

**SESSION 2021**

---

**CAPLP  
CONCOURS EXTERNE  
ET CAFEP**

**Section : GÉNIE ÉLECTRIQUE**

**Option : ÉLECTROTECHNIQUE ET ÉNERGIE**

**ANALYSE D'UN PROBLÈME TECHNIQUE**

**Durée : 4 heures**

---

*Calculatrice électronique de poche - y compris calculatrice programmable, alphanumérique ou à écran graphique – à fonctionnement autonome, non imprimante, autorisée conformément à la circulaire n° 99-186 du 16 novembre 1999.*

*L'usage de tout ouvrage de référence, de tout dictionnaire et de tout autre matériel électronique est rigoureusement interdit.*

*Dans le cas où un(e) candidat(e) repère ce qui lui semble être une erreur d'énoncé, il (elle) le signale très lisiblement sur sa copie, propose la correction et poursuit l'épreuve en conséquence.*

*De même, si cela le (la) conduit à formuler une ou plusieurs hypothèses, il lui est demandé de la (ou les) mentionner explicitement.*

**NB : La copie que vous rendrez ne devra, conformément au principe d'anonymat, comporter aucun signe distinctif, tel que nom, signature, origine, etc. Si le travail qui vous est demandé comporte la rédaction d'un projet ou d'une note, vous devrez impérativement vous abstenir de signer ou de porter quelque signe d'identification que ce soit.**

**Tournez la page S.V.P.**

**A**

## INFORMATION AUX CANDIDATS

Vous trouverez ci-après les codes nécessaires vous permettant de compléter les rubriques figurant en en-tête de votre copie.

Ces codes doivent être reportés sur chacune des copies que vous remettrez.

► **Concours externe du CAPLP de l'enseignement public :**

Concours	Section/option	Epreuve	Matière
EFE	5200J	101	7397

► **Concours externe du CAFEP/CAPLP de l'enseignement privé :**

Concours	Section/option	Epreuve	Matière
EFF	5200J	101	7397





# **ANALYSE D'UN PROBLÈME TECHNIQUE**

## **DOSSIER SUJET**

Le sujet organisé en 4 parties est accompagné :

- d'un dossier technique et ressources dans lequel les documents sont repérés DTR,
- de documents réponse repérés DR.

B

# SOMMAIRE

## Conseils aux candidats

Le candidat rédige ses réponses sur une ou plusieurs copies vierges normalisées en repérant systématiquement le numéro de la question traitée.

Certaines questions conduisent le candidat à compléter un document réponse (DR), l'ensemble du dossier des documents réponse sera rendu y compris les documents non complétés.

Il convient de changer de page au début de chaque nouvelle partie.

	Pages
Présentation du contexte	3
Partie A – Vérification des caractéristiques du poste de livraison HTA	5
Partie A1 – Réalimentation du poste HTA suite à un incident sur le réseau public	5
Partie A2 – Vérification du dimensionnement des cellules du poste HTA	5
Partie A3 – Vérification du choix de la protection du transformateur	6
Partie A4 – Vérification de la coordination des protections	6
Partie B – Vérification de la puissance du transformateur	8
Partie B1 – Bilan des puissances installées	8
Partie B2 – Choix d'une batterie de compensation	8
Partie B3 – Choix d'une centrale de mesure	9
Partie B4 – Validation de la puissance du transformateur	9
Partie C – Production photovoltaïque	10
Partie C1 – Vérification du champ solaire de façade	10
Partie C2 – Validation du nombre et du raccordement des onduleurs	10
Partie C3 – Schéma de branchement d'un champ photovoltaïque	11
Partie C4 – Estimation de la production électrique de l'installation	11
Partie D – Infrastructures de recharge pour véhicules électriques	12
Partie D1 – Choix des bornes de recharge	12
Partie D2 – Dimensionnement du départ	12
Partie D3 – Gestion de la supervision de la recharge des véhicules électriques	13

## Présentation du contexte de l'étude

Le siège lyonnais du groupe Eiffage est implanté dans le quartier de La Confluence. Le bâtiment nommé Hélianthe est jumelé avec un second immeuble de bureau nommé Eolis.

Bâtiment emblématique de l'écoquartier lyonnais de La Confluence, Hélianthe est un bâtiment bioclimatique de six niveaux, certifié HQE® Tertiaire et lauréat du trophée Constructéo pour sa haute performance énergétique.

Ce groupe de bâtiments tertiaires est un des plus écologiques de la région Auvergne-Rhône-Alpes, il rassemble toutes les technologies vertes que le site met à sa disposition :

- champ photovoltaïque en terrasse et en façade de 1 600 m<sup>2</sup>,
- micro-éolienne verticale,
- échangeur de chaleur,
- pompe à chaleur géothermique,
- système de récupération des eaux de pluie ...



L'ajout de fonctions « smart building » au bâtiment contribue aussi à atteindre des critères d'efficacité énergétique remarquables.

Pour conclure, l'addition de toutes ces innovations fait que la performance énergétique d'Hélianthe est largement au-delà des exigences fixées par le Grenelle de l'environnement.

Ce sujet s'intéresse plus spécifiquement au siège régional du groupe Eiffage, le bâtiment Hélianthe.

Les bâtiments Hélianthe et Eolis constituent une seule entité au niveau des sous-sols où se trouvent les principaux locaux techniques liés à l'alimentation en énergie.

Vu de la toiture du bâtiment Hélianthe, on observe le bâtiment Eolis, facilement reconnaissable grâce à son éolienne.

Les deux immeubles, de hauteur voisine, sont distants de 12,50 de mètres.

Le parking souterrain est commun aux deux immeubles avec un accès unique situé sur la rue Montrochet.



Le plan (DTR 0) donne une vision d'ensemble des bâtiments et de leurs accès. On remarquera :

- les emplacements des portes extérieures pour l'accès au poste de transformation et aux deux TGBT,
- les accès piétons indépendants pour chaque immeuble,
- l'accès au parking commun aux deux immeubles.

# **PARTIE A – VÉRIFICATION DES CARACTÉRISTIQUES DU POSTE DE LIVRAISON HTA**

*L'étude porte sur l'alimentation en énergie des bâtiments du groupe Eiffage (bâtiments Eolis et Hélianthé), à leur exploitation et au dimensionnement technique des constituants du poste de livraison.*

*Suite à un déclenchement de la chaîne de protection, vérifier les caractéristiques de l'installation et la coordination des protections.*

*Le poste de livraison est la propriété d'Eiffage et est intégré au bâtiment Eolis. Il alimente les deux immeubles.*

*Dossier technique et ressources : DTR 0 à 2 – DTR 7 à 13.*

*Documents réponse : DR A1 à DR A4.*

## **A.1. Réalimentation du poste HTA suite à un incident sur le réseau public**

*Le quartier de La Confluence est bâti sur une zone urbaine qui a fait l'objet d'une reconstruction avec l'objectif d'en faire une vitrine urbaine moderne de Lyon.*

**A.1.1** Relever le nom du poste source qui alimente les bâtiments du siège d'Eiffage et préciser le numéro du départ.

**A.1.2** Préciser la structure d'alimentation utilisée par le distributeur d'énergie.

**A.1.3** Justifier la pertinence de ce choix au regard de la situation et de la fonction des bâtiments du siège d'Eiffage.

*Suite à des travaux de terrassement dans le quartier, une coupure de câble s'est produite sur le réseau d'alimentation HTA. Le personnel d'Enedis doit intervenir.*

**A.1.4** Justifier la nécessité pour le personnel d'Enedis d'avoir accès au poste de livraison du bâtiment.

**A.1.5** Établir la séquence la plus pertinente afin de remettre en énergie les bâtiments du groupe Eiffage en complétant le document réponse DR A1.

## **A.2. Vérification du dimensionnement des cellules du poste HTA**

*La puissance de court-circuit du réseau HTA est de 500 MVA.*

**A.2.1** Lister les critères de choix des cellules du poste de transformation.

**A.2.2** Calculer le courant nominal en amont du transformateur InHT.

**A.2.3** Calculer le courant de court-circuit en amont du transformateur IccHT.

**A.2.4** Donner la référence complète de chaque cellule.

**A.2.5** Établir le schéma HTA unifilaire du poste de transformation en complétant le document réponse DR A2.

### **A.3. Vérification du choix de la protection du transformateur**

*Le transformateur « Melody » de chez Areva utilisé est un transformateur immergé à diélectrique liquide. On souhaite vérifier l'appareillage mis en place pour la protection de ce transformateur.*

**A.3.1** Indiquer si la technologie employée justifie la présence d'un DGPT2, préciser les protections intégrées dans ce dispositif.

**A.3.2** Choisir le calibre du fusible pour la protection amont du transformateur.

**A.3.3** Vérifier que le calibre choisi à la question précédente respecte les conditions suivantes.

$$U_{rf} > U_r \quad I_1 > I_{kr} \quad I_{rf} > 1,4 I_{rt} \quad I_{min. \text{ fusion-fusible}} > X \cdot I_{rt}$$

*On prendra  $X_{\text{transfo}} = 8$  et  $T(\text{ou } t_0) = 0,35$  s pour un transformateur de 1250 kVA.*

### **A.4. Vérification de la coordination des protections**

*Vérifier qu'un court-circuit en aval du disjoncteur général du TGBT ne provoque pas la fusion d'un fusible de protection amont du transformateur. Les fusibles utilisés sont des Soléfuse de 63 A.*

*Le disjoncteur général est un NS2000H équipé d'une unité de contrôle Micrologic 2.0. Cette dernière est réglée de la manière suivante :  $I_r = 0,9 I_n$      $t_r = 24$  s     $I_{sd} = 10 I_r$*

**A.4.1** Justifier le choix de ce disjoncteur au regard de la puissance nominale du transformateur.

**A.4.2** Justifier le réglage thermique (ou Long Retard)  $I_r$  du disjoncteur.

**A.4.3** Calculer le réglage magnétique (ou seuil instantané)  $I_{sd}$  du disjoncteur.

**A.4.4** Surligner la courbe de déclenchement du disjoncteur en tenant compte des réglages précédents sur document réponse DR A3.

**A.4.5** Dans le tableau du document DR A4, transposer la courbe de fusion d'un fusible HTA Soléfuse de 63 A, et son courant ramenée au secondaire du transformateur.

*On utilisera le rapport de transformation  $m$ , calculé avec  $U_{pri} = 20 \text{ kV}$  et  $U_{sec} = 410 \text{ V}$*

**A.4.6** Tracer la courbe de fusion du fusible 63 A ramenée au secondaire du transformateur sur la courbe de déclenchement du Micrologic 2.0 en complétant le document réponse DR A3.

**A.4.7** Conclure sur la coordination des protections amont / aval du transformateur de distribution HTA/BT, proposer si besoin une modification.

# PARTIE B – VERIFICATION DE LA PUISSANCE DU TRANSFORMATEUR

*L'objectif de cette partie est de vérifier le dimensionnement le transformateur de puissance, d'envisager l'installation d'un système de compensation et le raccordement d'une centrale de mesure. Cette dernière permettra un suivi des consommations de l'ensemble des deux bâtiments.*

*Dossier technique et ressources : DTR 2 à 4 – DTR 14 à 16*

*Documents réponse : DR B1 à DR B4*

## **B.1. Bilan des puissances installées**

**B.1.1** Déterminer le bilan des puissances installées du TGBT Hélianthe en complétant le document réponse DR B1.

*Pour la détermination globale de la puissance active de l'ensemble des bâtiments Eolis-Hélianthe, la puissance apparente du TGBT Hélianthe sera affectée d'un coefficient de simultanéité global de 0,50.*

**B.1.2 Compléter** le bilan des puissances de l'ensemble Eolis-Hélianthe en complétant le document réponse DR B2.

## **B.2. Choix d'une batterie de compensation**

*Le distributeur d'énergie facture des pénalités lorsque le facteur de puissance de l'installation dépasse la valeur :  $\tan \varphi = 0,4$ . Proposer l'implantation d'une batterie de condensateurs. On admettra pour la suite de cette partie B :*

- Puissance active = 900 kW
- Puissance réactive = 550 kVAR
- $\cos \varphi = 0,853$

**B.2.1** Justifier la mise en place d'une compensation de l'énergie réactive.

**B.2.2** Citer les avantages de la compensation de l'énergie réactive.

**B.2.3** Tracer le diagramme des puissances. Préciser sur ce diagramme les puissances actives, réactives et apparentes avant compensation (P1, Q1, S1) et après compensation (P2, Q2, S2) en complétant le document réponse DR B3.

