

## ETUDE SUR LA FAISABILITE D'UN PARC D'EOLIEN EN INDONESIE

Djasani M. a Limam K. b\*, Olea Popescu L. c,  
Savytskyi M.V. d , Koval O.O. d

*<sup>a</sup>Department of Genie Civil -Master G3ER - (LaSIE), University of  
La Rochelle*

*<sup>b</sup>Laboratory of engineering sciences for environment (LaSIE),  
University of La Rochelle, France*

*<sup>c</sup>Department of Thermodynamics and Mass transfer, Technical  
University of Construction of Bucharest, Romania*

*<sup>d</sup>Academy of Civil Engineering and Architecture", 49600  
Dnipropetrovsk (Ukraine)*

**1. Introduction.** Nous nous intéressons ici au « potentiel vent » Indonésien, afin de mener une étude sur la faisabilité d'exploiter cette énergie convertible et durable.

Nous avons pour cela suivie la démarche consistant à étudier tout d'abord le potentiel météorologique, le relief et la correction des profils de vitesse selon la rugosité du site, puis estimer l'énergie et la puissance pouvant être exploitées [1],[2],[3],[4]. Nous avons utilisé la fonction de distribution de Weibull qui reste très largement utilisé dans la bibliographie [5] ainsi que le modèle de Justus et Mikhail (1976).

### 2. Donnée Métrologique En Indonésie, de la Timor Ouest, Kupang

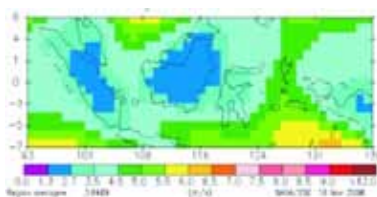


Figure 1. Géographique de Indonésie avec de Vitesse a absorbe par NASA

Figure 2. Carte Géographique de l'Indonésie (Timor Ouest, Kupang)

La figure (3) représente la distribution moyenne mensuelle de la vitesse de vent (Année 2001 jusqu'à 2003) sur les sites de Kupang (la station météorologique de Kupang). On remarque, sur cette figure, que le site de Kupang présente une évolution du vent pratiquement uniforme durant l'année (pas de fluctuation donc facile à dimensionner). Alors que la région

d’Kupang est caractérisée par des variations mensuelles énormes. La Figure 2 montre que le site de Timor Ouest, offre en général un potentiel énergétique éolien assez varié et ne peut être rentable que pour des systèmes de petites puissances. Par contre le site d’Kupang est caractérisé par un potentiel énergétique très important, et peut être rentable même pour les grandes puissances/installations.

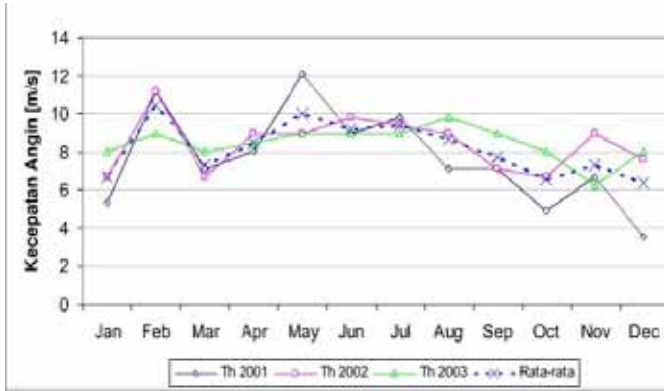


Figure 3. Profil de la Vitesse Moyenne à Kupang, Timor Ouest

### 3. Caractéristique du Systeme de Conversion d’Energie

#### 3.1. La fonction de distribution de Weibull :

La distribution de la vitesse de l’air dépendra de la position du point considéré. Cela signifie que, les vitesses du vent seront corrigées en fonction de la hauteur par rapport au sol. En ayant une vitesse différente, le vent aura une densité différente et les distributions de densité sont écrites sous la forme de l’équation :

$$f(\bar{V}) = \frac{k}{c} \cdot \left(\frac{\bar{V}}{c}\right)^{k-1} \cdot \exp\left[-\left(\frac{\bar{V}}{c}\right)^k\right] \quad (1)$$

