

# CÁLCULO PREVIO DEL PARQUE EÓLICO DE SOTAVENTO



**Laboratorio de Mecánica de Fluidos  
Departamento de Ingeniería Energética y Fluidomecánica  
E.T.S.I. Industriales  
Universidad Politécnica de Madrid**

**Antonio Crespo Martínez  
Emilio Migoya Valor  
Fermín P. Moreno García  
Noviembre 2002**



## ÍNDICE GENERAL

<b>1. Introducción</b>	<b>4</b>
<b>2. Datos</b>	<b>5</b>
<b>2.1. Orografía</b>	<b>5</b>
<b>2.2. Datos de viento empleados</b>	<b>5</b>
<b>2.3. Características técnicas de los aerogeneradores</b>	<b>6</b>
<b>2.4. Posición de los aerogeneradores</b>	<b>6</b>
<b>3. Método y programas de cálculo utilizados</b>	<b>7</b>
<b>3.1. WAsP</b>	<b>7</b>
<b>3.2. UPMPARK</b>	<b>7</b>
<b>3.2.1. Generalidades</b>	<b>7</b>
<b>3.2.2. Modelo de estela aislada: UPMWAKE</b>	<b>8</b>
<b>3.2.3. Modelo para la interacción de varias estelas: UPMPARK</b>	<b>10</b>
<b>4. Resultados</b>	<b>11</b>
<b>4.1. Producción</b>	<b>11</b>
<b>4.2. Cargas fluctuantes</b>	<b>12</b>
<b>4.3. Representaciones gráficas de las estelas</b>	<b>14</b>
<b>5. Conclusiones</b>	<b>15</b>
<b>REFERENCIAS</b>	<b>16</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>1) Distribución de frecuencias de la rosa de los vientos medida en la torre meteorológica UFEE a 41'5 m.</b>	<b>18</b>
<b>2) Características de los aerogeneradores.</b>	<b>19</b>
<b>3) Curvas de potencia.</b>	<b>19</b>
<b>4) Curvas de coeficiente de empuje.</b>	<b>20</b>



5) Disposición de los aerogeneradores.	21
6) Producción. Estimación de pérdidas por estelas.	22
7) Producción bruta y pérdidas por estelas en MWh/año	23
8) Producción en horas/año brutas.	24
9) Resultados turbinas modelo NEG MICON.	25
10) Resultados turbinas modelo GAMESA.	25
11) Resultados turbinas modelo ECOTECNIA.	25
12) Resultados turbinas modelo BAZAN.	26
13) Resultados turbinas modelo MADE.	26
14) Resultados turbinas modelo ABENGOA.	26
15) Disminución de vida útil. Fatiga.	27

## ÍNDICE DE FIGURAS

1) Vista azimutal de la zona a estudio.	28
2) Perspectiva tridimensional de la zona a estudio.	28
3) Curvas de nivel de la zona a estudio.	29
4) Mapa de rugosidades de la zona a estudio.	30
5) Rosa de vientos en UFEE a 41'5 m de altura.	31
6) Wind Atlas para Sotavento.	31
7) Curvas de potencia.	32
8) Coeficiente de empuje.	32
9) Disposición de los aerogeneradores.	33
10) Esquema del modelo de estela aislada: UPMWAKE.	34
11) (a) Vista plana del modelo de estela simple (b) Vista plana del modelo de estela múltiple.	34
12) Eficiencias.	35



---

13) Horas/año brutas y pérdidas por estelas.	36
14) Intensidad de turbulencia total para cada aerogenerador y clase en la que se encuentra.	37
15) Intensidad de turbulencia añadida y total para cada aerogenerador y clase en la que se encuentra.	37
16) Defecto de velocidad. Plano $z = 51'31\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	38
17) Incremento de energía cinética turbulenta. Plano $z = 51'31\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	39
18) Defecto de velocidad. Plano $z = 73'3\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	40
19) Incremento de energía cinética turbulenta. Plano $z = 73'3\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	41
20) Defecto de velocidad. Plano $x = 1220\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	42
21) Incremento de energía cinética turbulenta. Plano $x = 1220\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	43
22) Defecto de velocidad. Plano $x = 2440\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	44
23) Incremento de energía cinética turbulenta. Plano $x = 2440\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	45
24) Defecto de velocidad. Plano $y = 227'23\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	46
25) Incremento de energía cinética turbulenta. Plano $y = 227'23\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	47
26) Defecto de velocidad. Plano $y = 454'46\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	48
27) Incremento de energía cinética turbulenta. Plano $y = 454'46\text{m}$ . Caso NS con velocidad $10'0\text{ m/s}$ .	49



## 1. INTRODUCCIÓN

El Laboratorio de Mecánica de Fluidos, englobado en el Departamento de Ingeniería Energética y Fluidomecánica de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid perteneciente a la Universidad Politécnica de Madrid, ha realizado el presente estudio para Sotavento Galicia, S.A. Se trata de estimar el efecto de la orografía y las estelas de 24 aerogeneradores en el parque eólico de Sotavento. El estudio se basa en uno previo realizado por Garrad Hassan para Sotavento Galicia, S.A. con fecha 22 de junio de 1999, nº 2288/BR/01., Raftery 1999. Puesto que el objetivo del presente estudio es comparar con el informe anterior, se ha trabajado con los mismos datos de viento, densidad de aire y curvas de aerogeneradores. Al no disponerse del mapa, ha sido necesario digitalizar uno propio.

En este estudio, se va a estimar el efecto de la orografía y de las estelas en la producción del parque y en la turbulencia generada, que a su vez dará lugar a cargas fluctuantes en las máquinas situadas a sotavento. Dichas cargas fluctuantes pueden dar lugar a efectos de amplificación de cargas o de fatiga.

Para cumplir con los anteriores objetivos, el Laboratorio ha obtenido la siguiente información:

- Mapas 1:25.000 del Mapa Topográfico Nacional de España distribuidos por el Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG).

La información facilitada por Sotavento Galicia S.A. y extraída del informe de Garrad Hassan, Raftery 1999, ha sido:

- Distribuciones de frecuencias de la rosa de los vientos, en intervalos de velocidad y dirección.
- Densidad media del aire en el emplazamiento.
- Curvas de potencia y empuje de aerogeneradores.
- Disposición de los aerogeneradores en el emplazamiento.

Se ha estudiado una disposición de los aerogeneradores en el parque con 24 máquinas de 6 modelos distintos.



## **2. DATOS**

### **2.1 OROGRAFÍA**

Los datos de la orografía del terreno son utilizados como entrada por el modelo de evaluación del campo de vientos (WAsP). El entorno considerado es un rectángulo de dimensiones  $7'0 \times 8'0 \text{ km}^2$ . Para la obtención del archivo .map, necesario para ejecutar WAsP, se ha empleado el Autocad para la digitalización del mapa 1:25.000 del Mapa Topográfico Nacional de España, correspondiente a la zona a estudio. En la figura 1 se presenta una vista a color en planta del terreno a estudio. En la figura 2 aparece una perspectiva tridimensional de la misma. En la figura 3 se puede ver la representación de la zona a estudio mediante sus curvas de nivel en el mapa digitalizado que trata WAsP. La figura 4 representa las zonas de rugosidad que hay en la zona a estudio, que serán empleadas también por WAsP.

### **2.2 DATOS DE VIENTO EMPLEADOS**

Se han empleado los datos facilitados por una torre meteorológica situada en la zona a estudio, denominada como UFEE. Sus características son los siguientes:

- Altura de anemómetro respecto al suelo: 41.5 m.
- Coordenada UTMx: 590'335 km.
- Coordenada UTM<sub>y</sub>: 4799'536 km.

A partir de la rosa de los vientos, tabla 1 y figura 5, se realiza la modelización del campo de vientos en el emplazamiento y la evaluación de los resultados energéticos del parque. Empleando el programa WAsP se puede obtener el *wind atlas* para la estación meteorológica. Los “atlas de viento” dan la frecuencia, dirección e intensidad del mismo para distintas alturas y niveles de rugosidad del terreno. Estos datos se obtienen eliminando las perturbaciones locales de orografía, rugosidad y obstáculos que se encuentran alrededor de la estación meteorológica y que generan el viento local. De esta forma, conseguimos saber qué valores se obtendrían, para distintas alturas y rugosidades, cuando el viento geostrofico actúa sin interferencias. Dichos valores serán los que se extrapolen a la zona a estudio y en los que influirán la orografía y rugosidad de la zona a estudio. En la figura 6 se muestra el *wind atlas* para los datos tomados por la torre en el periodo agosto 1996- marzo 1999. Cada R-class corresponde a un tipo de rugosidad especificada entre paréntesis. A sí mismo, se presentan las curvas de distribución de probabilidad en las que A y K son las constantes de Weibull. Los parámetros *u* y *p* representan, respectivamente, la velocidad media del viento en m/s y la potencia por unidad de área en  $\text{W/m}^2$ .

La densidad media del aire en el emplazamiento, evaluada por Garrad Hassan, es de  $1'15 \text{ kg/m}^3$ , Raftery 1999.



## 2.3 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DE LOS AEROGENERADORES

En el estudio previo para el parque eólico de Sotavento, se emplearon 6 modelos distintos de aerogeneradores, máquinas de tipo tripala de eje horizontal. Los modelos son los siguientes:

- NEG Micon 44.
- Gamesa G47.
- Ecotecnia 44/640.
- Bazan Bonus MK-IV.
- Made AE-46/I.
- Abengoa.

Las características de los mismos figuran en la tabla 2.

Las curvas de potencia y coeficientes de empuje, para la densidad  $1,15 \text{ kg/m}^3$  vienen dadas en las tablas 3 y 4 y representadas en las figuras 7 y 8.

## 2.4 POSICIÓN DE LOS AEROGENERADORES

La distribución propuesta para el análisis del parque y los tipos de aerogenerador en cada posición vienen reflejados en la tabla 5. La distribución de los aerogeneradores en el emplazamiento se observa en la figura 9. La numeración de los aerogeneradores se ha efectuado por orden creciente de UTM<sub>y</sub>.



### **3. MÉTODO Y PROGRAMAS DE CÁLCULO UTILIZADOS**

Con objeto de evaluar el efecto de las estelas en el parque se han realizado tareas de modelización que incluyen:

- Modelización del campo de vientos. A partir de los datos de viento, de topografía del emplazamiento y rugosidad del terreno, se ha elaborado mediante modelización con el código **WAsP** un *Atlas* eólico de la zona.
- Modelización de las estelas dentro del parque mediante la utilización del **UPMPARK**.
- Cálculo de la producción de los aerogeneradores. Se han superpuesto de forma apropiada los efectos de las estelas y la orografía, calculados por el **UPMPARK** y **WAsP** respectivamente.
- Estimación de la turbulencia incidente sobre cada máquina debida al efecto de las estelas, que se superpone adecuadamente a la turbulencia ambiente. **WAsP** no calcula el efecto de la orografía en la turbulencia. Por tanto, se estima que la turbulencia adicional se debe fundamentalmente al efecto de las estelas calculadas por el **UPMPARK**.

#### **3.1 WAsP**

**WAsP** es un programa de evaluación del campo de vientos desarrollado por Risø National Laboratory de Dinamarca, con el que se ha elaborado, entre otros, el Atlas Eólico Europeo. En este estudio ha sido empleado únicamente con vistas a obtener la corrección originada por la orografía sobre el parque. Para más información sobre el programa véase [www.wasp.dk](http://www.wasp.dk).

#### **3.2 UPMPARK**

Es un modelo desarrollado en la Cátedra de Mecánica de Fluidos de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la UPM, que en forma tridimensional resuelve las ecuaciones de Navier-Stokes, con el cierre  $k-\epsilon$ , aplicadas a un parque eólico, suponiendo el flujo parabólico.

##### **3.2.1 Generalidades**

El aprovechamiento de la energía eólica en gran escala requiere la disposición de un importante número de aeroturbinas en un parque. Dada la variabilidad en la dirección del viento y las limitaciones en la disponibilidad del terreno, es difícil en muchos casos evitar que la estela o la sombra de una máquina no interfiera con las que están aguas abajo. Esta interferencia se manifiesta en una menor velocidad incidente, y en una mayor turbulencia, así como en irregularidades de la corriente en las máquinas afectadas, dando lugar a una menor producción de energía, mayores cargas dinámicas y de fatiga y fluctuaciones en la energía eléctrica producida. El efecto de la estela se añade o superpone al de la orografía y el estudio de ambos se hace necesario.



El programa UPMPARK es una herramienta de cálculo que sirve para obtener la distribución de magnitudes fluidas: velocidad, presión, temperatura, energía cinética turbulenta y su ritmo de disipación en un parque eólico. El programa tiene fundamentalmente en cuenta el efecto de las estelas. No calcula directamente el efecto de la orografía, aunque puede incorporar los cálculos hechos con otros programas o las mediciones, en parques desprovistos de aeroturbinas, y superponer los efectos orográficos y de las estelas, siempre que se cumplan ciertas condiciones, fundamentalmente que la orografía no sea muy complicada. El programa UPMPARK, propuesto por Crespo et al. (1993, 1994) y Chacón (1994) está basado en un programa anterior, UPMWAKE, que calcula el campo fluido para estelas aisladas, y ha sido presentado por Crespo et al. (1985, 1988<sup>a</sup>), Hernández (1985) y Crespo y Hernández (1989).

### 3.2.2 Modelo de estela aislada: UPMWAKE.

El modelo de estela aislada se muestra esquemáticamente en la figura 10. Una corriente incidente no uniforme que representa la capa superficial de la capa límite terrestre incide sobre la aeroturbina. Este flujo básico está descrito en Panofski y Dutton (1984) y es perturbado por la aeroturbina.

Los parámetros que describen el flujo básico son:

- La rugosidad del terreno.
- Velocidad a una cierta altura, o alternativamente la velocidad turbulenta de fricción.
- Estabilidad atmosférica a través de la longitud de Monin-Obukhov.
- Propiedades del aire al nivel del suelo.

La máquina genera perturbaciones de todas las magnitudes fluidas, fundamentalmente de velocidad y de energía cinética turbulenta, que se difunden aguas abajo de la máquina. Las ecuaciones que describen este flujo perturbado son las de conservación de:

- Masa.
- Cantidad de movimiento (tres componentes)
- Energía.
- Energía cinética turbulenta.
- Ritmo de disipación de energía cinética turbulenta.

Se imponen condiciones de contorno en el suelo, en el infinito, y en el plano normal al suelo y que contiene a la aeroturbina. En todo el contorno, excepto dentro del círculo de radio igual al de la sección expandida de la aeroturbina, se supone que las propiedades fluidas son las del flujo básico. La sección expandida de la aeroturbina tiene un diámetro ligeramente superior al de la turbina real y corresponde a una sección aguas abajo en que la depresión creada, detrás mismo de la aeroturbina, se ha convertido íntegramente en defecto de velocidad. El cálculo del diámetro expandido se hace mediante la aplicación de la clásica teoría del elemento de pala (ver por ejemplo Wilson1994). Dentro del círculo que contiene a la aeroturbina expandida se suponen conocidas todas las perturbaciones de las propiedades fluidas que introduce la



máquina; en la práctica sólo se incluyen perturbaciones de velocidad normal a la aeroturbina (defecto de velocidad), de energía cinética turbulenta y de su ritmo de disipación. El programa permite además introducir perturbaciones de velocidad radial y azimutal y de temperatura (asociada al rendimiento interno de la aeroturbina), pero se ha encontrado que estos efectos son despreciables. Se supone que no hay perturbación de la presión debido a que se ha tomado como punto de partida la turbina expandida. De no hacerse esta suposición, la hipótesis de considerar las ecuaciones de conservación de cantidad de movimiento como parabólicas, que se verá más adelante, no sería válida y el tratamiento del problema, fundamentalmente en su parte relativa a la interacción de múltiples estela (UPMPARK), carecería de validez. Crespo et al. (1990) estudiaron el problema, sin hacer esta simplificación, suponiendo que las ecuaciones son elípticas. Usaron un código comercial y compararon con experimentos y con la aproximación propuesta, encontrando que dos o tres diámetros aguas abajo de la aeroturbina, para todas las situaciones de interés, el método propuesto proporciona resultados idénticos al más exacto y ambos muy parecidos a los experimentos.

Se han introducido las siguientes hipótesis para tratar las ecuaciones de conservación:

- Aproximación de capa límite o flujo parabólico, consiste en despreciar la difusión turbulenta y la presión en la ecuación en la dirección principal del movimiento.
- Aproximación de Boussinesq para la flotabilidad, que consiste en considerar que las variaciones de densidad son pequeñas y asociadas fundamentalmente a las de temperatura.
- Se desprecia el transporte molecular frente al turbulento.
- Cierre de tipo  $k-\varepsilon$  para el transporte turbulento.

Las ecuaciones han sido resueltas numéricamente utilizando un método de diferencias finitas propuesto por Patankar y Spalding (1972).

