

Éléments de correction de l'épreuve d'admissibilité « étude d'un système, d'un procédé ou d'une organisation » - option énergie

Question 1

Production d'énergie primaire (Mtep)	Consommation énergétique primaire (Mtep)	Consommation finale (Mtep)
138,6 Mtep	265,8 Mtep (ou 270,4 Mtep NC)	169,7 Mtep

Résultats obtenus à partir de l'annexe 1.2.1 : consommation finale = consommation énergétique + non énergétique hors transformation soit 169,7 Mtep).

Question 2

- Grenelle 1 et 2, RT2012, isolation thermique du résidentiel et tertiaire, BBC, réhabilitation du logement ancien, diagnostic énergétique obligatoire lors des transactions immobilières ;
- développement des transports collectifs, de nouveaux modes de transport urbain ;
- affichage des caractéristiques obligatoires pour les équipements grand public ;
- nouvelles technologies pour l'éclairage ;
- nouvelles technologies pour le transport ;
- cogénération ;
- ...

Question 3

22,7 Mtep de production d'origine ENR pour 138,6 Mtep de production nationale soit 16,4 % de la production nationale en 2010.

22,7 Mtep de production d'origine ENR pour une consommation primaire de 265,8 Mtep soit 8,5 % de la consommation nationale en 2010 (8,4 % si on considère les données non corrigées 270,4 Mtep).

Question 4 - DR2

Production électrique Française	TWh	% de la production
Brute nationale	569	100,0%
Origine primaire	507	89,1%
<i>Dont origine Nucléaire</i>	429	75,4%
<i>Dont origine renouvelable</i>	78	13,7%
Origine Secondaire	63	11,1%
Consommation	TWh	% de la production
Consommation intérieure	506	88,9%

C.F. annexe 1.3.3 – Ces chiffres font apparaître la spécificité nucléaire française. Le nucléaire étant comptabilisé comme énergie primaire, cela explique la faible part de l'électricité secondaire dans la répartition nationale. 78 TWh de production d'origine ENR pour 506 TWh de consommation nationale soit 15,4% de la production nationale en 2010.

Question 5

En 2010 la production française atteint 529 GWh, soit 0,68 % ($529/78.10^3$) de la production électrique d'origine renouvelable. Selon les estimations de l'ADEME (somme des 3 filières dans le tableau ci-dessus) ce potentiel est estimé à 3,6 TWh.

Question 6

Produire 10 % des besoins énergétiques français à partir de sources d'énergies renouvelables à l'horizon 2010 : 22,7 Mtep de production d'origine ENR pour une consommation primaire de 265,8 Mtep soit 8,5 % de la consommation nationale en 2010.

Atteindre une production intérieure d'électricité d'origine renouvelable à hauteur de 21 % de la consommation en 2010. La production d'électricité d'origine renouvelable couvre 15,4 % de la consommation nationale en 2010, ce qui est loin de l'objectif, mais la progression des ENR est très rapide (Objectif de 102 TWh - 21% des 485 TWh - contre 78 TWh produits en 2010).

Atteindre 23 % d'énergie finale d'origine renouvelable en 2020. Initialement cela supposait d'augmenter de 20 Mtep la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique ; 23 % de l'énergie finale constitue 39 Mtep (23 % de 169,7 Mtep en supposant la demande constante). Compte tenu des évolutions dans la répartition du mix énergétique depuis 2005, il faut augmenter de 16,3 Mtep la part des ENR dans le mix énergétique.

Question 7 - document réponse DR3

Comparaisons d'une même turbine dans différentes situations	Turbine dans l'air à 10 m/s	Turbine dans l'eau à 1 m/s	Turbine dans l'eau à 2 m/s
Puissance	PT	PT	8 PT
Vitesse du fluide	10 v	v	2 v
Vitesse de rotation	10 ΩT	ΩT	2 ΩT
Force de traînée	Fx/10	Fx	4 Fx
Couple	CT/10	CT	4 CT

Question 8

Par identification des puissances récupérées, $P_T = 0,5\rho C_p S_T v^3$, il vient $S_{Tair} V_{air}^3 = 1000 S_{Teau} V_{eau}^3$.