#### 3.2. Caractéristique vitesse – altitude :

Le cas que nous traitons, la maison est située à Kupang (zone plutôt plane) :

- $Z_g = 160$  m. Eolienne située au-dessus du bâtiment d’une hauteur de 160 m d’altitude
  - $\alpha = 0,1$ . C’est-à-dire que la ville de Kupang est située dans un lieu ouvert
- Le Facteur de correction de vitesse, représenté par la formule:

$$\frac{V_z}{V_g} = \left(\frac{z}{z_g}\right)^\alpha \quad (2)$$

- $V_z$  = La vitesse du vent à la hauteur  $h$ , dans notre cas  $z = 100$  m et  $z_g = 160$  m
- $V_g$  = La vitesse du vent au niveau du sol
- $Z$  = hauteur du sol

### 3.3. Model modifié d'extrapolation de Justus et Mikhael [5, 6]

En 1976, Justus et Mikhael ont proposé, pour une référence d'altitude initiale égale à 10 m ;

les formules suivantes donne la variation des paramètres de Weibull en fonction de l'altitude :

$$\frac{K_2}{K_1} = \left( \frac{\frac{1 - 0,0881 \ln Z_1}{10}}{\frac{1 - 0,0881 \ln Z_2}{10}} \right)$$

Verifier le facteur K et C

Selon Jean-Marc NOËL [6], le facteur de forme k vaut 2 pour une vitesse de vent annuelle moyenne de l'ordre de 8 m/s. Ces vitesses moyennes ont observées à 10 m de hauteur de référence météorologique. Par contre en Indonesia (NTT , Kupang ) Facteur de Forme K =1,8 30 m de hauteur.

L'équation du facteur K en fonction de la hauteur peut s'écrire sous la formule suivante :

Pour

Z1 = 10 m K1 = Facteur de forme 10 m de hauteur

Z2 = 30 m K2 = 1,8 ( Facteur de forme de hauteur 30 m)

On obtient alors

$$K_1 = K_2 \left( \frac{\frac{1 - 0,0881 \ln Z_2}{10}}{\frac{1 - 0,0881 \ln Z_1}{10}} \right)$$

$$K_1 = 1,8 \left( \frac{\frac{1 - 0,0881 \ln 30}{10}}{\frac{1 - 0,0881 \ln 10}{10}} \right) = 1,626$$

où

Z1 = 10 m K1 = 1,626 ( 10 m de hauteur)

Z2 = 50 m K2 = Facteur de forme de hauteur 50 m

On obtient alors

$$K_2 = K_1 \left( \frac{\frac{1 - 0,0881 \ln Z_1}{10}}{\frac{1 - 0,0881 \ln Z_2}{10}} \right)$$

$$K2 = 1,626 \left( \frac{\frac{1 - 0,0881 \ln 10}{10}}{\frac{1 - 0,0881 \ln 50}{10}} \right) = 1,89$$

Pour

Z1 = 10 m K1 = 1,88 ( 10 m de hauteur)

Z2 = 100 m K2 = Facteur de forme de hauteur 50 m

On obtient alors

$$K2 = K1 \left( \frac{\frac{1 - 0,0881 \ln Z2}{10}}{\frac{1 - 0,0881 \ln Z1}{10}} \right)$$

$$K2 = 1,626 \left( \frac{\frac{1 - 0,0881 \ln 10}{10}}{\frac{1 - 0,0881 \ln 100}{10}} \right) = 2$$

