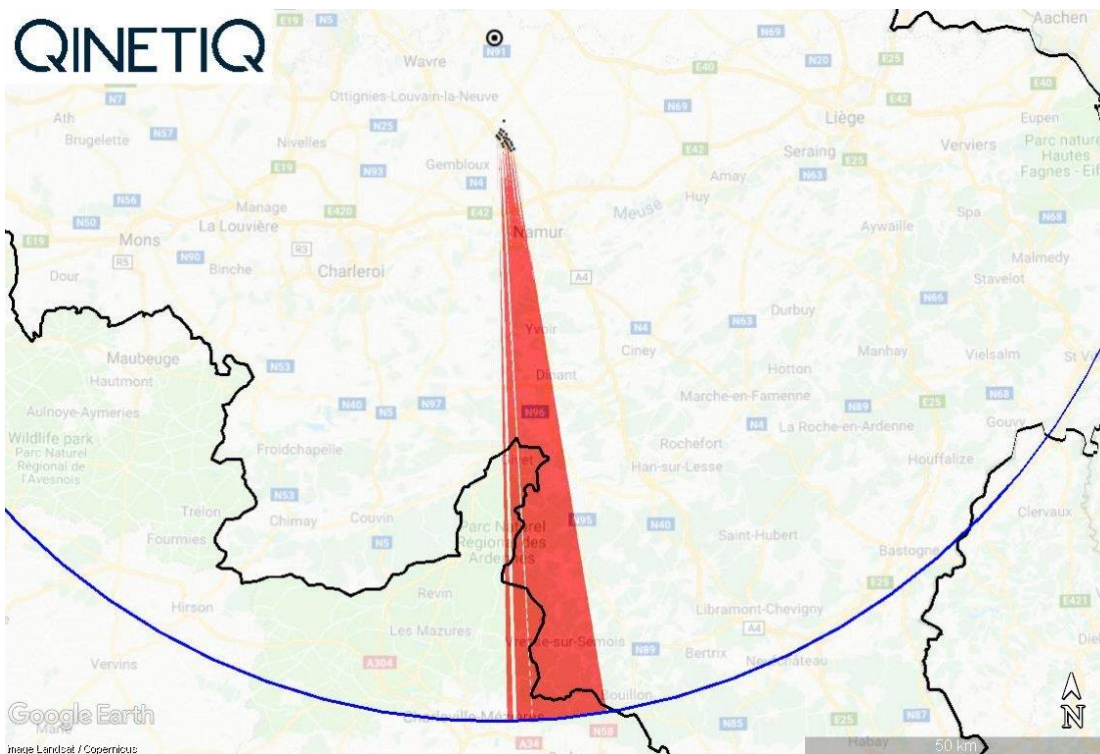


Figure 3-2: Ombrage important du PSR (zones rouges) pour le scénario de renouvellement (repowering). Cercle blanc = radar ; points noirs = éoliennes ; ligne bleue = rayon de fonctionnement maximal ; polygone noir = frontière belge

3.1.3 Altitude de l'ombre

Juste derrière l'obstacle, la hauteur de l'ombre au-dessus du sol est comparable à la hauteur de l'obstacle. En supposant que l'antenne se trouve en dessous de la hauteur maximale de l'obstacle, ce qui est le cas pour les éoliennes proposées, la hauteur de l'ombre au-dessus du niveau moyen de la mer (AMSL) augmente avec la distance derrière l'obstacle. En raison de la courbure de la terre, l'espace aérien assombri affecte les cibles à des hauteurs croissantes AMSL. Cela est illustré dans Figure 3-3, qui représente une tranche verticale à travers l'espace aérien assombri. La figure constitue une illustration schématique s'inspirant de l'altitude de l'ombre, montrant une éolienne proche du radar qui projette une ombre dans l'espace aérien de surveillance visé (bleu).

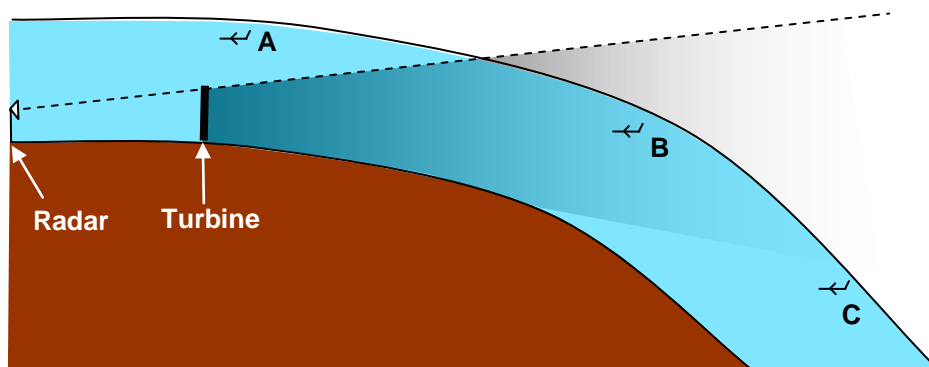


Figure 3-3: Illustration de la hauteur de l'ombre

Les trois positions de l'avion en guise d'illustration du Figure 3-3 sont à la même hauteur AMSL, à des portées différentes du radar. L'avion A n'est pas dans l'ombre, sa détectabilité ne sera pas affectée. L'avion B est dans l'ombre, sa détectabilité sera potentiellement réduite. L'avion C se trouve à une portée et à une hauteur où l'ombre de la terre bloque le signal et n'est pas détectable avec ou sans éolienne. D'après cette illustration, l'espace aérien affecté est défini comme *l'espace aérien qui est assombri par les éoliennes, mais qui ne se situe pas dans une ombre existante en raison du relief.*

L'altitude maximale de l'ombre est indiquée pour les parcs éoliens Perwez existants et renouvelés dans Figure 3-4 et Figure 3-5 respectivement. Les éoliennes augmentent l'altitude de l'ombre dans un secteur de 8° (171°N à 179°N). L'altitude maximale de l'ombre actuelle est d'environ 1 660 m AMSL à la portée maximale du radar. Après le renouvellement (repowering), l'altitude de l'ombre augmente dans un secteur de 3° (174°N à 177°N). L'altitude maximale de l'ombre augmente jusqu'à environ 1820 m AMSL. L'augmentation est due à l'augmentation de la hauteur de la tour.

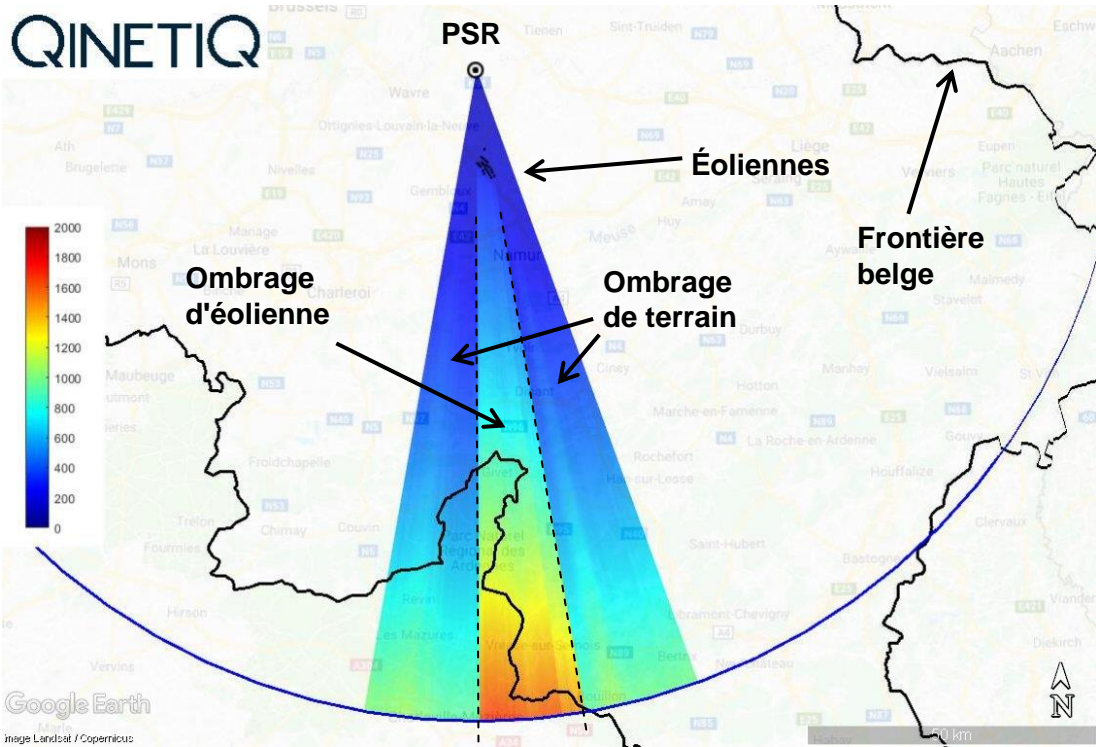


Figure 3-4: Altitude de l'ombre (m AMSL) (scénario existant). Cercle blanc = radar ; points noirs = éoliennes ; ligne bleue = rayon de fonctionnement maximal ; lignes noires en pointillé = secteurs comportant des éoliennes (171°N - 179°N)

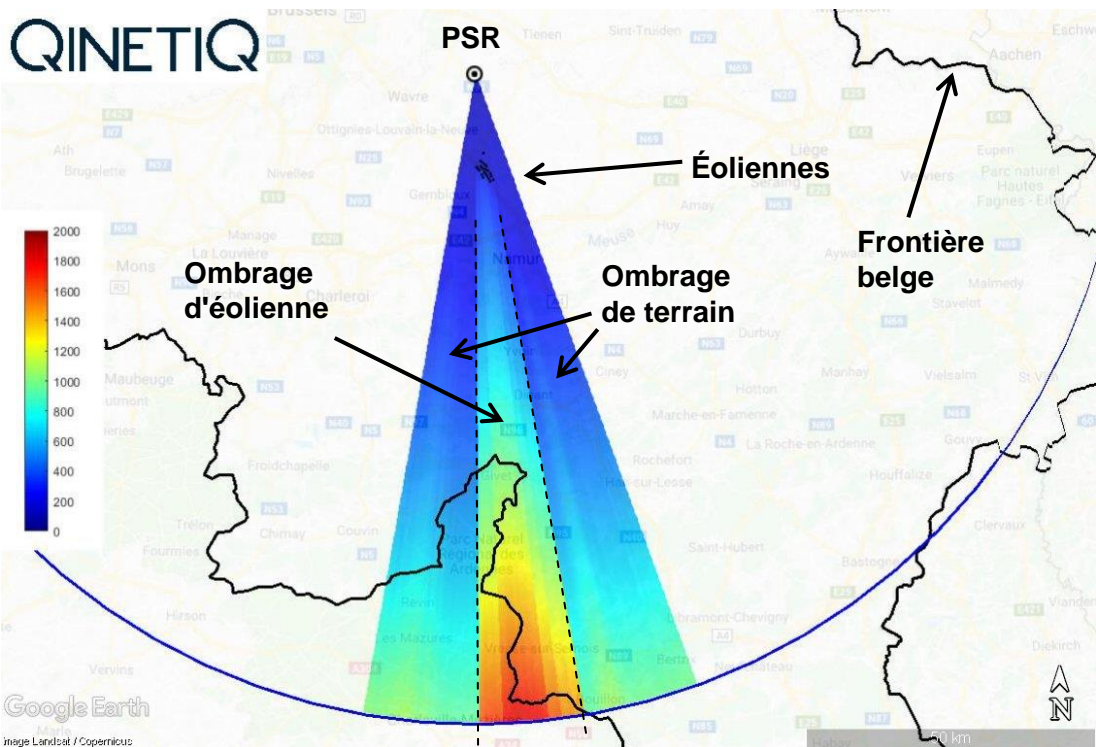


Figure 3-5: Altitude de l'ombre (m AMSL) (scénario de renouvellement (repowering)). Cercle blanc = radar ; points noirs = éoliennes ; ligne bleue = rayon de fonctionnement maximal ; lignes noires en pointillé = secteurs comportant des éoliennes (171°N - 179°N)

3.2 Fouillis dû aux échos des éoliennes

Cette section traite de l'impact des rapports de fausse cible PSR dus à des échos d'éoliennes, comme indiqué à la section 4.3.2 des lignes directrices d'Eurocontrol [2].