Donc $\frac{S_{Tair}}{S_{Teau}} = 8$, le facteur d'échelle vaut $\sqrt[3]{8}$.

Question 9

- les rafales de vent peuvent atteindre des vitesses instantanées de 60 m/s. Il n'existe pas d'équivalence de rafale de vent dans l'eau ;
- la vitesse moyenne du vent est comprise entre 10 et 15 m/s ;
- régularité et prédictibilité du flux.
-

Question 10

Le flux étant « contraint » le phénomène de contournement de la turbine est limité, le transfert d'énergie en est facilité.

Question 11 - document réponse DR4

AVANTAGES	INCONVENIENTS
Rendement – facteur d'échelle	Accès pour la maintenance
Périodicité et régularité du flux =>prévisionnel de la production	Milieu - corrosion
Faible gêne aux usagers	Transport et récupération de l'énergie électrique
Production décentralisée	Ancrage
Faible impact environnemental	Les zones protégées peuvent provoquer des réticences chez les professionnels de la mer.
Logique de fermes ;espaces disponibles	

Question 12

$$\frac{p_0}{\rho} + \frac{v_0^2}{2} = \frac{p_1}{\rho} + \frac{v_1^2}{2} \text{ et } \frac{p_0}{\rho} + \frac{v_1^2}{2} = \frac{p_1}{\rho} + \frac{v_0^2}{2}$$

Par soustraction des deux équations, nous avons : $p_0 - p_1 = \frac{\rho}{2}(v_0^2 - v_1^2)$

Question 13

Par définition de la pression, il vient : $F = S_T (p_0 - p_1) = \frac{\rho}{2} S_T (v_0^2 - v_1^2)$

Question 14

Par dérivation : $\frac{d\eta(x)}{dx} = -x(1+x) + \frac{1-x^2}{2} = -\frac{1}{2}(3x^2 + 2x - 1)$

Cette dérivée s'annule pour la valeur, positive, de $x = 1/3$

On a alors : $\eta_{\max} = \eta(1/3) = \frac{1}{2}(1 - \frac{1}{9})(1 + \frac{1}{3}) = \frac{16}{27} = 0,59$

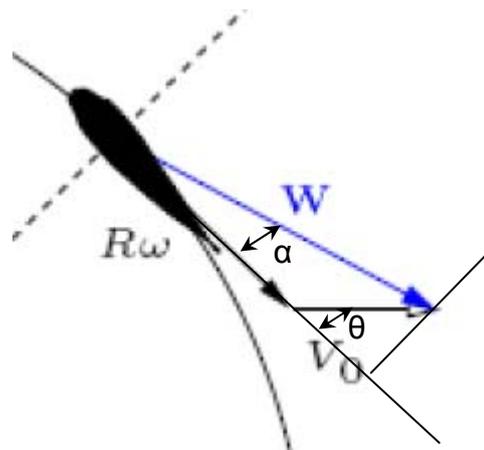
Le coefficient de puissance hydrodynamique de la turbine est limité à 59 % (loi de Betz).

Question 15

Nous nous plaçons dans le triangle rectangle constitué par les vitesses :

Nous avons alors : $\tan \alpha = \frac{V_0 \sin \theta}{R\omega + V_0 \cos \theta} = \frac{V_0 \sin \theta}{\lambda V_0 + V_0 \cos \theta}$

d'où : $\alpha(\theta) = \arctan \frac{\sin \theta}{\lambda_0 + \cos \theta}$



Question 16

Les deux coefficients sont logiquement croissants en fonction de l'incidence. Si λ est trop faible, alors α augmente et peut dépasser la valeur de décrochage voisine de 20° . Si λ croît trop alors l'incidence diminue et la portance avec, or elle est primordiale pour le fonctionnement du système.

Question 17

$\alpha(\theta) = \alpha(-\theta)$ et $W(\theta) = W(-\theta)$, ces deux grandeurs sont donc symétriques par rapport à (O, \bar{y}) .