**B.2.4** Déterminer la puissance réactive  $Q_c$  à injecter au niveau TGBT Eolis.

*La puissance apparente des générateurs d'harmoniques SH au secondaire du transformateur est estimé à 80kVA.*

**B.2.5** Justifier le choix du mode de compensation à adopter.

**B.2.6** Indiquer la référence de la batterie de condensateurs et le nombre de gradins.

### **B.3. Choix d'une centrale de mesure**

*Afin de suivre l'évolution des consommations des puissances du bâtiment Hélianthe-Eolis, le client demande d'installer une centrale de mesure en aval du transformateur.*

**B.3.1** Choisir la centrale de mesure dans la gamme ENERIUM 150 en respectant les caractéristiques suivantes : alimentation 230V AC, protocole RS485/Modbus, classe de précision 0.5s, deux sorties TOR, installation en milieu perturbé.

**B.3.2** Compléter le schéma de raccordement de la centrale en complétant le document réponse DR B4.

**B.3.3** Justifier la particularité du câble assurant la liaison centrale de mesure à la GTC.

### **B.4. Validation de la puissance du transformateur**

*Une campagne de mesure a été effectuée en condition de production. Elle a permis de déterminer la valeur de compensation la plus appropriée : la batterie de condensateur finalement installée est de 200 kVAR.*

**B.4.1** Calculer la puissance apparente d'utilisation, en reprenant les valeurs données à la question B.2. et en intégrant la batterie de condensateurs.

**B.4.2** Valider la puissance du transformateur.

# PARTIE C – PRODUCTION PHOTOVOLTAÏQUE

*L'objectif de cette partie est d'estimer la production du champ photovoltaïque en se limitant à la partie d'installation située en façade.*

*Dossier technique et ressources : DTR 5 et 6 - DTR 17 à 19.*

*Documents réponse : DR C1 et DR C2.*

## **C.1. Vérification du champ solaire de façade.**

*L'implantation des panneaux photovoltaïques en façade (référence panneaux solaire : ET-P636135) permet de former à chaque étage du bâtiment des casquettes bioclimatiques.*

**C.1.1** Expliquer la fonction d'une casquette bioclimatique.

**C.1.2** Calculer le nombre de panneaux photovoltaïques qu'il est possible d'installer sur chaque casquette, sachant que les panneaux sont implantés sur leur longueur et de façon jointive.

## **C.2 Validation du nombre et du raccordement des onduleurs.**

*Les modules photovoltaïques ne sont jamais exposés aux conditions STC, on applique à l'onduleur un coefficient de sous-dimensionnement en puissance ( $P_0$ ) de 20%.*

**C.2.1** Calculer la puissance crête  $P_c$  fournie par une casquette. On admettra que l'on installe 90 modules photovoltaïques par casquette.

**C.2.2** Calculer la puissance de sortie  $P_0$  à prendre en compte pour le choix de l'onduleur.

**C.2.3** Calculer le nombre d'onduleurs nécessaires par casquette sachant que pour harmoniser son parc de matériel sur l'ensemble de ses sites, l'exploitant utilise des onduleurs SUNNY BOY 4000TL.

**C.2.4** Calculer le nombre de panneaux solaires raccordés par onduleur. On admettra que chaque onduleur est raccordé au même nombre de panneaux solaires.

On envisage deux solutions d'association des panneaux photovoltaïques :

- solution A : 2 ensembles de 15 panneaux,
- solution B : 3 ensembles de 10 panneaux.

**C.2.5** Déterminer les tensions d'entrée de l'onduleur VMPPTmin et VMPPTmax.

**C.2.6** représenter la plage de tension MPPT de l'onduleur sur le graphique en complétant le document réponse DR C1.

Les caractéristiques  $i = f(u)$  de la solution A aux températures de  $-10^{\circ}\text{C}$  et  $+70^{\circ}\text{C}$  sont représentées sur le graphique du DRC1.

**C.2.7 Tracer** à partir des caractéristiques d'un module photovoltaïque, les caractéristiques  $i = f(u)$  de la solution B aux températures de  $-10^{\circ}\text{C}$  et  $+70^{\circ}\text{C}$  en complétant le document réponse DR C1.

**C.2.8 Choisir** la solution à retenir, justifier votre réponse.

### **C.3. Schéma de branchement d'un champ photovoltaïque**

**C.3.1 Compléter** le schéma de branchement d'un champ photovoltaïque raccordé à son onduleur en complétant le document réponse DR C2.

### **C.4. Estimation de la production électrique de l'installation.**

**C.4.1** Calculer à partir de la formule suivante, la production électrique annuelle restituée par un onduleur.

$$E = \frac{P_c \times E_i}{1000} \times C_p$$

$P_c$  : puissance des modules photovoltaïques

$E_i$  : irradiation annuelle, sur le site tenant compte de l'orientation et de l'inclinaison des modules soit  $1340 \text{ kWh/m}^2$  (source PVGIS ©Union européenne)

$C_p$  : coefficient de pertes : 0,75 (source HESPUL)

**C.4.2** Calculer la production annuelle totale de cette installation.

# **PARTIE D – INFRASTRUCTURES DE RECHARGE POUR VÉHICULES ÉLECTRIQUES (IRVE)**

*Le groupe Eiffage poursuit sa démarche environnementale et équipe son siège lyonnais de 2 véhicules électriques de service. Par ailleurs, deux places supplémentaires de recharge pour les véhicules électriques privés seront mises à disposition du personnel.*

*L'objectif de cette partie est de préparer l'installation de ce dispositif de recharge.*

*Dossier technique et ressources : DTR 2 et 3 – DTR 20 à 25.*

## **D.1. Choix des bornes de recharge**

*Les véhicules retenus intègrent un chargeur de 22 kW compatible avec les prises de type 2. Ils sont équipés d'une batterie d'une puissance de 41 kWh.*

*Bien que les employés puissent à l'avenir acheter la voiture électrique de leur choix, l'entreprise décide d'installer deux bornes de recharge identiques permettant chacune la recharge simultanée de deux véhicules en moins de deux heures, et disposant d'un lecteur RFID.*

*Ces bornes de recharge seront métalliques et sur pied afin de permettre l'installation locale des protections préconisées par le fournisseur des bornes. Ces bornes seront communicantes dans le but de facturer à terme l'énergie consommée par les employés possédant leur propre véhicule.*

**D.1.1** Choisir les références constituant chaque borne. Présenter la réponse sous forme de tableau (référence, désignation, quantité).

**D.1.2** Calculer le temps nécessaire pour charger de 10 à 80% une voiture du groupe Eiffage avec le matériel que vous avez choisi à la question précédente.

**D.1.3** Conclure sur la pertinence du choix de cette puissance de recharge au regard de l'exigence du cahier des charges.

## **D.2. Dimensionnement du départ de l'alimentation des bornes de recharges**

*Afin de minimiser les modifications au sein du TGBT d'Eolis, il est décidé de n'installer qu'un seul câble depuis ce TGBT jusqu'au parking où sont installées les bornes de recharge. Celles choisies sont au nombre de deux, métalliques, avec deux points de charge chacune. L'ensemble d'une puissance délivrée de 88 kW est alimenté en triphasées 400 V et a un rendement de 97 %.*

**D.2.1** Calculer l'intensité absorbée  $I_{IRVE}$  par l'ensemble de l'infrastructure de recharge, on appliquera un coefficient de simultanéité de 1 entre les deux bornes et on considérera qu'elles seront utilisées à pleine charge.

*Le disjoncteur tétrapolaire et différentiel protégeant le départ dans le TGBT doit pouvoir couper un courant de court-circuit de 28,1 kA. Pour choisir le calibre de la protection, le courant d'emploi de l'installation est majoré de 20 %.*

**D.2.2** Déterminer les caractéristiques du disjoncteur de protection et donner sa référence complète.

*Le câble alimentant les bornes de recharge, d'une longueur de 40 mètres, est de type multifilaire U1000R2V (câble en cuivre, isolé PVC) posé sur chemin de câbles perforé avec 5 autres circuits triphasés, la température ambiante est de 35 °C. On prendra  $K_n$  et  $K_s$  égaux à 1.*

**D.2.3** Déterminer la section du câble alimentant l'infrastructure de recharge.

### **D.3. Gestion de la supervision de la recharge des véhicules électriques**

*L'installation de recharge des véhicules est connectée au réseau intranet du bâtiment Hélianthe-Eolis. Une application dédiée à la gestion des charges de véhicules est installée sur un PC de supervision. Chaque personnel de l'entreprise disposera d'une carte RFID, lui permettant ainsi d'être authentifié pour la recharge de son véhicule.*

*Configurer les équipements (bornes de recharge, PC de supervision) pour qu'ils puissent communiquer entre eux. Le gestionnaire du bâtiment a décidé d'utiliser un adressage privé de classe C.*

**D.3.1** Justifier le choix d'une adresse IP de classe C.

**D.3.2** Donner le nombre d'adresses IP utilisables pour la classe C.

*Le nombre de points de recharge à superviser est de 4, on souhaite limiter au mieux le nombre d'adresses IP.*

**D.3.3** Proposer dans ce cas le masque sous réseau qui pourrait être utilisé.

**D.3.4** Établir un tableau d'adressage en précisant la première et la dernière adresse IP ainsi que l'adresse de diffusion.

**D.3.5 Proposer** une adresse IP conforme pour le poste de supervision et préciser le masque sous réseau.







# **ANALYSE D'UN PROBLÈME TECHNIQUE**

## **DOSSIER TECHNIQUE ET RESSOURCES**



# SOMMAIRE

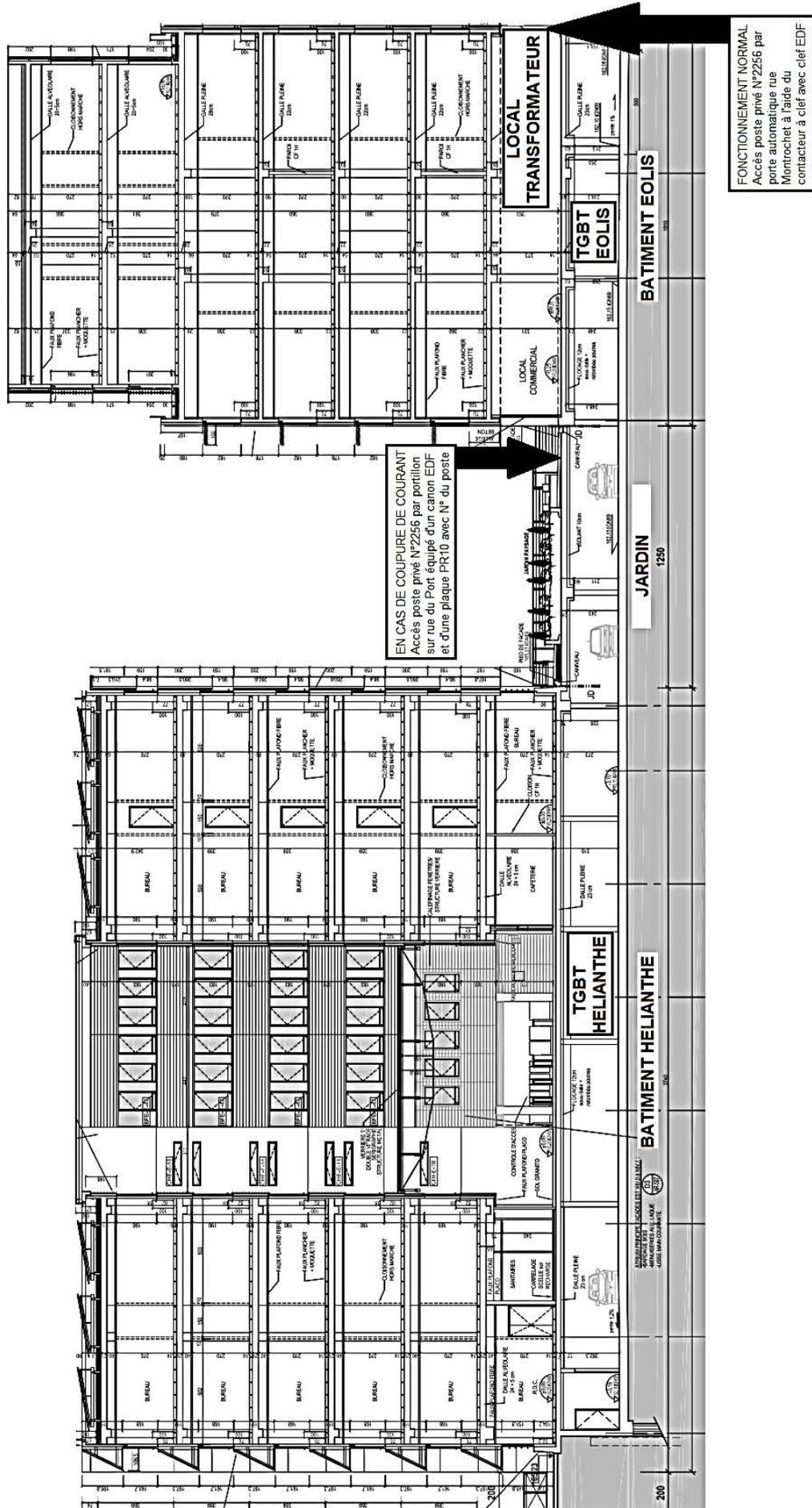
## Documents techniques liés au support étudié