Tableau 1

Gisement éolien pour différentes topographies

<b>Gisement éolien (1) à 50 m de hauteur pour 5 environnements topographiques différents</b>										
	<b>Terrain avec obstacles (2)</b>		<b>Plaine ouverte (3)</b>		<b>Sur la côte (4)</b>		<b>En mer (5)</b>		<b>Au sommet de colline ou de crêtes (6)</b>	
	m·s <sup>-1</sup>	W·m <sup>-2</sup>	m·s <sup>-1</sup>	W·m <sup>-2</sup>	m·s <sup>-1</sup>	W·m <sup>-2</sup>	m·s <sup>-1</sup>	W·m <sup>-2</sup>	m·s <sup>-1</sup>	W·m <sup>-2</sup>
	> 6	> 250	> 7,5	> 500	> 8,5	> 700	> 9,0	> 800	> 11,5	> 1 800
	5,0 à 6,0	150 à 250	6,5 à 7,5	300 à 500	7,0 à 8,5	400 à 700	8,0 à 9,0	600 à 800	10,0 à 11,5	1 200 à 1 800
	4,5 à 5,0	100 à 150	5,5 à 6,5	200 à 300	6,0 à 7,0	250 à 400	7,0 à 8,0	400 à 600	8,5 à 10,0	700 à 1 200
	3,5 à 4,5	50 à 100	4,5 à 5,5	100 à 200	5,0 à 6,0	150 à 250	5,5 à 7,0	200 à 400	7,0 à 8,5	400 à 700
	< 3,5	< 50	< 4,5	< 100	< 5,0	< 150	< 5,5	< 200	< 7,0	< 400

### 3.4 Evaluation du facteur C

La vitesse minimum du vent requis pour une eolienne est de 5,5-6,5 m/s. Pour une vitesse moyenne de vent de l'ordre de 6 m/s. Donc, pour Kupang, le coefficient  $K = 1,8$  (Hauteur 30 m)

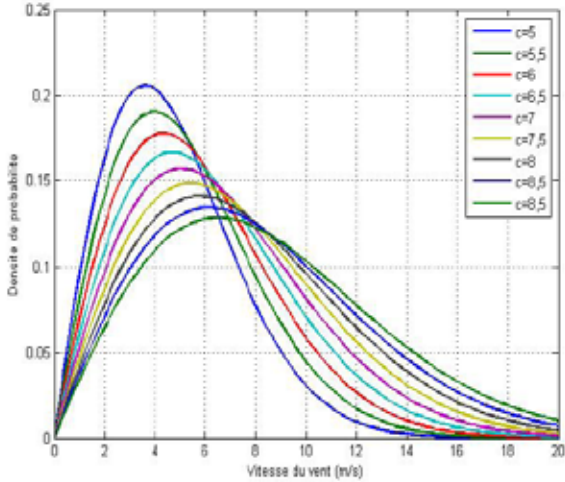


Figure 4: Fonction de densité de probabilité de Weibull pour différentes valeurs du paramètre d'échelle  $C$ , pour  $k=1,8$ .

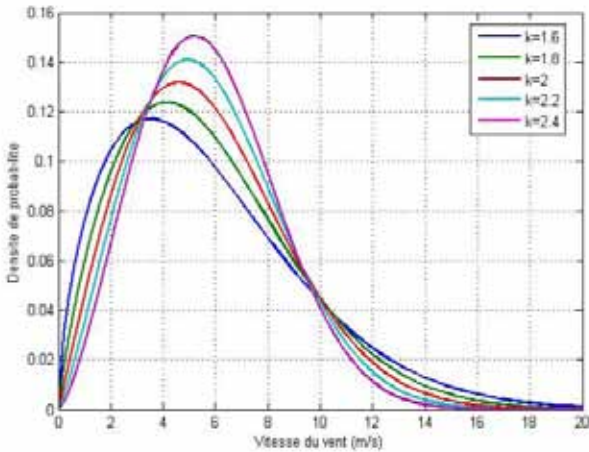


Figure 5: Fonction de densité de probabilité de Weibull pour différentes valeurs du facteur de forme  $K$ ,  $C = 6,5$  m/s.