Crespo et al. (1986, 1988, 1989 y 1990) han comparado los resultados obtenidos con UPMWAKE con los experimentos en túnel aerodinámico de Luken et al. (1986) y de experimentos en escala real de Taylor et al. (1985), y se ha encontrado un acuerdo muy aceptable. Más recientemente, Adams y Quarton (1996) y Schpers (1995) han validado también UPMWAKE por comparación con medidas en túnel y campo.

Crespo y Hernández (1993a, 1996), basándose en resultados de UPMWAKE, han desarrollado correlaciones para calcular la intensidad de la turbulencia en las estelas y las han comparado con mediciones en túnel de 7 autores y en escala real de 4 autores, (muchos de estos trabajos recopilados por Quarton, 1989) proponen un método sencillo para calcular el espectro a partir de los valores de  $k$  y  $\varepsilon$  obtenidos por UPMWAKE y se comparan con medidas de Hojstrup (1990), resultando buena concordancia para distancias intermedias aguas abajo.

Crespo et al.(1993b) estudiaron la superposición de estelas de aeroturbinas y de obstáculos orográficos, y propusieron un método de superposición de ambos efectos, que fue validado con las medidas experimentales del parque de Monteahumada, basándose en los cálculos orográficos efectuados con el programa WASP, y en los resultados de UPMWAKE.



### 3.2.3 Modelo para la interacción de varias estelas: UPMPARK.

Basados en que la hipótesis de flujo parabólico es válida en la mayor parte del campo fluido (tal como se ve en Crespo et al., 1990), Chacón (1994) y Crespo et al. (1993, 1994) se desarrolló el código UPMPARK, como extensión de UPMWAKE. Las ecuaciones de conservación y el modelo turbulento de cierre son las mismas que las usadas por UPMWAKE. Todas las estelas difunden simultáneamente en un flujo ambiente como el indicado en la figura 10, que representa la capa superficial de la capa límite terrestre. Para terreno uniforme, el flujo ambiente también lo sería, sin embargo, como antes se indicó, el programa puede tener en cuenta variaciones moderadas de orografía usando el método de superposición propuesto por Crespo et al. (1993b).

Las condiciones de contorno en el infinito, en el suelo y en la sección de partida, excluyendo la sección de la primera aeroturbina, son las correspondientes al flujo básico, tal como ocurría en UPMWAKE. La aproximación de tipo parabólico nos permite proseguir nuestra integración numérica en una dirección dominante (flujo principal sin perturbar), sin que las secciones aguas abajo influyan en las secciones aguas arriba. Partiendo pues de la sección inicial proseguimos la integración numérica, tal como indica la figura 11, hasta que llegamos a una sección en la que aparece otra aeroturbina, donde, en los correspondientes nodos, se imponen unas fuentes o sumideros de las diferentes magnitudes fluidas, fundamentalmente, defecto de velocidad, e incrementos de  $k$  y  $\varepsilon$ . El número de nodos en cada sección debe ser ahora bastante mayor que para UPMWAKE, ya que debe contener toda la sección transversal del parque y llegar lateralmente hasta el infinito, o a una distancia donde las perturbaciones se hayan amortiguado. Al ser el modelo parabólico, no hay límite al tamaño del parque en la dirección principal del viento. El número de nodos necesario para un grupo de turbinas en fila es el mismo que para una turbina aislada. UPMPARK ha sido validado por comparación con medidas en parques eólicos de Nibe, Zeebrugge, Sexbierum y Vindeby, en Crespo et al. (1993, 1993c, 1994). También ha sido aplicado al cálculo de parques eólicos en el mar en Frandsen et al. (1996) y Crespo y Gómez-Elvira (1997)



## **4. RESULTADOS**

### **4.1 PRODUCCIÓN**

Como efecto de las estelas se produce una disminución en la velocidad de viento incidente sobre los aerogeneradores que origina una pérdida de producción. En la tabla 6 se puede observar:

- Columna 1: número de turbina.
- Columna 2: modelo del aerogenerador.
- Columna 3: coordenada x UTM en m.
- Columna 4: coordenada y UTM en m.
- Columna 5: velocidad media anual del viento calculada con WAsP, no considera las estelas, en m/s.
- Columna 6: velocidad media anual del viento modificada por las estelas en m/s.
- Columna 7: producción media anual calculada con WAsP sin considerar las estelas en MWh/año.
- Columna 8: producción media anual corregida por el efecto de las estelas en MWh/año.
- Columna 9: eficiencia por estelas (cociente entre las dos columnas anteriores).

En la tabla 7 se da la estimación de la producción bruta y las pérdidas por estelas para cada aerogenerador en MWh/año. La figura 12 presenta los rendimientos por estelas de cada máquina. En la tabla 8 se dan las horas/año. En la figura 13 se muestran las horas anuales equivalentes, obtenidas al dividir, en la tabla 6, la columna 8 por la potencia nominal correspondiente a cada máquina.

Los resultados, desglosados para cada modelo de turbina se pueden observar en las tablas de la 9 a la 14, ambas inclusive.



## 4.2 CARGAS FLUCTUANTES

En la capa límite atmosférica, bajo condiciones de estabilidad neutra, para terreno llano y en ausencia de estelas de aeroturbinas, las desviaciones standard en las tres componentes de la velocidad pueden referirse (en valor medio) a la velocidad de fricción turbulenta  $V^*$ :

$$\begin{aligned}\sigma_x &= 2'4 V^* \\ \sigma_y &= 1'9 V^* \\ \sigma_z &= 1'25 V^*\end{aligned}\quad (1)$$

La velocidad del viento sin perturbar en atmósfera neutra se supone que varía con la altura de acuerdo con la expresión:

$$V_x = 2'5 V^* \ln(z/z_0) \quad (2)$$

siendo  $z$  la altura del aerogenerador y  $z_0$  la rugosidad del terreno.

La intensidad de turbulencia se define como la desviación standard de la componente de la velocidad del viento en la dirección principal ( $\sigma_x$ ) dividida por la velocidad del viento sin perturbar a la altura de la turbina en esa misma dirección ( $V_x$ ). Por todo ello, usando las ecuaciones (1) y (2), la intensidad de turbulencia ambiente, para una atmósfera neutra, se puede aproximar por:

$$I_{\text{ambiente}} = \sigma_x / V_x \approx 1 / \ln(z/z_0) \quad (3)$$

Por otra parte, la energía cinética turbulenta ( $k$ ) vale, empleando las ecuaciones (1):

$$k = (\sigma_x^2 + \sigma_y^2 + \sigma_z^2)/2 = 5'47 V^{*2} = 0'95 \sigma_x^2 \quad (4)$$

Por tanto, usando (4), se puede obtener otra expresión para la intensidad de turbulencia:

$$I = \sigma_x / V_x = 1'026 k^{0'5} / V_x \approx k^{0'5} / V_x \quad (5)$$

Para el caso de que hubiera estelas, la energía cinética turbulenta generada por las mismas, debería añadirse a la energía cinética turbulenta ambiente. De manera que si  $\Delta k$  es el incremento de energía cinética turbulenta generado por las estelas, podemos definir una intensidad de turbulencia añadida:

$$I_{\text{añadida}} \approx \Delta k^{0'5} / V_x \quad (6)$$

y la intensidad turbulenta total sería:

$$I_{\text{total}} = (I_{\text{ambiente}}^2 + I_{\text{añadida}}^2)^{0'5} \quad (7)$$

Puesto que el criterio de fallo por fatiga suele estar ligado al producto del número de ciclos por la magnitud de la carga alternante, es de esperar que si dicha carga es proporcional a la velocidad turbulenta (y por tanto a la intensidad de la turbulencia), se pueda utilizar el siguiente criterio aproximado para estimar la disminución de la vida útil de las máquinas respecto a la que habría si la máquina estuviese sólo sometida a la turbulencia ambiente:

$$\% \text{ disminución de vida útil} = (I_{\text{total}} - I_{\text{ambiente}}) / I_{\text{total}} \cdot 100 \quad (8)$$



---

Todas las variables que aparecen en las ecuaciones (3), (6) y (7) son conocidos o se obtienen del UPMPARK.

En la tabla 15 se desglosa la intensidad de turbulencia añadida, la intensidad de turbulencia total y la disminución de vida útil para cada aerogenerador. En la figura 14 se presenta la intensidad de turbulencia total para cada aerogenerador comparada con las clases definidas en la norma IEC 61400-1. En la figura 15 se presenta el mismo resultado incluyendo la intensidad de turbulencia añadida. Se observa como las estelas no contribuyen a superar los límites fijados en la norma. Si esto ocurriese, sería únicamente debido a la intensidad de turbulencia ambiente supuesta en este emplazamiento.



### 4.3 REPRESENTACIONES GRÁFICAS DE LAS ESTELAS

Como ejemplo gráfico de los resultados obtenidos por el UPMPARK se da la representación del defecto de velocidad e incremento de energía cinética turbulenta.

La disminución de velocidad debe ser analizada para conocer el decremento de potencia que origina. Su origen se debe a que al pasar el aire por un aerogenerador, sufrirá una ralentización ya que la turbina extrae cantidad de movimiento para hacer girar sus palas.

La energía cinética turbulenta sirve para medir la intensidad de turbulencia añadida. Esta se origina al encontrarse el campo fluido con un obstáculo, en nuestro caso un molino. De esta forma se puede predecir la fatiga que sufrirá el aerogenerador y como se verá afectada su vida útil.

Como ejemplo, se dan figuras del caso de dirección y sentido NS, uno de los más desfavorables desde el punto de vista de las estelas, con un 7'46% de frecuencia en la rosa de vientos. El caso dado corresponde a una velocidad de 10'0 m/s en esa dirección, siendo esta algo superior a 7'91 m/s, velocidad media en este sector para los datos tomados por la estación meteorológica. De esta forma se dispone de un margen de velocidad suficiente para evitar que ninguna máquina se pare por efecto de la estela de otra situada aguas arriba. Las citadas figuras son desde la 16 a la 27 ambas inclusive.

El sistema de referencias elegido es:

- Eje z: eje vertical hacia arriba con origen en el suelo.
- Eje x: la dirección del viento incidente con origen en el primer aerogenerador que el aire ve en su avance.
- Eje y: el adecuado para que se forme un sistema de referencias a derechas.

Se dan distintos cortes en planos perpendiculares a los ejes “z”, “x” e “y” anteriores.



## **5. CONCLUSIONES**

Del estudio realizado se estima que la disposición propuesta de las máquinas conduce a un rendimiento medio del parque en potencia del 95% debido al efecto de las estelas.

En el aspecto asociado a la turbulencia añadida, no supone un incremento sustancial importante respecto a la turbulencia ambiente. El incremento porcentual de la intensidad de turbulencia en media para todo el parque es del 6.3%, tomando un valor máximo del 8.6% para los aerogeneradores 20 y 22, en todo caso, por debajo de los valores marcados por la norma IEC 61400-1.

En cualquier caso, para cada aerogenerador se podrían tomar medidas precautorias consistentes en parar la máquina cuando estuviesen muy directamente inmersas en la estela de otras. Esto es posible que ocurra en algún caso de forma natural, sin necesidad de tomar precauciones especiales, ya que, debido a la estela, al disminuir la velocidad incidente por debajo de la de arranque la máquina se pararía.

En Madrid a 28 de noviembre del 2002

Antonio Crespo Martínez  
Dr. Ingeniero Aeronáutico  
Master of Science y Doctor (Ph. D.) por el California Institute of Technology

Emilio Migoya Valor  
Ingeniero Industrial

Fermín Moreno García  
Ingeniero Industrial



## **REFERENCIAS**

Adams, B. M. and Quarton, D. D. "Dynamic Loads in Wind Farms II" Final Report of Joule Project JOU2-CT92-0094. Edited by Garrad Hassan, 1996.

Crespo, A.; Manuel, F. Moreno, D. Fraga, E. and Hernández, J. "Numerical Analysis of wind turbine wakes" Proc. of the Delphi Workshop on Wind Energy Applications. 1985.

Crespo, A. and Hernández J. "A numerical model of wind turbine wakes and wind farms." Proceedings of the EWEC '86, Rome, pp. 111 - 115. 1986

Crespo, A.; Hernández, J.; Fraga, E. and Andreu, C. "Experimental Validation of the UPM Computer Code to Calculate Wind Turbine Wakes and Comparison with other Models," Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 27, 1988.

Crespo, A.; Hernández, J.; Fraga, E. and Andreu, C. Final Report of CEC contract EN3W / 0020 / E(B). "Analysis of Wind Turbine Wakes." 1988a.

Crespo, A. and Hernández, J., "Numerical Modeling of the Flow Field in a Wind Turbine Wake," Proceedings of the Forum on Turbulent Flows, ASME meeting, La Jolla, 1989.

Crespo, A.; Manuel, F. and Hernández, J. "Numerical modeling of wind turbine wakes." Proceedings of the ECWEC '90, Madrid, pp. 111 - 115. 1990.

Crespo, A.; Hernández, J.; Manuel, F.; Grau, J. C.; Chacón L.; Spanish contribution to the Final Report of the CEC Project "Full scale measurements in wind turbine arrays", jour-0064. Edited by National Power, G.J. Taylor, appendix 4, 1993.

Crespo A., and Hernández J., "Analytical correlations for turbulence characteristics in the wakes of wind turbines". Proceedings of ECWEC'93, pp. 436-439. Travemünde, Germany, 1993a.

Crespo A., Manuel F., Grau J. C. and Hernández J., "Modelization of Wind Farms in Complex Terrain". Application to the Monteahumada Wind Farm. Proceedings of ECWEC'93, pp. 440-443. Travemünde, Germany, 1993b.

Crespo A. Contribution to the Final Report contract CEC JOUR-0087-NL (CEC) "Wake and wind farm modeling". TNO-report 93-374, 1993c.

Crespo A.; Chacón, L.; Hernández J.; Manuel, F. and Grau, J. C. "UPMPARK a parabolic 3D code to model wind farms". Proceedings of EWEC'94, pp. 454-459. 1994.

Crespo A., and Hernández J. "Turbulence characteristics in wind-turbine wakes". Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics, 61, pp. 71-85, 1996.

Crespo A. and Gómez-Elvira, R. "Effect of the proximity of land on wind farm performance for offshore flow" Proceedings of the European Seminar OWEMES, La Maddalena, Sardinia, Italy pp. 33-41, 1997.

Chacón, L. "Modelización por ordenador de parques eólicos", Engineer's degree project, E.T.S.I.I. Universidad Politécnica de Madrid. 1994.



Frandsen, S. (editor); Chacón, L.; Crespo A.; Enevoldsen, P.; Gómez-Elvira, R.; Hernández, J; Højstrup, J.; Manuel, F.; Thomsen, K. and Sørensen, P. "Measurements on and Modeling of Offshore Wind Farms" Final Report of EU Contract JOU2-CT93-0350. Risø-R-903(EN). June 1996.

Raftery, P. G., Tindal, A. J., y Hassan, U., (1999). "Assessment of the Proposed Sotavento Wind Farm, Galicia, Spain". Informe de Garrad Hassan para Sotavento Galicia, S.A., 22 de junio de 1999, nº 2288/BR/01.

Hernández J. "Modelización de estelas de aeroturbinas" Tesis doctoral. Universidad Politécnica de Madrid. 1995.

Højstrup, J. "Wake Measurements on the Nibe wind-Turbines in Denmark. Appendix 1. Nibe Wake 2: Data Report. Power Spectra". Final Report on CEC contract no. EN3W.0039.UK(H1). 1990.

Luken, E.; Talmon, A. and Vermeulen, P. E. J. "Evaluation of Two Mathematical Wind Turbine Wake Models in Various Types of Flows" TNO Report, 86-07, 1986.

Patankar, S.V. and Spalding, D.B., "A calculation procedure for heat, mass and momentum transfer in three-dimensional parabolic flows," Int. Journal of Heat and Mass Transfer, Vol. 15, 1972.

Quarton, D. Final Report from Garrad Hassan and Partners to the Energy Technology Support Unit of the Department of Energy of the UK, contract ETSU WN 5096. "Wake Turbulence Characterization." 1989.

Scheppers, G. Analysis of Alsvik data, contribution to the DLWFII final report, ECN. Private communication. 1995.

Taylor, G. J., "Wake measurements on the Nibe wind-turbines in Denmark. Part 2: Data collection and analysis," Final report CEC Contract No. EN3W.0039.UK(H1), National Power U.K., 1990.

Wilson, R. E., "Aerodynamic behavior of wind turbines" Chapter 5 of the book Wind Turbine Technology by Spera, D., ASME Press, 1994.