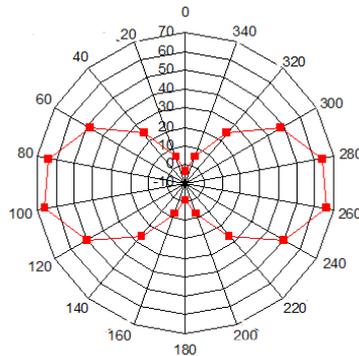
Question 18

Pour une pale située à l'angle θ , nous avons un couple : $C(\theta) = R_T F_T(\theta)$

Pour les 3 pales, nous avons : $C_{global}(\theta) = C(\theta) + C(\theta + 120^\circ) + C(\theta + 240^\circ)$

Question 19 - document réponse DR5

θ (deg)	α (deg)	W (m/s)	(N·m) pour 1 pale
0	0	-8	-3,68
20	4,962	-7,91	4,485118
40	9,686	-7,64	24,372437
60	13,898	-7,21	47,909322
80	17,240	-6,65	63,806263

Document réponse DR6

Le couple n'est pas homogène, pas d'amorçage dans les secteurs 0 et 180°.

Question 20

On retrouve le lobe principal avant, la différence vient de la disparition de la symétrie en (O, \bar{y}) qui vient des perturbations générées par les pales situées en amont.

Question 21

Nous cherchons à avoir la répartition la plus régulière possible, il faut donc décaler les turbines de 30° les unes par rapport aux autres.

Question 22

Par définition de la vitesse spécifique, il vient $\omega = \frac{\lambda V_0}{R_T} = \frac{2,5 \cdot 3}{0,25} = 30 \text{ rad} \cdot \text{s}^{-1}$

Question 23

Chaque pale de turbine réalise une oscillation par tour. En conséquence, il y a 3 oscillations par tour pour une turbine de 3 pales et donc 12 pour la tour.

$$\text{Soit } f_{excitation} = \frac{N\omega}{2\pi} = \frac{3 \cdot 30}{2\pi} = 57,3 \text{ Hz}$$

Question 24

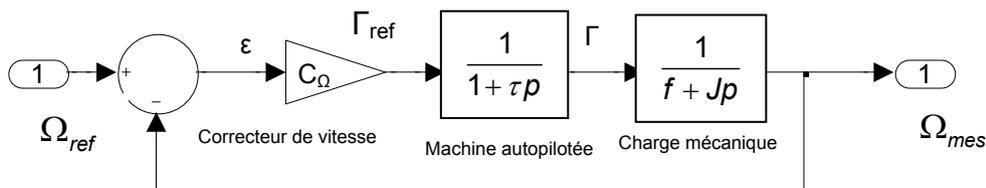
L'intégration de 3 paliers au lieu de 2 permet de réduire le nombre de modes globaux inférieurs à 60 Hz (bande d'excitation maximale pour une vitesse de courant maximale de 3 m/s) à 4 modes. L'intérêt du passage à 3 paliers est donc de rigidifier l'ensemble de la structure, évitant ainsi des comportements dynamiques potentiellement néfastes. La configuration à 3 paliers semble donc la plus adaptée. Une ou plusieurs pales défectueuses ne mettent pas la colonne en défaut. Cela se traduira uniquement par une baisse de rendement de la tour.

Question 25

La vitesse spécifique des turbines agit directement sur le rendement de la tour. De même le rendement de la génératrice dépend de sa vitesse de rotation. Il est donc impératif d'introduire une régulation de vitesse de façon à rechercher le transfert maximal de puissance. Pour obtenir le rendement maximum, il faut maintenir λ à une valeur fixe. Il faut donc adapter la vitesse $\omega = \frac{\lambda}{R} V_0$ en fonction de la vitesse d'écoulement du fluide (*sur les éoliennes on utilise le pitch, ou pas variable, pour maintenir le rendement au maximum*).

En utilisant le modèle moteur $C_G - C_T = J \frac{d\Omega_G}{dt} + f\Omega_G$.