Plan des bâtiments Hélianthe et Eolis	DTR 0	3
Schéma synoptique d'alimentation HTA	DTR 1	4
Schéma unifilaire TGBT Eolis	DTR 2	5
Schéma synoptique TGBT Hélianthe	DTR 3	6
Schéma unifilaire folio armoire alimentation	DTR 4	7
Vue de la façade SUD	DTR 5	8
Plan en coupe partielle de la façade SUD	DTR 6	8

## Documents ressource

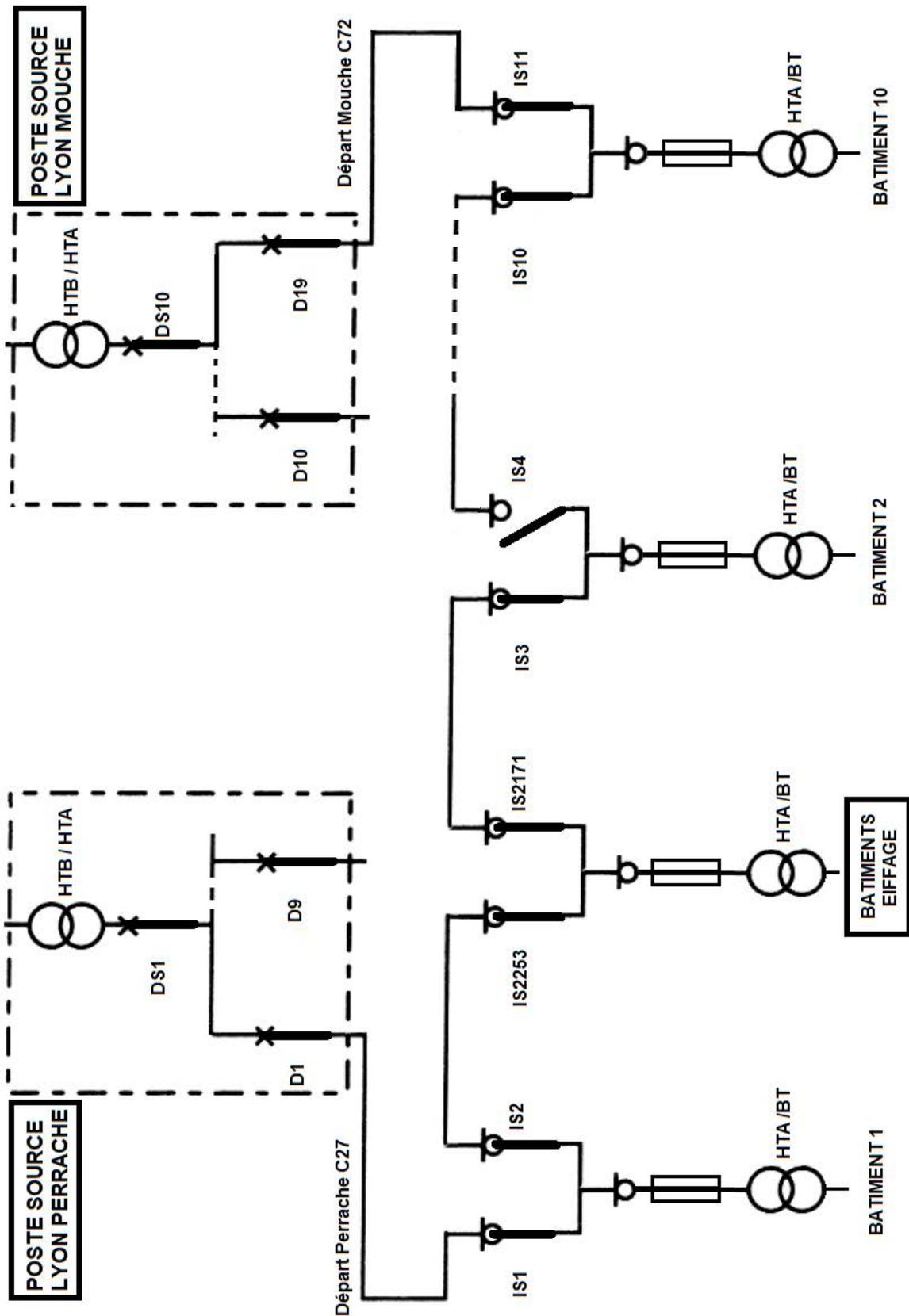
Documentation architectures de réseaux	DTR 7	9
Documentation cellules FLUOKIT M	DTR 8	11
Documentation transformateur	DTR 9	14
Logigramme d'aide au choix des transformateurs	DTR 10	15
Documentation fusible Soléfuse	DTR 11	16
Méthode de vérification pour le choix du fusible	DTR 12	18
Documentation disjoncteur Compact	DTR 13	19
Annexe guide des installations - Extrait de la norme UTE C15-105	DTR 14	20
Choix des batteries de condensateurs	DTR 15	21
Documentation centrale de mesure	DTR 16	23
ET Solar spécifications des panneaux solaires	DTR 17	26
Onduleur SUNNY BOY	DTR 18	27
Caractéristiques $i = f(u)$ des panneaux solaires à $-10^{\circ}\text{C}$ et à $+70^{\circ}\text{C}$	DTR 19	28
Constituants IRVE	DTR 20	29
Courbe de charge du véhicule électrique	DTR 21	30
Documentation disjoncteur Compact	DTR 22	31
Détermination de la section d'un câble	DTR 23	33
Classe d'adressage IP	DTR 24	35
Réseau de bornes de recharge – schéma synoptique	DTR 25	35

# DTR 0 : Plan des bâtiments Hélianthe et Eolis

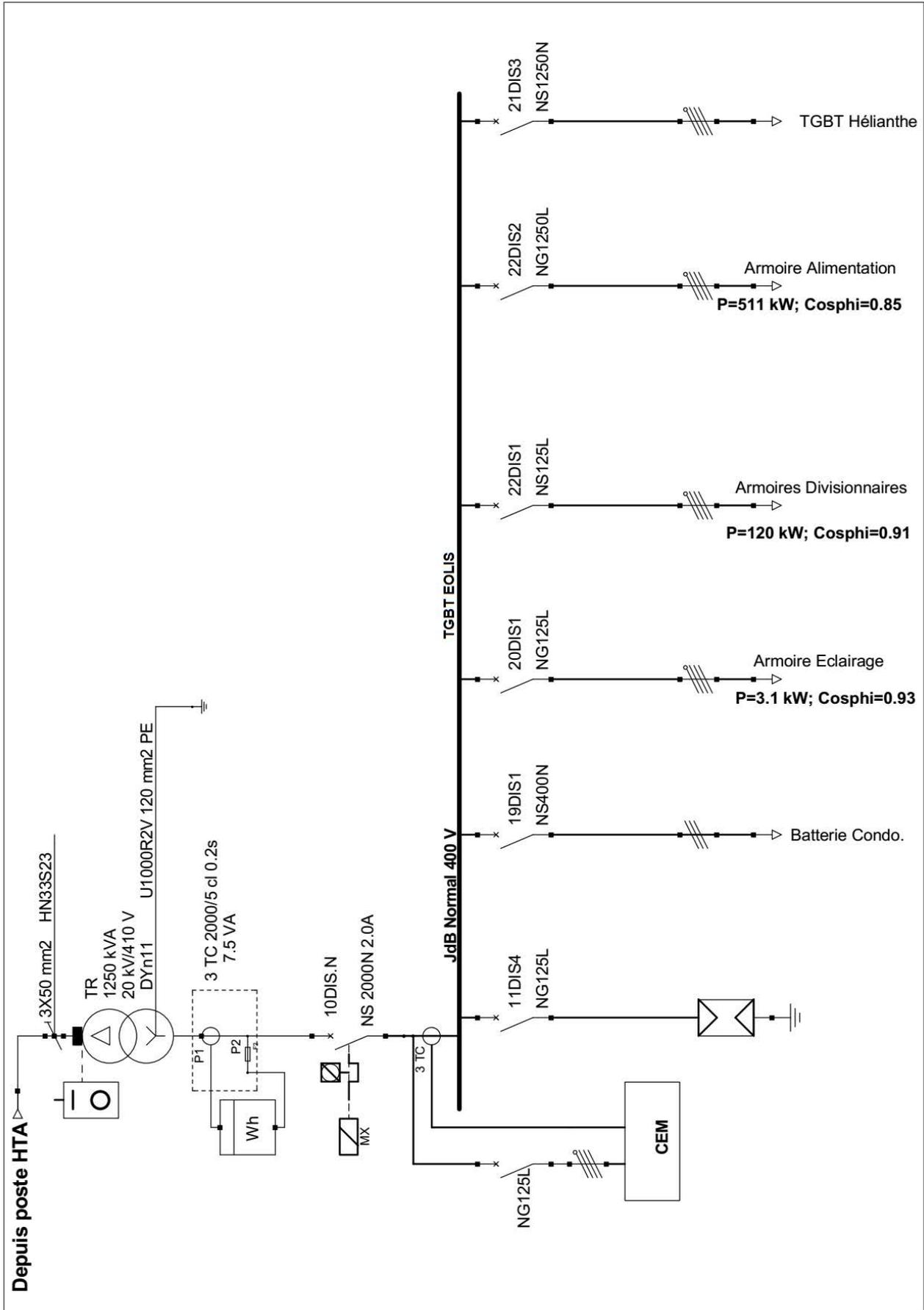


# DTR 1 : Schéma synoptique d'alimentation HTA

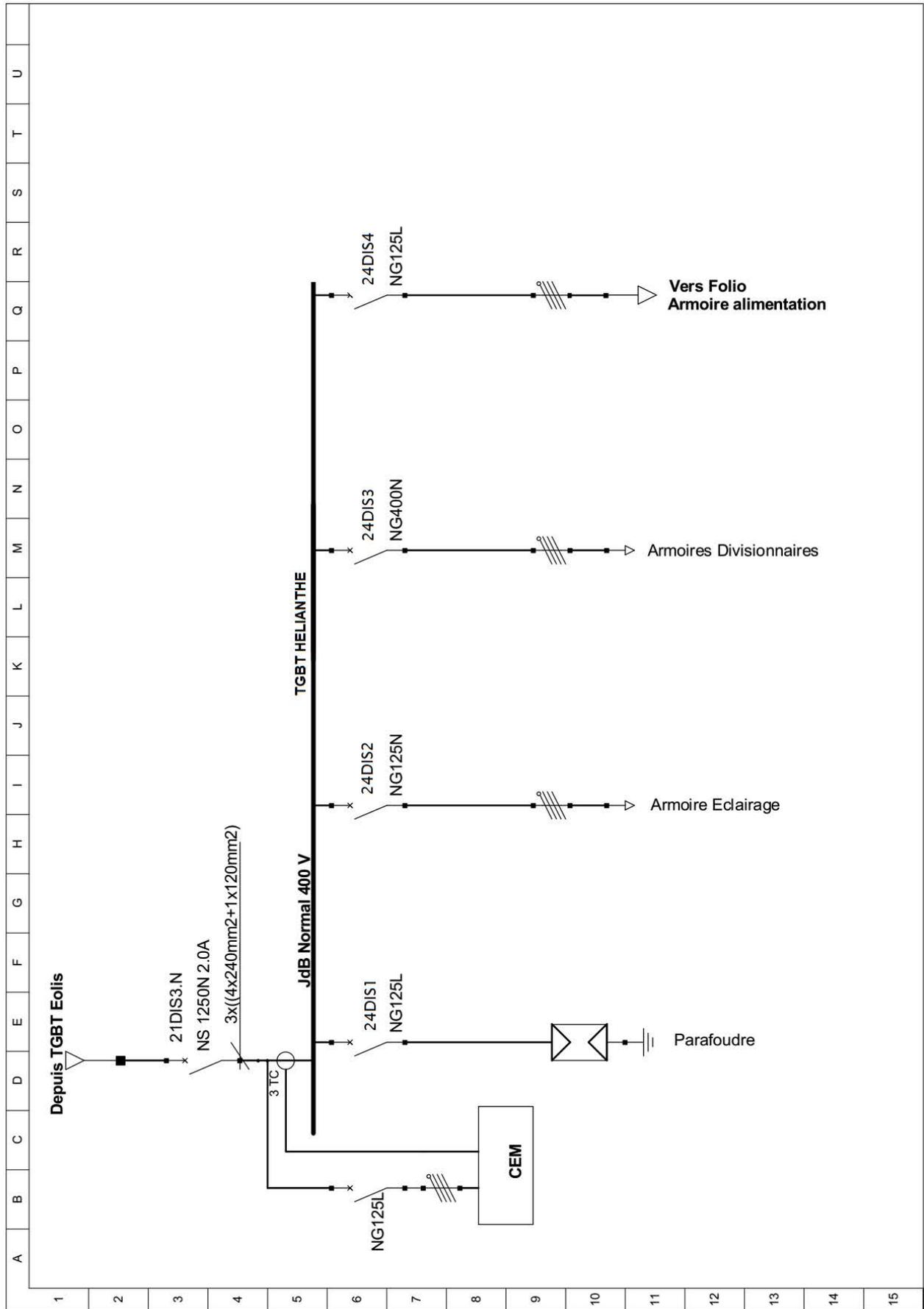
(Source : Enedis)



