

LE PROGRAMME EUROPEEN MOTOR CHALLENGE PROGRAMME



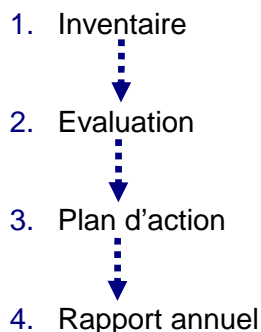
MODULE TECHNIQUE : RESEAU DE DISTRIBUTION ELECTRIQUE INDUSTRIELLE

Sommaire

1.	Introduction au module sur la distribution électrique	
2.	Généralités.....	
3.	L'inventaire des éléments du réseau de distribution	
3.1	Caractéristiques du système de distribution	
Architecture du réseau		
Transformateur industriel		
Schémas de liaison à la terre du neutre		
3.2	Documentation et mesure des paramètres de fonctionnement.....	
Mesures élémentaires.....		
Mesures avancées.....		
3.3	Indicateurs globaux de performance du système	
Défauts sur un transformateur.....		
Symptômes de dysfonctionnements.....		
4.	Evaluation des mesures techniques d'économie d'énergie.....	
4.1	Exploitation	
4.2	Entretien et maintenance	
4.3	Remise à niveau	
4.4	Conception et installation	
5.	Plan d'action.....	
6.	Rapport annuel.....	

1. Introduction au module sur la distribution électrique

Ce document sert de guide au partenaire du **programme Motor Challenge**.
Il présente les différentes étapes à suivre pour le partenaire du Motor Challenge



Les documents relatifs à l'inventaire et à l'évaluation sont des documents confidentiels et internes à l'entreprise, tandis que le plan d'action et le rapport annuel sont soumis à la Commission.

2. Généralités

- un bon fonctionnement des process industriels

- la sécurité des personnes

→ La distribution électrique doit répondre à différents objectifs :

- la non - détérioration du matériel

- la préservation de la stabilité de la continuité et de la qualité de l'alimentation électrique du réseau

Ce module aborde les différents éléments de la distribution électrique sur un site industriel :

- **les transformateurs industriels**
 - secs (tension primaire max 24 kV, 50 à 2 500 kVA)
 - ou immergés (ou encore enrobés) (primaire 12 ou 24 kV, de 25 à 4 000 kVA)
- **les dispositifs de protection**
 - de mesure (courant et tension)
 - de surveillance (relais de protection)
 - de coupure (disjoncteur, interrupteur - fusible, contacteur - fusible)
- **les câbles**
- **les appareillages de commutation**
 - interrupteurs forte puissance
 - disjoncteurs
- **autres**

3. L'inventaire des éléments du réseau de distribution

Pour identifier les économies d'énergie envisageables, l'entreprise fait un inventaire des éléments du réseau de distribution et repère les principales caractéristiques de fonctionnement.

L'inventaire est établi en 3 phases :

3.1 Caractéristiques du système de distribution

Un réseau de distribution électrique est caractérisé par différents éléments tels que :

- ❖ Son architecture, sa taille, ses modes de fonctionnement,
- ❖ Son schéma de liaison du neutre à la terre,
- ❖ Le type des sources et des charges,
- ❖ Les types et caractéristiques des transformateurs de distribution,
- ❖ Les besoins spécifiques et les caractéristiques nécessaires de l'alimentation.

Architecture du réseau

Le coût économique du réseau dépend naturellement de sa complexité. Le choix d'une architecture de réseau est donc un compromis entre des critères techniques et économiques. Choisissez dans les listes et sous listes suivantes le type d'architecture de votre réseau :

Architecture radiale	Réseaux bouclés	Réseaux incluant une production interne d'énergie
<ul style="list-style-type: none"> • En simple antenne • En double antenne • En double alimentation • En double alimentation avec double jeu de barres 	<ul style="list-style-type: none"> • En boucle ouverte • En boucle fermée 	<ul style="list-style-type: none"> • Avec groupe de production locale • Avec groupe de remplacement

Transformateur industriel

Pour chaque transformateur industriel, l'évaluation¹ doit caractériser ou déterminer les éléments suivants :