Les éoliennes de Perwez proposées sont dans la ligne de mire du radar (voir la section 2) et à plus de 15 km du PSR (mesuré à partir des centres des éoliennes). En conséquence, une évaluation PSR simple d'Eurocontrol est requise^D [2]. Dans le cadre d'une simple évaluation PSR simple d'Eurocontrol, les éoliennes étudiées sont perçues comme suffisamment éloignées du radar pour que les détections des éoliennes à travers les lobes latéraux de l'antenne^E puissent être ignorées. Par conséquent, il est possible d'utiliser un modèle simple d'azimut et de portée pour estimer les zones de fouillis des éoliennes, l'étendue de portée de chaque zone étant la résolution de portée du radar et la largeur angulaire étant égale à la largeur de faisceau horizontale de 3 dB. La taille physique de l'éolienne a été prise en compte dans le calcul.

Le fouillis de Perwez pourrait avoir un impact cumulatif avec d'autres fouillis d'éoliennes. Sur la base des échanges précédents avec les prestataires de service en navigation aérienne (PSNA) belges, il est possible d'obtenir un impact cumulatif à une distance de 30 km.

Les résultats sont présentés pour deux scénarios :

- scénario existant (parc éolien existant de Perwez et éoliennes à proximité, approuvées, en construction ou en exploitation) ; et
- scénario de renouvellement (repowering) (identique au scénario existant, sauf que huit des éoliennes Perwez sont démantelées et remplacées par sept éoliennes, tel qu'indiqué à la section 1.3.2. Un diamètre de rotor de 140 m a été utilisé pour les éoliennes renouvelées.

Le fouillis radar du parc éolien de Beauvechain pour le scénario existant est illustré dans Figure 3-6(proximité du parc éolien) et Figure 3-7(toutes les éoliennes dans un rayon de 30 km autour de Perwez). Dans ces chiffres, l'impact des éoliennes existantes *que l'on envisage de renouveler* est indiqué en bleu. Tous les fouillis d'éoliennes seront affichés sur l'écran radar ou supprimés, selon les réglages de l'opérateur.

L'analyse correspondante pour le scénario de renouvellement (repowering) est présentée dans Figure 3-8 et Figure 3-9. L'impact est très semblable à celui du scénario actuel. Une légère réduction de fouillis total est notée en raison de la réduction du nombre total d'éoliennes.

^D Bien que les pales des éoliennes les plus proches du projet existant et du projet de renouvellement (repowering) se trouvent à moins de 15 km du radar, il a été convenu avec l'armée qu'une simple évaluation PSR est nécessaire.

^E Si l'amplitude des signaux réfléchis par un objet, comme une éolienne, est suffisamment élevée, ces signaux peuvent être détectés par les lobes latéraux de l'antenne, ainsi que par le faisceau principal. C'est ce qu'on appelle la percée du lobe latéral, qui peut entraîner la détection de l'éolienne sur plus d'un relèvement, ce qui entraîne la formation d'arcs de détection autour du radar.

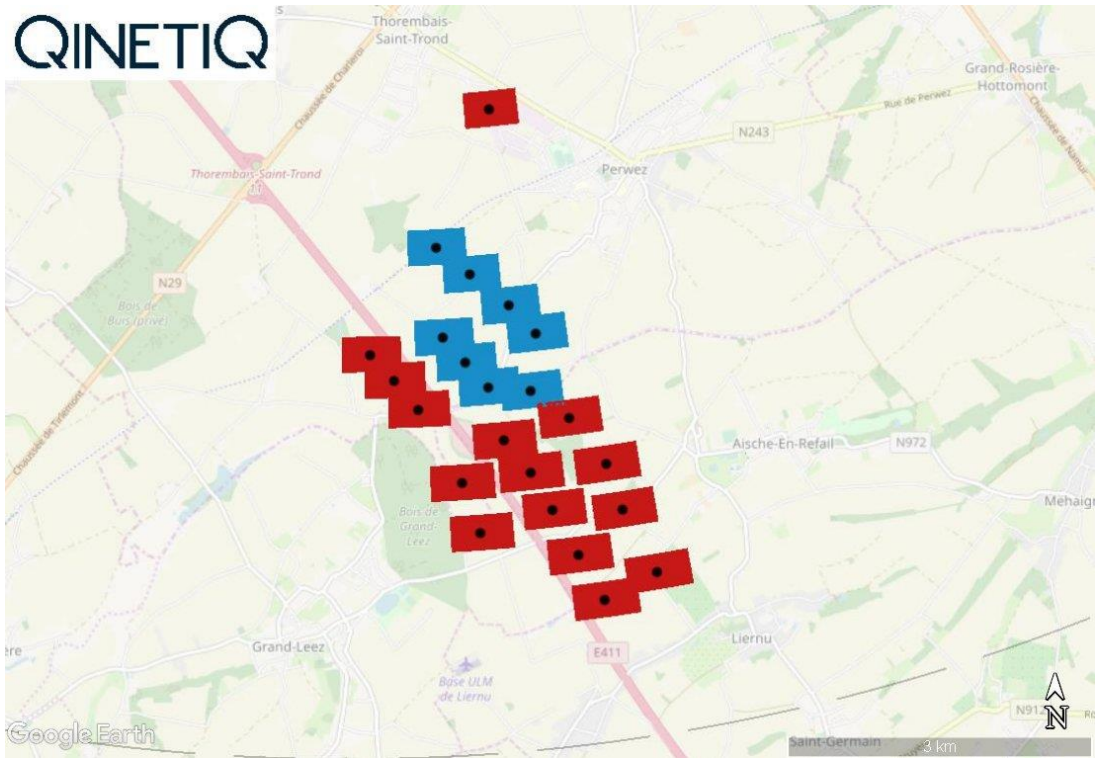


Figure 3-6: Patches de fouillis PSR (Scénario existant). Bleu = fouillis des éoliennes Perwez nécessitant un renouvellement (repowering) ; rouge = fouillis des éoliennes Liernu et de Perwez qui ne seront pas renouvelées ; points noirs = emplacement des éoliennes ; cercles en pointillés gris = anneaux de 10 km de portée centrés sur le radar

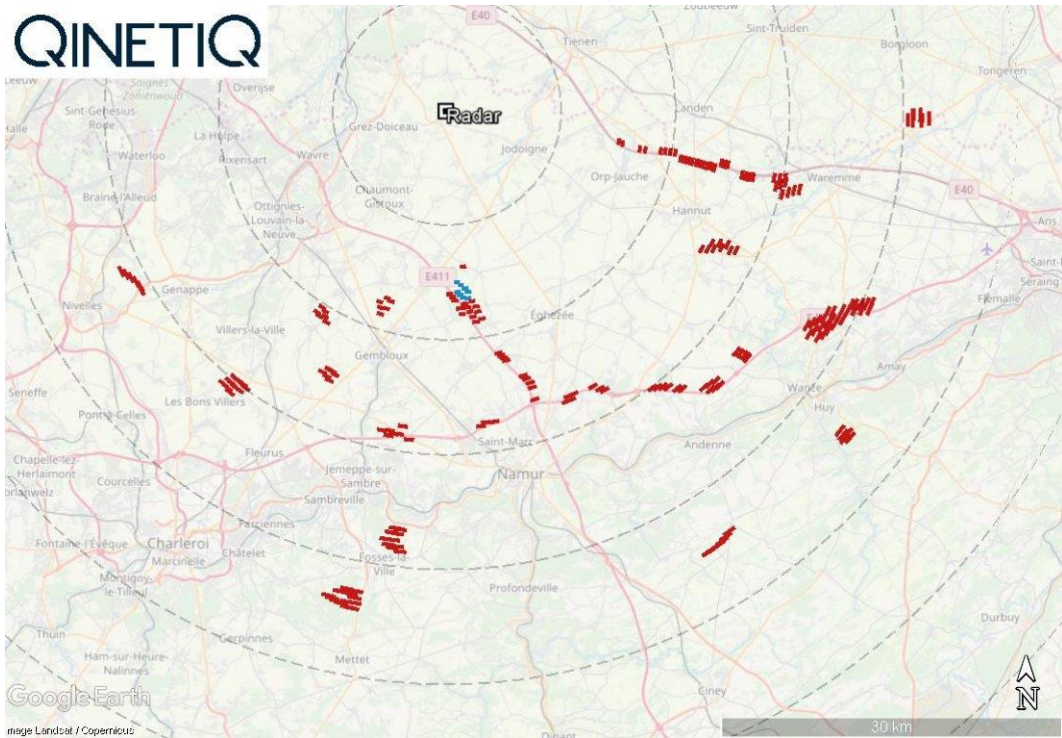


Figure 3-7: Identique à Figure 3-6, à l'exception des zones de fouillis (rouges) provenant d'autres éoliennes situées à moins de 30 km du projet de renouvellement (repowering).

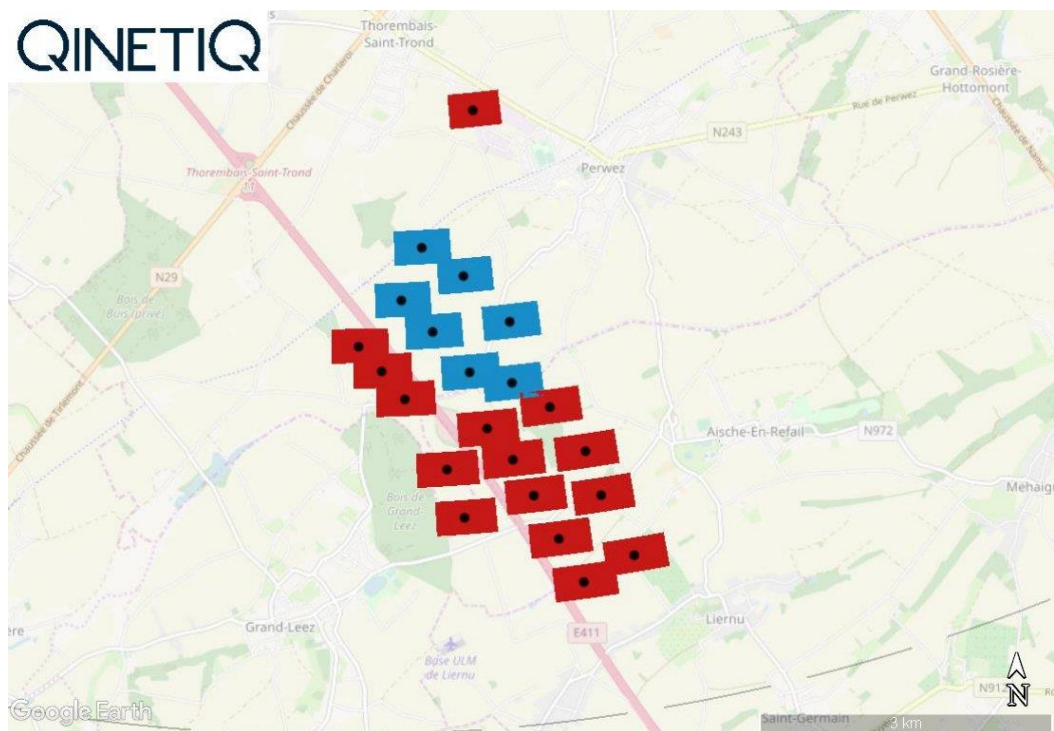


Figure 3-8: Les patchs de fouillis PSR pour le scénario de renouvellement (repowering). Bleu = fouillis des éoliennes renouvelées ; rouge = fouillis des éoliennes Liernu et de Perwez qui ne seront pas à nouveau alimentées ; points noirs = emplacement des éoliennes ; cercles en pointillés gris = marqueurs de distance de 10 km centrés sur le radar