Velocidad (m/s)	Dirección (grados)												Total (%)
	0	30	60	90	120	150	180	210	240	270	300	330	
0													
1	0.05	0.08	0.09	0.08	0.09	0.08	0.09	0.01	0.09	0.07	0.08	0.05	0.86
2	0.33	0.25	0.29	0.3	0.42	0.37	0.28	0.22	0.19	0.24	0.28	0.35	3.52
3	0.46	0.38	0.46	0.56	0.83	0.62	0.45	0.28	0.3	0.54	0.46	0.57	5.91
4	0.57	0.7	0.58	0.62	1.07	0.79	0.53	0.34	0.45	0.83	0.67	0.85	8
5	0.71	0.67	0.79	0.98	1.41	1.07	0.7	0.4	0.68	1.12	1	1.17	10.7
6	0.85	0.55	1.25	1.31	1.55	1.11	0.68	0.56	0.79	1.41	1.15	1.07	12.28
7	0.71	0.74	1.4	1.2	1.56	0.76	0.78	0.79	0.93	1.5	1.08	0.78	12.23
8	0.26	0.43	1.05	1.17	1.57	0.5	0.78	0.77	1.02	1.24	0.99	0.63	10.41
9	0.15	0.21	0.83	1.46	1.03	0.35	0.75	0.85	1.01	1.31	0.95	0.47	9.37
10	0.09	0.15	0.47	1.18	0.77	0.26	0.76	0.68	1.05	1.01	0.79	0.31	7.52
11	0.04	0.06	0.21	0.9	0.48	0.14	0.64	0.66	0.8	0.89	0.66	0.2	5.68
12	0.04	0.01	0.09	0.62	0.22	0.12	0.36	0.61	0.9	0.64	0.47	0.16	4.24
13	0.01	0	0.06	0.34	0.12	0.08	0.27	0.33	0.66	0.43	0.33	0.12	2.75
14	0.02	0	0.05	0.29	0.08	0.06	0.14	0.35	0.62	0.45	0.21	0.09	2.36
15	0.01	0	0.01	0.2	0.04	0.04	0.04	0.22	0.27	0.38	0.15	0.04	1.4
16	0.01	0	0.02	0.14	0.02	0.01	0.07	0.1	0.21	0.23	0.12	0.03	0.96
17	0	0	0.02	0.06	0.01	0	0.04	0.08	0.21	0.17	0.06	0.01	0.66
18	0	0	0	0.04	0.01	0.01	0.03	0.03	0.13	0.09	0.04	0.01	0.39
19	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.02	0.04	0.1	0.06	0.06	0.03	0.34
20	0	0	0	0.01	0	0.01	0.03	0.01	0.04	0.08	0.03	0.02	0.23
21	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.02	0.06	0.04	0.03	0	0.17
22	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.02	0.03	0.01	0	0.08
23	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.01	0.01	0.01	0	0.04
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0.03	0.02	0.01	0	0.06
25	0	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0.02	0.01	0	0.04
26	0	0	0	0	0	0	0	0	0.01	0	0	0	0.01
27	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
28	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
30	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total (%)	4.31	4.23	7.67	11.47	11.29	6.4	7.46	7.37	10.59	12.81	9.65	6.96	100
V. media (m/s)	5.59	5.66	6.79	8.16	6.81	6.16	7.87	9.05	9.64	8.64	8.08	6.53	7.70

Tabla 1: Rosa de vientos. Estación de medida UFEE a 41'5 m de altura.



	NEG MICON	GAMESA	ECOTECNIA	BAZAN	MADE	ABENGOA
Diámetro (m)	44	47	44	44	46	44
Altura buje (m)	45	45	45	45	45	45
Velocidad giro (rpm)	29	23/31	27	28	26/17	28
nº de palas	3	3	3	3	3	3
Potencia nominal (kW)	750	660	640	600	660	600

Tabla 2: Características de los aerogeneradores.

Velocidad (m/s)	Potencia (kW)					
	NEG MICON	GAMESA	ECOTECNIA	BAZAN	MADE	ABENGOA
4	12				14	
5	38	48	28	20	43	28
6	71	99	69	63	81	72
7	113	155	125	122	124	126
8	179	235	196	191	202	192
9	256	327	282	269	291	268
10	345	437	370	351	388	348
11	431	532	453	423	476	425
12	519	609	528	490	549	492
13	603	657	578	543	601	542
14	670	685	608	574	637	573
15	700	694	626	592	657	589
16	704	699	637	610	660	596
17	704	700	638	608	650	599
18	699	700	635	596	633	600
19	689	700	628	574	618	600
20	679	700	620	545	604	600
21	667	700	610	521	594	
22	655	700	600	504	584	
23	646	700	592	493	579	
24	640	700	586	475	579	
25	639	700	579	453	580	

Tabla 3: Curvas de potencia de los aerogeneradores.



Velocidad (m/s)	Ct					
	NEG MICON	GAMESA	ECOTECNIA	BAZAN	MADE	ABENGOA
4	0.923		1.250	0.884	1.029	
5	0.819	0.887	1.165	0.774	0.890	0.774
6	0.726	0.878	1.020	0.671	0.769	0.671
7	0.855	0.878	0.910	0.829	0.650	0.829
8	0.790	0.833	0.825	0.757	0.849	0.757
9	0.729	0.811	0.755	0.683	0.769	0.683
10	0.668	0.753	0.685	0.611	0.690	0.611
11	0.600	0.662	0.615	0.539	0.610	0.539
12	0.534	0.570	0.550	0.476	0.540	0.476
13	0.471	0.396	0.490	0.417	0.470	0.417
14	0.416	0.306	0.430	0.363	0.420	0.363
15	0.369	0.243	0.375	0.318	0.370	0.318
16	0.330	0.200	0.330	0.281	0.330	0.281
17	0.298	0.166	0.295	0.250	0.290	0.250
18	0.272	0.141	0.265	0.223	0.260	0.223
19	0.250	0.120	0.240	0.202	0.240	0.202
20	0.231	0.104	0.220	0.185	0.220	0.185
21	0.215	0.090	0.205	0.172	0.200	
22	0.201	0.079	0.190	0.162	0.190	
23	0.189	0.070	0.175	0.153	0.180	
24	0.180	0.069	0.165	0.145	0.170	
25	0.171	0.056	0.155	0.138	0.160	

Tabla 4: Curvas de coeficiente de empuje de los aerogeneradores.



TURBINA	MODELO	UTMX (m)	UTMY (m)
1	NEG MICON	590323	4799034
2	GAMESA	590371	4799163
3	ECOTECNIA	590356	4799288
4	BAZAN	590343	4799415
5	MADE	590401	4799547
6	ABENGOA	590445	4799661
7	GAMESA	590492	4799785
8	NEG MICON	590521	4799905
9	BAZAN	590551	4800026
10	MADE	590581	4800147
11	ABENGOA	590640	4800321
12	ECOTECNIA	590673	4800437
13	NEG MICON	590750	4800901
14	GAMESA	590757	4801058
15	ECOTECNIA	590602	4801340
16	ABENGOA	590578	4801471
17	MADE	590553	4801610
18	BAZAN	590538	4801749
19	GAMESA	590537	4801876
20	NEG MICON	590542	4802011
21	ECOTECNIA	590570	4802137
22	ABENGOA	590622	4802261
23	BAZAN	590654	4802387
24	MADE	590692	4802512

Tabla 5: Posición y modelo de los aerogeneradores.



TURBINA	MODELO	UTMX (m)	UTMY (m)	VELOCIDAD WAsP (m/s)	VELOCIDAD UPMPARK (m/s)	PRODUCCIÓN WAsP (MWh/año)	PRODUCCIÓN UPMPARK (MWh/año)	EFICIENCIA
1	NEG MICON	590323	4799034	7.10	7.05	1601.84	1582.41	0.9879
2	GAMESA	590371	4799163	7.22	7.02	1960.77	1843.44	0.9402
3	ECOTECNIA	590356	4799288	7.29	7.15	1712.06	1633.67	0.9542
4	BAZAN	590343	4799415	7.28	7.14	1607.73	1536.00	0.9554
5	MADE	590401	4799547	7.33	7.11	1814.90	1702.15	0.9379
6	ABENGOA	590445	4799661	7.35	7.18	1645.18	1564.65	0.9511
7	GAMESA	590492	4799785	7.14	6.91	1913.04	1786.96	0.9341
8	NEG MICON	590521	4799905	6.97	6.82	1532.39	1462.36	0.9543
9	BAZAN	590551	4800026	6.86	6.72	1416.34	1359.03	0.9595
10	MADE	590581	4800147	6.78	6.61	1549.20	1468.98	0.9482
11	ABENGOA	590640	4800321	6.77	6.64	1392.50	1343.34	0.9647
12	ECOTECNIA	590673	4800437	6.78	6.65	1463.11	1408.73	0.9628
13	NEG MICON	590750	4800901	6.66	6.57	1399.59	1369.81	0.9787
14	GAMESA	590757	4801058	6.68	6.47	1681.35	1578.04	0.9386
15	ECOTECNIA	590602	4801340	6.88	6.73	1528.55	1467.01	0.9597
16	ABENGOA	590578	4801471	7.05	6.86	1520.11	1442.93	0.9492
17	MADE	590553	4801610	7.27	7.05	1787.91	1683.40	0.9416
18	BAZAN	590538	4801749	7.41	7.23	1663.18	1582.96	0.9518
19	GAMESA	590537	4801876	7.37	7.11	2037.80	1894.64	0.9298
20	NEG MICON	590542	4802011	7.26	7.07	1671.80	1581.35	0.9459
21	ECOTECNIA	590570	4802137	7.00	6.82	1564.78	1482.19	0.9472
22	ABENGOA	590622	4802261	6.88	6.68	1439.73	1355.03	0.9412
23	BAZAN	590654	4802387	6.79	6.63	1379.90	1317.01	0.9544
24	MADE	590692	4802512	6.69	6.51	1495.95	1414.82	0.9458
total				7.03	6.86	38779.71	36860.91	0.9505

Tabla 6: Producción. Estimación de pérdidas por estelas.



Aerogenerador	Modelo	Producción Bruta (MWh/año)	Pérdidas por estelas (MWh/año)
1	NEG MICON	1582.4	19.4
2	GAMESA	1843.4	117.3
3	ECOTECNIA	1633.7	78.4
4	BAZAN	1536.0	71.7
5	MADE	1702.2	112.8
6	ABENGOA	1564.7	80.5
7	GAMESA	1787.0	126.1
8	NEG MICON	1462.4	70.0
9	BAZAN	1359.0	57.3
10	MADE	1469.0	80.2
11	ABENGOA	1343.3	49.2
12	ECOTECNIA	1408.7	54.4
13	NEG MICON	1369.8	29.8
14	GAMESA	1578.0	103.3
15	ECOTECNIA	1467.0	61.5
16	ABENGOA	1442.9	77.2
17	MADE	1683.4	104.5
18	BAZAN	1583.0	80.2
19	GAMESA	1894.6	143.2
20	NEG MICON	1581.4	90.5
21	ECOTECNIA	1482.2	82.6
22	ABENGOA	1355.0	84.7
23	BAZAN	1317.0	62.9
24	MADE	1414.8	81.1
<b>TOTAL:</b>		<b>36860.9</b>	<b>1918.8</b>

Tabla 7: Producción bruta y pérdidas por estelas.



TURBINA	Modelo	Horas/año brutas	Horas/año perdidas por estelas
1	NEG MICON	2109.9	25.9
2	GAMESA	2793.1	177.8
3	ECOTECNIA	2552.6	122.5
4	BAZAN	2560.0	119.6
5	MADE	2579.0	170.8
6	ABENGOA	2607.8	134.2
7	GAMESA	2707.5	191.0
8	NEG MICON	1949.8	93.4
9	BAZAN	2265.1	95.5
10	MADE	2225.7	121.5
11	ABENGOA	2238.9	81.9
12	ECOTECNIA	2201.1	85.0
13	NEG MICON	1826.4	39.7
14	GAMESA	2391.0	156.5
15	ECOTECNIA	2292.2	96.2
16	ABENGOA	2404.9	128.6
17	MADE	2550.6	158.3
18	BAZAN	2638.3	133.7
19	GAMESA	2870.7	216.9
20	NEG MICON	2108.5	120.6
21	ECOTECNIA	2315.9	129.0
22	ABENGOA	2258.4	141.2
23	BAZAN	2195.0	104.8
24	MADE	2143.7	122.9

Tabla 8: Producción en horas/año brutas.



NEG MICON	min	media	max
MWh/año	1369.81	1498.98	1582.41
Horas/año	1826.41	1998.64	2109.88
Factor de utilización:	0.21	0.23	0.24

Tabla 9: Resultados turbinas modelo NEG MICON.

GAMESA	min	media	max
MWh/año	1578.04	1775.77	1894.64
Horas/año	2390.97	2690.56	2870.67
Factor de utilización:	0.27	0.31	0.33

Tabla 10: Resultados turbina modelo GAMESA.

ECOTECNIA	min	media	max
MWh/año	1408.73	1497.90	1633.67
Horas/año	2201.14	2340.47	2552.61
Factor de utilización:	0.25	0.27	0.29

Tabla 11: Resultados turbina modelo ECOTECNIA.



BAZAN	min	media	max
MWh/año	1317.01	1448.75	1582.96
Horas/año	2195.02	2414.58	2638.27
Factor de utilización:	0.25	0.28	0.30

Tabla 12: Resultados turbina modelo BAZAN.

MADE	min	media	max
MWh/año	1414.82	1567.34	1702.15
Horas/año	2143.67	2374.75	2579.02
Factor de utilización:	0.24	0.27	0.29

Tabla 13: Resultados turbina modelo MADE.

ABENGOA	min	media	max
MWh/año	1343.34	1426.49	1564.65
Horas/año	2238.90	2377.48	2607.75
Factor de utilización:	0.26	0.27	0.30

Tabla 14: Resultados turbina modelo ABENGOA.



Turbina	dk (m2/s2)	intensidad añadida	intensidad total	% disminución vida
1	0.0672	0.0356	0.1678	2.3
2	0.1987	0.0612	0.1751	6.3
3	0.2065	0.0624	0.1755	6.5
4	0.2552	0.0694	0.1781	7.9
5	0.2392	0.0672	0.1772	7.5
6	0.2585	0.0698	0.1783	8.0
7	0.2437	0.0678	0.1775	7.6
8	0.2415	0.0675	0.1773	7.5
9	0.2044	0.0621	0.1754	6.5
10	0.1655	0.0559	0.1733	5.3
11	0.1345	0.0504	0.1716	4.4
12	0.1525	0.0536	0.1725	5.0
13	0.0521	0.0313	0.167	1.8
14	0.1461	0.0525	0.1722	4.8
15	0.1511	0.0534	0.1725	4.9
16	0.2203	0.0645	0.1762	6.9
17	0.1922	0.0602	0.1747	6.1
18	0.2157	0.0638	0.176	6.8
19	0.2321	0.0662	0.1768	7.3
20	0.2793	0.0726	0.1793	8.6
21	0.2747	0.072	0.1791	8.4
22	0.2819	0.0729	0.1795	8.6
23	0.2083	0.0627	0.1756	6.6
24	0.1632	0.0555	0.1731	5.3

Tabla 15: Disminución de vida útil.

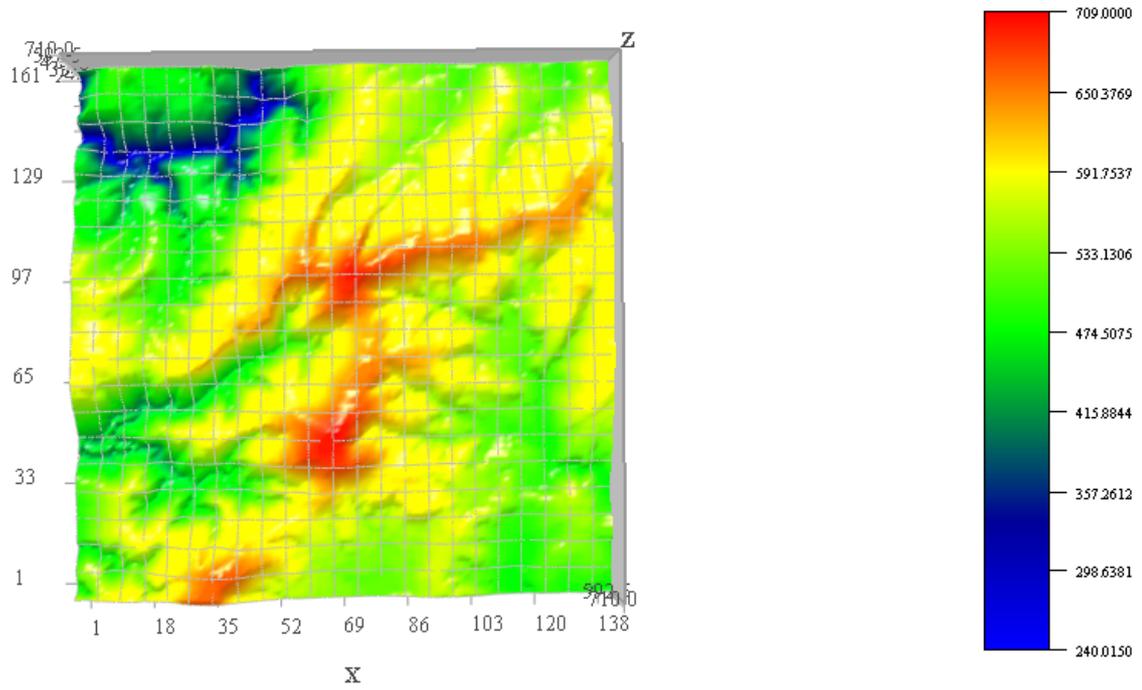


Figura 1: Vista azimutal de la zona a estudio.