Question 26



Question 27

Nous obtenons :

$$H_{\Omega}(p) = \frac{C_{\Omega}(p)}{(1+\tau p)(f+Jp)+C_{\Omega}(p)} = \frac{1}{(1+\tau p)(f+Jp)+1} = \frac{\frac{1}{1+f}}{\frac{J\tau}{1+f}p^2 + \frac{J+\tau f}{1+f}p+1}$$

Par identification, il vient : $K_{\Omega} = \frac{1}{1+f}$, $\omega_0 = \sqrt{\frac{1+f}{J\tau}}$ et $\xi = \frac{\omega_0}{2} \frac{J+\tau f}{1+f}$

Application numérique :

$$K_{\Omega} = \frac{1}{1+f} = 0,99$$

$$\omega_0 = \sqrt{\frac{1+f}{J\tau}} = \sqrt{\frac{1+0,01}{2,5 \cdot 10^{-6}}} = 635 \text{ rad} \cdot \text{s}^{-1}$$

$$\xi = \frac{\omega_0}{2} \frac{J+\tau f}{1+f} = \frac{635}{2} \frac{2,5+10^{-6} \cdot 0,01}{1+0,01} = 786$$

Question 28

Nous sommes clairement sur la partie droite qui est linéaire. La pente est de 1 décade par décade, pour un coefficient d'amortissement de l'ordre de 940, nous aurons donc un temps de réponse réduit de 5000, soit un temps de réponse à 5 % estimé de l'ordre de 9 s ce qui est très largement inférieur au critère du cahier des charges.

Question 29

Par lecture graphique, nous avons : $G_{db} = 36 \text{ dB}$, soit $G = 60$.

Les deux pulsations de coupures sont très nettes, par lecture directe, nous avons $5 \cdot 10^{-3} \text{ rad/s}$ et $1,1 \cdot 10^6 \text{ rad/s}$.

Question 30

Le gain statique est conforme au résultat obtenu. De plus une constante de temps étant très grande devant l'autre, la simplification est parfaitement réaliste.

Question 31

Nous avons $\varepsilon(p) = \frac{1}{p(1 + K_{\Omega}T(p))}$

En utilisant le théorème de la valeur finale, il vient alors : $\varepsilon_{stat} = \lim_{p \rightarrow 0} p\varepsilon(p) = \frac{1}{1 + 59,3K_{\Omega}}$

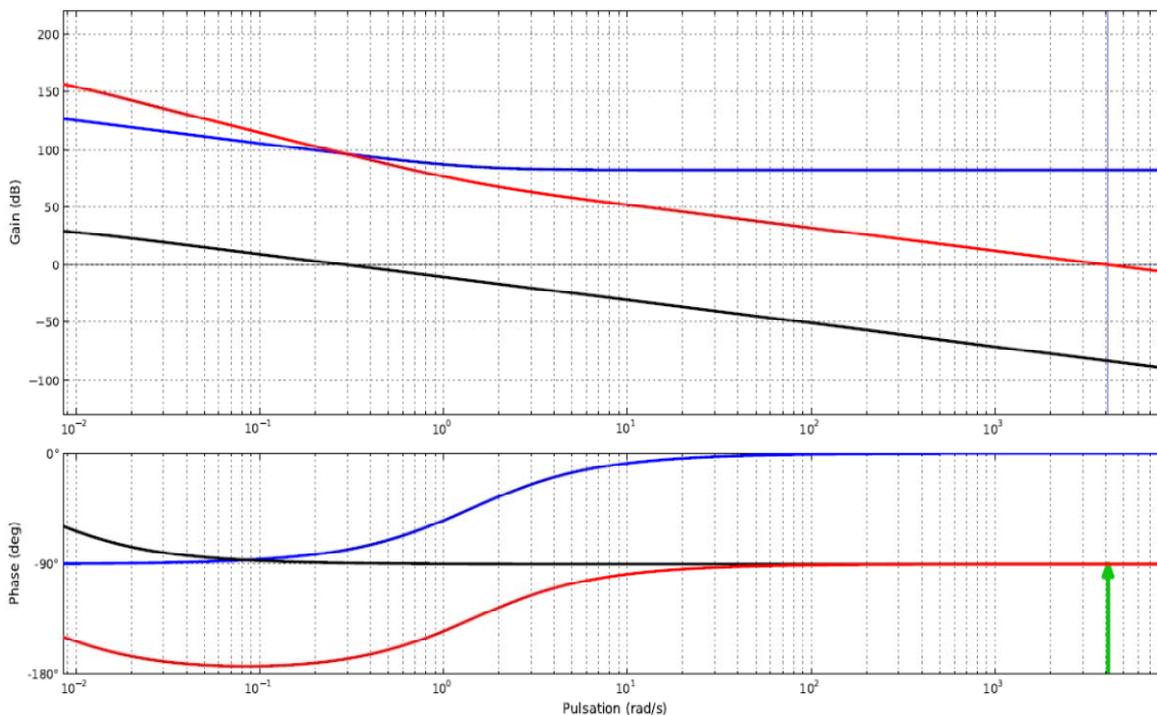
Pour avoir un écart en réponse à un échelon nul en mouvement permanent tel que spécifié dans le cahier des charges, il faudrait un K_{Ω} infini, ce qui est incompatible avec ce type de correcteur.