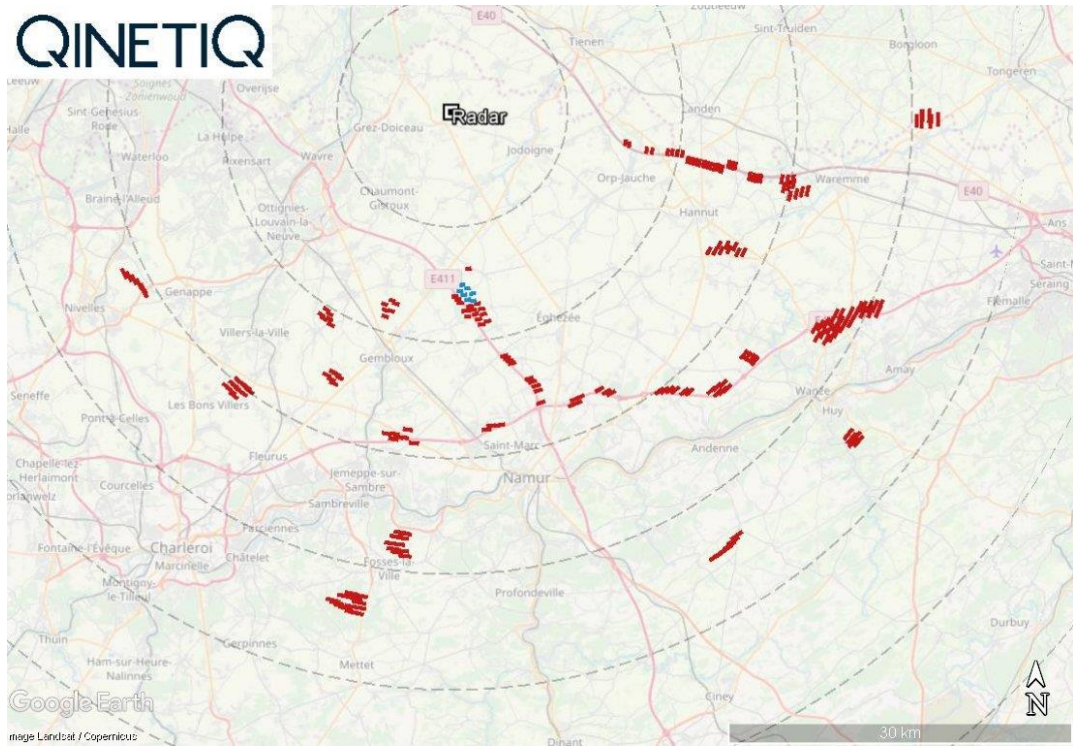


Figure 3-9: Identique à Figure 3-8, à l'exception des zones de fouillis (rouges) provenant d'autres éoliennes situées à moins de 30 km du projet de renouvellement (repowering).

3.3 Le CFAR a relevé les seuils de réduction de la probabilité de détection d'un avion.

Cette évaluation porte sur l'impact de l'augmentation de la région de seuil du taux de fausse alarme constant (CFAR), tel qu'indiqué à la section 4.3.1 des Directives d'Eurocontrol[2], *probabilité de détection de RSP*.

Le traitement du CFAR est un processus permettant d'ajuster la sensibilité du radar afin que le nombre d'échos parasites, ou de « fausses alarmes », reste constant. Dans les zones où le fouillis d'arrière-plan est élevé, le traitement du CFAR tend à augmenter le seuil de détection, c'est-à-dire à rendre le radar moins sensible, afin de s'assurer que le taux de fausses alarmes reste constant. Le traitement du CFAR utilise une grille de cellules régulièrement échantillonnées selon la distance et l'azimut. Le seuil est calculé séparément pour chaque cellule de distance/d'azimut.

Dans la plupart des systèmes CFAR, le niveau seuil de la cellule en cours de test (CUT) est calculé sur la base de la moyenne des cellules qui l'entourent. Si une éolienne ou une autre source importante de fouillis se trouve près de la CUT, la méthode CFAR peut désensibiliser le radar et réduire la probabilité de détection d'un aéronef.

Dans cette évaluation de haut niveau, l'empreinte CFAR est définie comme la limite latérale de l'espace aérien à l'intérieur de laquelle la probabilité de détection d'un avion pourrait être affectée en raison de la présence du parc éolien. La modélisation est basée sur la largeur du faisceau horizontal de l'antenne, la longueur d'impulsion et la description de l'algorithme CFAR et prend en compte la taille physique de l'éolienne. On suppose qu'il n'existe aucune avancée significative du lobe latéral.

Les résultats sont présentés pour deux scénarios, selon l'évaluation du fouillis.

Les résultats du scénario existant sont illustrés dans Figure 3-10 (proximité du parc éolien) et Figure 3-11 (toutes les éoliennes dans un rayon de 30 km autour de Perwez). Dans ces chiffres, l'impact des éoliennes *qui seront renouvelées* est indiqué en bleu. Il existe un chevauchement important des empreintes CFAR de chaque éolienne. La zone affectée par les éoliennes qui seront uniquement renouvelées est de 0,71 km².

L'analyse correspondante pour le scénario de renouvellement (repowering) est présentée dans Figure 3-12 et Figure 3-13. L'impact est très semblable à celui du scénario actuel. L'impact résultant des éoliennes renouvelées uniquement présente une forme légèrement différente, mais est également de 0,71 km².

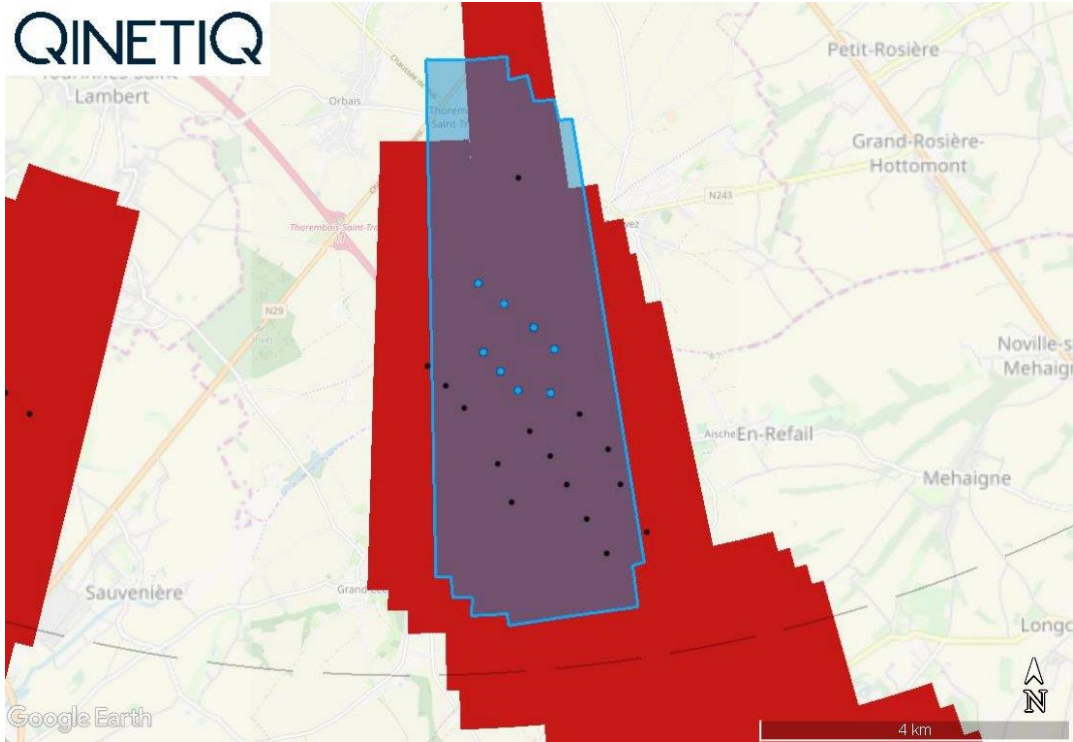


Figure 3-10: Empreintes CFAR du PSR (Scénario existant). Polygone bleu = Empreinte CFAR des éoliennes à renouveler ; rouge = Empreintes CFAR des autres éoliennes ; points noir/bleus = emplacement des éoliennes ; cercles en pointillés gris = marqueurs de distance de 10 km centrés sur le radar

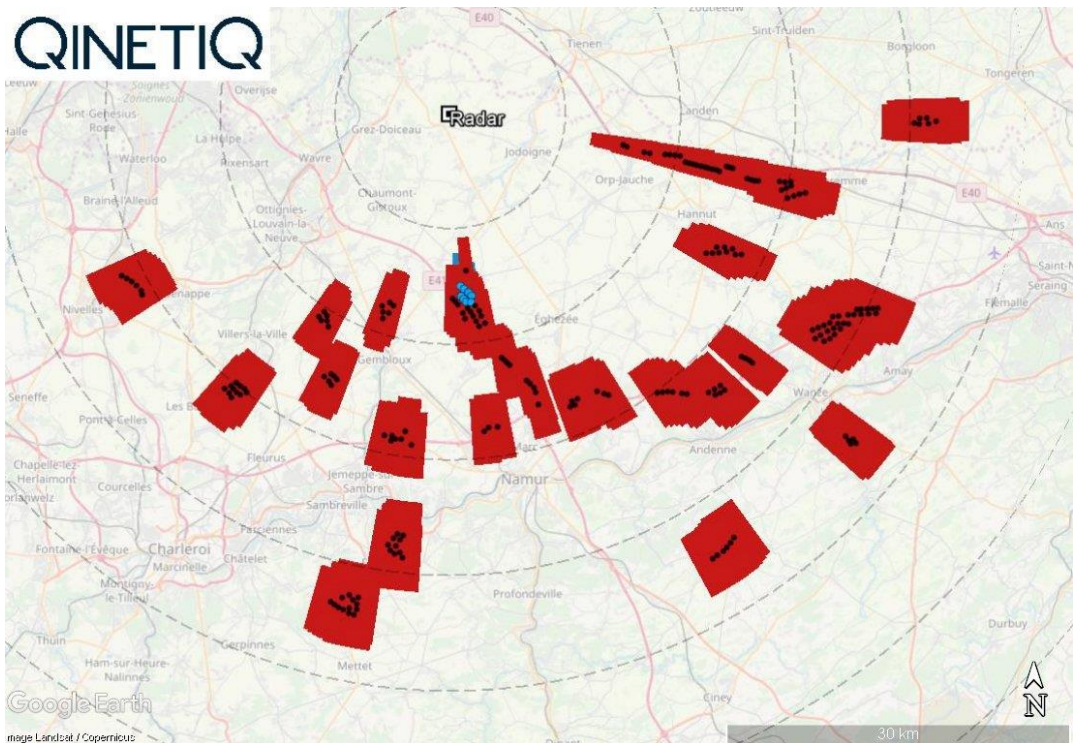


Figure 3-11: Vue agrandie Figure 3-10 montrant les empreintes CFAR d'autres éoliennes dans un rayon de 30 km autour du projet de renouvellement (repowering).