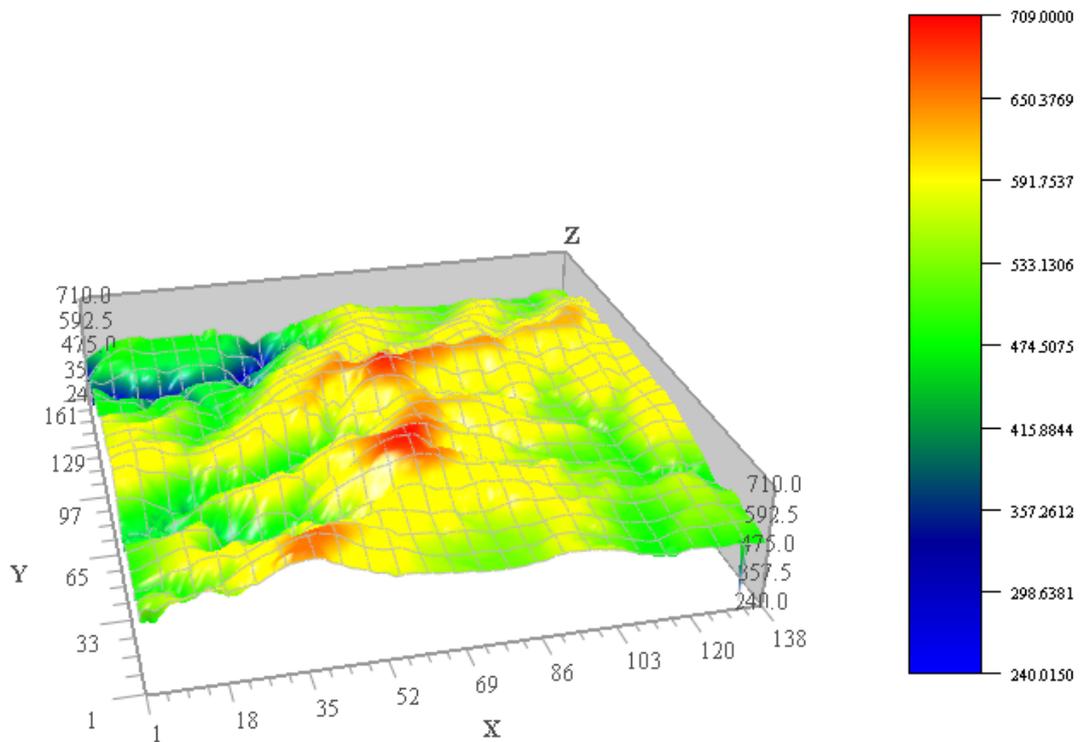


Figura 2: Perspectiva tridimensional de la zona a estudio.

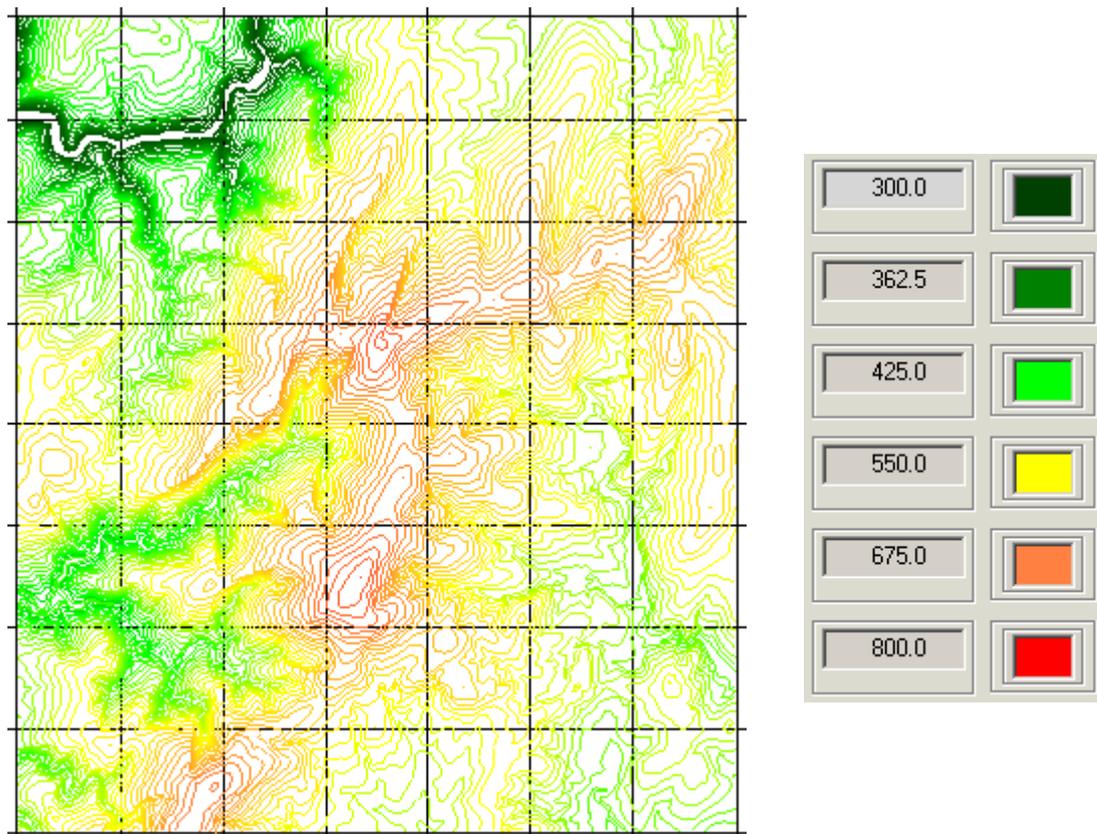


Figura 3: Curvas de nivel de la zona a estudio.

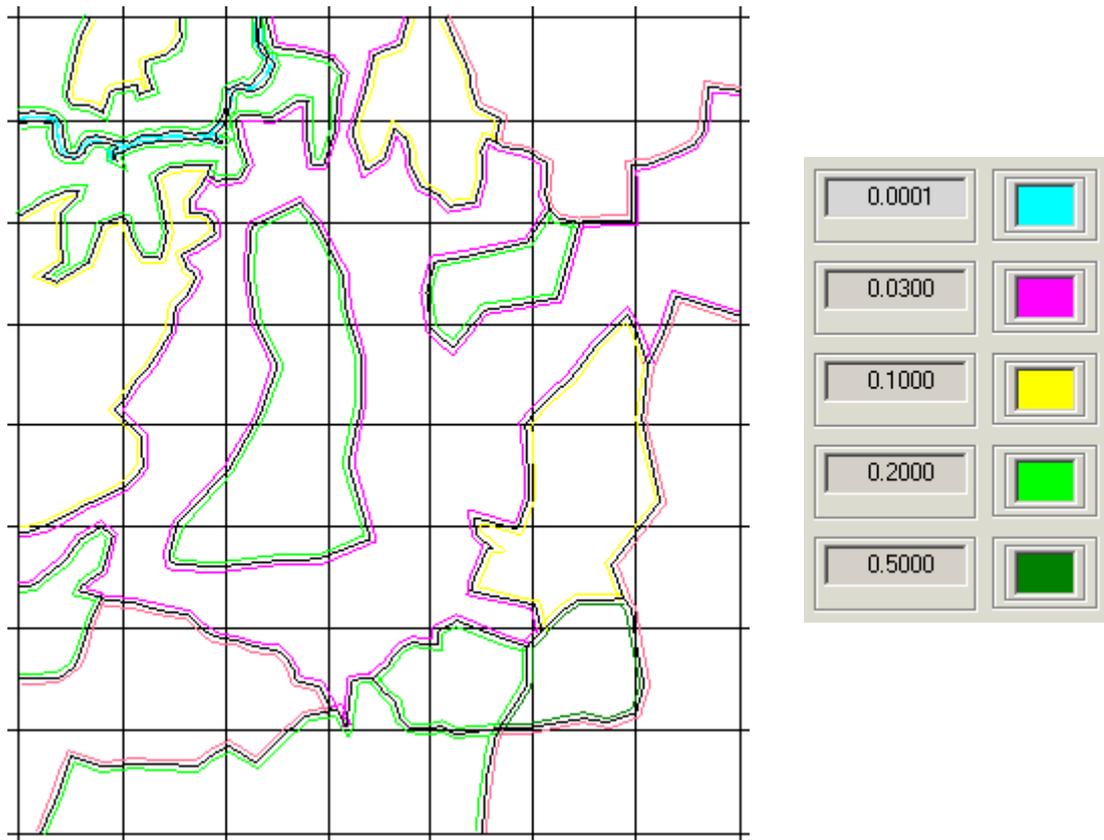


Figura 4: Mapa de rugosidades de la zona a estudio.

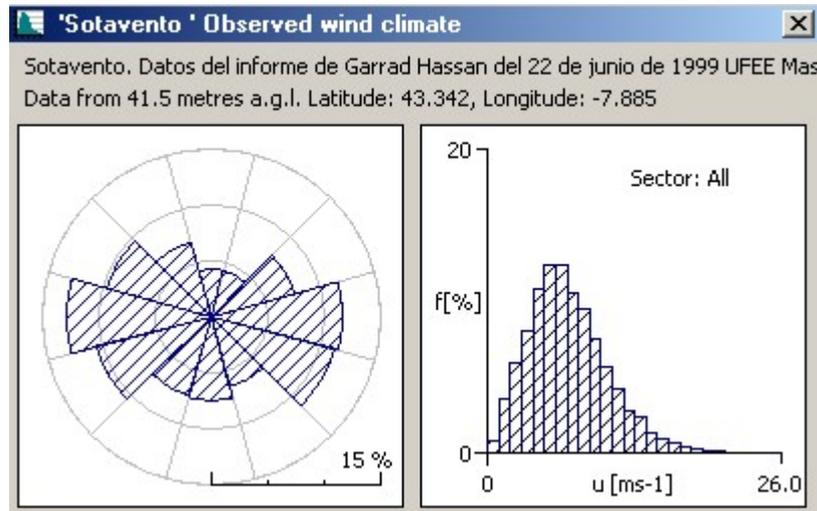


Figura 5: Rosa de vientos en UFEE a 41'5 m de altura

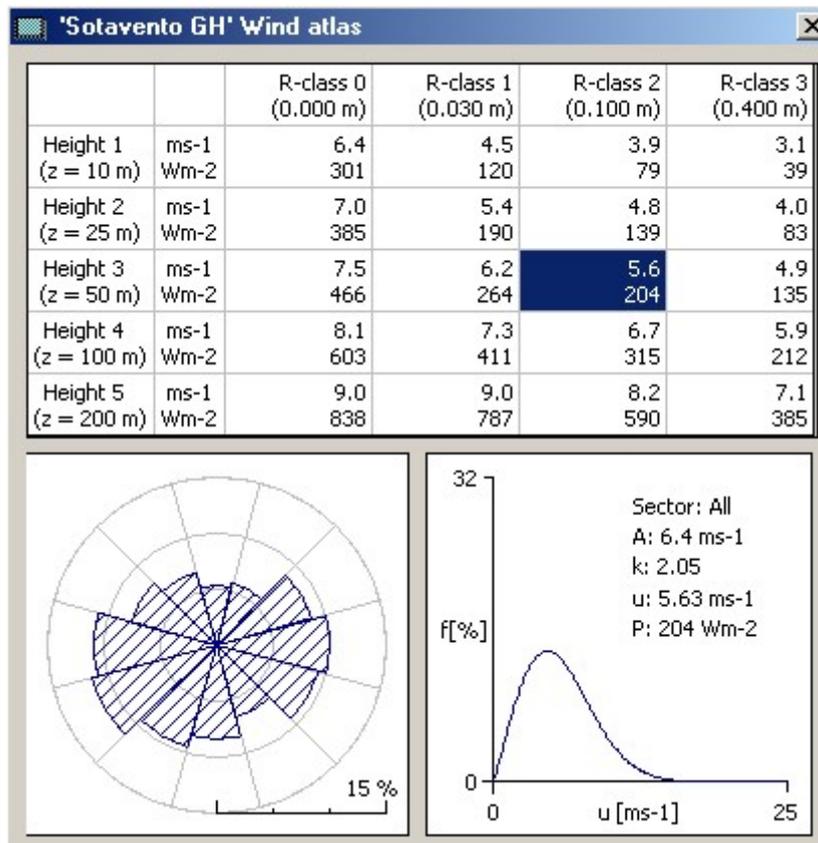


Figura 6: Wind atlas de la zona a estudio.

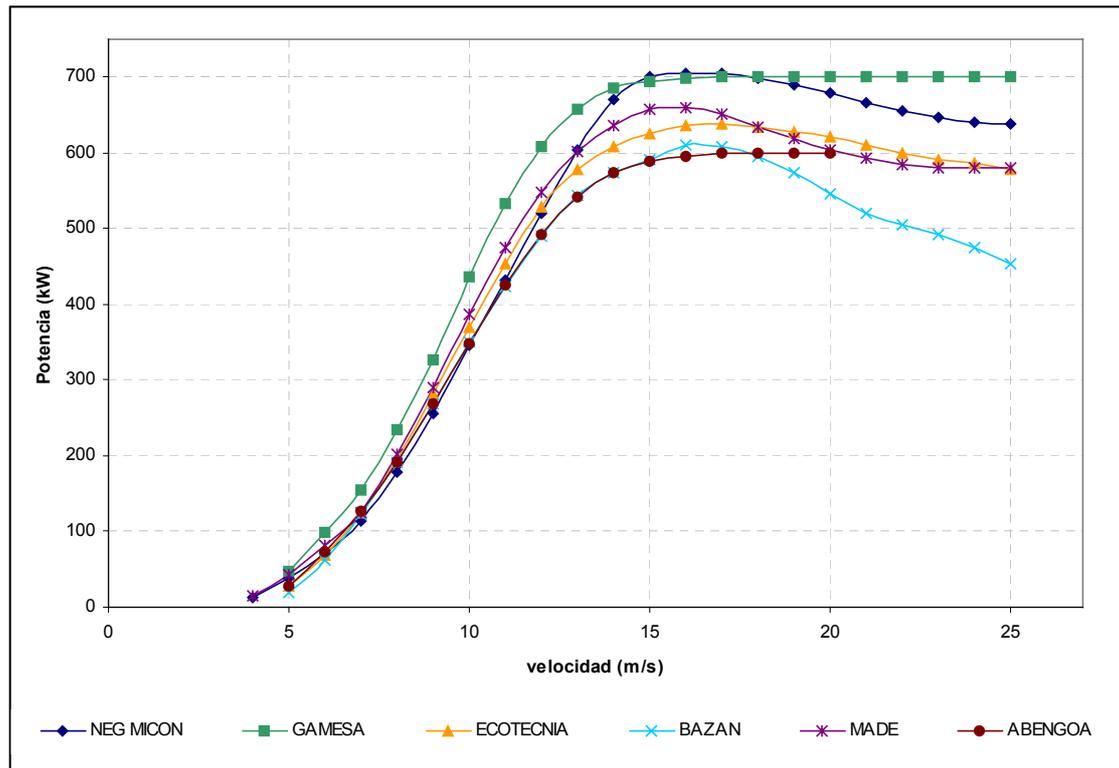


Figura 7: Curvas de potencia de los aerogeneradores.