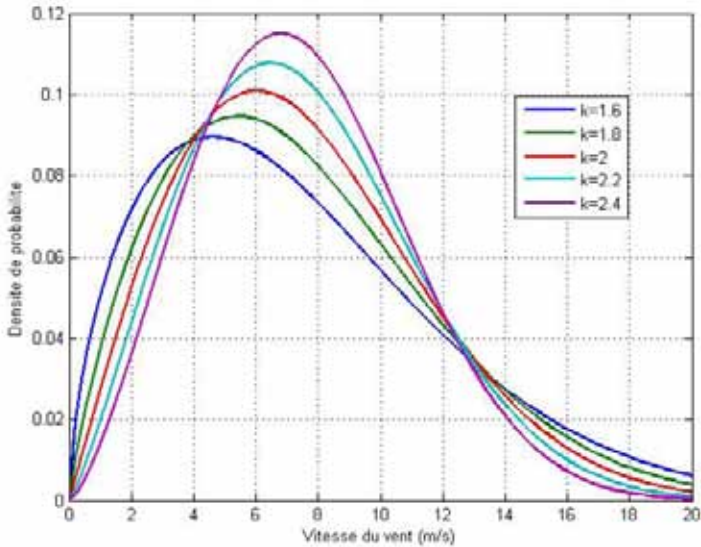


Figure 6: Fonction de densité de probabilité de Weibull pour différentes valeurs du facteur de forme  $K$ ,  $C = 8,5$  m/s.

Donnons maintenant la distribution de la densité de probabilité « Ccorrigée par l'altitude », la correction sera :  $\frac{V_z}{V_g} - \left(\frac{Z}{160}\right)^{0,1}$  et  $V_z = 0,444(Z)^{0,1} \cdot V_g$

Pour une éolienne située à une altitude de  $Z=50$ m on obtient :  $V_z = 0.890194696 V_g$ ,  
 et pour  $Z=100$ m, on aura  $V_z = 0.954087051 V_g$

$f(V_z)$  = densité de probabilité, corrigée selon l'altitude ( $z = 50$  m) et ( $z=100$  m),  $C = 6,5$  m/s

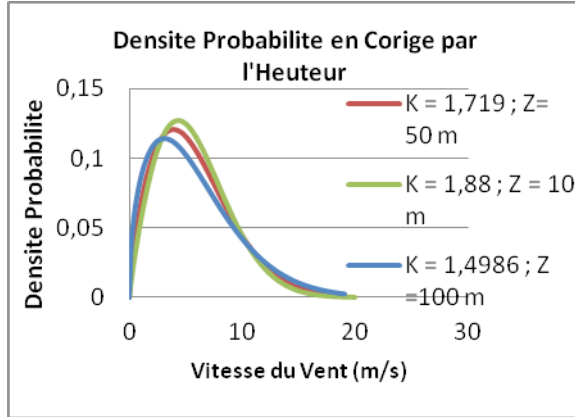


Figure 7 : Densité de Probabilité Corrigée selon la hauteur, avec  $C = 6,5$  m/s

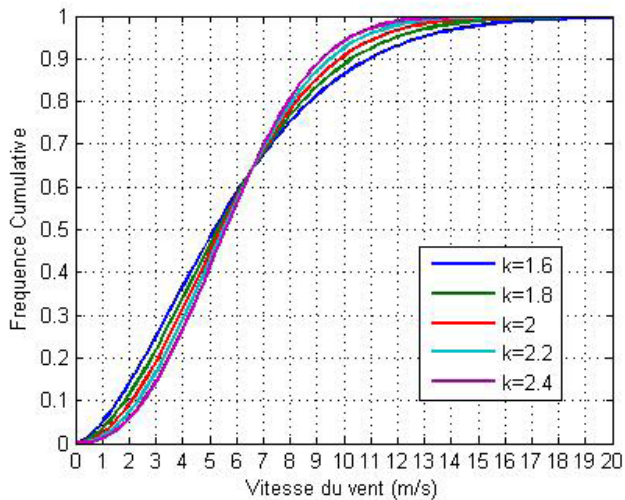


Figure 8 : Fonction de Ddistribution de Weibull pour différentes valeurs du facteur de Forme  $K$ , et pour  $C = 6.5$  m/s

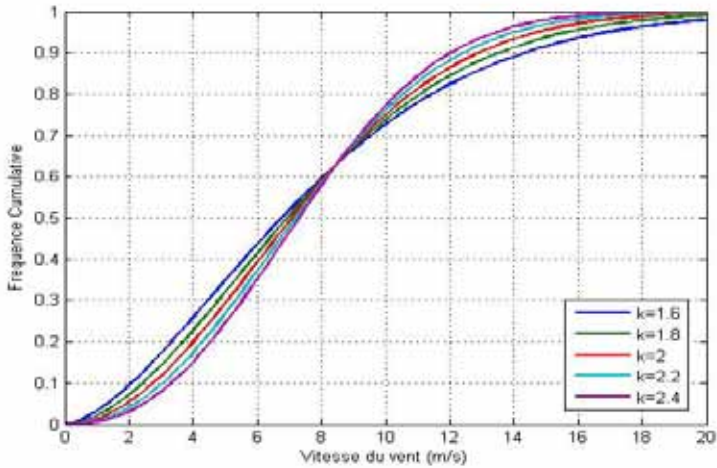


Figure 9 : Fonction de distribution cumulative de Weibull pour différentes valeurs du facteur de Forme  $K$ , et pour  $C = 8,5$  m/s