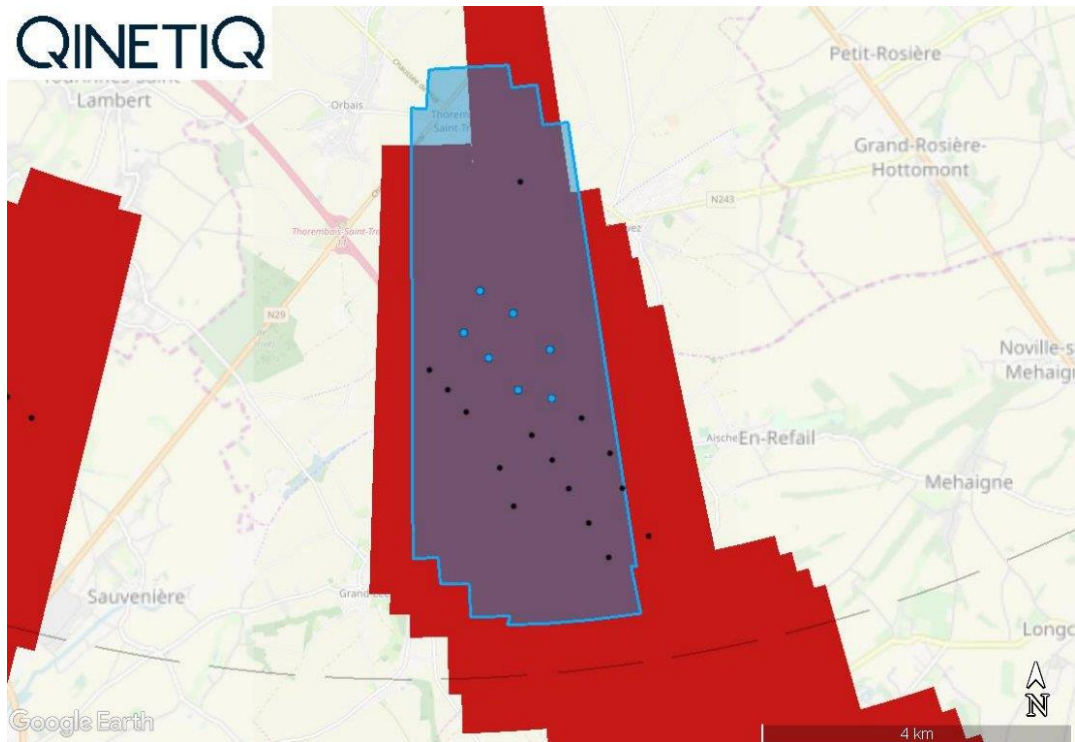


Figure 3-12: Empreintes CFAR du PSR (Scénario de renouvellement (repowering)).
Polygone bleu = Empreinte du CFAR des éoliennes renouvelées ; rouge =
Empreintes CFAR des autres éoliennes ; points noir/bleus = emplacement des
éoliennes ; cercles en pointillés gris = marqueurs de distance de 10 km centrés sur
le radar

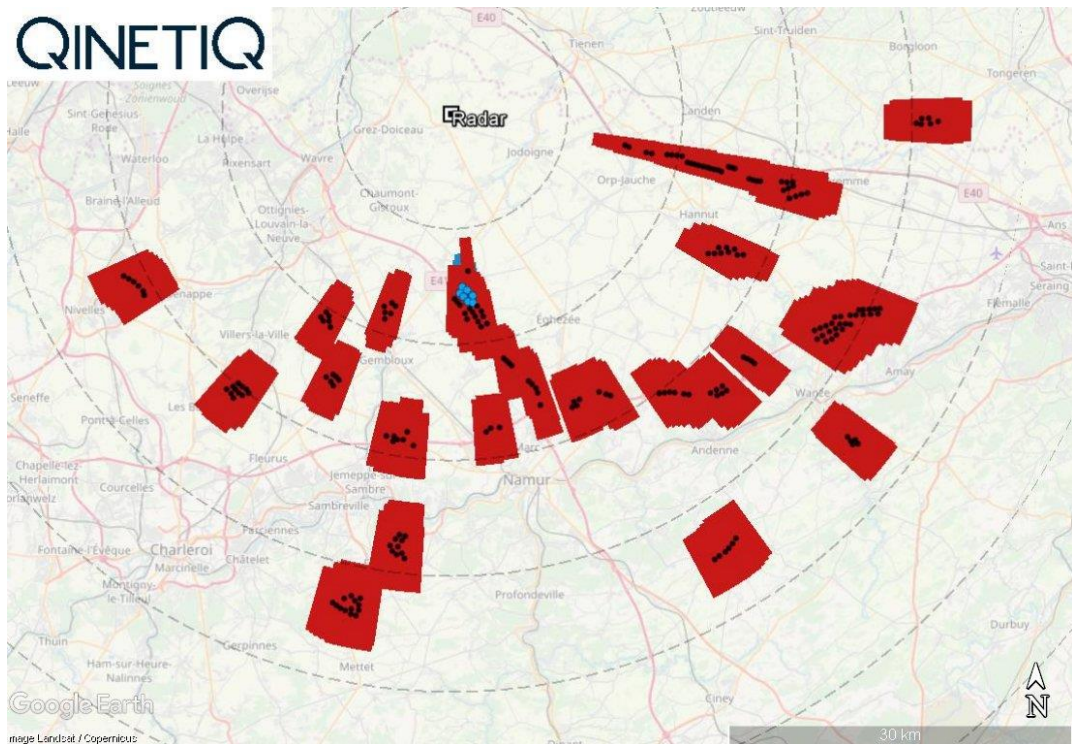


Figure 3-13: Vue agrandie Figure 3-12 montrant les empreintes CFAR d'autres éoliennes dans un rayon de 30 km autour du projet de renouvellement (repowering).

3.4 Sensibilité aux réductions de hauteur

Eneco envisage de réduire la hauteur d'extrémité de pales AGL des éoliennes WT1, WT2, WT4 et WT5 à 175 m, 175 m, 171 m et 170 m, respectivement. Cela implique une réduction de la hauteur du moyeu tout en maintenant un diamètre de rotor identique. Dans cette section, les avantages probables du scénario de renouvellement (repowering) sont examinés.

Les changements probables sont :

- un léger avantage sera obtenu en termes de réduction de la hauteur de la zone d'impact de l'ombre dans le scénario de renouvellement (repowering). l'altitude maximale de l'ombre sera réduite d'environ 40 m à la portée maximale instrumentée ; et
- aucun avantage ne sera obtenu en termes d'impacts du fouillis/CFAR - parce que ces impacts sont dominés par les pales, et pour une simple évaluation PSR, la réduction de la hauteur du moyeu n'aura aucun effet (à moins que les éoliennes puissent être déplacées hors de la ligne de mire du radar, ce qui n'est pas le cas pour le projet de renouvellement (repowering)).

Dans l'ensemble, un léger avantage sera obtenu en termes de réduction des impacts du PSR dans le scénario de renouvellement (repowering). Toutefois, les impacts seront similaires sur le plan qualitatif.

4 Évaluation détaillée du SSR de Beauvechain

4.1 Ombrage

L'évaluation décrite dans cette section porte sur les impacts de l'ombrage du SSR, tel qu'indiqué dans la section 4.4.9 des Directives d'Eurocontrol relatives à l'évaluation des impacts potentiels des éoliennes sur les radars de surveillance [2].

4.1.1 Discussion

La méthode est identique à celle utilisée pour l'évaluation PSR. Cependant, comme les relais SSR sont des systèmes unidirectionnels, la perte de signal n'est calculée que sur un seul trajet. On suppose que la *perte d'ombre importante du SSR* est l'espace aérien où la perte d'ombre unidirectionnelle est de 3 dB ou plus.

4.1.2 Ombre cumulée

L'outil d'ombrage QinetiQ a été utilisé pour estimer l'ombre cumulative du parc éolien proposé pour les deux scénarios de la section 1.5, supposant que :

- 1,06 GHz de fréquence SSR ;
- portée maximale instrumentée présumée (256 NM) ;
- les emplacements d'éolienne de Figure 1-1 (Scénario existant) et Figure 1-2 (Scénario de renouvellement (repowering)) ; et
- hauteurs de moyeu et diamètres des tours de Figure 1-1 (Scénario existant) et Figure 1-2 (Scénario de renouvellement (repowering)).

Les zones d'ombre significatives (zones rouges) pour chaque scénario sont indiquées dans Figure 4-1 et Figure 4-2. La frontière belge (ligne noire) et la portée maximale instrumentée supposée (ligne bleue) sont indiquées sur chaque figure, ainsi que les éoliennes utilisées dans l'évaluation (carrés colorés) et le SSR de Beauvechain (icône en cercle blanc).

Dans les deux scénarios, la zone d'impact à longue distance du radar est bien estimée par un secteur s'étendant des éoliennes jusqu'à la portée maximale instrumentée présumée. Le secteur est légèrement plus large en azimuth pour le scénario de renouvellement (repowering). Les dimensions clés sont :

- Scénario existant :
 - Distance : entre le parc éolien et la portée instrumentée présumée ;
 - Azimut : entre 171,8°N et 176,9°N environ ;
 - Largeur en azimuth = 5,1°;
- Scénario de renouvellement (repowering) :
 - Distance : entre le parc éolien et la portée instrumentée présumée ;
 - Azimut : entre 171,8°N et 177,5°N environ ;
 - Amplitude azimuthale = 5,7°;

Il est à noter qu'à courte distance du parc éolien, l'amplitude azimutale de la zone d'impact est plus large que celle des deux scénarios et sera comparable à celle du parc éolien.