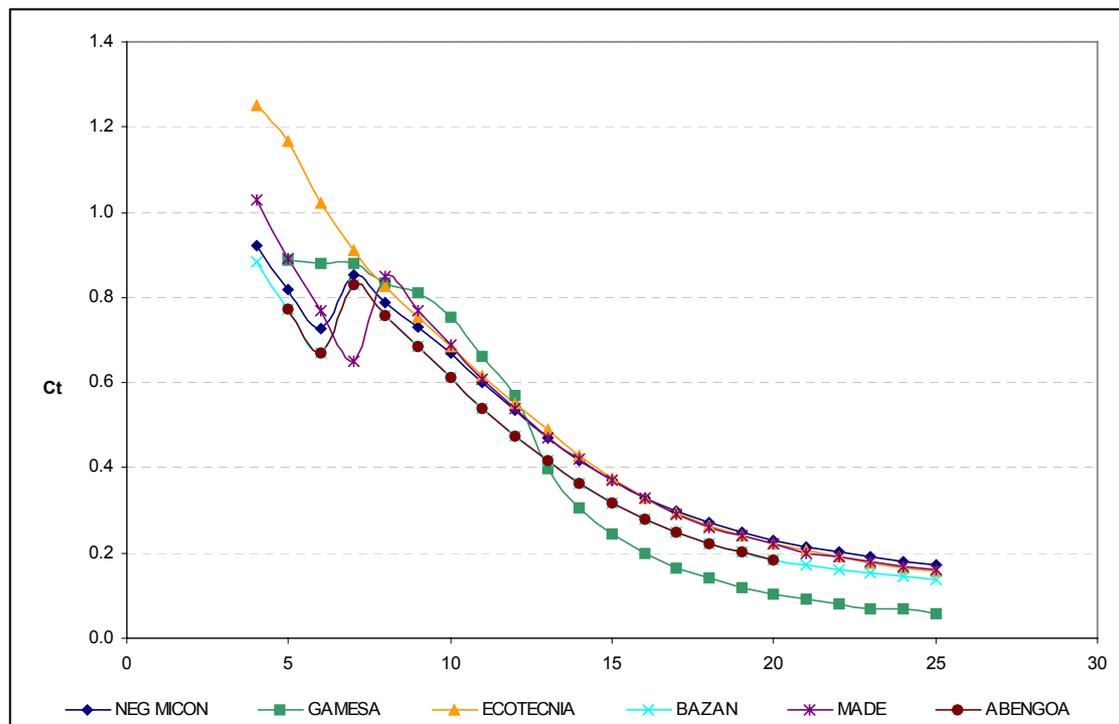


Figura 8: Curvas de coeficientes de empuje de los aerogeneradores.

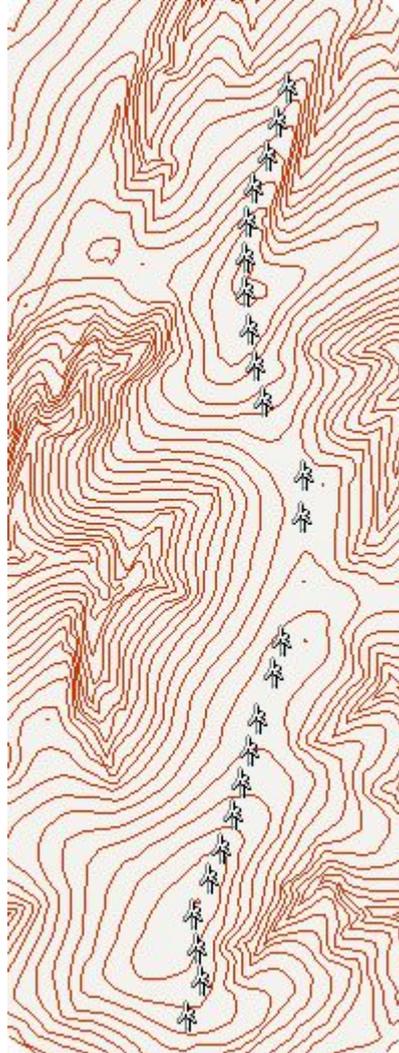


Figura 9: Disposición de los aerogeneradores.

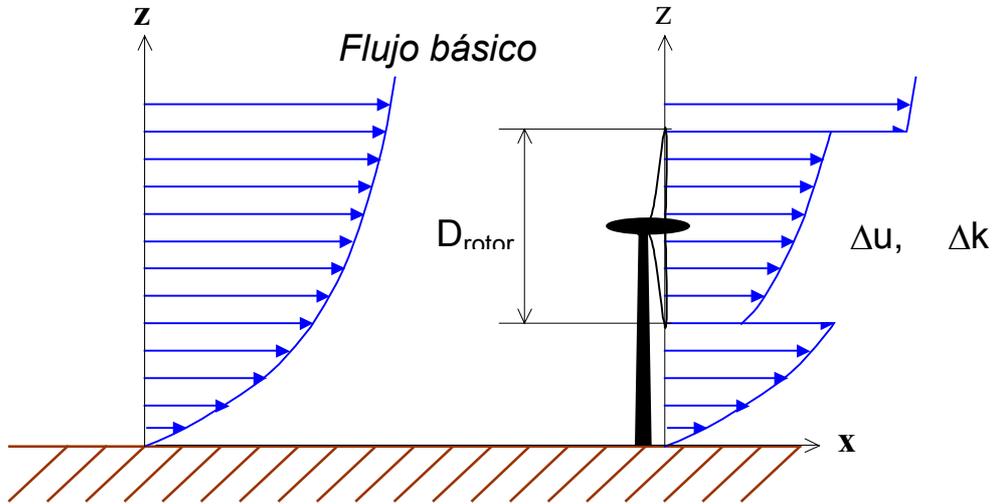


Figura 10. Esquema del modelo de estela aislada: UPMWAKE

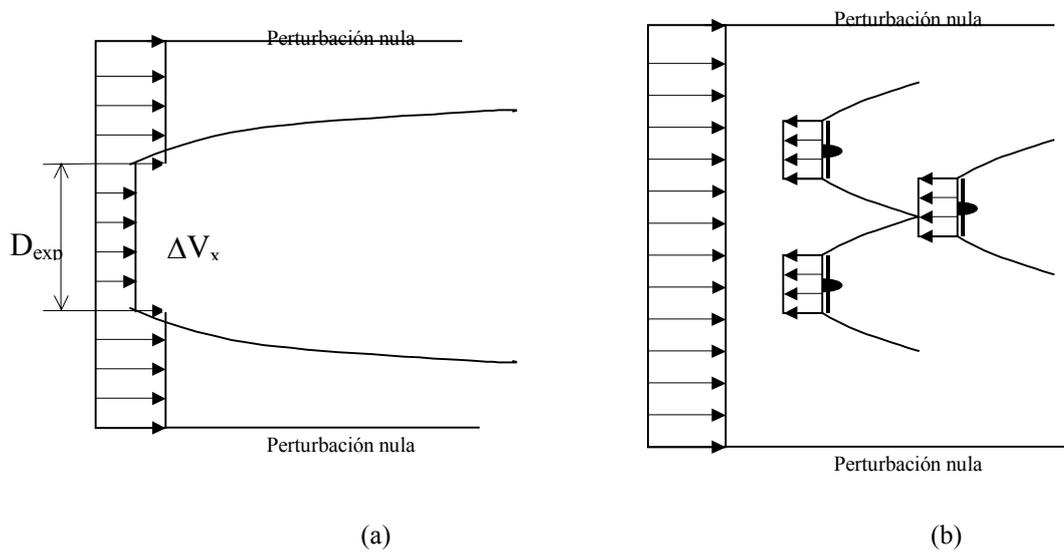


Figura 11: (a) Vista plana del modelo de estela simple. (b) Vista plana del modelo de estela múltiple.

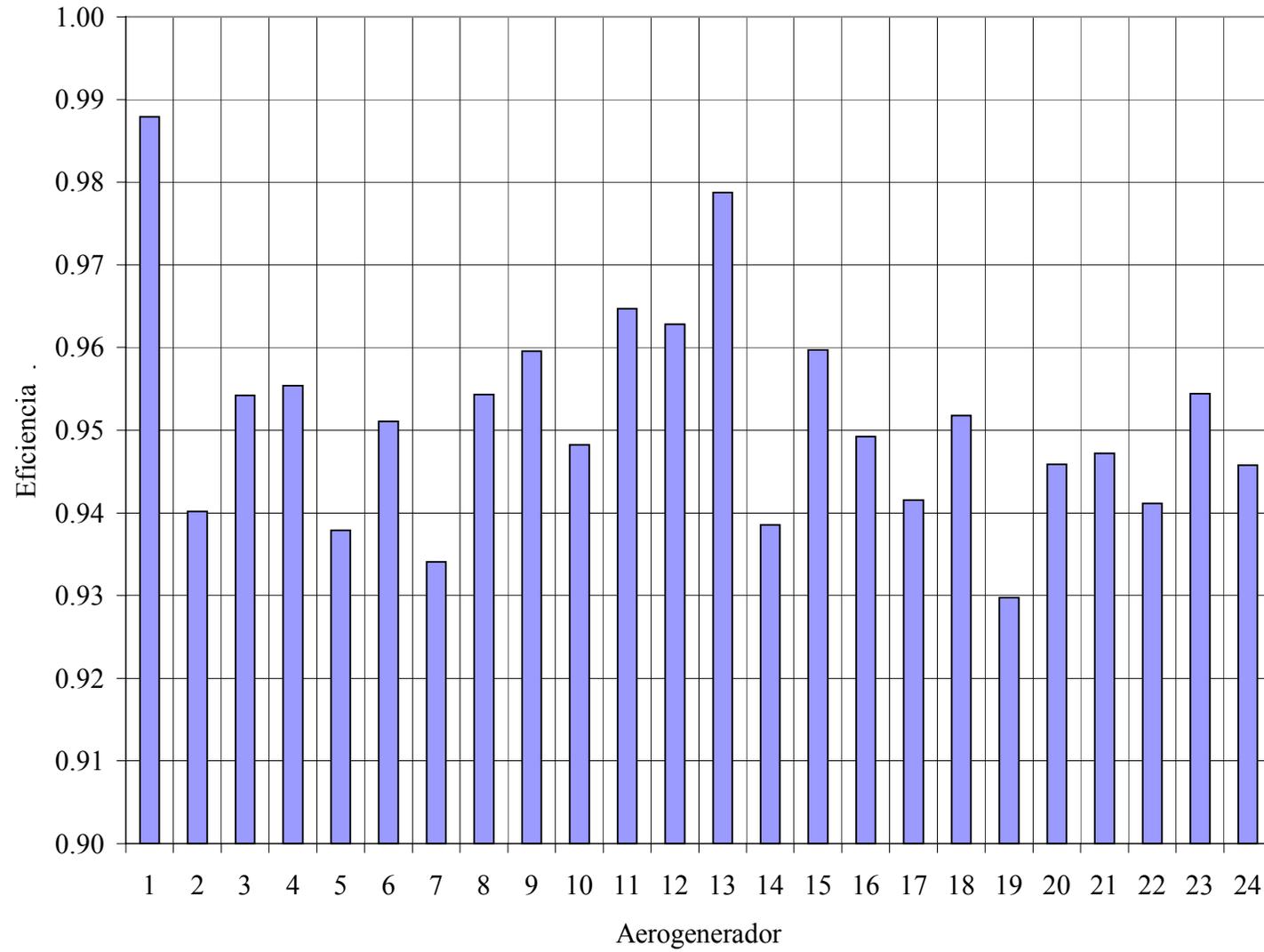


Figura 12: Eficiencia por estelas para cada aerogenerador.

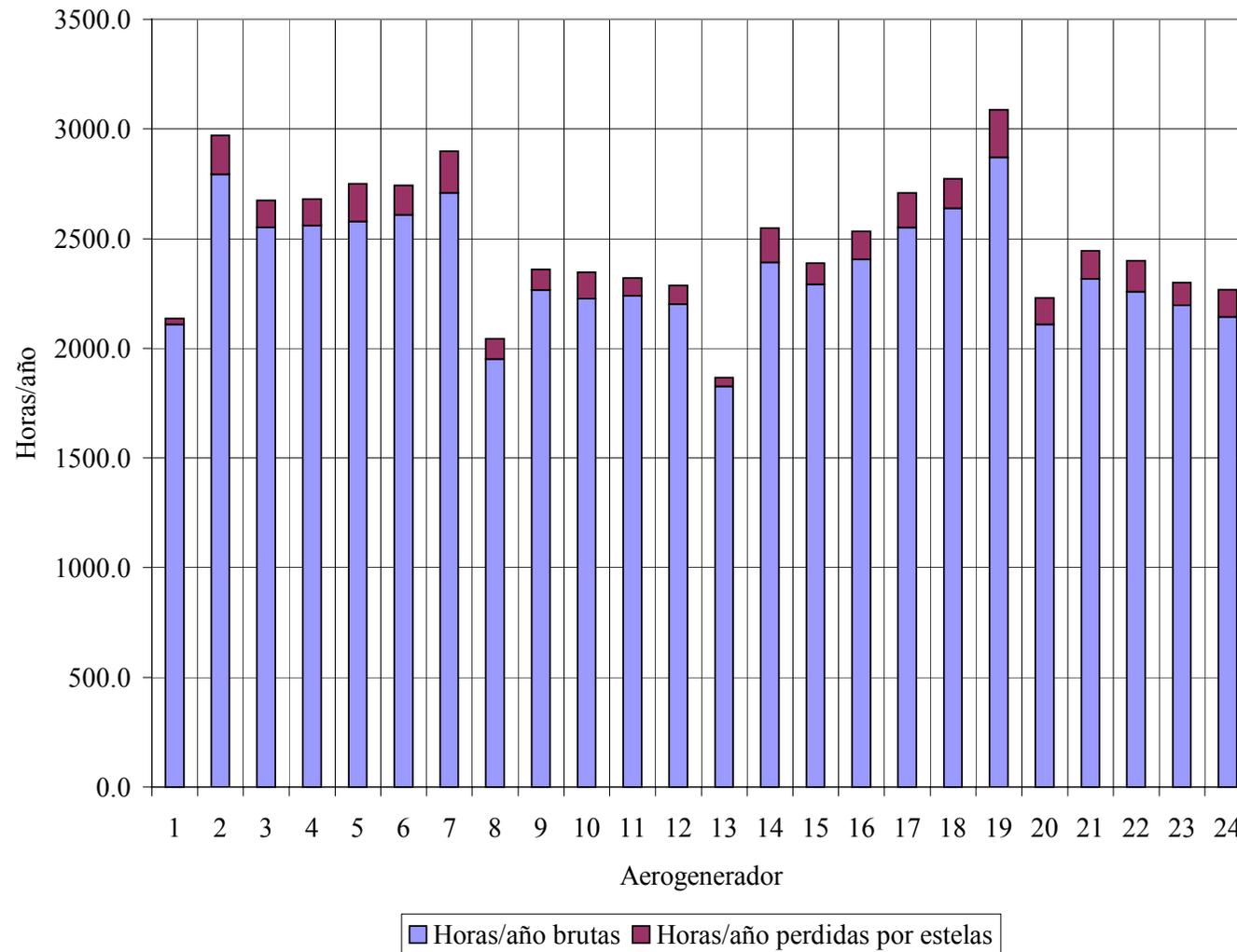


Figura 13: Estimación de producción y pérdidas por estelas en horas/año.

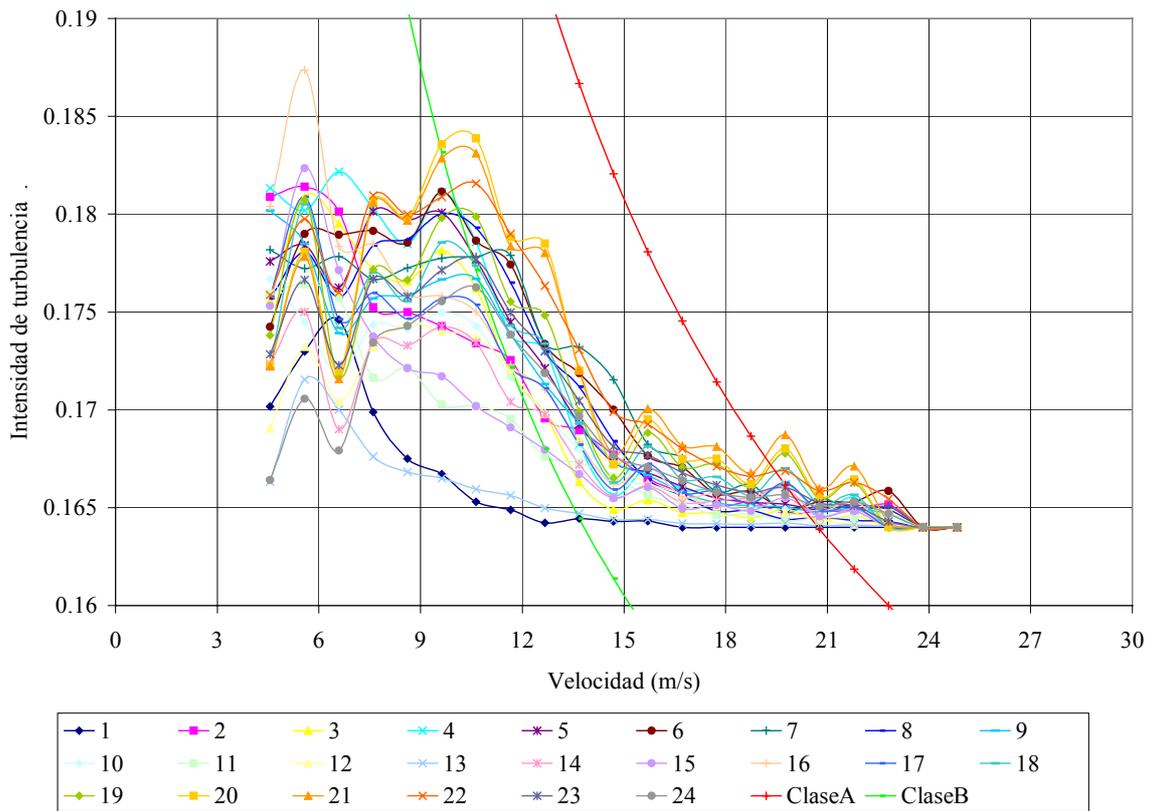


Figura 14: Intensidad de turbulencia total para cada aerogenerador y clase en la que se encuentra.