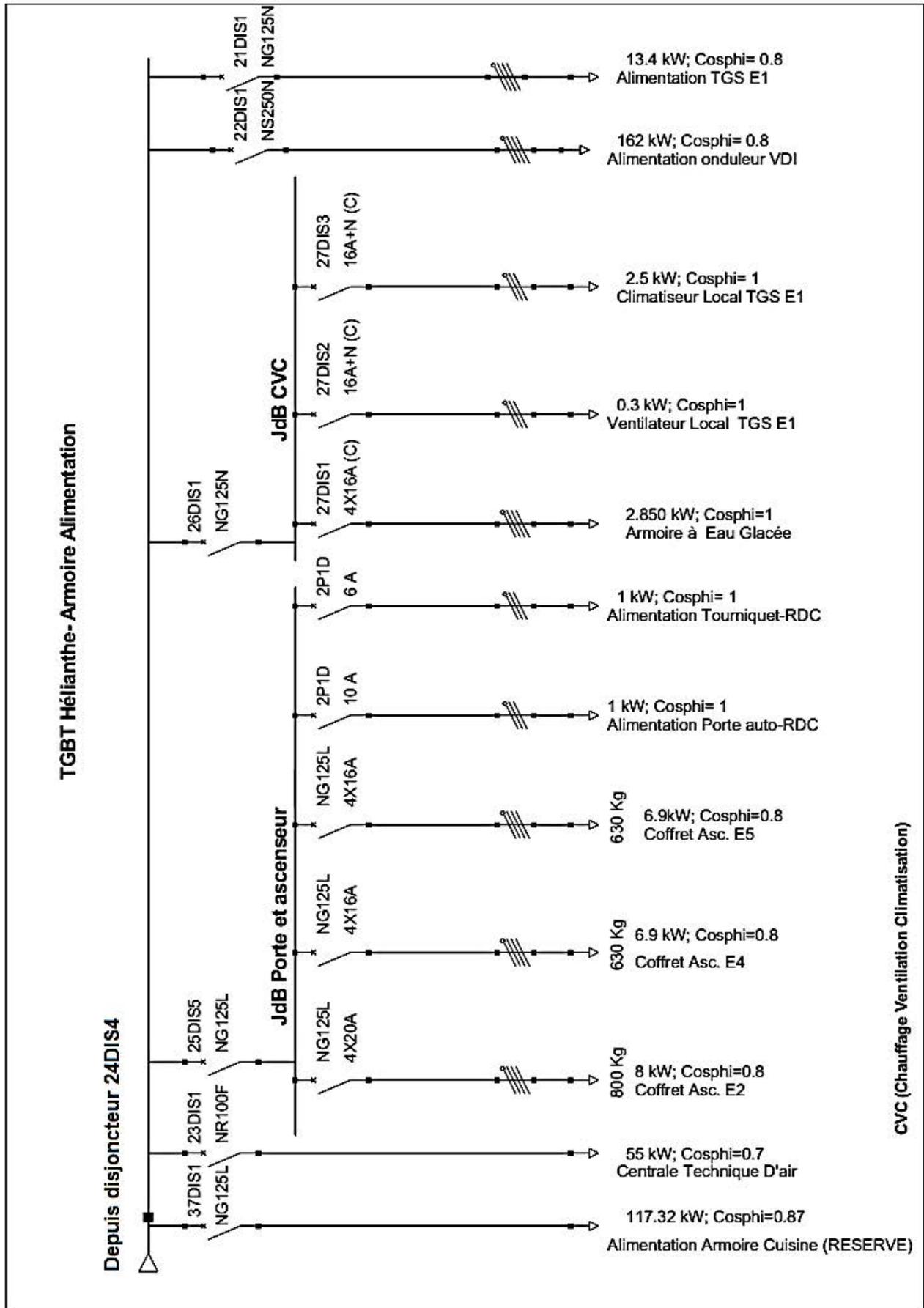
# DTR 2 : schéma unifilaire TGBT EOLIS



### DTR 3 : schéma synoptique TGBT HELIANTHE



DTR 4 : schéma unifilaire - Folio armoire alimentation

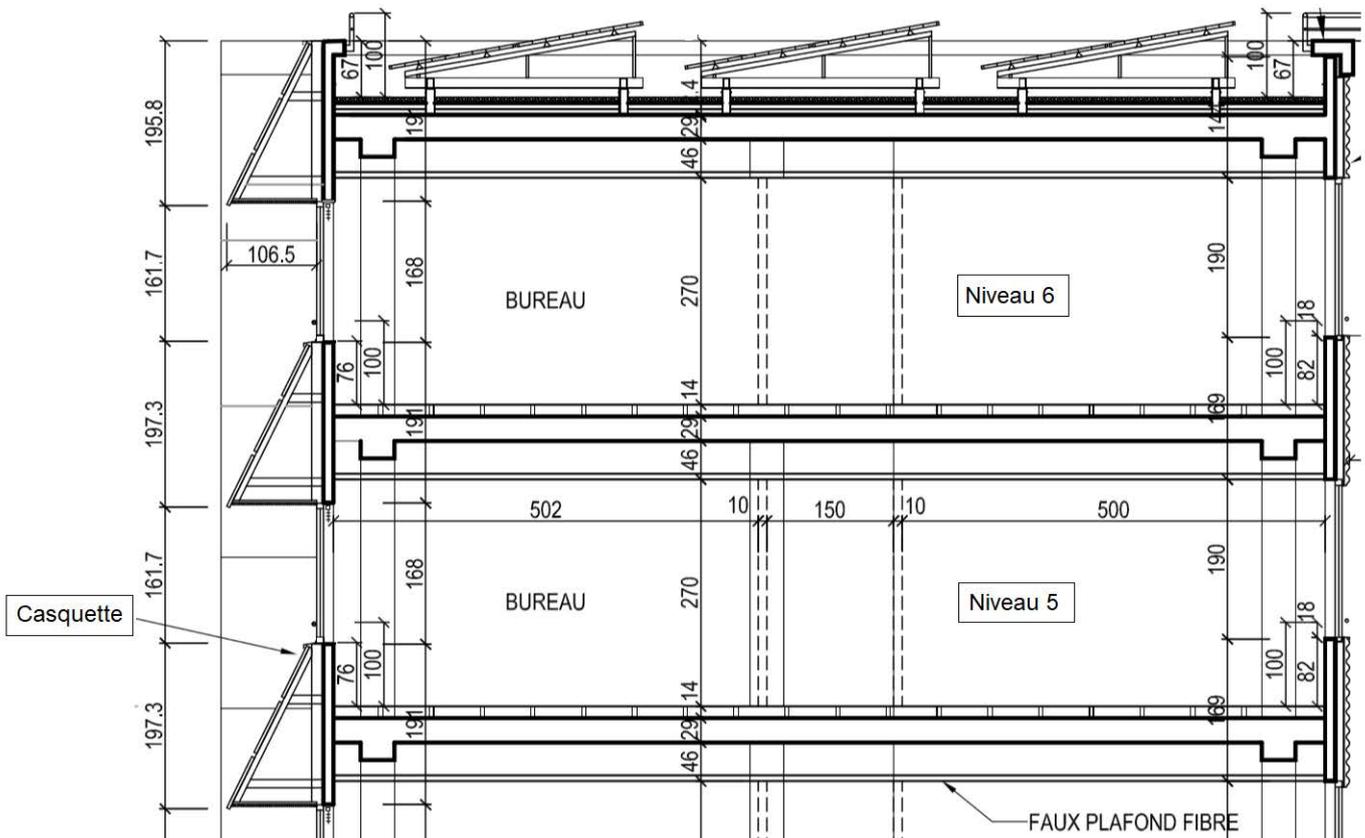


## DTR 5 : vue de la façade SUD



## DTR 6 : plan en coupe partielle de la façade SUD

Les cotes sont données en centimètres



## DTR 7 : documentation architectures de réseaux

(Source : guide de conception des réseaux électriques industriels, Schneider Electric)

### Les postes de livraison HTA

Ils concernent généralement les puissances comprises entre 250 kVA et 10 MVA.

En France, deux types de postes de livraison HTA existent selon que le comptage est effectué en BT ou en HTA.

### Les postes de livraison HTA à comptage BT

En France, ils sont régis par la norme NF C 13-100, ils ne comportent qu'un seul transformateur dont le courant secondaire est inférieur ou égal à 2000 A, soit une puissance inférieure ou égale à 1250 kVA pour une tension composée de 400 V.

#### ■ simple dérivation

La cellule protection générale  $P$  doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100 § 433.1).

Ce type de poste est utilisé en général pour la distribution publique HTA en lignes aériennes, il comporte une seule source d'alimentation possible par le distributeur.

#### ■ coupure d'artère

La cellule protection générale  $P$  doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100 § 433.1).

Ce type de poste est utilisé pour la distribution publique HTA urbaine en réseaux souterrains, il permet à l'utilisateur de bénéficier d'une source d'alimentation fiable à partir de deux postes sources ou 2 départs HTA, ce qui limite les interruptions pour travaux ou en cas de panne.

#### ■ double dérivation

La cellule protection générale  $P$  doit être un disjoncteur si le courant nominal est supérieur ou égal à 45 A (voir NF C 13-100 § 433.1).

Lorsque le réseau public HTA comporte deux câbles souterrains distincts en parallèle, le poste peut être alimenté par l'une ou l'autre de ces deux dérivations.

La permutation d'une alimentation sur l'autre s'effectue lors de la disparition de la tension sur le câble alimentant le poste. Elle est réalisée soit automatiquement, soit manuellement.

Ce schéma, très coûteux pour le distributeur, est utilisé lorsque les exigences de disponibilité sont importantes (le surcoût est généralement payé par l'utilisateur).

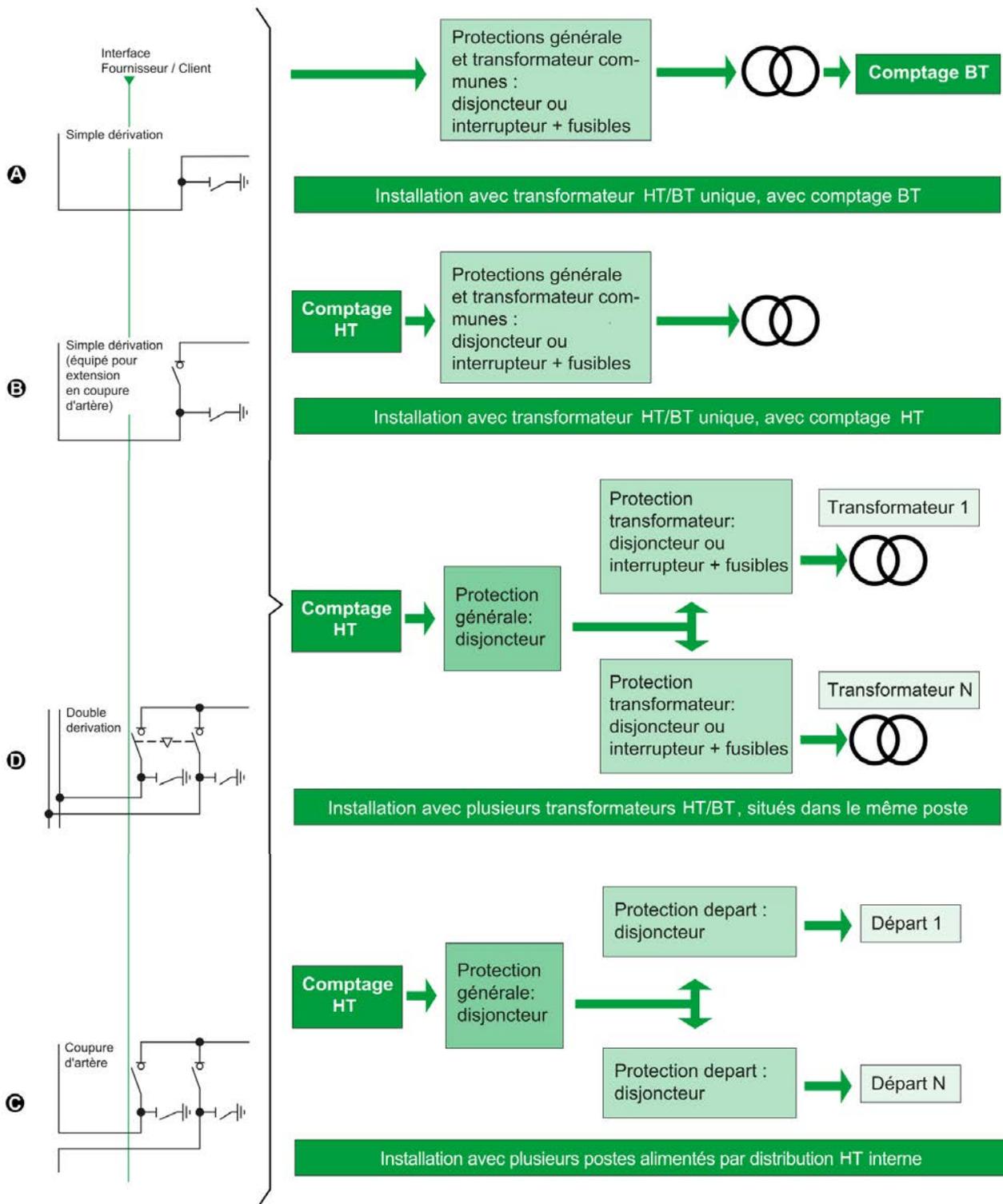
### Les postes de livraison HTA à comptage HT

Ils comportent plusieurs transformateurs ou un seul si son courant secondaire est supérieur à 2 000 A (puissance supérieure à 1250 kVA pour une tension composée de 400 V) et peuvent comporter des départs HTA.