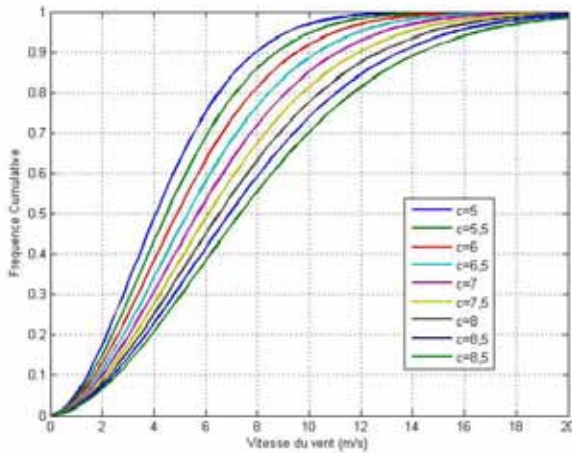


Figure 9 : Fonction de distribution cumulative de Weibull pour différentes valeurs du paramètre d'échelle  $C$ , et pour  $K = 1.8$



### 3.5 Evaluation de l'énergie disponible

L'énergie cinétique d'un courant d'air de masse  $m$  et se déplaçant avec une vitesse  $V$  est donné

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (3)$$

Considérons un rotor d'éolienne de section transversale  $A$  exposé à ce courant d'air. L'énergie cinétique du courant d'air disponible pour la turbine peut être exprimée comme suit:

$$E = \frac{1}{2}\rho_a Vv^2 \quad (4)$$

où  $\rho_a$  la densité de l'air et  $V$  est le volume d'air par unité de temps à la disposition du rotor. L'interaction particule d'air avec le rotor par unité de temps a une section transversale égale à celle du rotor ( $A_T$ ) et épaisseur égale à la vitesse du vent ( $v$ ). D'où l'énergie par unité de temps, c'est le pouvoir, peut être exprimée comme

$$P = \frac{1}{2}\rho_a A_T v^3 \quad (5)$$

Selon d'équation 5 nous pouvons voir que les facteurs influençant la puissance disponible dans le courant d'air sont la densité de l'air, la section du rotor face au vent et la vitesse du vent. L'effet lié à la vitesse du vent est le plus important ( $V^3$ ).

### 3.6. Evaluation de la puissance moyenne récupérable :

En réalité, la turbine éolienne extrait une puissance  $P_{rec}$  qui reste inférieure à la puissance disponible  $P_{disp}$

$$P_{rec} = \frac{1}{2}C_p \rho v^3 \quad (6)$$

Le Coefficient  $C_p$ , caractérise l'aptitude de l'éolienne à convertir l'énergie. L'évaluation de ce coefficient est basée sur la théorie Rankine-Froude de l'hélice éolienne en mouvement dans un fluide incompressible

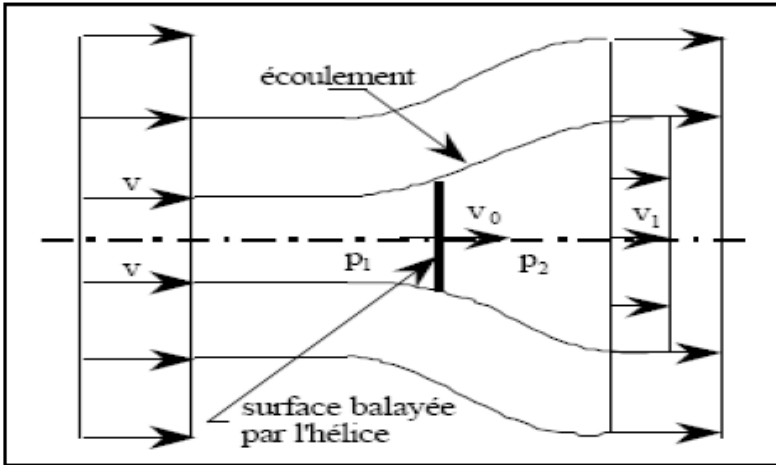


Figure 10 : Modèle de l'écoulement axial de l'air à travers la surface balayée par une hélice