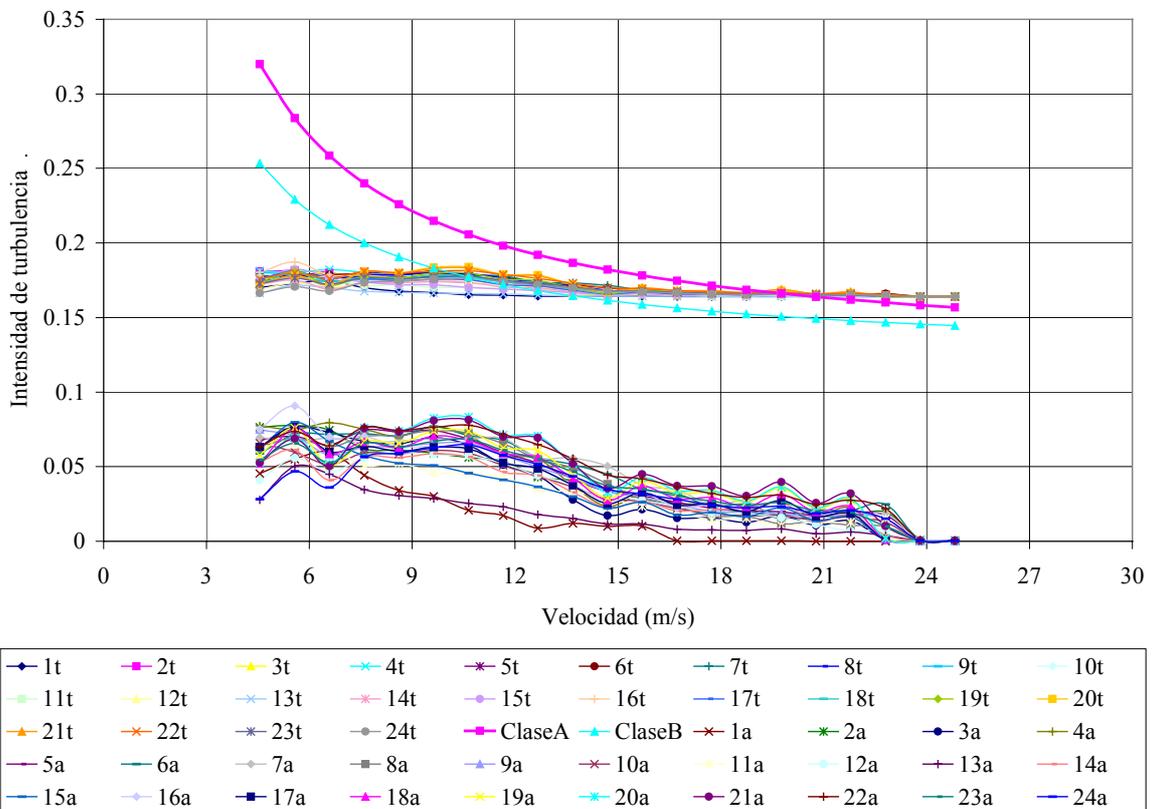


Figura 15: Intensidad de turbulencia total y añadida de cada aerogenerador y clase en la que se encuentra.

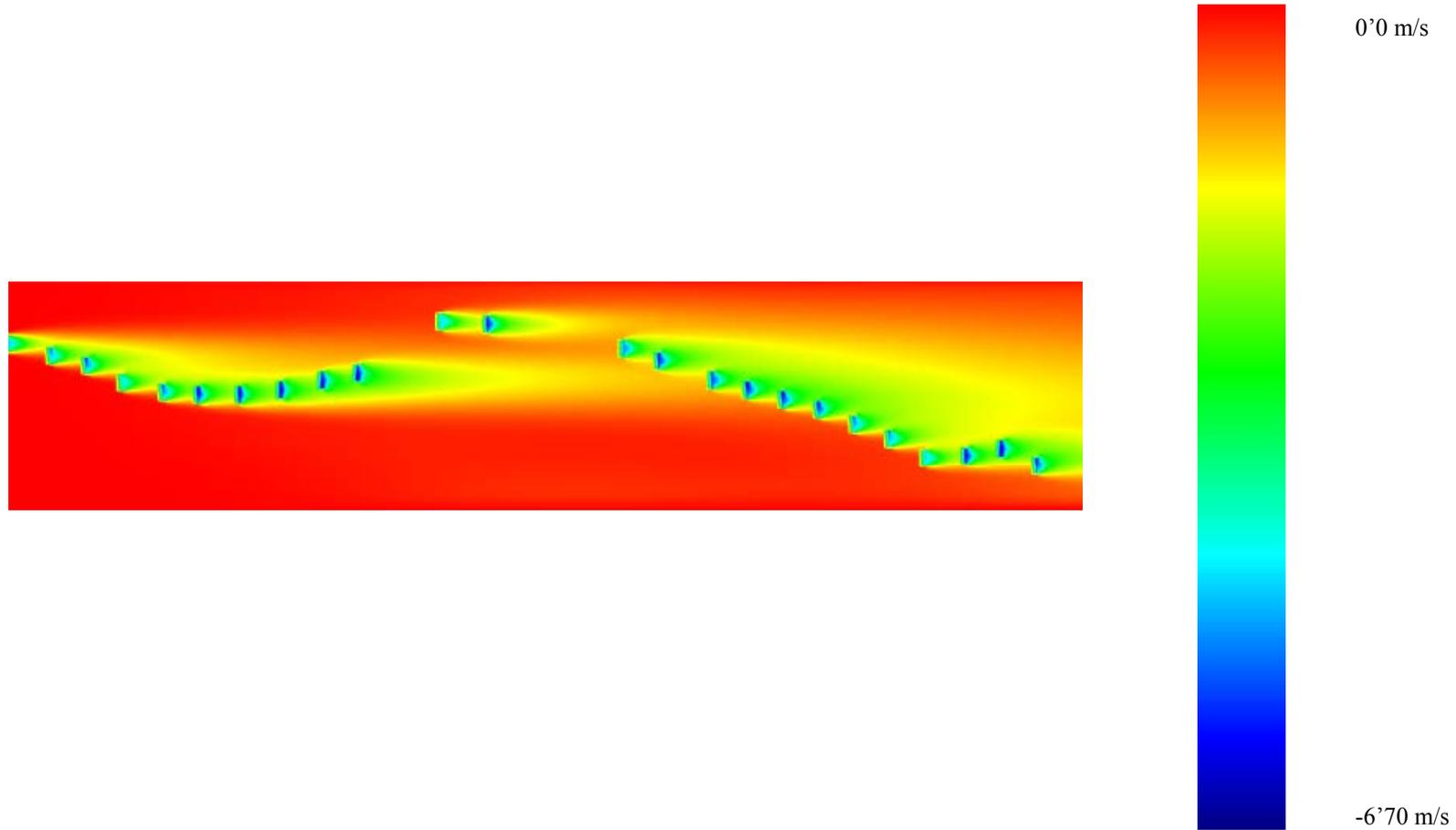


Figura 16: Defecto de velocidad. Plano  $z = 51.31\text{m}$ . Caso NS con velocidad  $10.0\text{ m/s}$ .

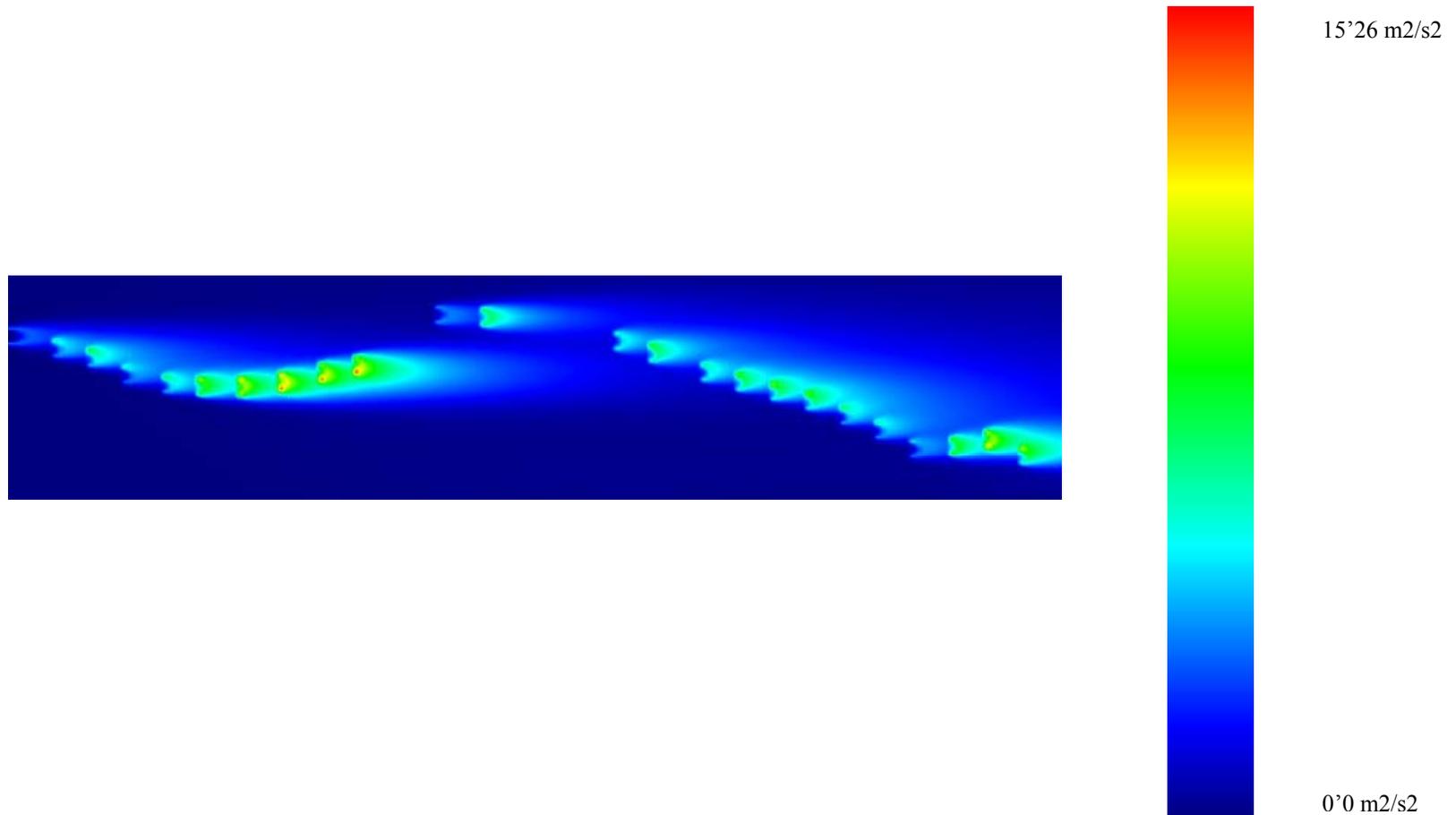


Figura 17: Incremento de energía cinética turbulenta. Plano  $z = 51.31$ m. Caso NS con velocidad 10.0 m/s.

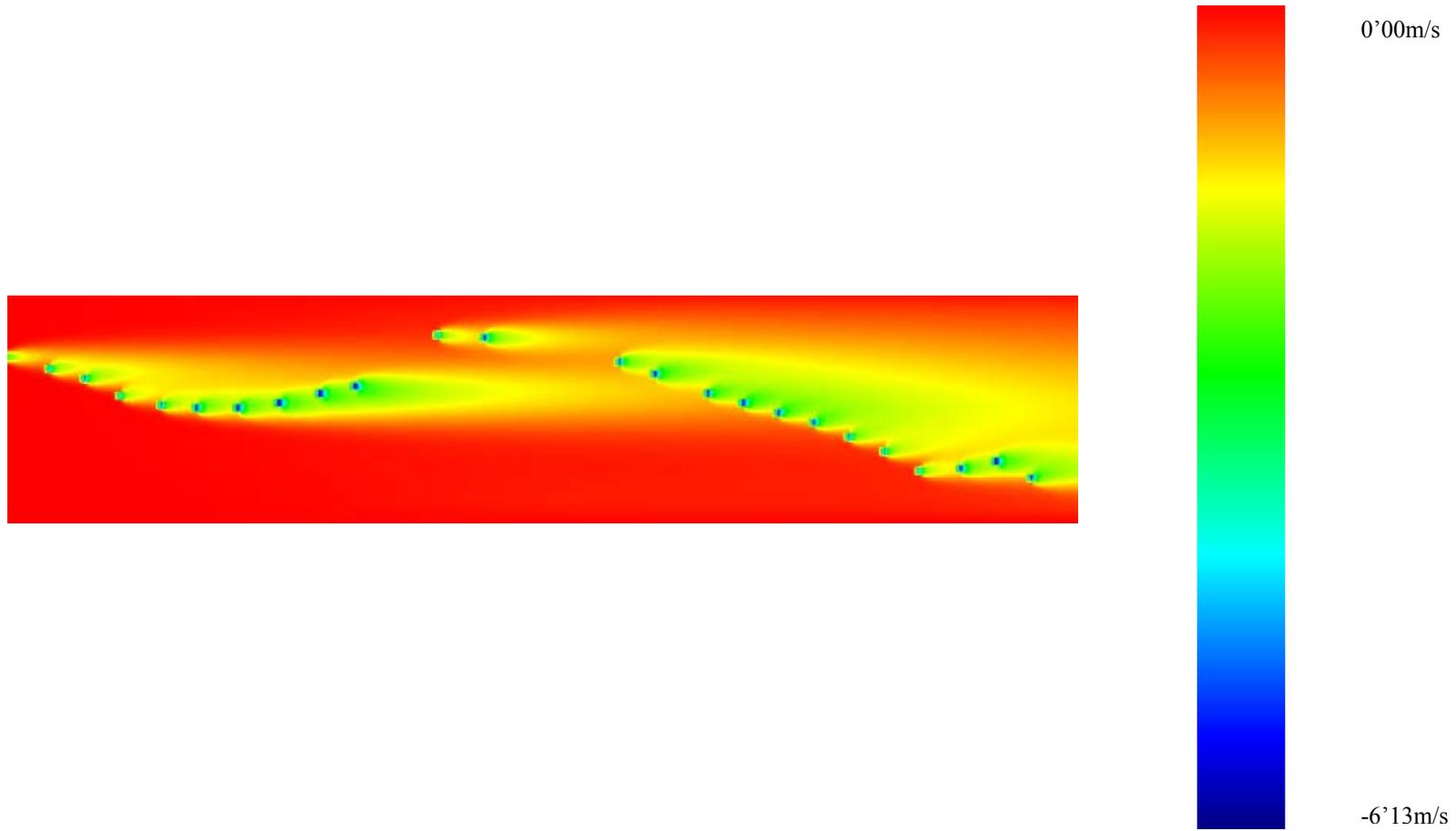


Figura 18: Defecto de velocidad. Plano  $z = 73.3\text{m}$ . Caso NS con velocidad  $10.0\text{ m/s}$ .