La partie de l'installation allant du point de raccordement au réseau HTA jusqu'au sectionneur d'isolement situé en aval du disjoncteur général est régie par la norme NF C 13-100 ; les jeux de barres, le réseau HTA et les transformateurs sont régis par la norme NF C 13-200.

De façon identique aux postes de livraison à comptage BT, l'alimentation par le distributeur peut être en simple dérivation, coupure d'artère ou double dérivation.

## Tableau de synthèse des différentes architectures de réseaux



## DTR 8 : documentation cellules FLUOKIT M

(Source : caractéristiques techniques FLUOKIT M24, ALSTOM T & D)

### Identification

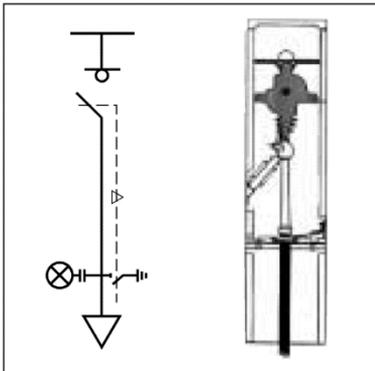
Les cellules sont identifiées par un symbole comprenant :

- la désignation de la fonction, donc du schéma électrique
- l'intensité assignée de l'appareil : 400 - 630
- la tension assignée : 7,2 - 12 - 17,5 - 24 kV
- les valeurs maximales des courants de courte durée admissibles :  
12,5 - 16 - 20 - 25 kA.1 s

Exemple pour une cellule : **IS 400 - 24 - 12,5**

- IM indique qu'il s'agit d'une cellule interrupteur
- 400 l'intensité assignée est de 400 A
- 24 la tension assignée est de 24 kV
- 12,5 le courant de courte durée admissible est de 12,5 kA.1 s.

### Cellule IS : Arrivée ou départ



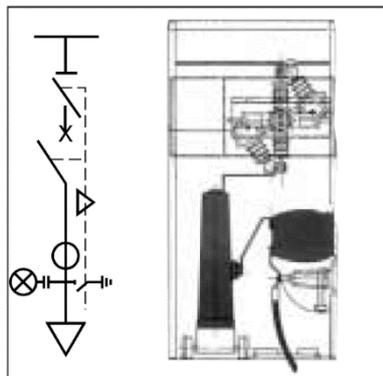
#### Équipement de base :

- Jeu de barres triphasé.
- Interrupteur-sectionneur ISR.
- Organe de manoeuvre type C 10.
- Sectionneur de mise à la terre.
- Indicateurs de présence de tension.

#### Options :

- Organes de manoeuvre C 10M, C 40 ou C 40M.
- Equipement pour environnement climatique difficile (1).
- 3 transformateurs de courant.
- Compartiment contrôle-commande.
- Contacts auxiliaires de signalisation.
- Soubassement (Hauteur : 400 ou 700 mm).
- Indicateur de défaut de phase.
- Indicateur de défaut de terre.

### Cellule PGC : Protection générale à départ câbles



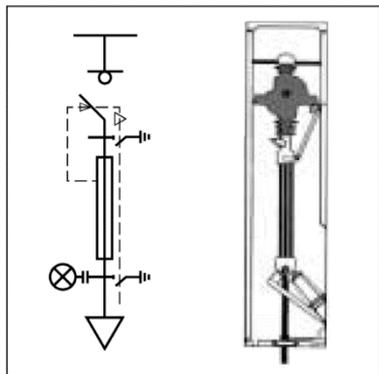
#### Équipement de base :

- Jeu de barres triphasé.
- Sectionneur rotatif SR.
- Disjoncteur ORTHOFLUOR FP.
- Organe de manoeuvre manuel BLR.
- Sectionneur de mise à la terre.
- Indicateurs de présence de tension.
- 3 transformateurs de courant.

#### Options :

- Equipement pour environnement climatique difficile (1).
- Organe de manoeuvre électrique BLRM.
- Système de protection avec ou sans source auxiliaire.
- 3 transformateurs de courant supplémentaires ou 3 transformateurs de tension.
- Compartiment contrôle-commande.
- Contacts auxiliaires de signalisation.
- Soubassement (Hauteur 400 mm).

## Cellule PFA : Départ protection par interrupteur-fusibles combinés



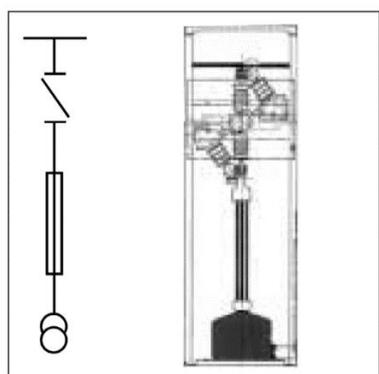
### Équipement de base :

- Jeu de barres tripolaire.
- Interrupteur-sectionneur ISR.
- Organe de manoeuvre C 12.
- 3 fusibles (voir choix des fusibles).
- Sectionneurs de mise à la terre amont et aval des fusibles.
- Indicateurs de présence de tension.

### Options :

- Organes de manoeuvre C 40 ou C 40M.
- Equipement pour environnement climatique difficile (1).
- 3 transformateurs de courant (2).
- Compartiment contrôle-commande.
- Contacts auxiliaires de signalisation.
- Soubassement (Hauteur : 400 ou 700 mm).
- Départ câbles latéral (2).

## Cellule TM : Mesure et comptage HTA



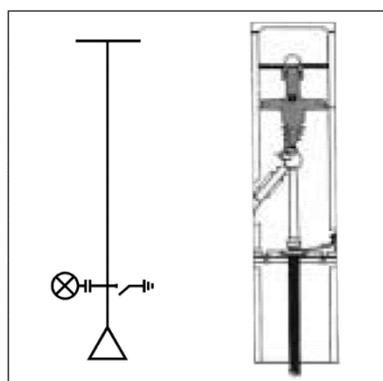
### Équipement de base :

- Jeu de barres tripolaire.
- Sectionneur rotatif SR.
- 3 fusibles HTA 6,3 A.
- 3 transformateurs de tension.
- Coffret de 3 fusibles BT 10 A de protection des secondaires des transformateurs de tension.

### Options :

- Equipement pour environnement climatique difficile (1).
- Signalisation fusion fusibles HTA.
- Compartiment contrôle-commande .
- Contacts auxiliaires de signalisation.
- Soubassement (hauteur : 400 ou 700 mm)
- Transformateurs de tension à multi rapport

## Cellule LST : Arrivée directe



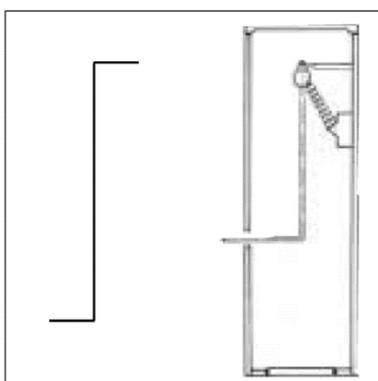
### Équipement de base :

- Jeu de barres tripolaire.
- Remontée de barres.
- Sectionneur de mise à la terre.
- Indicateurs de présence de tension.

### Options :

- Equipement pour environnement climatique difficile (1).

## Cellule LR : Remontée de barres



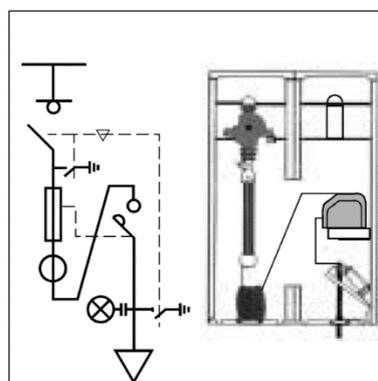
### Équipement de base :

- Jeu de barres tripolaire.
- Remontée de barres.

### Options :

- Equipement pour environnement climatique difficile (1).
- 3 transformateurs de courant ou de tension.

## Cellule DPMC : Protection moteur avec contacteur



### Équipement de base :

- Jeu de barres tripolaire.
- Interrupteur-sectionneur ISR.
- Organe de manoeuvre type C10.
- 3 fusibles.
- Sectionneurs de mise à la terre amont et aval des fusibles.
- Indicateurs de présence de tension.
- 3 transformateurs de courant.
- 1 contacteur GYROFLUOR GFA.

# Caractéristiques techniques des cellules

AREVA T&D

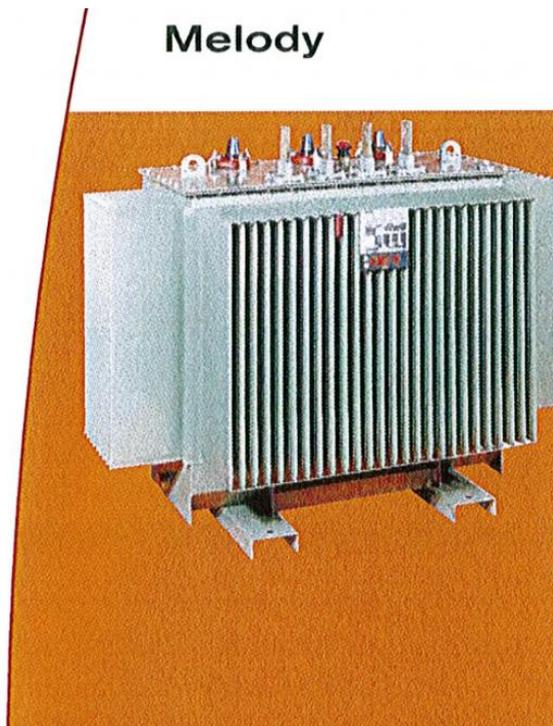
## Caractéristiques Techniques des Cellules (NORME CEI 62 271-200)