1. Puissance assignée du transformateur fournie au secondaire (exprimée en VA)
2. Tensions assignées primaire et secondaire (exprimées en kV)
3. Changeur de prise hors tension / en charge
4. Type (immérgé / sec) – préciser le type de diélectrique si immérgé (huile, autre)
5. Couplage et indice horaire
6. Pertes à vide (P_0 exprimées en kW)
7. Pertes en charge (P_k exprimées en kW)
8. Type de refroidissement (ONAN ou convection naturelle, ONAF ou forcée, ...)
9. Année de construction
10. Réparations éventuellement effectuées (rebobinage, huile, diélectrique...)
11. Equipements de protection
 - a. contre les défauts internes (thermomètre, sonde DGBT, ...)
 - b. contre les surcharges (relais de protection du disjoncteur, protection fusible, ...)
12. Equipements auxiliaires
 - a. poste de comptage
 - b. banc de condensateurs de compensation de l'énergie réactive
13. Classe thermique
14. Type de maintenance (inspection visuelle, changement d'huile, mesures, ...)

¹ Nous attirons votre attention sur le fait que, dans de nombreuses entreprises, la plupart, voire toutes ces données, peuvent être collectées en interne, en consultant vos documents ou en effectuant des mesures simples.

Schémas de liaison à la terre du neutre

Décrivez le système de liaison de la terre au neutre de votre réseau : TT, TN-C, TN-S, IT.

3.2 Documentation et mesure des paramètres de fonctionnement

La mesure des paramètres de fonctionnement nécessite l'utilisation d'équipements de mesure, ainsi qu'un bon niveau d'expertise technique. Idéalement, des appareils de mesure devraient être installés en permanence sur le réseau afin de permettre la collecte en continu des données de fonctionnement du réseau

Mesures élémentaires

- ❖ Puissances apparente (S), active (P) et réactive (Q) (kVA, kW, kVAR)
- ❖ Valeurs de tension et de courant efficace vraie (RMS)
- ❖ Facteur de puissance (angle de décalage entre la tension et le courant, indicateur de la puissance réactive)
- ❖ Taux de charge (%) ou profil de charge
- ❖ Durée de fonctionnement (heures/an)
- ❖ Bruits audibles (dB)
- ❖ Creux et pics de tension, coupures
- ❖ Taux de distorsion harmonique tension (TDHU) (éventuellement taux de distorsion harmonique courant THDI)
- ❖ Déséquilibre de phase
- ❖ Température de fonctionnement

En l'absence de tout équipement de mesure, une possibilité est d'effectuer une analyse qualitative du système : les défauts du système et les déviations de température ne pouvant pas être reliés à des variations de charge doivent être considérés comme des symptômes de possibles défauts électriques.

Mesures avancées

Un inventaire détaillé nécessite d'effectuer des mesures avancées pour évaluer les paramètres suivants :

- ❖ Polarité et diagramme vectoriel
- ❖ Résistances des enroulements (à corriger en fonction de la température)
- ❖ Pertes à vides (à corriger en fonction de la température), P_0 en kW
- ❖ Pertes en charge P_k en kW, impédances directes et homopolaires (à corriger en fonction de la température)
- ❖ Spectre harmonique et inter-harmonique
- ❖ Echauffements localisés

3.3 Indicateurs globaux de performance du système

Les données collectées forment une base à partir de laquelle il devient possible d'évaluer les indicateurs de performance suivants pour votre réseau :

1.

La qualité de l'alimentation électrique dépend bien sûr de votre fournisseur d'énergie, mais aussi de l'architecture de votre réseau, ainsi que de vos propres charges installées.

Défauts sur un transformateur

La surcharge du transformateur, provoquée par l'augmentation de la puissance absorbée ou par un taux d'harmoniques élevé, se traduit par une surintensité de longue durée. Cette augmentation du courant provoque un échauffement du transformateur et un vieillissement prématuré des isolants.

Symptômes de dysfonctionnements

Les réseaux et machines souffrent principalement des quatre défauts suivants :

- ❖ la surcharge
- ❖ le court-circuit
- ❖ le défaut des machines tournantes
- ❖ de la mauvaise qualité de courant causée par des charges non linéaires...