- $V$  : la vitesse axiale d'écoulement en amont,  
 $v_0$  : la vitesse d'écoulement sur la surface A,  
 $v_1$  : la vitesse axiale en aval,  
 $p_1$  et  $p_2$  : les pressions avant et après l'hélice

Finalement la puissance  $P$  est exprimée en fonction d'une variable  $a$ , par la relation suivante:

$$P_{rec} = \frac{1}{2} \rho A v^3 4a(1-a)^2 \quad (7)$$

Avec :

$$C_p = 4a(1-a)^2 \quad \text{et} \quad a = 1 - \frac{v_0}{v} \quad (8)$$

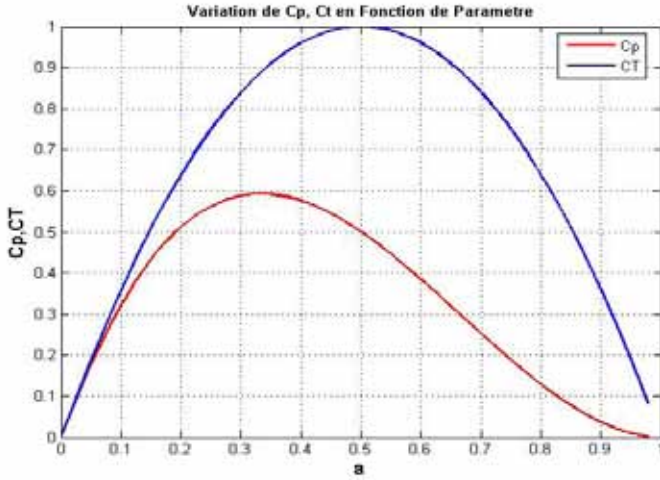


Figure 11 : Variations de  $C_p$  et  $C_t$  suivant le paramètre  $a$ .

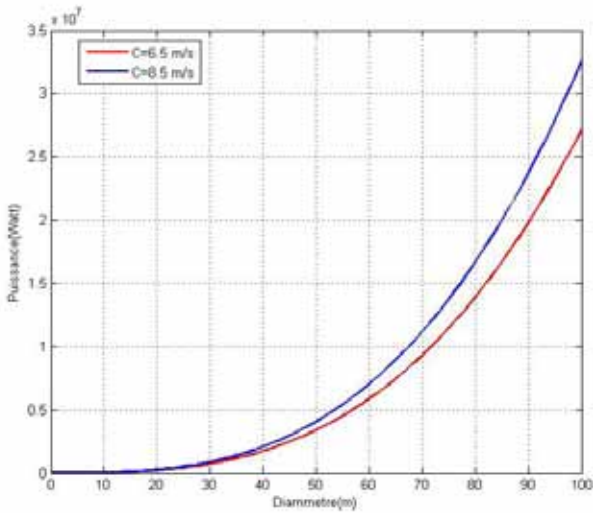


Figure 12 : Influence du diamètre du hélice sur la puissance

#### 4. Variation de la densité de l'air avec la température, la pression et de l'altitude

L'air sec peut être considéré comme un gaz parfait. Si nous connaissons l'altitude  $Z$  et la température  $T$ , sur un site, alors la densité de l'air peut être calculée par:

$$\rho_a = \frac{353.049}{T} e^{-0.034 \frac{Z}{T}} \quad (9)$$

La densité de l'air diminue avec l'augmentation de l'altitude et de la température sur le site (Fig. 13-14). La densité de l'air peut être considérée comme valant 1,225 pour la plupart des cas pratiques, et comme celle-ci est relativement faible, elle sera similaire à une source diffuse de l'énergie.