Tension assignée (kV)		7.2	12	17.5	24
<b>Tension assignée de tenue</b>					
Chocs de foudre (kVc)	Isolement	60	75	95	125
	Sectionnement	70	85	110	145
50 Hz 1 min. (kV eff)	Isolement	20	28	38	50
	Sectionnement	23	32	45	60
<b>Courant de courte durée</b>					
Valeur efficace (kA 1s)	Cellules IS/PF/PFA	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup>
	Cellules PGB/PGC/TM/SP	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25
	Cellules LST/LR/LD	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25	12.5 <sup>(1)</sup> - 16 <sup>(1)</sup> 20 <sup>(2)</sup> - 25
	Cellules LC/LT/LVT/LCT/LCVT/LP	12.5 - 16 20 - 25			
Valeur crête (kAc)	Cellules IS/PF/PFA	31.5 - 40 50 - 63	31.5 - 40 50 - 63	31.5 - 40 50 - 63	31.5 - 40 50
	Cellules PGB/PGC/TM/SP	31.5 - 40 50 - 63			
	Cellules LST/LR/LD	31.5 - 40 50 - 63			
	Cellules LC/LT/LVT/LCT/LCVT/LP	31.5 - 40 50 - 63			
<b>Courant assigné de la cellule (A)</b>					
	Cellules IS/LR/LST/LD	400 - 630	400 - 630	400 - 630	400 - 630
	Cellules PF/PFA	200	200	200	200
	Cellules LC/LT/LVT/LCT/LCVT/SP/LP	/	/	/	/
	Cellules PGB/PGC	400 - 630	400 - 630	400 - 630	400 - 630
	Cellules TM	50	50	50	50
Courant nominal assigné du jeu de barres (A)		400 - 630 1250	400 - 630 1250	400 - 630 1250	400 - 630 1250
Tenue à l'arc interne (kA - 1s.) CEI 62 271-200		12.5 - 16 - 20	12.5 - 16 - 20	12.5 - 16 - 20	12.5 - 16 - 20
(kA - 0.7 s) (version EDF)		12.5	12.5	12.5	12.5
<b>Pouvoir de fermeture du sectionneur de mise à la terre (kAc)</b>					
ST aval	Cellules IS/LST/LR/PGC	31.5 - 40 50 - 63	31.5 - 40 50 - 63	31.5 - 40 50 - 63	31.5 - 40 50
	Cellules PF/PFA	2.5	2.5	2.5	2.5
	Cellules PGB + TM	2.5	2.5	2.5	2.5
Degré de protection des enveloppes(3)		IP3X	IP3X	IP3X	IP3X
<b>Dissipation calorifique approximative (W/Cellule)</b>					
	Cellules IS/LR/LST/TM	40	40	40	40
	Cellules PF/PFA (with fuses 43A)	280	280	280	280
	Cellules PGB	350	350	350	350
	Cellules PGC	250	250	250	250
<b>Effort au sol (daN)</b>					
	Cellules PGB/PGC	450 <sup>(4)</sup>	450 <sup>(4)</sup>	450 <sup>(4)</sup>	450 <sup>(4)</sup>
	Autres Cellules (sauf LR)	80 <sup>(4)</sup>	80 <sup>(4)</sup>	80 <sup>(4)</sup>	80 <sup>(4)</sup>

(1) 3 s. possible. / (2) 2 s. possible / (3) Capots de mécanismes IP 2XC. Pour autre degré nous consulter / (4) Poids de la cellule non inclus

## DTR 9 : documentation transformateur

(Source : caractéristiques techniques transformateur Melody, Areva)



**Melody**

### CARACTERISTIQUES TECHNIQUES

- >  $U_m = 24$  ou  $36$  kV et tension secondaire à vide =  $410$  V
- > Vector group :  
 $Y_{zn}$  □  $100$ kVA  
 $Dyn^3$   $160$ kVA
- >  $Dyn11 \pm 2.5\%$ ,  $\pm 5\%$

### CARACTERISTIQUES

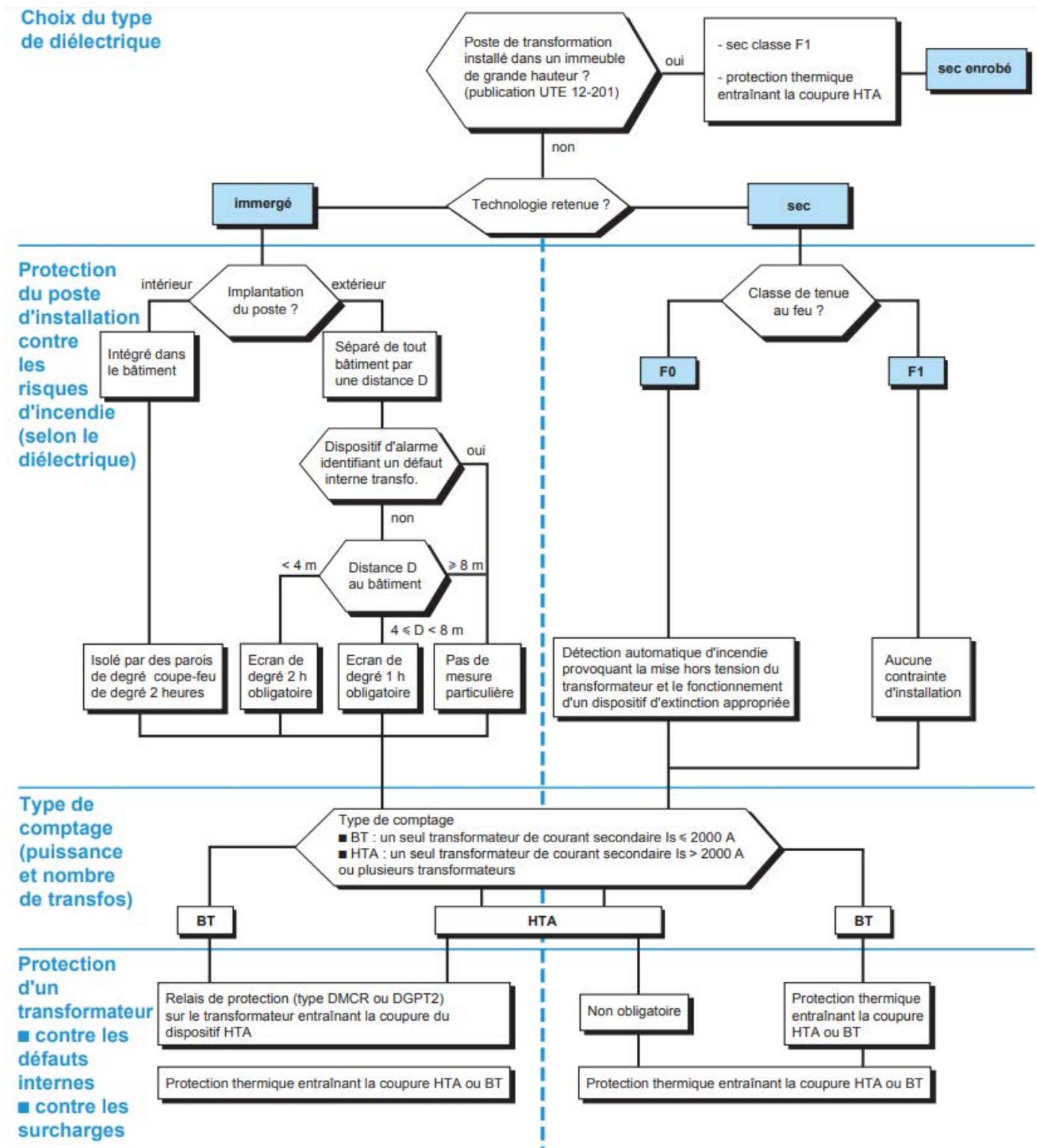
- > Diélectrique : huile minérale ou synthétique (silicone, Midel, etc)
- > Triphasé
- > Jusqu'à  $3150$  kVA,  $36$  kV,  $50/60$ Hz
- > Hermétiques à remplissage total
- > Refroidissement ONAN
- > Commutateur de réglage manoeuvrable hors tension

### CARACTERISTIQUES ELECTRIQUES

Type	Puissance assignée	Tension assignée	Tension de court circuit (à 75 C)	Pertes à vide	Pertes en charge (à 75 C)	Courant à vide garanti	Puissance acoustique	Poids		
								Total	Partie active	huile
Code	kVA	$U_m$ kV	$U_k$ %	$P_o$ W	$P_k$ W	%	LWA (LPA) dB	Kg	Kg	Kg
50		24	4	145	1350	1.7	50	500		130
		36	4,5	230	1450	4.3	52	455		130
100		24	4	210	2150	1.8	49	505		135
		36	4,5	380	2350	4.4	56	580		135
160		24	4	375	3100	2	62	610		155
		36	4,5	520	3350	3.9	59	710		155
250		24	4	650	3250	1.9	65	880		215
		36	4,5	780	4250	3.5	62	1050		215
400		24	4	930	4600	1.8	68	1100		240
		36	4,5	1120	6200	3.2	65	1380		240
630		24	4	1300	6500	1.7	70	1525		315
		36	4,5	1450	8800	2.9	67	1830		315
800		24	6	1220	10700	1.7	67	2070		510
		36	6	1800	10200	2.8	68	2400		510
1000		24	6	1470	13000	1.3	68	2320		570
		36	6	2000	13000	2.7	68	2700		570
1250		24	6	1800	16000	1.6	70	2535		680
		36	6,5	2400	15800	2.5	68	2750		680
1600		24	6	2300	20000	1.5	71	3275		840
		36	6,5	2800	19200	2.2	71	3320		840
2000		24	6	2750	25500	1.5	74	3540		845
		36	7	3500	23900	2.1	74	4330		845
2500		24	6	3350	32000	1.4	76	4370		825
		36	7	4100	29400	1.9	76	4600		825
3150		24	7	3700	31000	1.4	78	6010		1100
		36								

# DTR 10 : logigramme d'aide au choix des transformateurs

(Source : Guide de la distribution électrique basse tension et HTA, Schneider)



## DTR 11 : documentation fusible Soléfuse

(Source : distribution moyenne tension catalogue 2012, Schneider Electric)

La gamme des fusibles Soléfuse est fabriquée suivant la norme UTE C64200.

Leur tension assignée va de 7,2 à 36 kV. Ils peuvent être fournis avec ou sans percuteur et leur poids est d'environ 2 kg.

Ils sont principalement destinés à la protection des transformateurs de puissance et des réseaux de distribution, mais toujours pour des installations intérieures (enveloppe en fibre de verre).

### Fusibles Soléfuse norme UTE pour protection transformateur (calibre en A) <sup>(1) (2) (3)</sup>

Tableau n°7

Tension de service (kV)	Tension assignée (kV)	Puissance transformateur (kVA)														
		25	50	100	125	160	200	250	315	400	500	630	800	1000	1250	1600
3	7,2	16	16	31,5	63	63	63	80	100	100	125					
3,3	7,2	16	16	31,5	31,5	63	63	80	80	100	125					
4,16	7,2	6,3	16	31,5	31,5	31,5	63	63	80	80	100	125				
5,5	7,2	6,3	16	16	31,5	31,5	31,5	63	63	63	80	100	125			
6	7,2	6,3	16	16	31,5	31,5	31,5	63	63	63	80	100	100	125		
6,6	7,2	6,3	16	16	16	31,5	31,5	31,5	63	63	80	80	100	125		
10	12	6,3	6,3	16	16	16	16	31,5	31,5	43	43	63	80	80	100	
11	12	6,3	6,3	16	16	16	16	16	31,5	31,5	43	63	63	80	100	
13,8	17,5/24	6,3	6,3	16	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	63	63	80	
15	17,5/24	6,3	6,3	16	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	43	63	80	80
20	24	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	31,5	31,5	43	43	43	63	
22	24	6,3	6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5	43	43	63
30	36			6,3	6,3	6,3	16	16	16	16	16	31,5	31,5	31,5		

(1) Les calibres des fusibles correspondent à une installation à l'air libre avec surcharge du transformateur de 30 %, ou à une installation intérieure sans surcharge du transformateur.

(2) Si le fusible est incorporé à un tableau de distribution, veuillez vous référer au propre tableau de sélection du fabricant de cet appareil.

(3) Bien que les calibres notés en plus foncé soient les plus adéquats, les autres protègent aussi les transformateurs de façon satisfaisante.