Par exemple, les échauffements supplémentaires et les couples de freinage parasites dans les machines tournantes sont habituellement les symptômes d'un déséquilibre entre phases supérieur à 2%.

Bien que les moteurs tolèrent généralement les faibles variations de tension par rapport à la tension nominale, l'utilisation d'un moteur à une tension autre que la tension prescrite peut réduire son efficacité. Ceci réduit par ailleurs la durée de vie du moteur en provoquant des échauffements au niveau de du bobinage et du système de lubrification.

Par exemple, un moteur utilisé à 10% sous la tension nominale ne produit plus que 80% de son couple nominal. Les moteurs utilisés à des niveaux de charge élevés utiliseront plus de courant et peuvent souffrir de surcharges, conduisant à des surchauffes et à des pannes prématurées.

4. Evaluation des mesures techniques d'économie d'énergie

Les actions d'économie d'énergie, présentées dans ce module, sont regroupées par phase :

- ❖ **L'exploitation**
- ❖ **L'entretien et la maintenance**
- ❖ **La remise à niveau**
- ❖ **La conception et l'installation**

4.1 L'Exploitation

L'énergie réactive consommée dans les circuits magnétiques, tels que moteurs, se traduit par une augmentation de courant circulant dans les conducteurs, et ce pour un même niveau d'énergie active. Le déphasage induit entre les formes d'onde de la tension et du courant a de nombreuses conséquences néfastes sur la qualité de l'énergie électrique distribuée :

- ➡ des pertes supplémentaires par effet Joule, sur tout le réseau, dues à l'augmentation de l'intensité (pertes proportionnelles à RI^2),
- ➡ une surcharge et un échauffement des transformateurs et une limitation de la puissance active disponible,
- ➡ une chute de tension en bout de ligne avec un fonctionnement anormal possible de récepteurs sensibles,
- ➡ une pénalité financière éventuellement facturée par le distributeur d'énergie.

Une compensation adéquate de l'énergie réactive permet d'atteindre un facteur de puissance supérieur à 0,93 valeur considérée comme satisfaisante.

La valeur atteignable du facteur de puissance dépend des pénalités imposées dans chaque pays, mais est habituellement comprise entre 0,93 et 0,97.

Il est bien sûr nécessaire de réguler la compensation réactive par rapport à la valeur du facteur de puissance mesurée à corriger (qui peut d'ailleurs varier dans le temps).

L'investissement nécessaire à l'amélioration de l'installation a un temps de retour typique de 6 mois à 1,5 ans, en fonction des heures de fonctionnement de l'installation.

La réduction du taux d'harmoniques

Les courants harmoniques circulant en amont du réseau constituent non seulement une détérioration de qualité de l'énergie électrique (forme d'onde, fréquence), mais également des pertes par effet Joule qui atteignent couramment 10% dans les conducteurs, les transformateurs et les récepteurs.

Les pertes par courant de Foucault, représentant environ 10% des pertes totales à pleine charge, augmentent en fonction du carré des courants des harmoniques.

Généralement, les transformateurs alimentant des charges non linéaires sont déclassés.

Nous recommandons de privilégier les transformateurs de classe K, spécifiquement conçus pour présenter des faibles pertes par courant de Foucault.

Le tableau ci-dessous résume les différentes actions possibles pour améliorer l'efficacité énergétique.

Description	Economie	Fréquence de réalisation	Facilité de mise en oeuvre	Compétence nécessaire indicative
Améliorer le facteur de puissance par compensation locale (condensateurs, variateur de vitesse avec filtrage des harmoniques) ou centrale		1 fois	+	Interne
Diminuer les pertes par effet Joule par surdimensionnement des conducteurs				
Filtrer les harmoniques (filtres actifs, passifs ou hybrides, inductances série, augmentation de la puissance de court-circuit, Scc), limiter les charges polluantes	- Réduction des pertes par effet Joules de 10% - Réduction des pertes par courant de Foucault (10% des pertes totales)		+	Externe
Installer une réactance en série pour résoudre les perturbations inter-harmoniques	Diminution de 30% du taux de flicker			externe
Installer des compteurs d'énergie locaux (par service, atelier, étage). Les comportements individuels changent suivant le mode d'affectation des charges.				externe
Installer un compensateur électromécanique d'énergie réactive, un compensateur automatique en temps réel, un compensateur électronique en série, une borne de tension pour résoudre les variations et fluctuations de tension.	Réduction de 25 à 50% du flicker			externe
Utilisation de la thermographie infra-rouge pour identifier les surchauffes éventuelles des enroulements causés par les harmoniques.			++	Interne ou externe
Pour résoudre les problèmes liés	Dépend de la	1 fois		externe