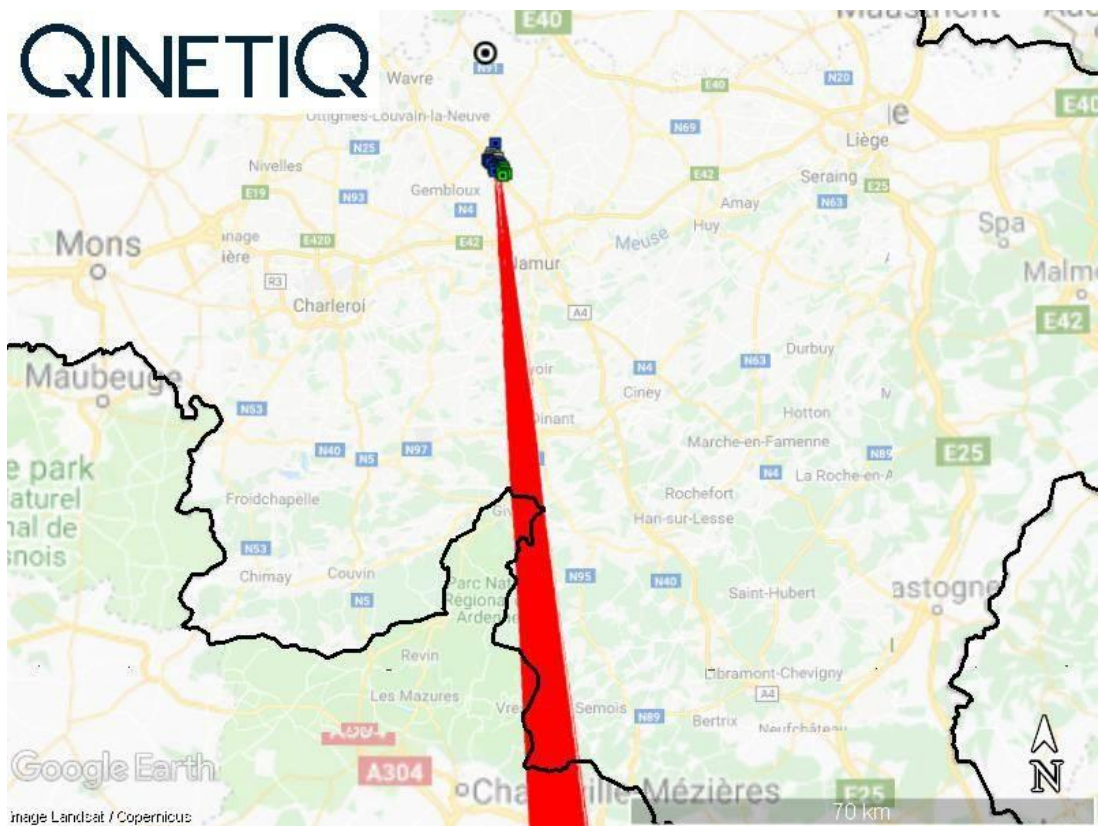
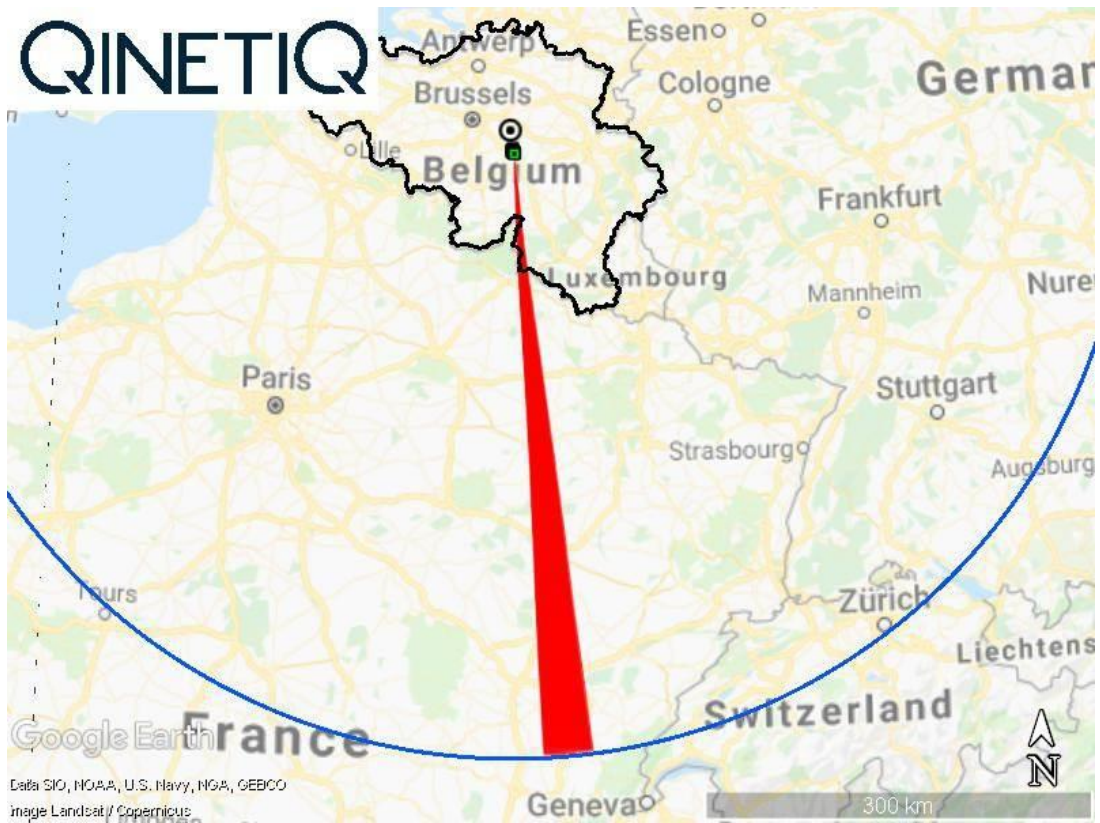


Figure 4-1: Zones d'ombre du SSR (scénario existant)

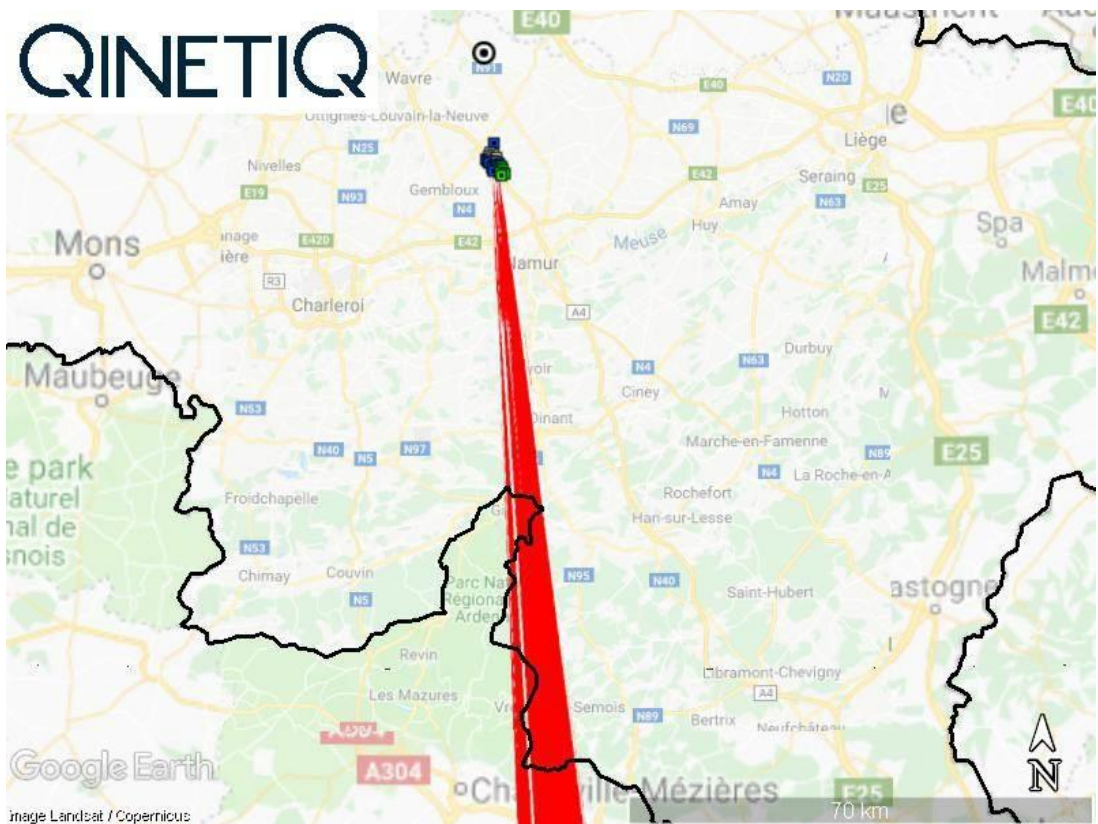
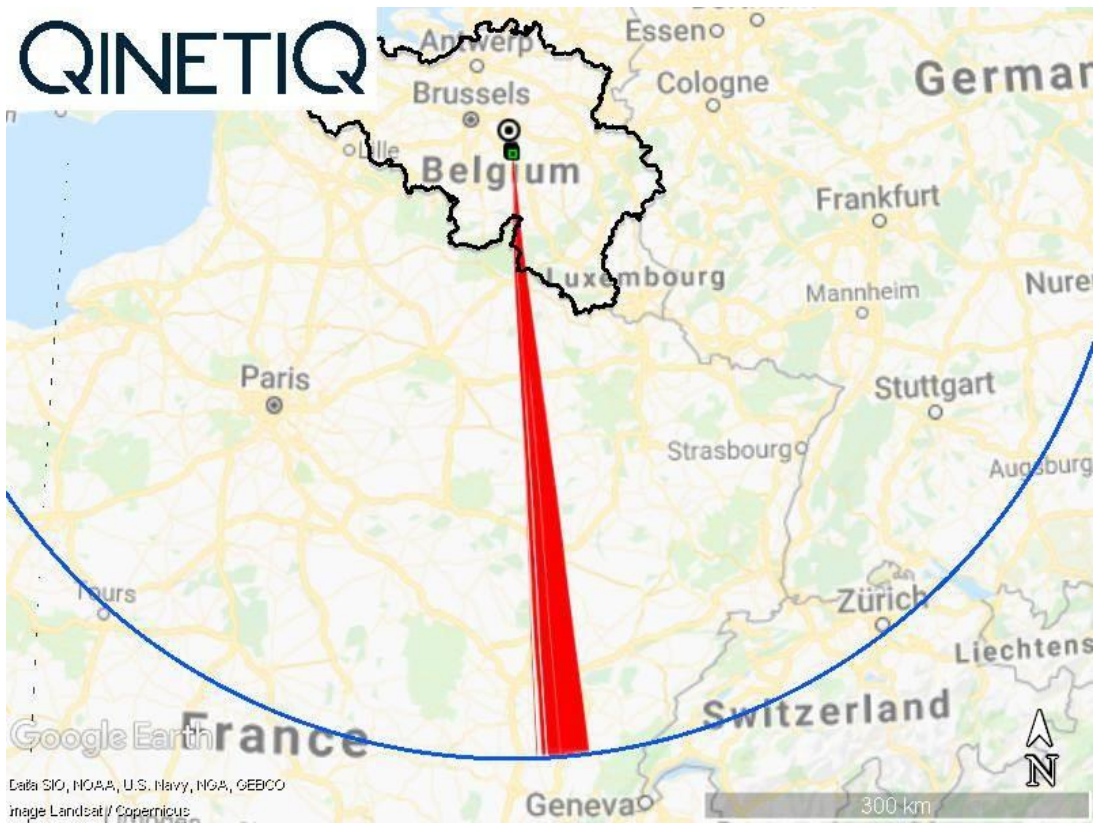


Figure 4-2: Zones d'ombre du SSR (scénario de renouvellement (repowering))

4.1.3 Altitude de l'ombre

Figure 4-3 et Figure 4-4 montre l'altitude de l'ombre des éoliennes dans le scénario existant et de renouvellement (repowering), respectivement. Après le renouvellement (repowering), l'altitude de l'ombre augmente dans un secteur d'environ 3°. L'altitude maximale à la distance instrumentée maximale présumée et à la frontière belge est la suivante :

- Scénario existant :
 - Altitude de l'ombre à la frontière belge = 849 m AMSL ;
 - Altitude de l'ombre à la portée maximale instrumentée présumée = 16 616 m AMSL ;
- Scénario de renouvellement (repowering) :
 - Altitude de l'ombre à la frontière belge = 954 m ; et
 - Altitude de l'ombre à la portée maximale instrumentée présumée = 17 368 m AMSL.

Une perte de détection des avions pourrait survenir s'ils volent en dessous de l'altitude de l'ombre (et se trouvent également dans les zones d'ombre de Figure 4-1 et Figure 4-2).

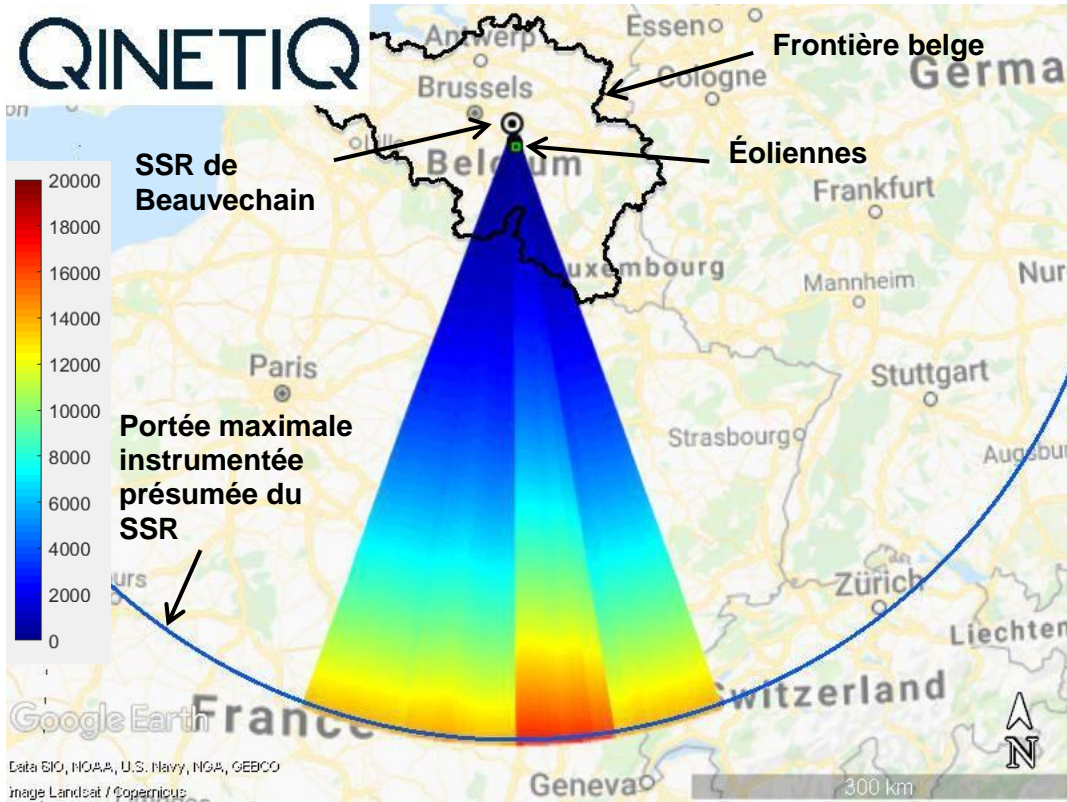


Figure 4-3: Altitude de l'ombre (m AMSL) (scénario existant)