Question 32

Le correcteur est du type proportionnel intégral : $C(p) = \frac{K_i + K_p p}{p}$

La présence d'un intégrateur dans ce correcteur, placé avant la perturbation, permet d'annuler l'écart statique. Par contre, ce correcteur étant à retard de phase, il tend à détériorer la stabilité du système.

Document réponse DR8 : $C(p)$ en bleu et $T(p) \cdot C(p)$ en rouge



Question 33

Nous obtenons une marge de phase de l'ordre de 90° pour une pulsation de 4100 rad/s , la marge de gain est quant à elle infinie. En reprenant le cahier des charges :

Stabilité	marge de phase de 60° marge de gain de 12 dB
Rapidité	temps d'établissement $t_e < 30$ s
Précision	Erreur, en régime permanent due à un échelon, nulle
Amortissement	pas de dépassement

Le système respecte l'ensemble des critères. Nous sommes même très au-dessus des critères de stabilité, ce qui permettrait de gagner encore en rapidité.

Question 34

Mis à part, le moteur monophasé, tous ces moteurs peuvent, sous certaines conditions, être réversibles en triphasé :

- MCC - coût très élevé, technologie avec collecteur. Sur le long terme, usure et interventions d'entretien onéreuses ;
- pas à pas - non adapté au besoin, utilisé pour réaliser des dispositifs de positionnement pas de la production d'énergie ;
- synchrone à rotor bobiné - maintenance due aux collecteurs, étanchéité, problème de l'apport d'énergie électrique continue au rotor en mode ilôté ;
- asynchrone à bague - le collecteur présente un coût élevé, performance moyenne en variation de vitesse ;
- asynchrone monophasé - pas adapté à notre besoin lié à la production d'énergie triphasé.

Il reste la MAS et la MS à aimant permanent, ce sont les solutions que l'on rencontre dans les éoliennes.

Question 35

Non, si V_1 est absente alors l'expression statorique devient : $-\frac{d\varphi_1}{dt} - l_1 \frac{di_1}{dt} = r_1 i_1$

Comme $\varphi_1 = k_1 n_1$ et $\varphi_2 = k_2 n_2$ les expressions deviennent :

$$-k_1 n_1 \frac{d\varphi}{dt} - l_1 \frac{di_1}{dt} = r_1 i_1 \quad \text{et} \quad -k_2 n_2 \frac{d\varphi}{dt} - l_2 \frac{di_2}{dt} = r_2 i_2$$

Nous avons un dispositif qui ne peut fonctionner qu'en présence d'un flux φ , or ce flux ne peut pas être créé par la machine sans la présence d'une tension V_1 . L'énergie mécanique (active) ne peut pas créer le réactif nécessaire à la magnétisation de la machine.

Question 36

L'aimant permanent assure la magnétisation. Le flux variable qu'il crée, par le mouvement de rotation, au travers des bobines statoriques permet le transfert de l'énergie mécanique en énergie électrique.

Question 37

En mode îloté, génératrice synchrone.