aux creux de tension , installer <ul style="list-style-type: none"> • alimentation sans interruption (ASI) • compensateur automatique en temps réel • régulateur électronique dynamique de la tension • démarreur progressif sur les moteurs électriques • compensateur électronique de série Augmenter la puissance de court-circuit	sensibilité des équipements et du nombre de creux de tension (voir exemples tableaux suivants)			
Pour résoudre les problèmes liés aux coupures , installer : <ul style="list-style-type: none"> • alimentation sans interruption (ASI) • permutation mécanique des sources • groupe électrogène à « Temps zéro » 	Voir quelques exemples dans le tableau suivant	1 fois		externe
Pour éviter les déséquilibres de tension et éviter les couples moteurs inverses ou les suréchauffements des machines asynchrones, installer : <ul style="list-style-type: none"> • compensateur de tension • régulateur électronique dynamique de tension ou augmenter la puissance de court-circuit des transformateurs.				externe

Les deux tableaux ci-dessous fournissent quelques exemples des pertes économiques dues à un creux de tension ou à une interruption momentanée d'alimentation électrique pour différentes usines (M. McGranaghan, "Costs of Interruptions", actes de la conférence Power Quality en 2002, Rosemont, Illinois, pp 1-8, October 2002).

Exemples de pertes économiques dues à un creux de tension dans trois entreprises différentes

	Perte économique par creux de tension
Fabrication de semi-conducteur	3 800 000 €
Aciérie	350 000 €
Fabrication du verre	250 000 €

Coût d'une interruption momentanée (1 minute), en €/kW demandé

	Coût d'une interruption momentanée (€/kW demandé)	
	Minimum	Maximum
Industrie automobile	5.0	7.5
Plastiques et caoutchoucs	3.0	4.5
Textile	2.0	4.0
Papeterie	1.5	2.5
Imprimerie (journaux)	1.0	2.0
Pétrochimie	3.0	5.0
Métallurgie	2.0	4.0
Industrie du verre	4.0	6.0
Mines	2.0	4.0
Industrie alimentaire	3.0	5.0
Industrie pharmaceutique	5.0	50.0
Electronique	8.0	12.0
Fabrication de semi-conducteur	20.0	60.0

4.2 Entretien et maintenance

Une maintenance préventive annuelle permet d'éviter la plupart des défauts de fonctionnement. La défaillance d'un transformateur peut engendrer des conséquences graves, voire catastrophiques, en privant d'alimentation électrique l'ensemble d'une installation, et donc entraînant l'arrêt possible d'une chaîne de production.

Description	Fréquence de réalisation	Facilité de mise en œuvre	Compétence nécessaire indicative
Nettoyer les traversées et connexions (pour limiter les risques de corrosion, de rouille) – la surface de contact doit être grande, propre et nette Resserrer les jeux de barres Vérifier les dispositifs de protection	1 fois par an	+++	Interne
Essai des cellules de protection et du coupe-circuit	1 fois par an	++	Interne
Détecter les fuites éventuelles de diélectrique, vérifier le niveau de liquide (si visible) et l'étanchéité des fermetures	1 fois par an		Interne
Détecter les détériorations éventuelles de la peinture (indicateur de surchauffe)	1 fois par an		Interne
Vérifier la présence éventuelle de condensation ou d'infiltration d'eau dans les boîtes de connexion des câbles	1 fois par an		Interne
Détecter les points chauds des câbles (par thermographie infra-rouge)	1 fois par an	++	