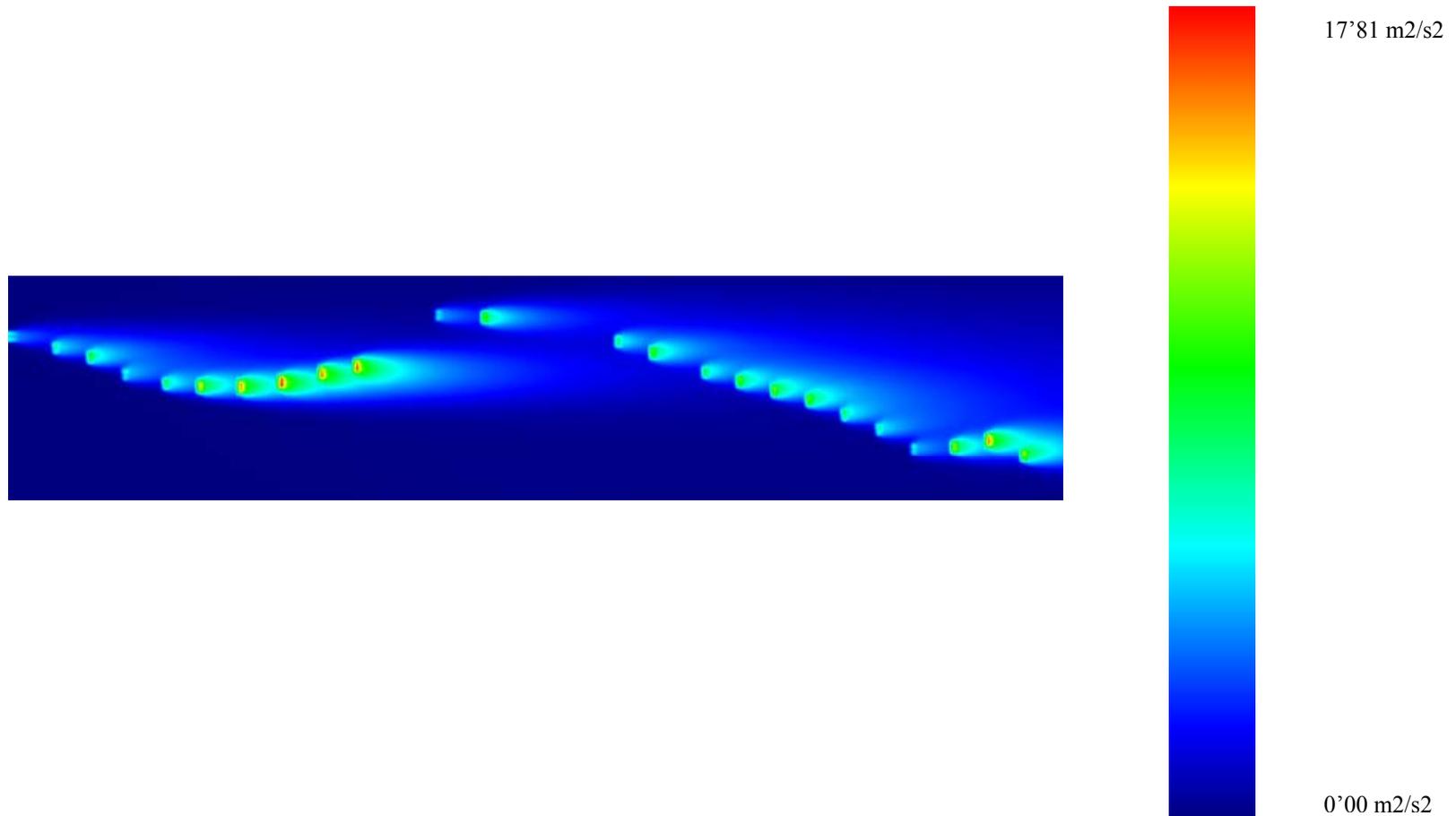


Figura 19: Incremento de energía cinética turbulenta. Plano  $z = 73'3\text{m}$ . Caso NS con velocidad  $10'0\text{ m/s}$ .

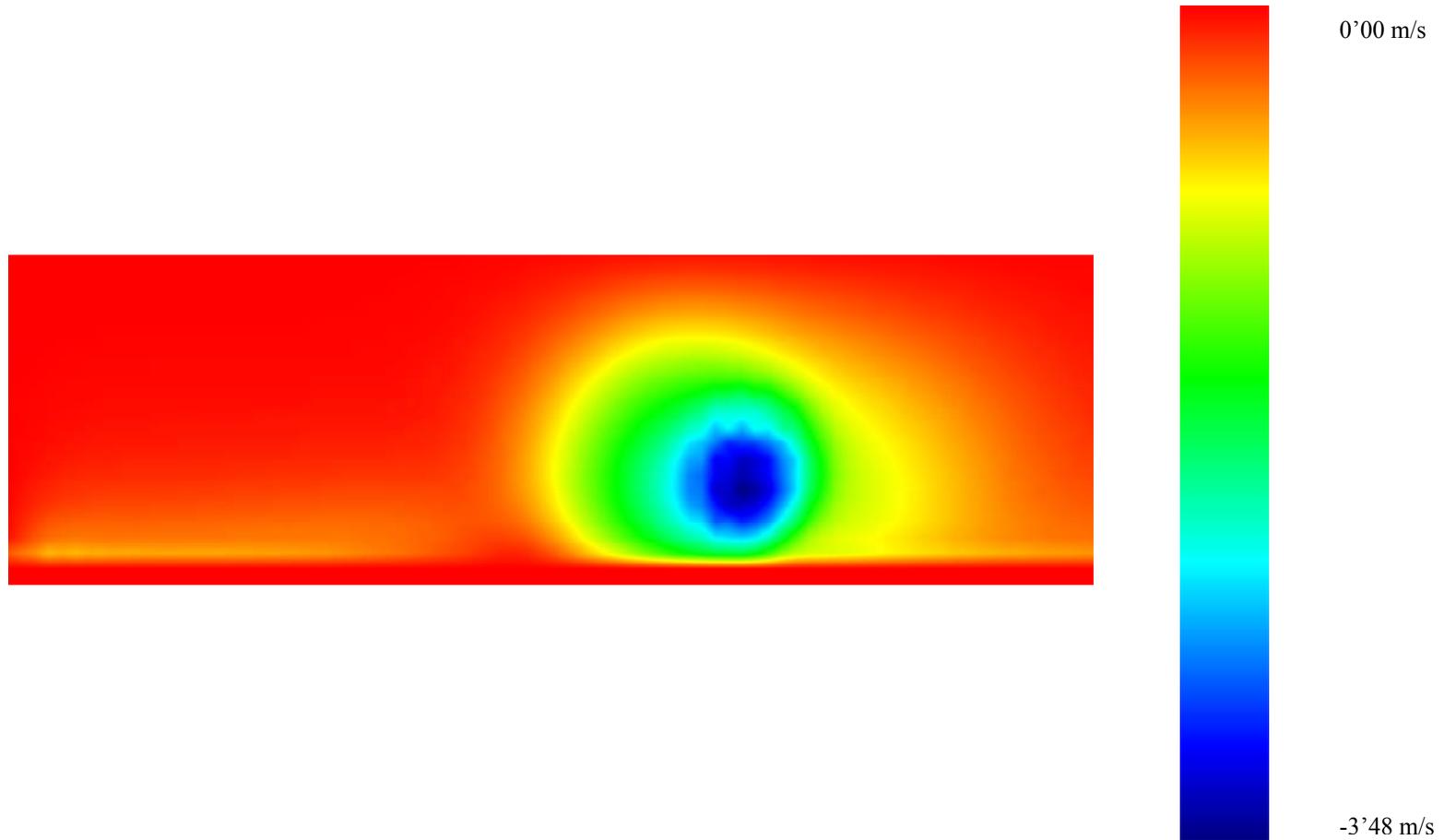


Figura 20: Defecto de velocidad. Plano  $x = 1220\text{m}$ . Caso NS con velocidad  $10.0\text{ m/s}$ .

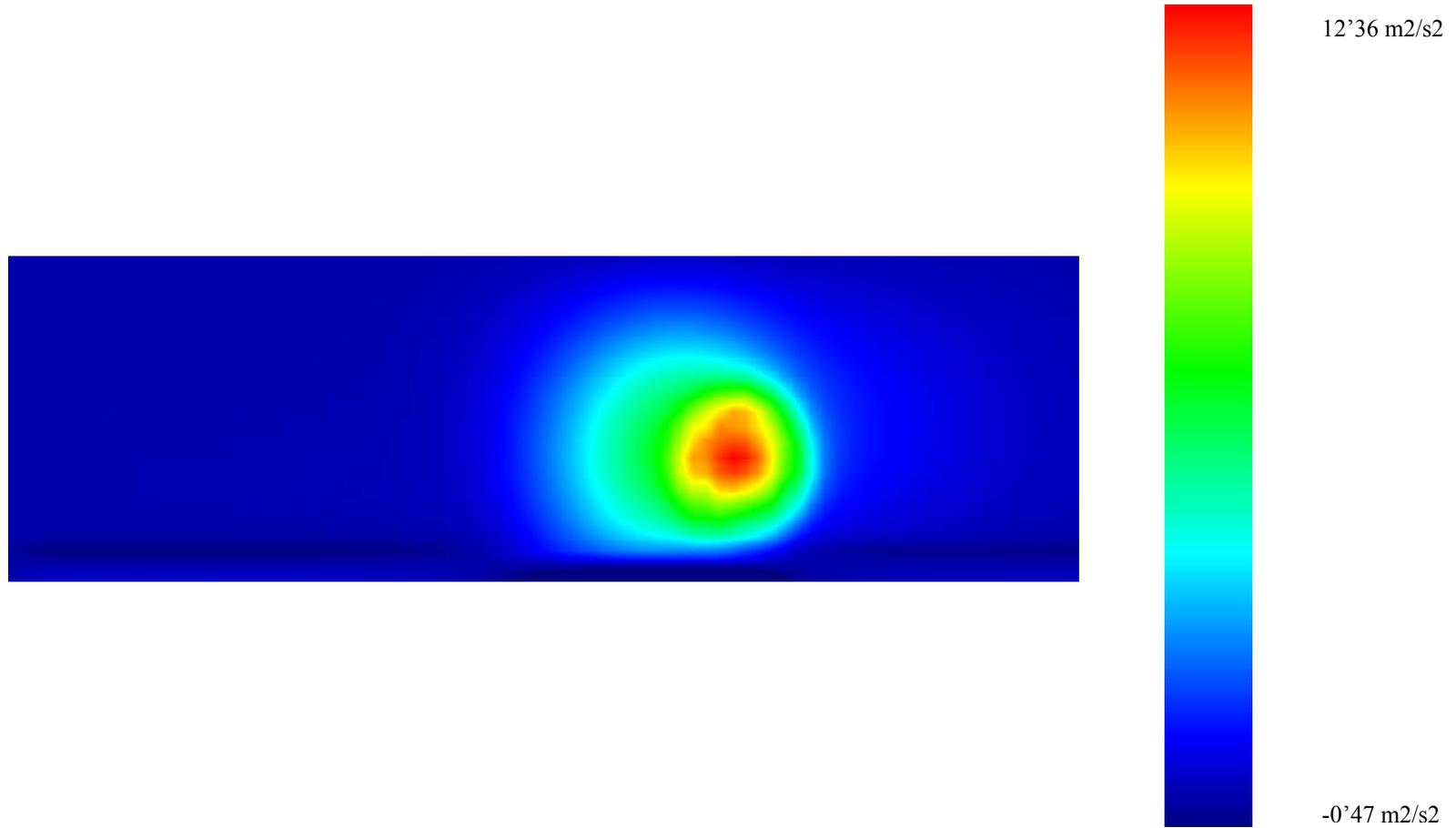


Figura 21: Incremento de energía cinética turbulenta. Plano  $x = 1220\text{m}$ . Caso NS con velocidad  $10'0\text{ m/s}$ .

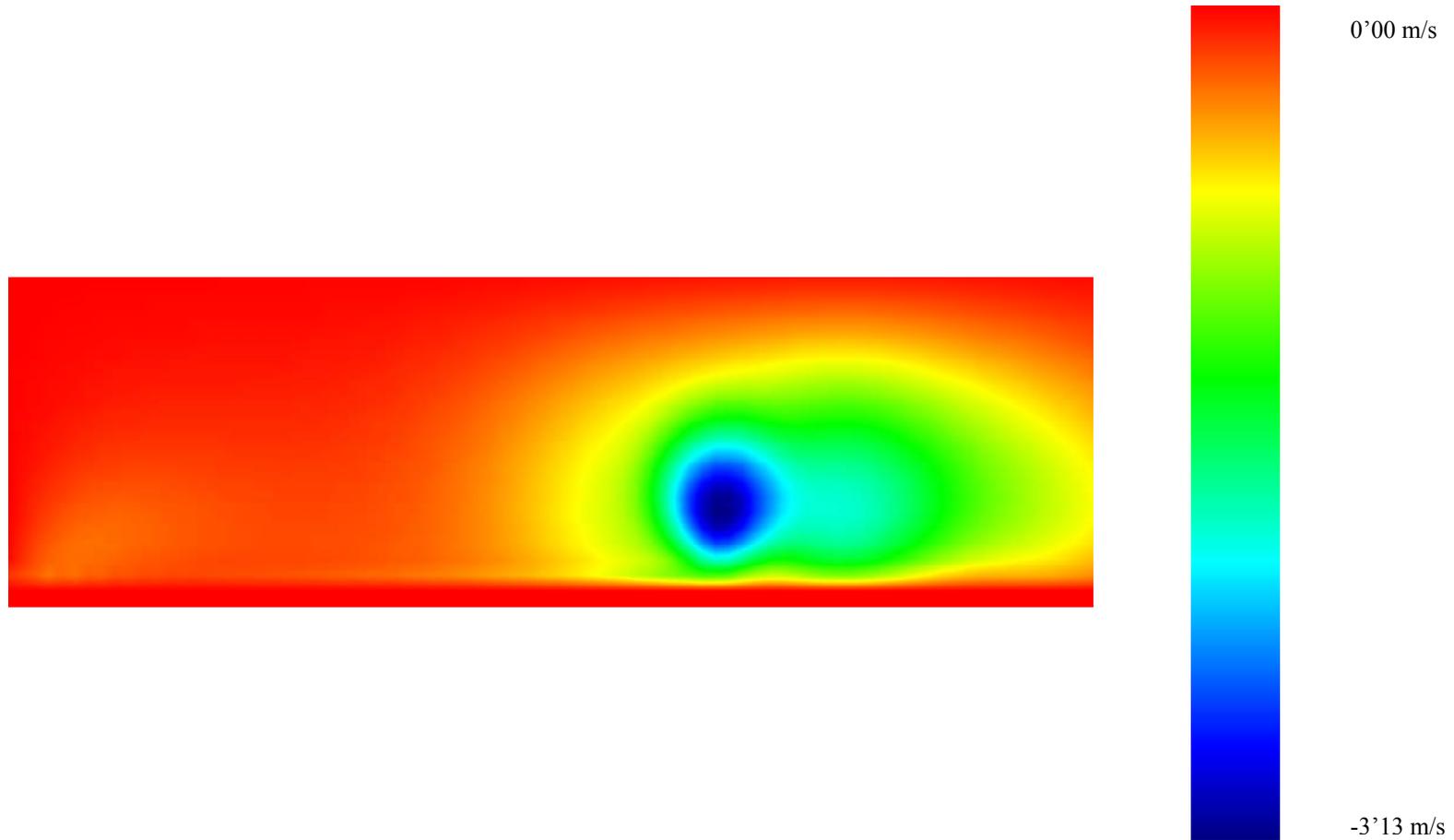


Figura 22: Defecto de velocidad. Plano  $x = 2440\text{m}$ . Caso NS con velocidad  $10'0\text{ m/s}$ .

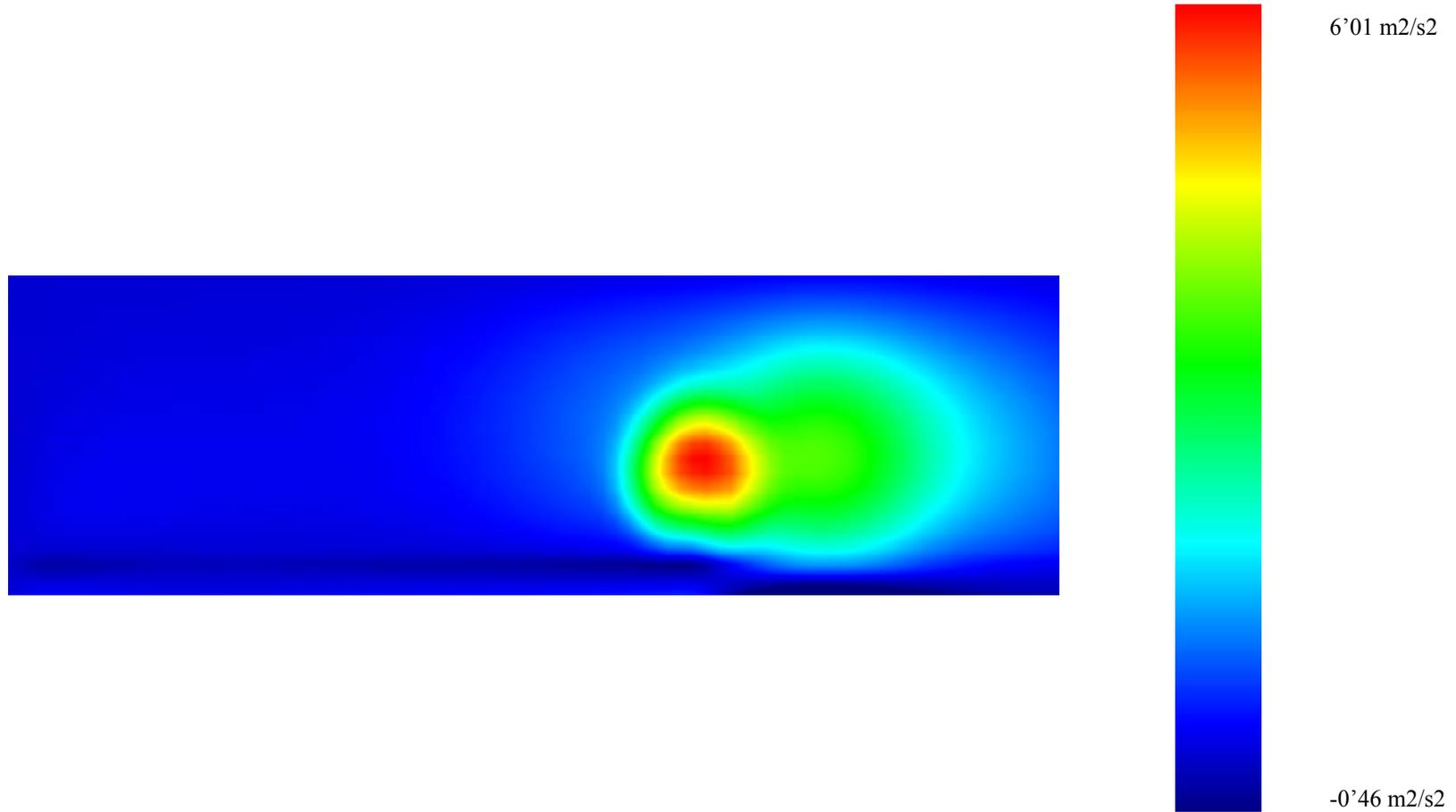


Figura 23: Incremento de energía cinética turbulenta. Plano  $x = 2440\text{m}$ . Caso NS con velocidad  $10'0\text{ m/s}$ .