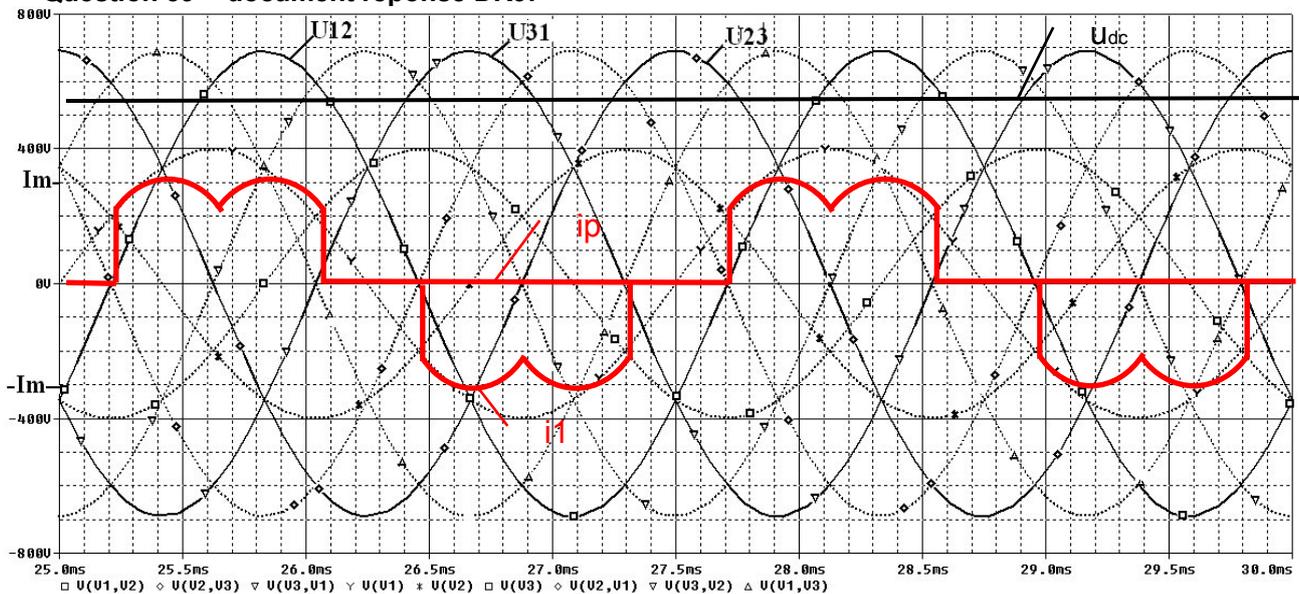
En mode connecté au réseau, génératrice asynchrone ou synchrone.

Question 38

La machine synchrone fonctionne à vitesse variable, la fréquence des grandeurs électriques est variable. Or le réseau ayant une fréquence fixe de 50 Hz, il est nécessaire que la chaîne d'énergie

adapte la fréquence d'entrée à celle de sortie. Une méthode consiste à passer par l'intermédiaire du continu.

Question 39 - document réponse DR9:



L'angle de conduction d'une diode est de $2\pi/3$.

Question 40

- la forme du signal est la même, à l'exclusion de la prise en compte de l'effet inductif sur l'allure du courant ;
- retard d'amorçage dû à la commande par thyristors ;
- le changement de type de charge : tension constante et courant constant.

(L'angle de conduction d'un thyristor est de $2*\pi/3$ comme pour les diodes).

Question 41

Décomposition en fonction de Fourier :

$$A_0 = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi} i(\theta) d\theta, B_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} i(\theta) \cos(n\theta) d\theta \text{ et } C_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} i(\theta) \sin(n\theta) d\theta$$

Le courant $i(t)$ a une symétrie ponctuelle par rapport à l'origine donc la valeur moyenne est nulle. La fonction $i(t)$ est impaire, $i(-t) = -i(t)$, alors les coefficients $B_n = 0, \forall n$.