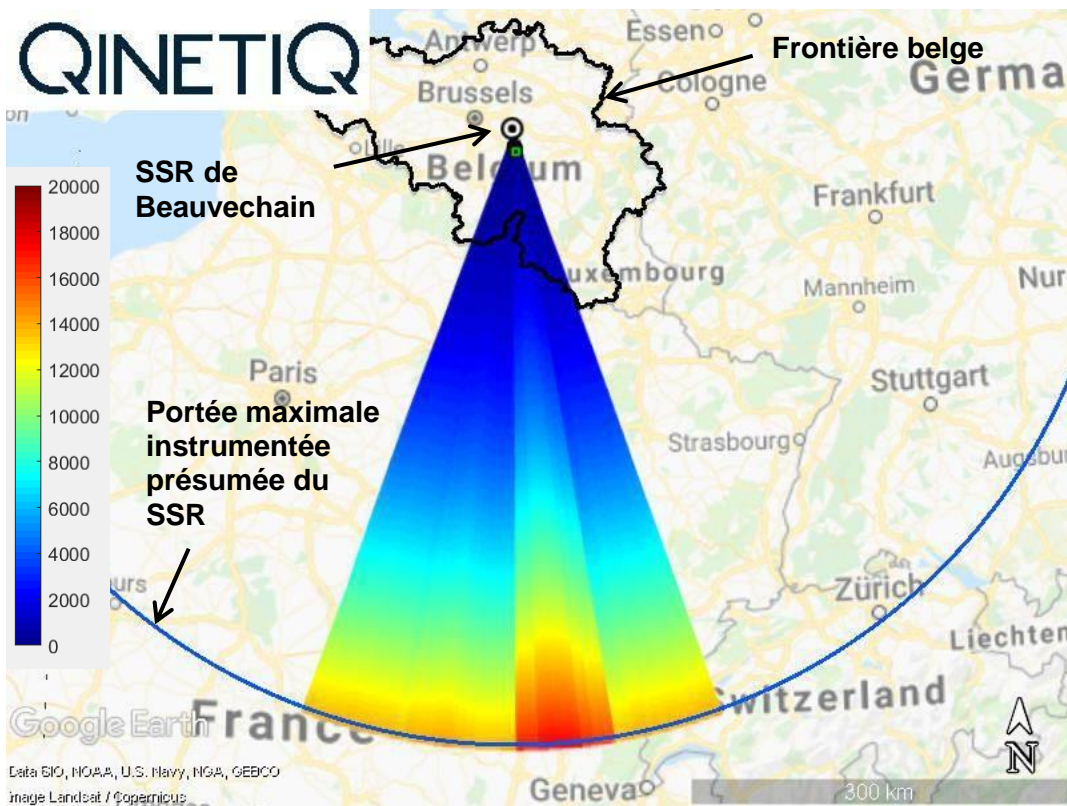


Figure 4-4: Altitude de l'ombre (m AMSL) (scénario de renouvellement (repowering))

4.2 Erreurs de relèvement SSR

La présente évaluation porte sur les impacts examinés à la section 4.4.11 des directives d'Eurocontrol [2], les précisions de position 2D SSR.

4.2.1 Discussion

Les relèvements SSR ne sont pas exacts. Les effets du système (tels que les erreurs de diagramme d'antenne et le bruit du récepteur) et l'environnement de fouillis peuvent entraîner des erreurs de relèvement. Si une éolienne présente des erreurs de relèvement, il est probable qu'elles s'ajoutent aux erreurs existantes. La norme d'Eurocontrol pour l'exécution de la surveillance en route stipule que toutes les erreurs aléatoires d'azimut doivent être inférieures à 0,068 degré (un sigma). La performance typique des systèmes SSR est meilleure que cela, environ 0,03 à 0,05 degré [12].

Le modèle QinetiQ estime l'erreur cumulative de relèvement présentée par les éoliennes, sur la base d'une méthode utilisant la dispersion par les cylindres [13]. Il a été démontré que cette méthode permet de modéliser avec précision les erreurs de relèvement présentées par les grandes structures cylindriques[13].

4.2.2 Évaluation

Aux fins de la présente évaluation, un impact opérationnel important peut être supposé si les erreurs de relèvement SSR dépassent 0,05 degré. La pire des hypothèses est que l'avion se trouve directement derrière les éoliennes.

Figure 4-5 et Figure 4-6 montre les erreurs de relèvement basées sur l'amplitude^F pour les scénarios existants et de renouvellement (repowering). Les empreintes sont correctement estimées par un secteur qui s'étend des éoliennes à la distance maximale de chaque SSR, entre les relèvements :

- 166,1°N et 182,4°N (Scénario existant) ; et
- 166,1°N et 183,4°N (Scénario de renouvellement (repowering)).

Dans les deux scénarios, la zone d'impact est plus large à proximité du parc éolien.

L'altitude de la zone d'impact sera identique aux altitudes de l'ombre dans Figure 4-3 et Figure 4-4.

^F Les erreurs de relèvement peuvent être basées sur l'amplitude ou la phase selon le système SSR étudié. Tous les calculs d'erreur de palier pour cette évaluation étaient basés sur l'amplitude, mais les résultats se sont avérés similaires pour la phase et l'amplitude.

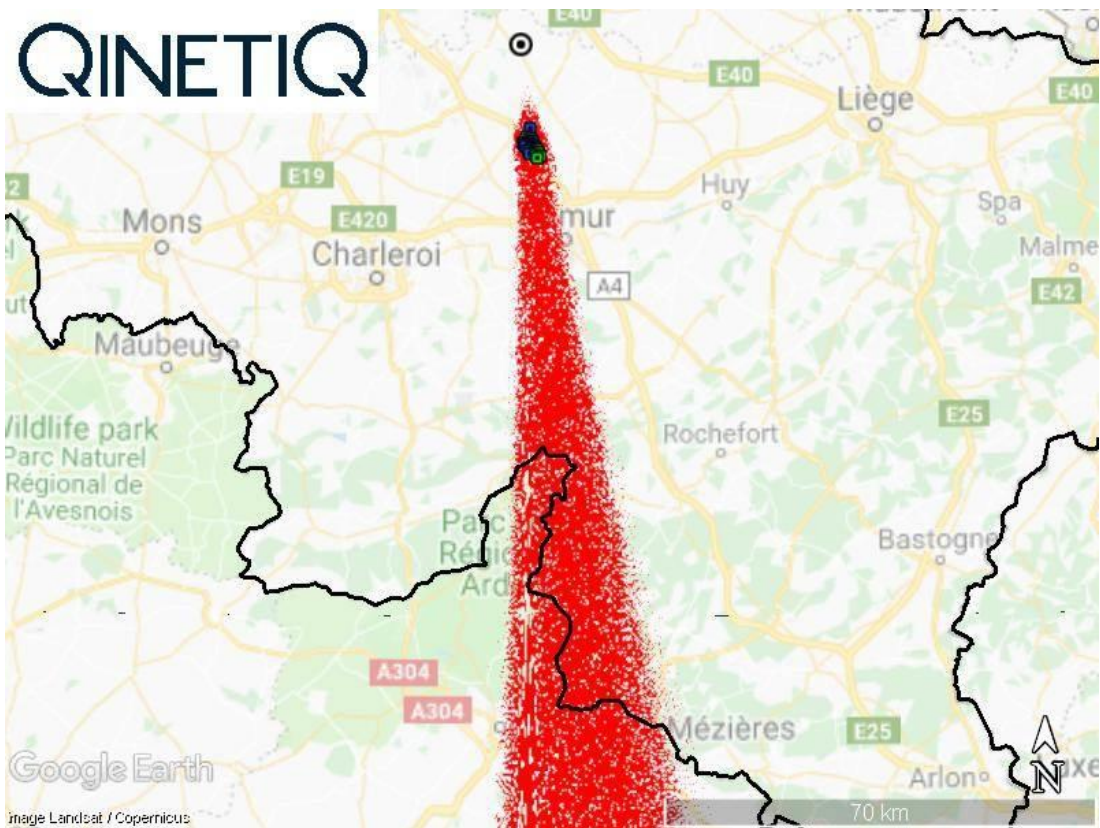
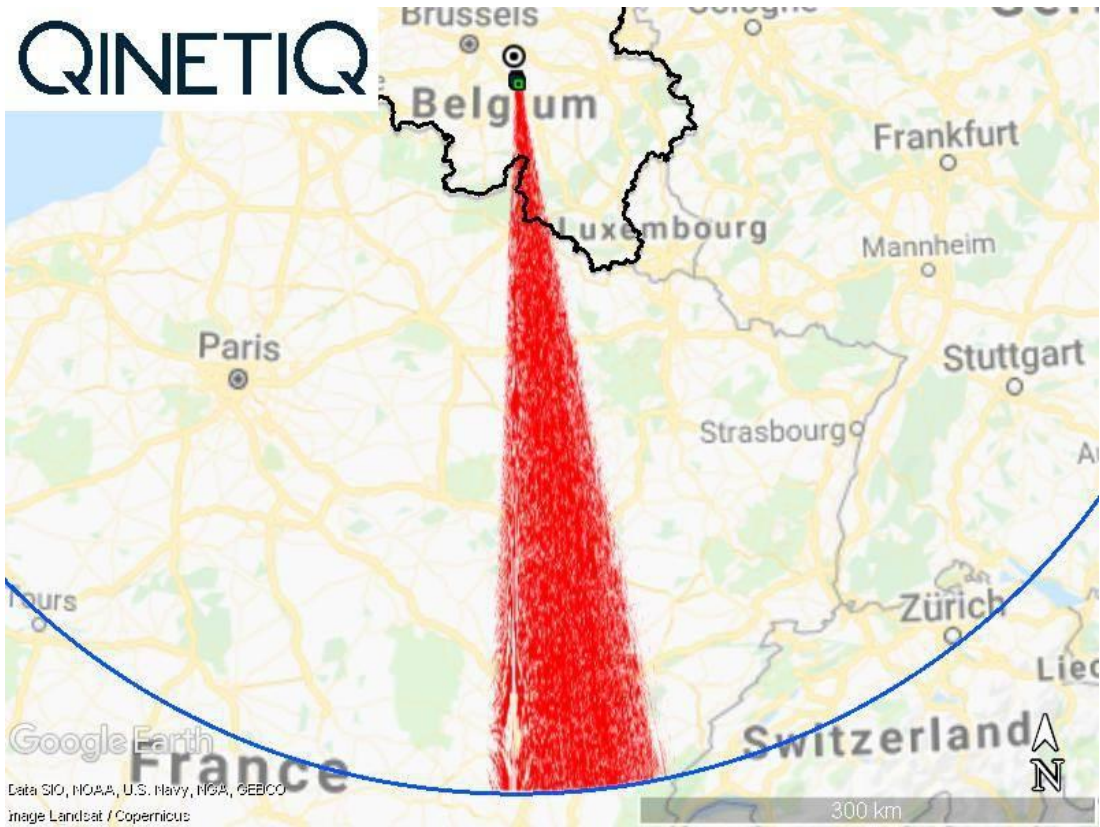