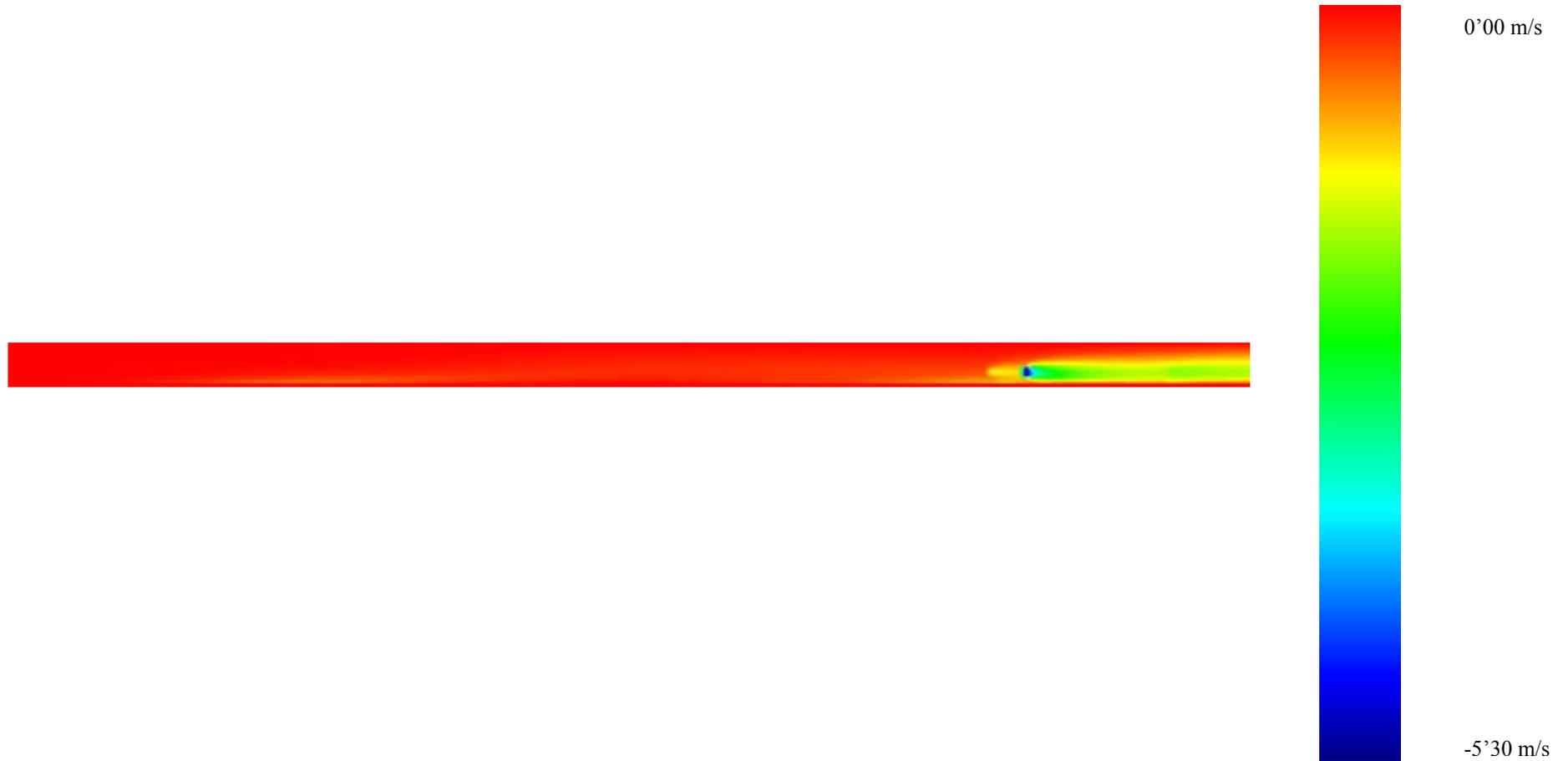


Figura 24: Defecto de velocidad. Plano  $y = 227'23\text{m}$ . Caso SE con velocidad  $10'0\text{ m/s}$ .

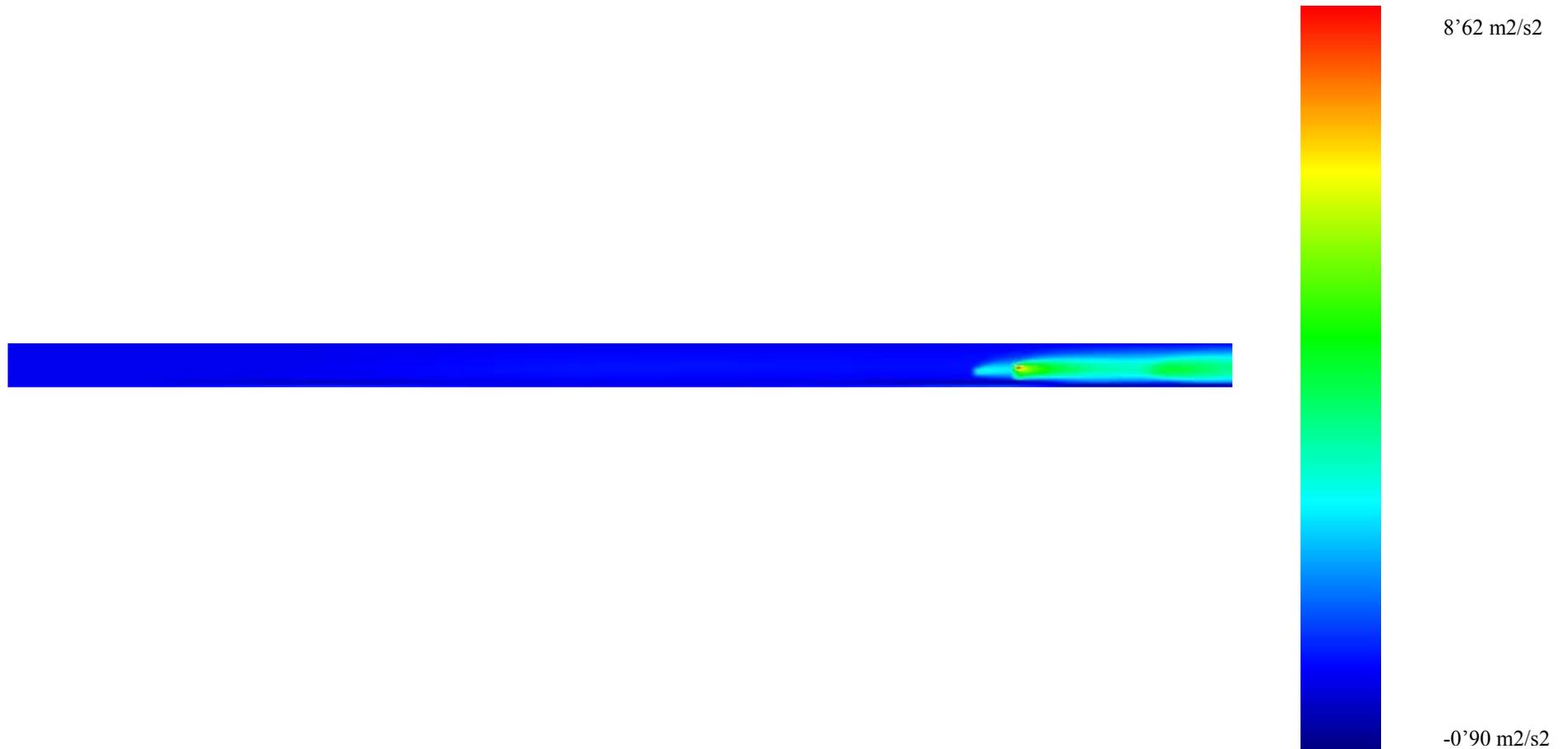


Figura 25: Incremento de energía cinética turbulenta. Plano  $y = 227'23\text{m}$ . Caso NS con velocidad  $10'0\text{ m/s}$ .

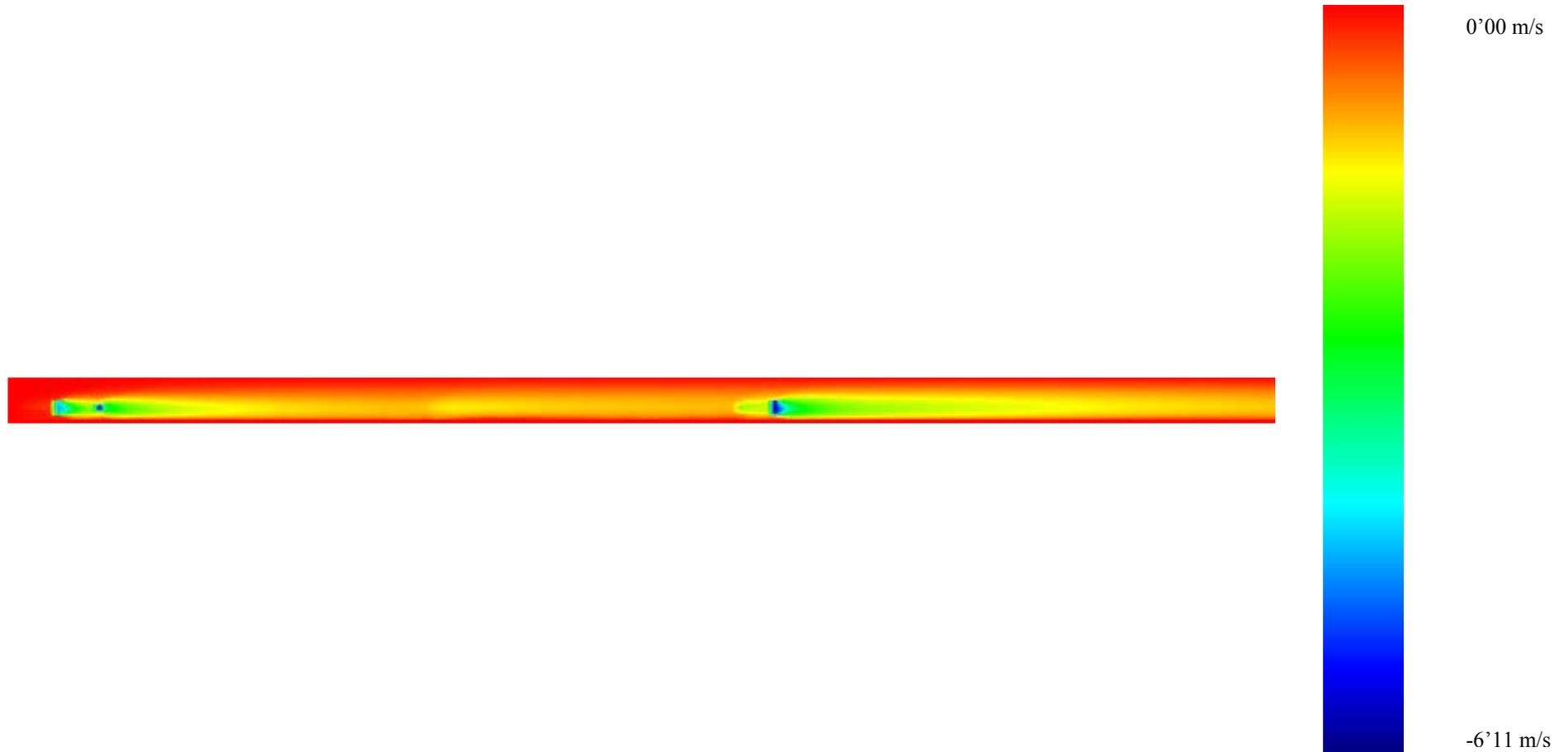


Figura 26: Defecto de velocidad. Plano  $y = 454'46m$ . Caso NS con velocidad  $10'0 m/s$ .

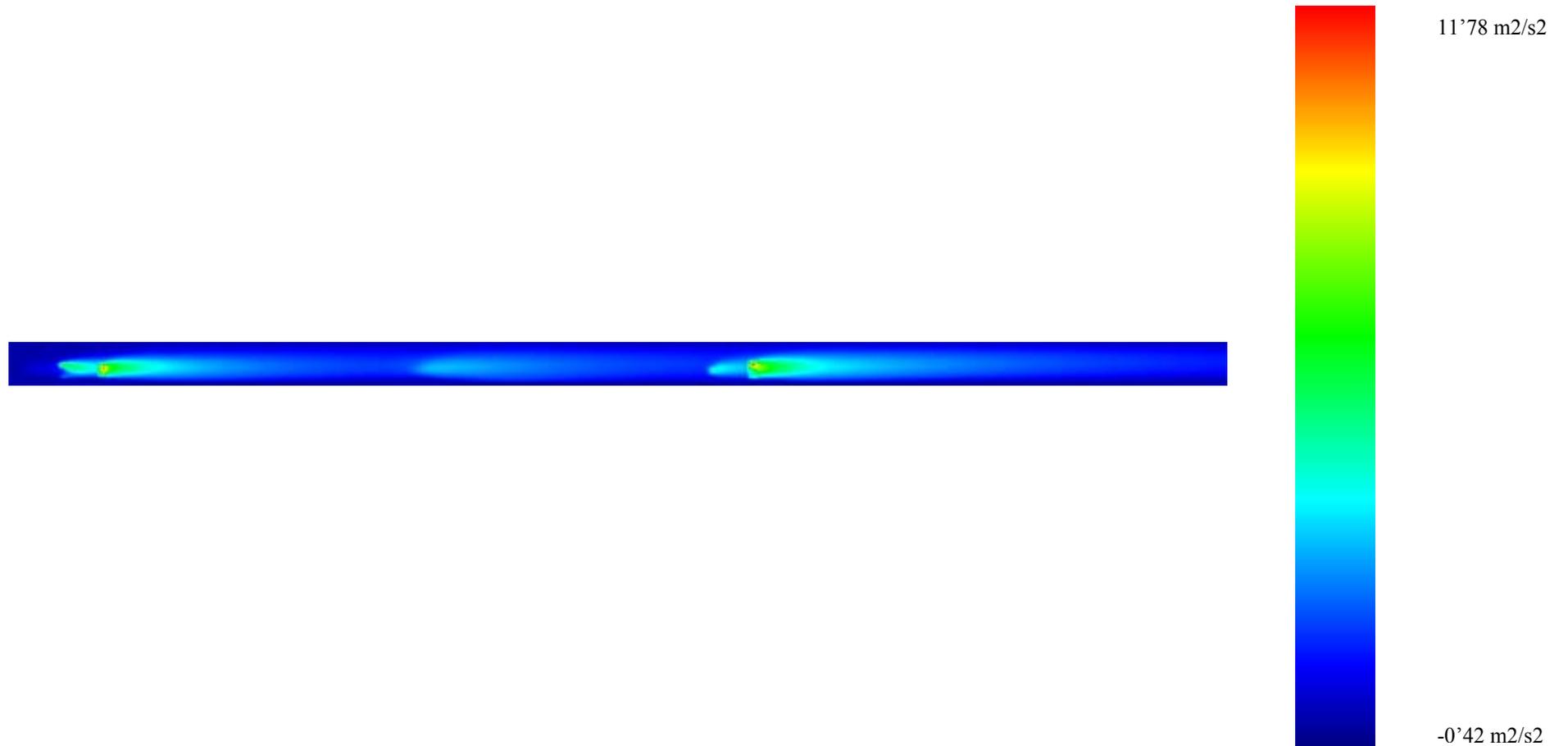


Figura 27: Incremento de energía cinética turbulenta. Plano  $y = 454'46\text{m}$ . Caso NS con velocidad  $10'0\text{ m/s}$ .