Par symétrie : $C_n = \frac{1}{\pi} \int_0^{2\pi} i(\theta) \sin(n\theta) d\theta = \frac{2}{\pi} \int_0^{\pi} i(\theta) \sin(n\theta) d\theta$

$$C_n = \frac{2}{\pi} \int_{\frac{\pi}{6}}^{\frac{5\pi}{6}} I_m \sin(n\theta) d\theta = \frac{2I_m}{\pi} \left[\frac{-1}{n} \left(\cos n \frac{5\pi}{6} - \cos n \frac{\pi}{6} \right) \right] = -\frac{2I_m}{n\pi} \left(\cos n \frac{5\pi}{6} - \cos n \frac{\pi}{6} \right)$$

Soit : $i(t) = \sum_{n=1}^{\infty} C_n \sin(n\omega t)$

n	1	2	3	4	5	6	7	8
C _n	25,33	0	0	0	-5,07	0	-3,62	0

Question 42

Calculer la valeur efficace I_{effrms} de $i_{1(t)}$ (signal complet : moyenne + fondamental + harmonique).
L'expression théorique de la valeur efficace d'un signal s'obtient par la formule :

$$I_{effrms} = \sqrt{\sum_{n=0}^{\infty} I_n^2}$$

$$I_{effrms} = \sqrt{I_1^2 + I_2^2 + I_3^2 + I_4^2 + I_5^2 + I_6^2 + I_7^2 + I_8^2 + I_9^2 + I_{10}^2 + I_{11}^2 + I_{12}^2 + I_{13}^2}$$

$$I_{effrms} = \frac{I_1}{10} \sqrt{c_{1\%}^2 + c_{2\%}^2 + c_{3\%}^2 + c_{4\%}^2 + c_{5\%}^2 + c_{6\%}^2 + c_{7\%}^2 + c_{8\%}^2 + c_{9\%}^2 + c_{10\%}^2 + c_{11\%}^2 + c_{12\%}^2 + c_{13\%}^2}$$

Soit pour le quasi-sinus $I_{effrms} = 22,58$ A et pour le MLI $I_{effrms} = 20$ A .

Question 43

$$THD = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{\infty} I_n^2}}{I_1}$$

Soit pour le quasi-sinus $THD = 52,4\%$ et pour le MLI $THD = 0,7\%$.

Question 44

Rangs		$H_n = \frac{I_n}{I_{effrms}}$ en %	Valeur du tableau	
Pairs	Impairs		Quasi-sinus en %	MLI en %
2		2	0	0,24
	3	4	40	0,6
4		1	0	0,01
≥4		0,5	0	0,06 ; 0,05 ; 0,04 ; 0,04 ;
	5	5	14,8	0,09
	7	5	12,6	0,06
	9	2	9,2	0,21
	11	3	7,25	0,12
	13	3	6,6	0,06
	≥13	2		

L'onduleur quasi-sinus ne respecte pas la norme pour les harmoniques lorsque l'on injecte l'énergie sur le réseau. Ce type d'onduleur se retrouve sur les systèmes autonomes de qualité médiocre : onduleur de voiture par exemple.

MLI : absorption sinusoïdale de courant car meilleure qualité de l'énergie restituée sur le réseau et respect de la norme. Peut convenir pour les deux modes de raccordement.

Question 45

Pour $V_0 = 1 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, toutes les génératrices absorbent la puissance mécanique, il sera possible de convertir toute l'énergie mécanique en énergie électrique.

Pour $V_0 = 2 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, les génératrices 1M et 2M n'absorbent pas toute la puissance mécanique, la turbine risque l'emballement et la destruction.

Pour $V_0 = 3 \text{ m}\cdot\text{s}^{-1}$, les génératrices 1M et 2M et 4M n'absorbent pas toute la puissance mécanique (Pélec = Pméca3M.η_m = 7953 . 0.87 = 6919 W), la turbine risque l'emballement et la destruction.

Les références 6M et 8M conviennent. Nous prendrons la 6M avec bobinage basse vitesse, pour ce modèle la tension à la puissance nominale est égale à 247 V

La génératrice n'absorbe pas toute la puissance mécanique la turbine risque l'emballement et la destruction du point de vue mécanique et électrique (pour la vitesse maximale représentée sur la caractéristique Pélec = $P_{méca} \cdot \eta_m = 18850,0,87 = 16\,399\text{ W}$).