Evaluer le profil de charge sur une période de consommation pertinente (journée de production par exemple) en mesurant les courants et tensions, pour détecter les surcharges éventuelles	1 fois par an	++	
Vérifier la ventilation du transformateur	1 fois par an	++	Interne
Analyse d'huile pour les transformateurs immergés (chromatographie, analyse des qualités d'isolation, rigidité diélectrique, mesure de la teneur en eau, de l'indice de neutralisation)	tous les 2 ans (DT respirant) tous les 6 ans (DT hermétiques)	+	externe
Tests de continuité des connexions et enroulements	1 fois par an		
Tests d'isolation avec un mégohmmètre	1 fois par an		

4.3 Remise à niveau

En cas de matériel défectueux, trois solutions sont envisageables :

- ➡ la réparation du matériel,
- ➡ le remplacement du matériel par un matériel équivalent et disponible en stock,
- ➡ le remplacement du matériel par un matériel neuf plus performant.

Dans tous les cas, une étude technico-économique est indispensable, afin de prendre en compte le coût global, les caractéristiques standard ou spécifiques, ainsi que la durée du remplacement ou de la réparation.

En règle générale, le remplacement d'un vieux transformateur ou d'un transformateur défectueux par un équipement neuf et performant sera plus rentable pour les transformateurs standards (gamme de puissance, régime du neutre, tensions...), la standardisation du produit garantissant normalement un délai de livraison rapide.

En revanche, pour les transformateurs particuliers (gamme de puissance non standard, régime particulier, tensions particulières, encombrement particulier), la réparation se révélera plus rentable et plus rapide.

Description	Economie	Facilité de mise en œuvre	Compétence nécessaire indicative
Rebobinage d'un enroulement. Solution généralement économiquement rentable pour les transformateurs non standards ou les machines tournantes		+	externe
Remplacement des joints			externe
Remplacement du diélectrique après nettoyage de la cuve			externe

Remplacement d'un transformateur de distribution classique par un transformateur neuf, performant	15 à 20% des pertes à vide		externe
Remplacement des anciens (années 1980) tableaux généraux basse tensions (TGBT) par des nouveaux tableaux (2000) dont la longueur a été réduite de 40%	Pertes par effet Joule réduites de 30%		externe
Choisir des éléments des TGBT faiblement consommateurs en fonctionnement (par exemple, des contacteurs - disjoncteurs standards (20 W) et performants (7 W). De telles réductions de puissance des éléments peuvent également permettre d'éviter la climatisation du local			externe
Remplacer les anciens onduleurs par des nouveaux onduleurs : le rendement est meilleur et le facteur de puissance est augmenté de 10 à 15%			
Ajouter des filtres harmoniques dans le cas de réseaux/courants de faible qualité			

4.4 Conception et installation

Description	Economie	Facilité de mise en œuvre	Compétence nécessaire indicative
Choisir des transformateurs à haute efficacité plutôt que des transformateurs classiques	15 à 20% des pertes à vide	++	Interne/externe
Assurer un renouvellement d'air du local du transformateur permettant le refroidissement nécessaire du transformateur.		++	Interne
Préférer les transformateurs à refroidissement par convection naturelle (type ONAN) que forcée (type ONAF)		++	Interne
Placer les charges non linéaires le plus en amont possible des départs BT du transformateur		+	interne
Limiter les charges non linéaires		+	interne

Diminuer la tension de court-circuit (ou l'impédance) du transformateur		++	
--	--	----	--

Pour des applications spécifiques telles que les fours de métallurgie, les filtres à harmoniques se révéleront insuffisants ; une étude globale est alors nécessaire lors de la conception du réseau.

L'évaluation doit conduire, pour chacune des mesures explicitées dans les tableaux précédents, à une évaluation de l'applicabilité et de la rentabilité. Cette évaluation peut prendre une forme similaire aux tableaux précédents.

Evaluation des résultats

Mesures d'économie d'énergie	Actions spécifiques proposées	Estimation des économies d'énergie annuelles (1)	Changement des coûts annuels d'opération et de maintenance (2)	Coût d'investissement supplémentaire (2)	Estimation du temps de retour (en mois)
Exploitation					
Maintenance					
Améliorations					
Conception et nouvelles installations					

- (1) Quand les économies d'énergie ne peuvent pas être précisément mesurées (comme cela arrive souvent), elles peuvent être estimées à partir des résultats attendus et des ratios généralement admis.
- (2) Les coûts d'investissement, d'opération et de maintenance sont estimés en considérant les coûts sans mise en place des actions d'économie d'énergie du Motor Challenge. Par exemple, il peut s'agir d'investissements supplémentaires dans des équipements plus performants, de diminution ou de changement dans les coûts de maintenance, accompagnés d'une meilleure qualité ou fiabilité, etc.