### Caractéristiques électriques

Tableau n°2

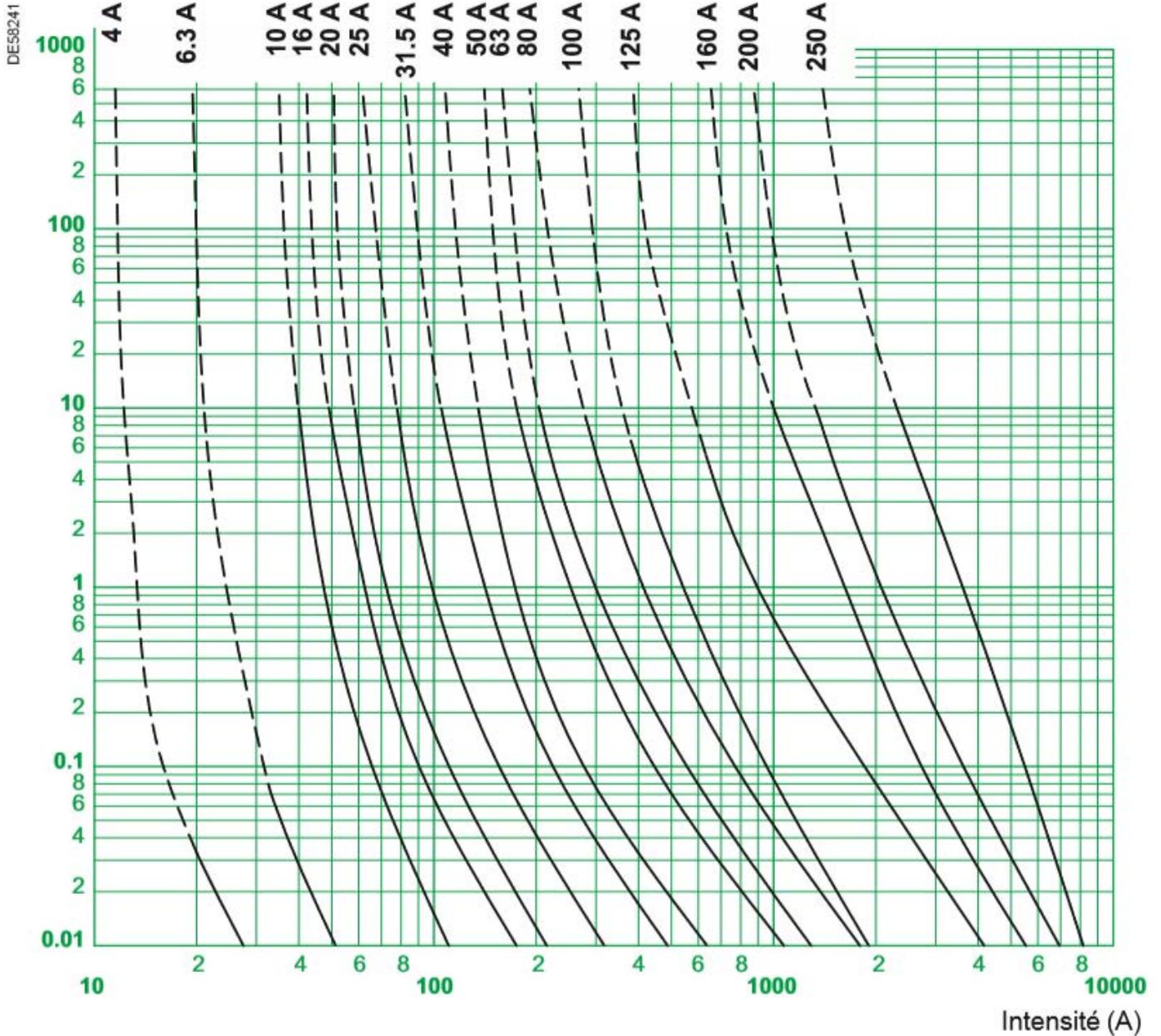
Référence	Tension assignée (kV)	Tension de service (kV)	Courant assigné (A)	Courant min. de coupure I3 (A)	Courant max. de coupure I1 (kA)	Résistance à froid* (mΩ)	Puissance Dissipée (W)
757328BC			6.3	35		192.7	11
757328BE			16	80		51.7	23
757328BH	7.2	3/7.2	31.5	157.5	50	24.5	49
757328BK			63	315		11.3	84
757328BN			125	625		4.8	140
757328CM	7.2/12	3/12	100	500	50	7.7	143
757328DL	7.2/17.5	3/17.5	80	400	40	15.1	180
757328EC			6.3	35		454.3	30
757328EE			16	80		95.6	41
757328EH	12/24	10/24	31.5	157.5	30	45.8	81
757328EJ			43	215		33.6	128
757328EK			63	315		19.9	147
757331GC**			6.3	35		463	35
757331GE**			16	80		96	41
757331GH**	12/24	10/24	31.5	157.5	30	46.2	81
757331GJ**			43	215		34.3	128
757331GK**			63	315		19.9	150
757328FC			6.3	35		762.6	42
757328FD			10	50		252.9	43
757328FE	36	30/36	16	80	20	207.8	92
757328FF			20	100		133.2	93
757328FG			25	125		124	136
757328FH			31.5	157.5		93	172

\* Les résistances sont données à  $\pm 10\%$  pour une température de 20 °C.

\*\* Sans percuteur.

# Courbe de caractéristique courant/temps 3,6 - 7,2 - 12 - 17,5 - 24 - 36 kV

Temps (s)

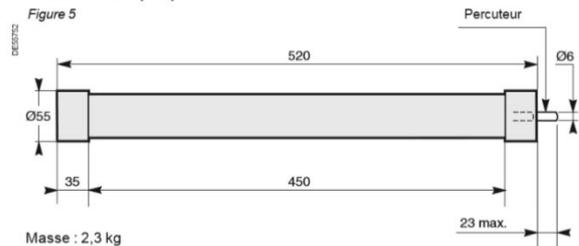


PA0201



## Dimensions (mm)

Figure 5



## DTR 12 : méthode de vérification pour le choix du fusible de protection transformateur HTA / BT (Source : Guide partenaire MT, Schneider Electric)

### Choix des fusibles pour la protection des transformateurs

<p><b>LE TRANSFORMATEUR EST DÉFINI PAR :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ puissance P en kVA,</li> <li>■ tension de court-circuit <math>U_{cc}</math> %,</li> <li>■ tension de service <math>U_s</math> en kV,</li> <li>■ fonctionnement avec ou sans surcharge.</li> </ul> <p><b>Nous noterons :</b></p> <p><b><math>I_{rt}</math> le courant assigné en service continu (courant nominal)</b></p> $I_{rt} = \frac{P}{U_s \cdot \sqrt{3}}$ <p><b><math>U_k(\%)</math> la tension de court-circuit</b> C'est la tension d'alimentation sous laquelle le courant de court-circuit est égal à <math>I_{rt}</math>, exprimée en % de la tension assignée.</p> <p><b><math>I_k</math> le courant de court-circuit</b> Le courant correspondant à un court-circuit franc aux bornes secondaires du transformateur.</p> $I_k = \frac{I_{rt} \times 100}{U_k \%}$ <p><b><math>I_e</math> le courant d'enclenchement</b> <math>I_e</math> = valeur de crête du courant en régime transitoire de courant magnétisant à la mise sous tension du transformateur.</p> <p><b>X le rapport <math>I_e/I_{rt}</math></b></p> <p><b><math>t_0</math> la constante de temps</b> C'est la constante de temps d'amortissement du régime transitoire à la mise sous tension.</p>	<p><b>LE FUSIBLE EST DÉFINI PAR :</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>le courant assigné <math>I_{rf}</math></b> C'est la valeur du courant que le fusible peut supporter en permanence sans échauffement anormal.</li> <li>■ <b>le courant minimal de coupure <math>I_3</math></b> C'est la valeur minimale du courant qui provoque la fusion et la coupure du fusible. <math>I_3</math> est la limite inférieure de la zone de courant dans laquelle le fusible est capable de couper. Les valeurs de <math>I_3</math> sont généralement comprises entre 3 et 6 <math>I_{rf}</math> (4,5 <math>I_{rf}</math> selon la norme UTE 64-210).</li> <li>■ <b>les caractéristiques temps/courant de la gamme de fusibles utilisés</b> (voir documentation Soléfuse)</li> <li>■ <b>le pouvoir de coupure en court-circuit <math>I_1</math></b> C'est le courant présumé maximal que le fusible peut interrompre. C'est la valeur maximale d'essai du fusible. Ce courant est très élevé : de 20 kA à 63 kA.</li> <li>■ <b>la résistance à froid du fusible <math>R_f</math></b> Fournie par le constructeur du fusible.</li> </ul>
<p><b>LA DÉTERMINATION DU FUSIBLE SE FERA EN RESPECTANT LES CONDITIONS SUIVANTES :</b></p>	
<p><b>La tension assignée du fusible <math>U_{rf}</math> (en kV) doit être supérieure ou égale à la tension du réseau.</b></p> <p><math>U_{rf} &gt; U_r</math></p> <p>Elle doit respecter les limites de tension de service données par le constructeur du fusible (un fusible de tension assignée trop élevée donnera en cas de fusion des surtensions excessives sur le réseau).</p> <p><b>Le pouvoir de coupure en court-circuit du fusible <math>I_1</math> (en kA) doit être supérieur ou égal au courant de court-circuit <math>I_{kr}</math> du réseau.</b></p> <p><math>I_1 \geq I_{kr}</math></p> <p><b>Le courant de défaut au secondaire du transformateur à interrompre doit être supérieur ou égal à <math>I_3</math>.</b></p> <p><math>I_k \geq I_3</math></p> <p><b>Les conditions d'exploitation doivent être prises en compte.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>les surcharges brèves</b> Pour tenir compte des surcharges de brève durée du transformateur, on affecte le courant nominal du transformateur d'un coefficient.</li> </ul> <p><math>I_{rf} \geq 1,4 I_{rt}</math></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>■ <b>le courant transitoire d'enclenchement</b> La mise sous tension d'un transformateur se traduit toujours par un régime transitoire plus ou moins important suivant l'instant d'application de la tension et l'induction rémanente du circuit magnétique. L'asymétrie et la valeur du courant sont maximales lorsque l'établissement a lieu à un zéro de tension et lorsque l'induction rémanente sur la phase est maximale. Il est donc nécessaire pour le choix du fusible de connaître la valeur efficace du courant d'appel et sa durée.</li> </ul> <p><b>En pratique, il existe une règle simple tenant compte de ces contraintes et permettant d'éviter le vieillissement prématuré des fusibles.</b></p> <p>Cette règle consiste à vérifier sur la courbe de fusion-fusible que le courant maximal qui fait fondre le fusible pour un temps T correspondant à la constante de temps du transformateur est toujours supérieur au courant d'enclenchement du transformateur.</p> $I_{\text{min. fusion-fusible}} > X \times I_{rt}$ $X = \frac{I_e}{I_{rt}}$ <p>- X et T sont donnés dans le tableau des caractéristiques du transformateur fourni par le fabricant.</p>

# DTR 13 : Documentation disjoncteur Compact

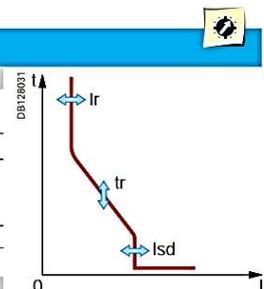
(Source : catalogue Compact NS 2011, Schneider Electric)

## Disjoncteurs Compact NS de 630b jusqu'à 3200 A

Disjoncteurs Compact				NS1250	NS1600	NS1600b	NS2000	NS2500	
Nombre de pôles				3, 4	3, 4	3, 4			
Commande	manuelle	à maneton	rotative directe ou prolongée	■	■	■			
			électrique	■	■	■			
<b>Type de disjoncteurs</b>				N	H	N	H	N	
Raccordement	fixe	prises avant	prises arrière	■	■	■	■	■	
			prises avant avec câbles nus	■	■	-	-	-	
	débouchable (sur châssis)	prises avant	prises arrière	■	■	-	-	-	
			prises arrière	■	■	-	-	-	
<b>Caractéristiques électriques selon Nema AB1</b>				N	H	N	H	N	
Pouvoir de coupure à 60 Hz (kA)				240 V	50	65	50	65	85
				480 V	35	50	35	50	65
				600 V	25	50	25	50	50
<b>Caractéristiques électriques selon IEC 60947-2 et EN 60947-2</b>									
Courant assigné (A)				In	1250	1600	1600	2000	2500
					1250	1510	1550	1900	2500
Tension assignée d'isolement (V)				Ui	800	800	800		
Tension assignée de tenue aux chocs (kV)				Uimp	8	8	8		
Tension assignée d'emploi (V)				Ue	690	690	690		
<b>Type de disjoncteurs</b>				N	H	N	H	N	
Pouvoir de coupure ultime (kA eff)	Manuel	Icu	CA 220/240 V	85	85	85	85	85	125
			50/60 Hz 380/415 V	50	70	50	70	70	85
			440 V	50	65	50	65	65	85
		Icc	500/525 V	40	50	40	50	65	-
			660/690 V	30	42	30	42	65	-
			CA 220/240 V	50	52	37	37	65	94
	Electrique	Icu	50/60 Hz 380/415 V	50	52	37	37	52	64
			440 V	50	48	25	32	65	64
			500/525 V	40	37	20	25	65	-
		Icc	660/690 V	30	31	15	21	65	-
			CA 220/240 V	50	70	50	70	-	-
			50/60 Hz 380/415 V	50	70	50	70	-	-
Icc	440 V	50	65	50	65	-	-		
	500/525 V	40	50	40	50	-	-		
	660/690 V	30	42	30	42	-	-		
	CA 220/240 V	37	35	37	35	-	-		
	50/60 Hz 380/415 V	37	35	37	35	-	-		
	440 V	37	32	37	32	-	-		
Icw	500/525 V	30	25	30	25	-	-		
	660/690 V	22	21	22	21	-	-		
Courant ass. de courte durée admissible (kA eff)				Icw	19,2	19,2	19,2	19,2	-
					-	-	-	-	32
Protection instantanée intégrée					40	40	40	40	130
Capacité au sectionnement					■	■	■	■	■
Catégorie d'emploi					B	B	B	B	B
Durabilité (cycles F-O)					10000	10000	5000		
				mécanique	5000	5000	3000		
				électrique	4000	2000	2000		
				440 V	3000	2000	2000		
				In/2	2000	1000	1000		
				In					
				In					
Degré de pollution					3	3	3		

### Protections Micrologic 2.0

Long Retard		Seuil (A)										
Seuil (A)		Ir = In x ...	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,95	0,98	1	
déclenchement entre 1,05 et 1,20 x Ir			autres plages ou inhibition par changement de plug Long Retard									
Réglage temporisation		tr (s)	0,5	1	2	4	8	12	16	20	24	
Temporisation (s)	précision : 0 à -30 %	1,5 x Ir	12,5	25	50	100	200	300	400	500	600	
	précision : 0 à -20 %	6 x Ir	0,7 <sup>(1)</sup>	1	2	4	8	12	16	20	24	
	précision : 0 à -20 %	7,2 x Ir	0,7 <sup>(2)</sup>	0,69	1,38	2,7	5,5	8,3	11	13,8	16,6	
Mémoire thermique			20 mn avant et après déclenchement									
(1) 0 à -40 % - (2) 0 à -60 %												
Instantanée												
Seuil (A)		Isd = Ir x ...	1,5	2	2,5	3	4	5	6	8	10	
précision : ±10 %												
Temporisation			temps de non déclenchement : 20 ms ; temps max de coupure : 80 ms									



### 4.3 Puissance d'utilisation Pu (kVA)

De fait les récepteurs ne fonctionnent pas tous ni en même temps ni à pleine charge : des facteurs de simultanéité ( $k_s$ ) et d'utilisation ( $k_u$ ) permettant de pondérer la puissance apparente maximale réellement absorbée par chaque récepteur et groupes de récepteurs.