Question 46

- choix de la classe F ou de la classe H si on veut se donner une marge de sécurité ;
- un milieu qui ne soit pas complètement clos pour échanger l'air entre l'intérieur de l'enceinte et son extérieur. Si cela ne suffit pas une convection forcée est envisageable ;
- les principaux inconvénients résultent de la situation géographique - milieu marin avec des tempêtes qui nécessite une installation à l'abri de l'humidité IP66 minimum, voir 65, 64 si l'installation est en hauteur (plus si on est immergé IP68).

De plus, la corrosion peut altérer les propriétés thermiques des surfaces et donc les échanges.

Question 47

Le facteur d'échelle pour une turbine est de 5, la puissance disponible dépend de la surface (cf. loi de Betz), en considérant une tour de 4 turbines, on obtient donc un facteur de puissance $= 5^2 \cdot 4 = 100$.

Question 48

La puissance fournie est d'environ $100.8000 = 8 \cdot 10^5\text{ W}$. Nous sommes ici avec des turbines de faibles dimensions – par comparaison aux aérogénérateurs, ou d'autres turbines hydroliennes - qui peuvent être réalisées en série ce qui abaisse le coût de production. La faible dimension facilite la mise en place lors de l'installation et réduit l'effort hydrodynamique en phase de production. De même, l'ordre de grandeur des génératrices (environ 1MW) est standard.

Question 49

$F = 50\text{ Hz}$ et $N_g = 11,5\text{ tr}\cdot\text{min}^{-1}$, soit $\Omega_g = 1,2\text{ rad}\cdot\text{s}^{-1}$

Donc $F_g = \Omega_g(2\pi)^{-1}$ or $p = F \cdot (F_g)^{-1} = 260$. C'est une valeur à l'échelle des génératrices synchrones à aimant permanent sur le marché des aérogénérateurs de l'ordre du MW.

Question 50

Les puissances apparentes possédant le même déphasage peuvent être sommées. Avec des déphasages différents, il faut passer par les puissances actives et réactives :

- $S_1 = 25,8 \cdot 10^5 = 20,10^6\text{ W}$;
- $S_2 = 20,8 \cdot 10^5 = 16,10^6\text{ W}$;
- $S_3 = 30,8 \cdot 10^5 = 24,10^6\text{ W}$.

$$S^2 = (S_1 \cos \varphi_1 + S_2 \cos \varphi_2 + S_3 \cos \varphi_3)^2 + (S_1 \sin \varphi_1 + S_2 \sin \varphi_2 + S_3 \sin \varphi_3)^2$$

$$S = 59,9 \cdot 10^6\text{ W}.$$

Le faible écart de S avec ou sans déphasage s'explique par la faible valeur de ces derniers (mais il est important de faire apparaître la puissance active et réactive).

Question 51

$$S = 3VI \text{ soit } S = \sqrt{3} UI$$

$$\text{Nous avons donc } I = \frac{S}{\sqrt{3} U} \text{ soit } I = 1729\text{ A}.$$

Pour déterminer la chute de tension en ligne, nous devons avoir la valeur du déphasage φ :

$$\tan \varphi = \frac{Q}{P} = \frac{S_1 \sin \varphi_1 + S_2 \sin \varphi_2 + S_3 \sin \varphi_3}{S_1 \cos \varphi_1 + S_2 \cos \varphi_2 + S_3 \cos \varphi_3}$$

$$\tan \varphi = 14,3^\circ$$

$$R = \frac{\rho l}{S} = 0,14 \Omega$$

$$X = \lambda l = 0,64 \Omega$$

$$\Delta V = RI \cos \varphi$$

$$\Delta V = 511 \text{ V}$$

$$\frac{\Delta V}{V} = \frac{\Delta V}{U} \sqrt{3} = 4,4 \%$$

L'abonné situé à proximité du transformateur verra fluctuer sa tension d'alimentation de 4,4 % en fonction de la fluctuation du courant réclamé à la source et donc suivant la gestion d'énergie à l'échelle nationale.