Figure 4-5: Zone d'impact de l'erreur de relèvement (scénario existant)

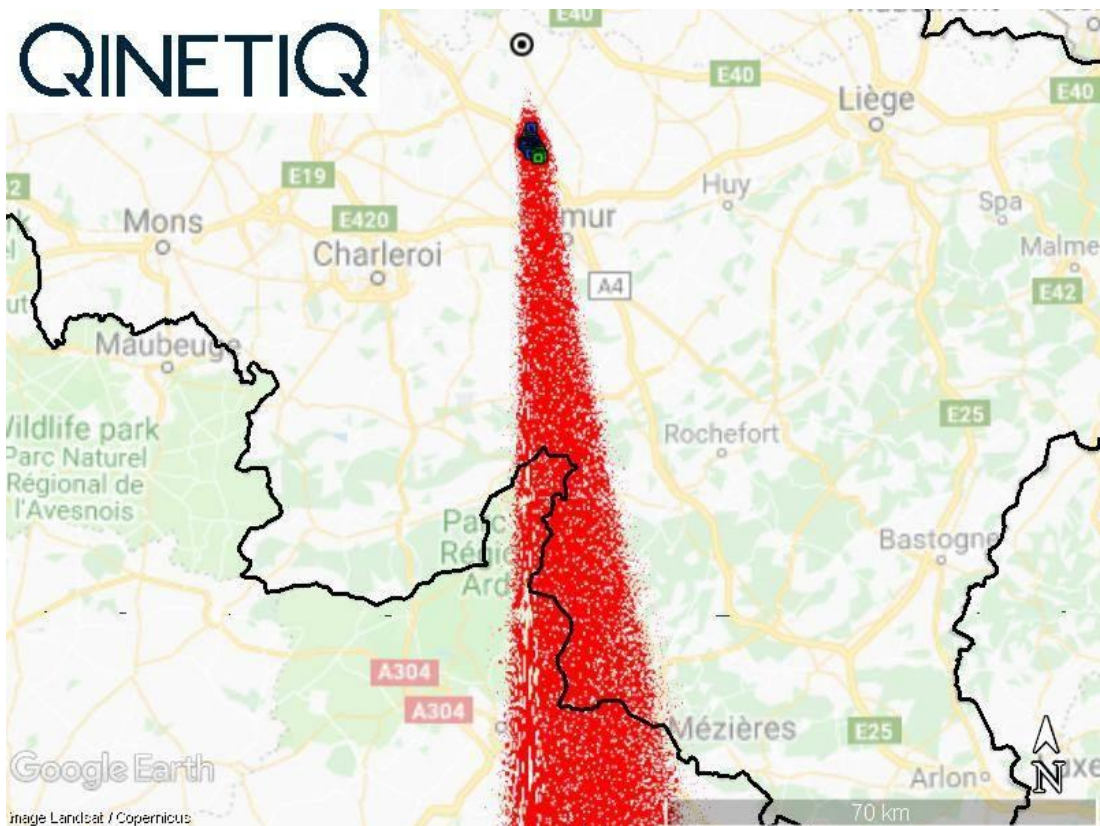
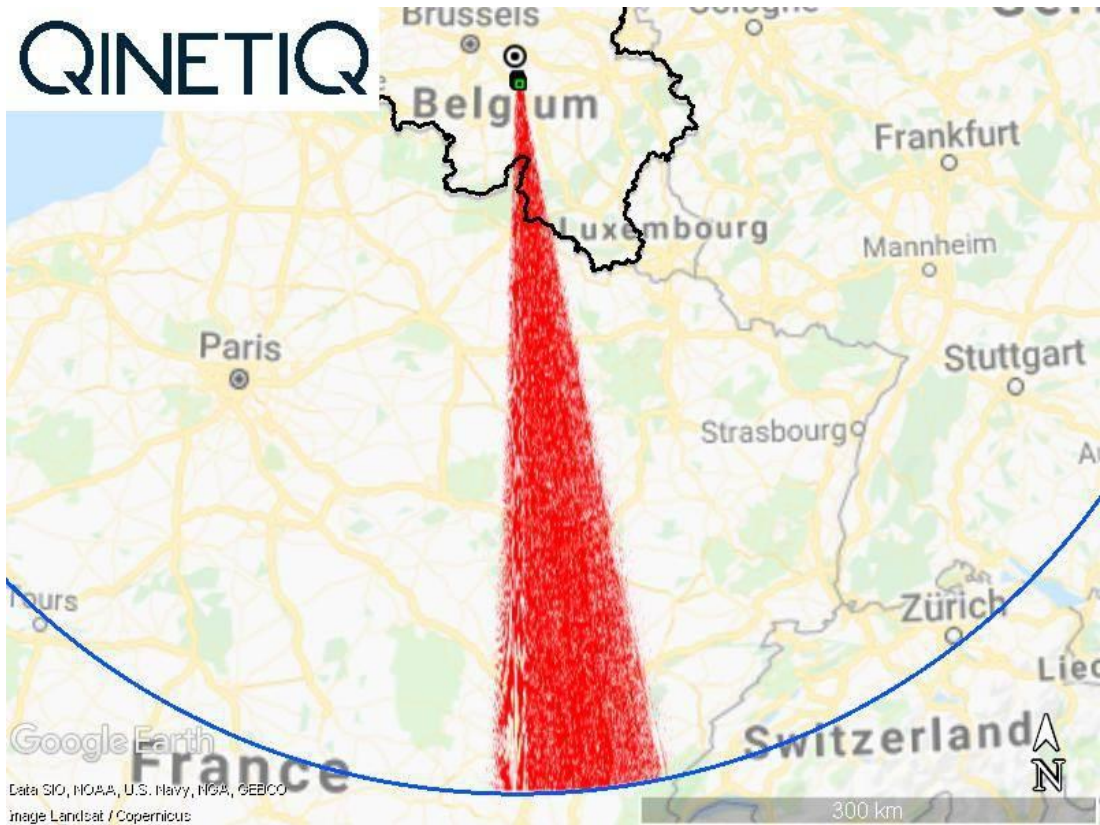


Figure 4-6: Zone d'impact de l'erreur de relèvement (scénario de renouvellement (repowering))

4.3 Rapports de fausse cible SSR

La présente évaluation porte sur les impacts examinés à la section 4.4.10 des directives d'Eurocontrol [2], les rapports de fausse cible SSR.

Les fausses cibles se produisent lorsque les liaisons montantes et descendantes sont reçues par réflexion d'un objet de grande taille. Les faux tracés sont généralement causés par de gros objets tels que des bâtiments près de l'interrogateur au sol. Les systèmes SSR établissent parfois une carte des emplacements des grands réflecteurs à proximité de l'interrogateur, qui peut être utilisée pour supprimer les rapports de faux tracés [12]. Cette technique peut être moins fiable lorsque les réflexions sont causées par des cibles courbes ou intermittentes comme des éoliennes [12].

Grâce aux techniques de suppression des lobes latéraux, la réponse d'un transpondeur à une liaison montante réfléchie ne peut être reçue directement par la station au sol. La liaison montante et la liaison descendante doivent toutes deux arriver par réflexion, comme indiqué dans Figure 4-7. Le relèvement de la fausse cible représente également le relèvement du réflecteur. La portée de la fausse cible est égale à la longueur du trajet des signaux réfléchis. Il est à noter que si le réflecteur et l'avion sont sur des relèvements similaires, les techniques de suppression des lobes latéraux pourraient ne pas fonctionner, ce qui peut donner lieu à des mécanismes d'interférence potentiels.

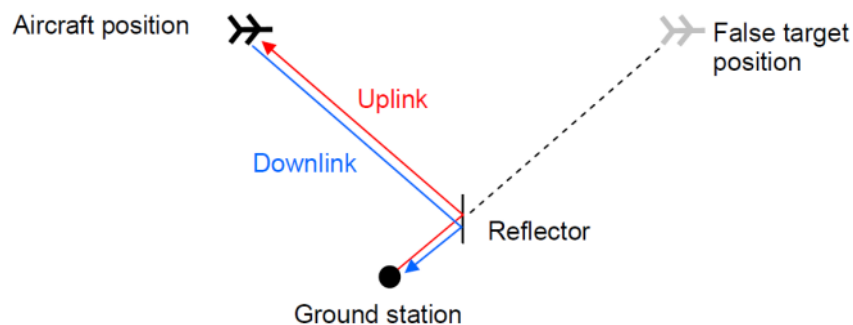


Figure 4-7 Vue en plan de la configuration dans laquelle les réflexions sont à l'origine de fausses cibles

Les dimensions de l'espace aérien, dans lequel la détection de la liaison montante réfléchie et de la liaison descendante réfléchie est susceptible de causer une fausse cible, ont été estimées. La taille physique des éoliennes a été prise en compte dans ce calcul. Les paramètres représentatifs de SSR suivants ont été utilisés :

- Interrogateur :
 - Puissance = 1 000 W ;
 - Gain maximal = 27 dB ;
 - Sensibilité = -85 dBm.
- Transpondeur :
 - Puissance = 250 W ; et
 - Sensibilité = -71 dBm.

Le modèle d'antenne du SSR n'était pas connu. Il a été supposé que les éoliennes sont dans la ligne de visée de l'interrogateur. Cela risque de surestimer les impacts,

toutefois, comme il s'agit d'un projet de remotorisation, le changement relatif sera plus important que les niveaux absolus.

L'empreinte au sol de la zone d'impact est indiquée dans Figure 4-8 et Figure 4-9 pour chaque scénario, en utilisant les éoliennes et les dimensions de Figure 1-1 et Figure 1-2. Les principales dimensions de la zone d'impact sont :

- Scénario existant :
 - Altitude maximale = 2138 m AMSL, et est attribuée à l'une des éoliennes approuvées du parc éolien de Liernu ;
 - Portée : 13,2 km à 20,5 km ;
 - Azimut : 164,6°N à 183,5°N ;
- Scénario de renouvellement (repowering) :
 - Altitude maximale = 2605 m AMSL ;
 - Portée : 12,8 km à 20,5 km ; et
 - Azimut : 164,6°N à 186,0°N.