5. Plan d'action

Dans votre Plan d'action, vous devez indiquer

- le calendrier de mise en œuvre
- les raisons pour lesquelles vous excluez les autres mesures.

Le Plan d'action est présenté à la Commission.

Après son approbation, votre entreprise sera reconnue comme un Partenaire du « Motor Challenge Programme ».

Mesures d'économie d'énergie	Faisabilité ⁽¹⁾	Actions spécifiques ⁽²⁾	% Couvert ⁽³⁾	Calendrier ⁽⁴⁾	Economies attendues ⁽⁵⁾ (MWh/an)

(1) **Faisabilité.**

Indiquez les obstacles à la faisabilité de la mesure par un ou plusieurs des codes suivants :

- NA Non applicable pour des raisons techniques
- NP Non rentable
- NC Non considéré, car son évaluation serait trop chère

Si cette case est laissée telle qu'elle, la mesure est considérée comme étant à la fois applicable et rentable.

(2) **Action spécifique.** Plusieurs actions spécifiques peuvent être adoptées pour mettre en œuvre une mesure d'économie d'énergie.

(3) **% couvert.** Cette colonne doit être utilisée pour indiquer sur quelle partie du réseau électrique (transformateurs, etc.) les actions spécifiques vont être appliquées. Ceci doit être évalué selon l'indicateur le plus pratique : nombre de transformateurs, puissance, consommation d'énergie. Spécifiez l'indicateur utilisé, par exemple %, kW, kWh. Indiquez également le nombre de sites industriels et d'ateliers concernés.

(4) **Calendrier.** Le calendrier de mise en œuvre de l'action. Ce peut être une période ou une date spécifique, il peut dépendre d'une autre action, par exemple « quand le transformateur sera remplacé » ou « quand l'atelier de peinture sera rénové ».

(5) **Economies attendues en MWh/an.** Ce sera souvent une estimation, basée sur les pratiques courantes.

6. Rapport annuel

Le rapport annuel remis à la Commission indiquera les progrès accomplis applicables au plan d'actions et présentera ces observations sur toutes les initiatives nouvelles ou amendées.

Le formulaire d'enregistrement suivant devra être utilisé sur une base annuelle avec des mises à jour progressives.

Les deux colonnes de gauche sont recopiées au plan d'action des partenaires qui aura été approuvé par la Commission.

Plan d'action approuvé		Rapport annuel pour l'année 20xx
Actions décidées pour la mise en œuvre des mesures d'économie d'énergie	Planification adoptée pour la réalisation des actions	Pourcentage d'avancement de l'action et commentaires le cas échéant ⁽¹⁾
Action 1		
Action 2		
....		

⁽¹⁾ Le pourcentage d'achèvement peut se référer à un indicateur tel que la part dans l'étendue du plan d'action des systèmes pour laquelle l'action spécifique a été terminée.

Les partenaires pourront trouver utile le rapport annuel pour présenter tout ou partie de la synthèse suivante concernant les résultats de l'engagement du Motor Challenge.

Ils sont invités (mais ne sont pas obligés) à soumettre la synthèse suivante à la Commission.

Synthèse du rapport annuel		
	Depuis le début de l'engagement	Cette année
Pourcentage des actions du plan terminées		
Estimation de l'investissement total pour le plan (milliers d'euros) ⁽¹⁾		
Changements estimés des coûts de fonctionnement et d'entretien non liés à l'énergie		
Estimation des économies d'énergie (MWh)		
Electricité consommée par rapport aux marchandises produites (kWh/Q-Prod.) ⁽²⁾		

(1) Voir ci-dessus, la légende du tableau 4, pour l'évaluation des résultats.

(2) Q-Production est un indicateur approprié du volume de marchandises fabriquées par le site de production, exprimé, par exemple, en tonnes, en mètres, en pièces, etc.