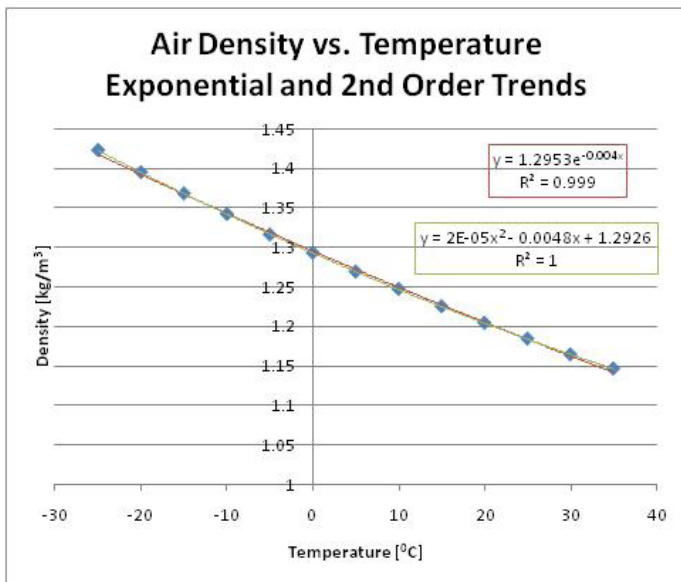


Figure 13 : Effet de la température sur la densité de l'air [9]

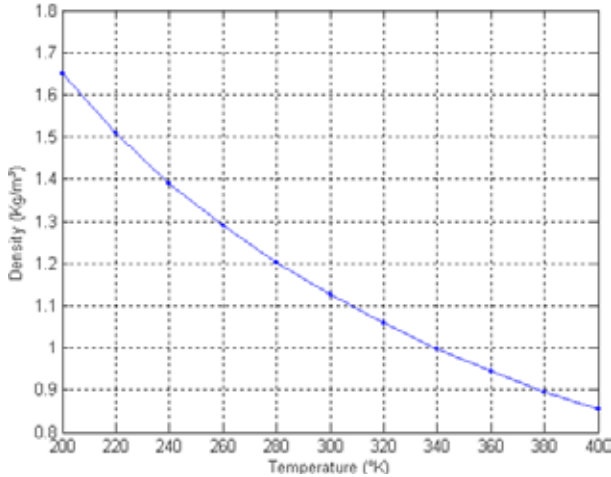


Figure 14 : Effet de la température sur la densité de l'air [2]

**Conclusion.** Généralement les vitesses sont mesurées à une hauteur normalisée égale à 10m du sol, mais les aérogénérateurs commercialisés en Indonésie sont installés à des hauteurs supérieures ou égales à 25m du sol, donc les caractéristiques du site doivent être corrigées en utilisant un modèle d'extrapolation verticale.

Sur la Site de Timor Ouest ( Nusa Tenggara Barat) nous avons trouvé que  $C = 6,5$  m/s et la Vitesse Moyenne Annuelle autour de 5,5 m/s. Ce qui nous a permis d'envisager un diamètre de l'hélice de 70 m ce qui permettrait d'atteindre une puissance estimée à 0.9 MW. Concernant le Site de Kupang, avec  $C = 8,5$ m/s et la Vitesse Moyenne Annuelle 7 m/s et un diamètre d'hélice de 70 m, la prédiction s'élève à 1,2 MW.

### Référence

1. R. Maouedj\*, S. Bousalem, B. Benyoucef Unité de Recherche des Matériaux et Energies Renouvelables (URMER) BP 119, 13000 Tlemcen, Algérie.
2. Performances d'un système éolien pour le site d'Adrar. Le 7eme congrès national de la physique et ses applications (CNPA' 2006) a Béchar du 18 au 20 Décembre 2006.
3. Sathyajith M. Wind energy fundamentals, resource analysis and economics. Faculty of Engineering, KCAET. Tavanur, Malapuram, Kerala. India.
4. Fernando D. Bianchi, Hernán De Battista and Ricardo J. Mantz. Wind Turbine Control
5. Systems Principles, Modelling and Gain Scheduling Design , Germany
6. Burton T., Sharpe D., Jenkins N., Bossanyi E. Wind energy handbook. England, 2001.
7. Énergi eolienne pour la fourniture s'électricite, Jean-Marc Noel.