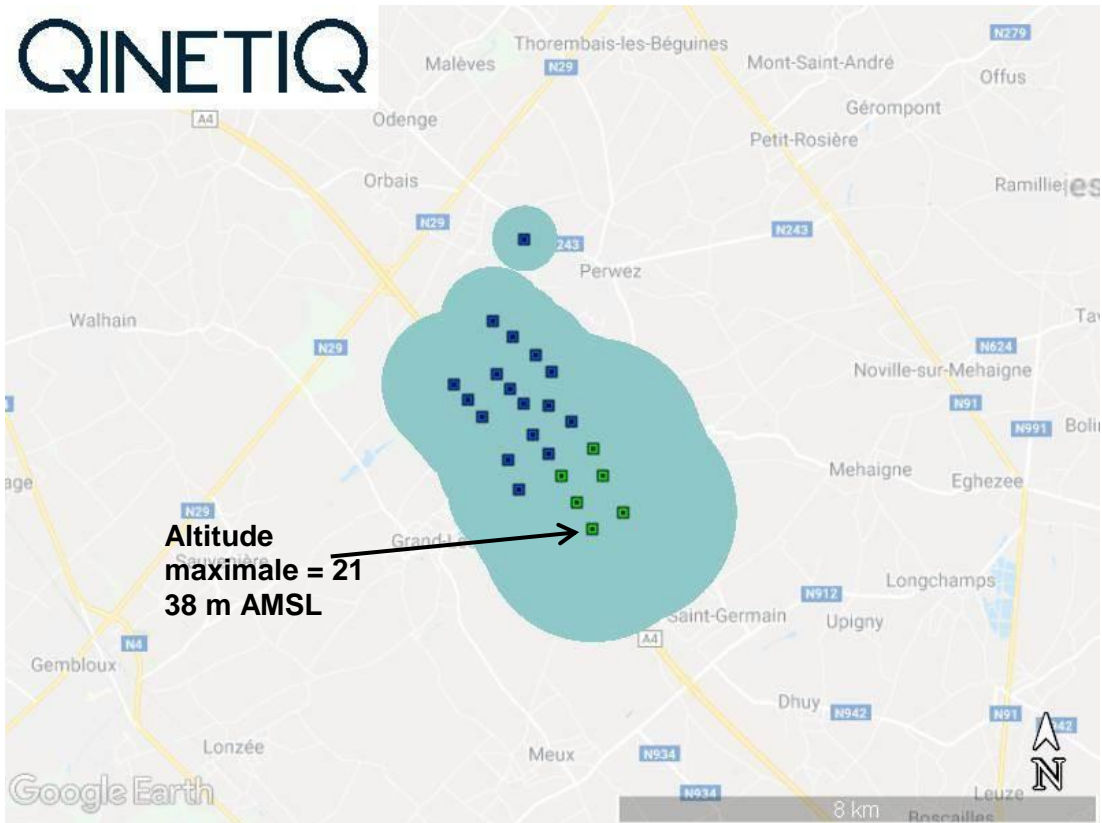


Figure 4-8: Zones de faux tracé (scénario existant)

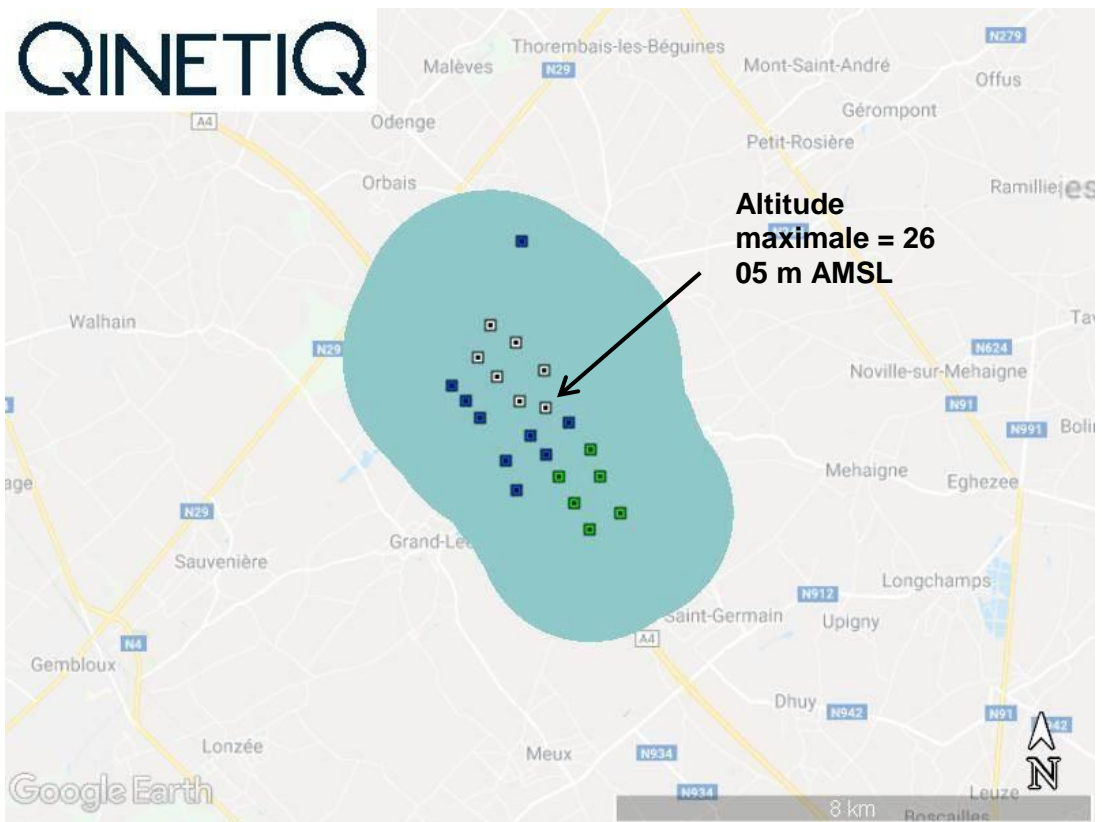


Figure 4-9: Zones de faux tracés (scénario de renouvellement (repowering))

4.4 Sensibilité aux réductions de hauteur

Eneco envisage de réduire la hauteur d'extrémité de pales AGL des éoliennes WT1, WT2, WT4 et WT5 à 175 m, 175 m, 171 m et 170 m, respectivement. Cela implique une réduction de la hauteur du moyeu tout en maintenant un diamètre de rotor identique. Dans cette section, les avantages probables du scénario de renouvellement (repowering) sont examinés.

Les changements probables sont :

- un léger avantage sera obtenu en termes de réduction de la hauteur des zones d'ombre et des zones d'impact d'erreur de relèvement dans le scénario de renouvellement (repowering). l'altitude maximale affectée sera réduite d'environ 160 m à la portée maximale instrumentée présumée ; et
- aucun avantage significatif ne sera obtenu en termes de faux tracés dans le domaine de SSR. L'impact est principalement attribuable aux réflexions des pales, de sorte que la réduction de la hauteur du moyeu de certaines éoliennes ne réduira pas l'empreinte de l'impact. Un petit avantage sera obtenu en termes de réduction de la hauteur de la zone d'impact pour les éoliennes individuelles, mais la hauteur maximale de la zone globale reste inchangée.

Dans l'ensemble, un léger avantage sera obtenu en termes de réduction des impacts de SSR pour le scénario de renouvellement (repowering). Toutefois, les impacts seront similaires sur le plan qualitatif.

5 Récapitulatif

Eneco a l'intention de renouveler huit éoliennes dans le parc éolien existant de Perwez. Les huit éoliennes seront démantelées et remplacées par sept machines de plus grande taille. Conformément aux Directrices d'Eurocontrol, des évaluations techniques détaillées simples des PSR et SSR ont été réalisées sur les PSR et SSR de Beauvechain.

L'évaluation a été réalisée dans un environnement de parc éolien convenu avec Eneco. À la suite de l'évaluation, de légers écarts par rapport à l'environnement réel ont été identifiés. Après avoir examiné les changements et pris en compte les répercussions sur les impacts, il a été estimé que les résultats seraient qualitativement similaires. En conséquence, l'étude n'a pas été mise à jour. Si l'Armée a des questions complémentaires sur les répercussions des changements sur les résultats, ces questions peuvent faire l'objet d'une discussion entre l'Armée et QinetiQ.

PSR Beauvechain :

- **Ombrage.** Les scénarios Perwez existants et renouvelés présentent un ombrage potentiellement important dans un secteur de 8° (171°N à 179°N). L'altitude maximale de l'ombre actuelle est d'environ 1 660 m AMSL à la portée maximale de fonctionnement. Le renouvellement (repowering) du parc éolien augmente l'altitude de l'ombre dans un secteur de 3° (174°N à 177°N) à une valeur maximale de 1 820 m AMSL ;
- **Fouillis.** L'impact cumulatif de fouillis dû aux éoliennes dans un rayon de 30 km autour de Perwez a été démontré. Le renouvellement (repowering) proposé ne change pas de façon significative l'impact sur le fouillis. Une légère réduction de la zone de fouillis est observée en raison de la réduction du nombre d'éoliennes ;
- **CFAR.** L'empreinte cumulative CFAR due aux éoliennes dans un rayon de 30 km autour de Perwez a été affichée. Le renouvellement (repowering) proposé ne change pas de façon significative l'impact CFAR. La superficie totale de l'empreinte CFAR est la même avant et après le renouvellement (repowering).

SSR Beauvechain :

- **Ombrage.** Le scénario Perwez existant présente un ombrage potentiellement important dans un secteur de 5,1° (171,8°N et 176,9°N). L'altitude maximale de l'ombre actuelle est d'environ 849 m AMSL à la frontière belge, augmentant à 16 616 m AMSL à la portée maximale instrumentée présumée. Le renouvellement (repowering) du parc éolien augmente la largeur du secteur à 5,7° (171,8°N et 177,5°N) et augmente l'altitude de l'ombre dans un secteur de 3° ; l'altitude de l'ombre est augmentée à une valeur maximale de 954 m AMSL à la frontière belge, et 17,368 m AMSL à la portée maximale supposée ;
- **Erreurs de relèvement.** Le scénario existant à Perwez présente des impacts d'erreur de relèvement potentiellement significatifs (au-dessus de 0,05° d'erreur) dans un secteur compris entre 166,1°N et 182,4°N, s'étendant des éoliennes à la portée maximale supposée du SSR. Le renouvellement (repowering) a pour effet d'élargir la zone d'impact (166,1°N à 183,4°N). La hauteur de l'impact sera la même que celle de l'ombrage ;

QinetiQ Proprietary

- Faux tracés. Le scénario existant à Perwez présente un impact à proximité des éoliennes, avec une altitude maximale de 2 138 m AMSL. Après le renouvellement (repowering), l'altitude maximale sera portée à 2605 m AMSL et la taille de l'empreinte sera augmentée.

6 Références

- [1] QinetiQ, *proposition : Évaluation de l'impact du projet de renouvellement (repowering) Perwez sur le PSR/SSR de Beauvechain*, référence 120419-665, avril 2019
- [2] Eurocontrol, *Comment évaluer l'impact potentiel des capteurs de surveillance des éoliennes*, EUROCONTROL-GUID-130 Édition 1.2, septembre 2014
- [3] Armée belge, *RE : renouvellement (repowering) de UC Perwez - référence 3D/1574*, e-mail à Ellis, J. (QinetiQ), 10 avril 2019
- [4] Fossoul, F. (Eneco), *RE : Évaluation radar UC simple Perwez + Liernu : offres de prix (Éolienne belge Eneco)*, e-mail à Ellis, J. (QinetiQ), 13 mars 2019
- [5] Fossoul, F. (Eneco), *RE : Évaluation radar UC simple Perwez + Liernu : offres de prix (Éolienne belge Eneco)*, e-mail à Ellis, J. (QinetiQ), 23 avril 2019 11 h 11
- [6] Fossoul, F. (Eneco), *RE : Évaluation radar UC simple Boneffe : offre de prix (Éolienne belge Eneco)*, e-mail à Ellis, J. (QinetiQ), 15 juin 2018 14 h 48
- [7] Énergie éolienne, URL : https://www.thewindpower.net/windfarm_en_210_perwez.php
- [8] Fossoul, F. (Eneco), *RE : Évaluation radar UC simple Perwez + Liernu : offres de prix (Éolienne belge Eneco)*, e-mail à Ellis, J. (QinetiQ), 23 avril 2019 15 h 38
- [9] Fossoul, F. (Eneco), *RE : Évaluation radar UC simple Perwez + Liernu : offres de prix (Éolienne belge Eneco)*, e-mail à Ellis, J. (QinetiQ), 25 avril 2019
- [10] Fossoul, F. (Eneco), *RE : Évaluation radar UC simple Perwez + Liernu : offres de prix (Éolienne belge Eneco)*, e-mail à Ellis, J. (QinetiQ), 10 mai 2019 10 h 50
- [11] Ruck G. T, Barrick, D. E, Stuart, W. D, Krichbaum, C. K, *Radar Cross Section Handbook*, Plenum Press, 1970
- [12] Stevens, M. C., *Secondary Surveillance Radar*, ISBN 0-89006-292-7, Artech House, 1998
- [13] Vinagre, L. and Woodbridge, K., *Modelling and prediction of obstacle shadowing on secondary surveillance radar target azimuth*, IEE Colloquium on Radar System Modelling, janvier 1998