La puissance d'utilisation Pu (kVA) est la somme arithmétique de ces puissances apparentes pondérées.

La puissance d'utilisation Pu est la donnée significative pour la souscription d'un contrat de fourniture en énergie électrique à partir d'un réseau publique BT ou MT (et dans ce cas, pour dimensionner le transformateur MT/BT).

#### 4.3.1 Facteur d'utilisation maximale ( $k_u$ )

Le régime de fonctionnement normal d'un récepteur peut être tel que sa puissance utilisée soit inférieure à sa puissance nominale installée, d'où la notion de facteur d'utilisation.

Le facteur d'utilisation s'applique individuellement à chaque récepteur.

Ceci se vérifie pour des équipements comportant des moteurs susceptibles de fonctionner en dessous de leur pleine charge.

Dans une installation industrielle, ce facteur peut être estimé en moyenne à 0,75 pour les moteurs.

Pour l'éclairage et le chauffage, il sera toujours égal à 1.

Pour les prises de courant, tout dépend de leur destination.

#### 4.3.2 Facteur de diversité - Facteur de simultanéité ( $k_s$ )

Par expérience, on sait que dans la pratique, toutes les charges d'une installation donnée ne fonctionnent jamais simultanément. Il y a toujours un certain degré de diversité dont on tient compte par l'utilisation d'un facteur ( $k_s$ ).

#### 4.3.5 Facteur de simultanéité en fonction de l'utilisation

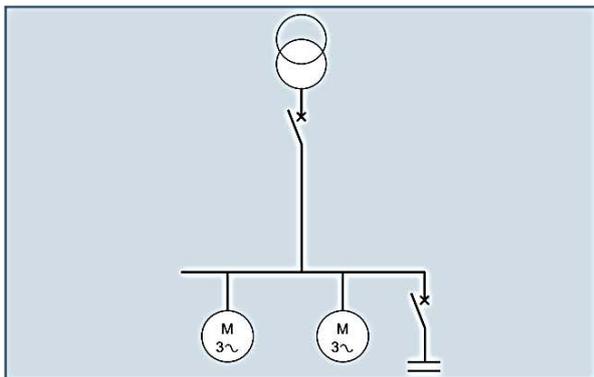
La **Figure A13** indique les valeurs du facteur  $k_s$  pouvant être utilisées sur des circuits alimentant des types de charges les plus courantes.

Utilisation	Facteur de simultanéité ( $k_s$ )	
Eclairage	1	
Chauffage et conditionnement d'air	1	
Prises de courant	0,1 à 0,2 <sup>[a]</sup>	
Ascenseur et monte-charge <sup>[b]</sup>	Pour le moteur le plus puissant	1
	Pour le moteur suivant	0,75
	Pour les autres	0,60

[a] Dans certains cas, notamment les installations industrielles, ce facteur peut être plus élevé.

[b] Le courant à prendre en considération est égal au courant nominal du moteur, majoré du tiers du courant de démarrage.

➤ Batteries de condensateurs de type fixe



- La puissance réactive fournie par la batterie est constante quelles que soient les variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

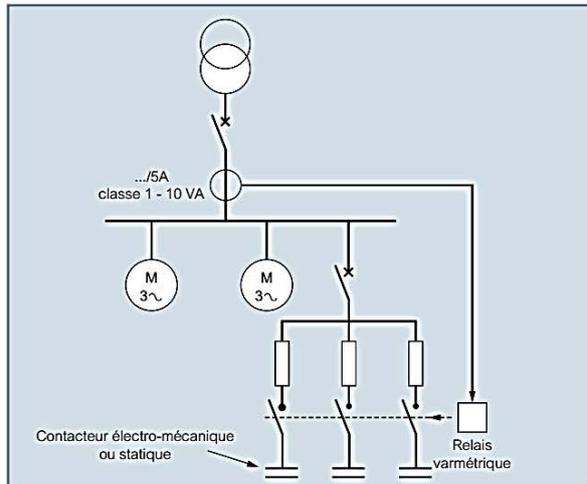
- La mise sous tension de ces batteries est :
  - soit manuelle par disjoncteur ou interrupteur,
  - soit semi-automatique par contacteur commandé à distance.

- Ce type de batteries est généralement utilisé dans les cas :

- d'installation électrique à charge constante fonctionnant 24/24 h,
- de compensation réactive des transformateurs,
- de compensation individuelle de moteurs,
- d'installation d'une batterie dont la puissance est inférieure ou égale à 15 % de la puissance du transformateur.

$Q_c \text{ batterie} \leq 15 \% P_{kVA} \text{ transformateur}$

➤ Batteries de condensateurs de type automatique



- La puissance réactive fournie par la batterie **est modulable** en fonction des variations du facteur de puissance et de la charge des récepteurs, donc de la consommation d'énergie réactive de l'installation.

- Ces batteries sont composées d'une association en parallèle de gradins condensateurs (gradin = condensateur + contacteur). La mise en ou hors service de tout ou partie de la batterie étant asservie à un régulateur varométrique intégré.

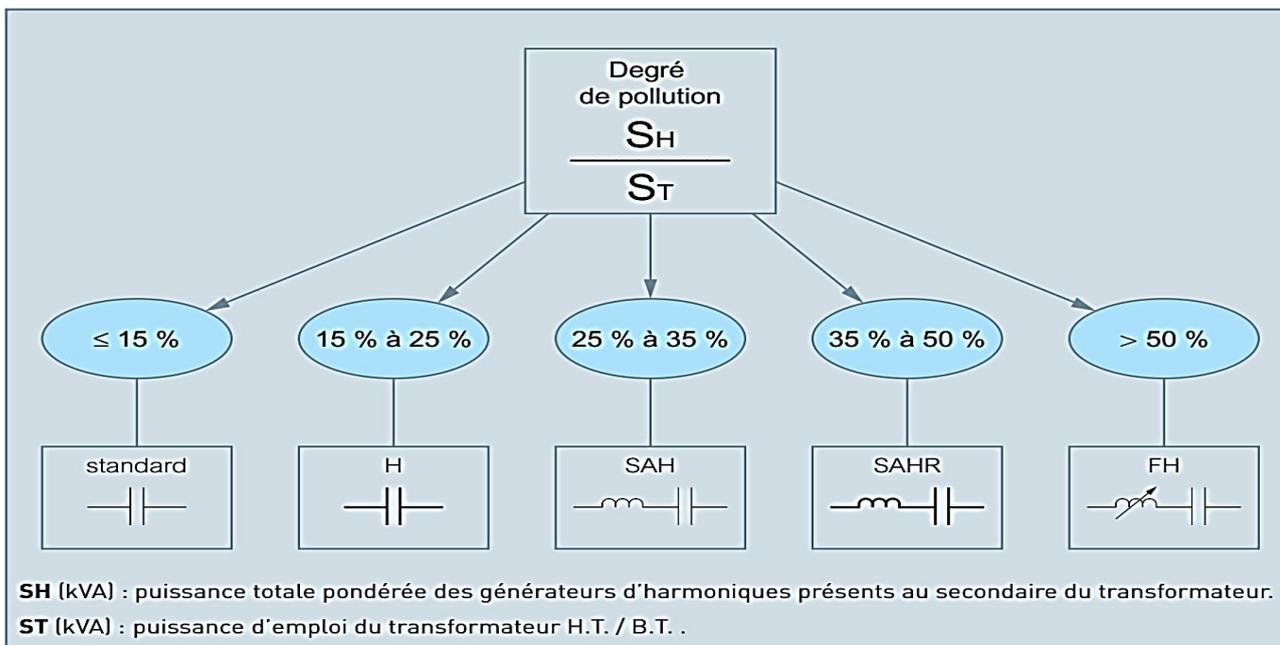
- Ces batteries sont également utilisées dans les cas :

- d'installation électrique à charge variable,
- de compensation de tableaux généraux (TGBT) ou gros départ,
- d'installation d'une batterie dont la puissance est supérieure à 15% de la puissance du transformateur.

$Q_c \text{ batterie} > 15 \% P_{kVA} \text{ transformateur}$

Par construction et conformément aux normes en vigueur, les condensateurs sont aptes à supporter en permanence un courant efficace égal à **1,3 fois le courant nominal** défini aux valeurs nominales de tension et de fréquence. Ce coefficient de surintensité a été déterminé pour tenir compte des effets combinés de la présence d'harmoniques et de surtension (le paramètre de variation de capacité étant négligeable)

On constate qu'en fonction du degré de pollution harmoniques SH (puissance des générateurs harmoniques), ce coefficient s'avère généralement insuffisant et que d'autre part, le paramètre Scc (puissance du court-circuit) lié directement à la puissance de la source ST, est prépondérant dans la valeur de la fréquence de résonance parallèle (Fr.p). En associant ces deux paramètres SH et ST, on peut définir trois types de réseaux auxquels correspond un « type » de condensateurs à installer :



### Batteries de condensateurs automatiques Alpmatic



Une marque du Groupe **legrand**

Réseau triphasé 400 V - 50 Hz. Armoire IP 30 - IK 10.  
Conception entièrement modulaire pour un entretien facilité.  
Alpmatic se compose de plusieurs armoires en fonction du modèle de batterie de condensateurs et du courant nominal. La commande des contacteurs est effectuée par le régulateur de puissance Alptec avec une procédure de mise en service simplifiée. Commande gradins par contacteurs électromécaniques CTX<sub>3</sub> avec résistances d'amortissement adaptées aux courants capacitifs. Batteries sans disjoncteur : raccordement par le haut jusqu'à 125 kVAr et par le bas à partir de 150 kVAr (par le haut : sur demande). Batteries avec disjoncteur : raccordement par le haut. Armoire RAL 7035 grise à socle noir. Conforme à la norme IEC 61921

Emb.	Réf.	Type S	
		Niveau de pollution harmonique max. THDU ≤ 3 %, THDI ≤ 10 %	
		<b>Sans disjoncteur</b>	
		Puissance nominale (kVA)	Gradins (KVAR)
1	M1040 <sup>1</sup>	10	(2,5+2,5)+5
1	M12.540 <sup>1</sup>	12,5	(2,5+5)+5
1	M1540 <sup>1</sup>	15	(2,5+5)+7,5
1	M2040 <sup>1</sup>	20	(2,5+5)+12,5
1	M2540 <sup>1</sup>	25	(5+10)+10
1	M3040 <sup>1</sup>	30	(5+10)+15
1	M3540 <sup>1</sup>	35	(5+10)+20
1	M4040 <sup>1</sup>	40	(5+10)+25
1	M47.540 <sup>1</sup>	47,5	(7,5+15)+25
1	M5040 <sup>1</sup>	50	(10+15)+25
1	M6040 <sup>1</sup>	60	(10+25+25)
1	M67.540	67,5	(7,5+15+22,5)+22,5
1	M7540-F <sup>1</sup>	75	(25+25+25)
1	M7540	75	(7,5+15+22,5)+30
1	M87.540-F	87,5	12,5+(25+50)
1	M87.540	87,5	(12,5+25+25)+25
1	M10040-F	100	25+(25+50)
1	M10040	100	(12,5+25+25)+37,5
1	M112.540	112,5	(12,5+25+25)+50
1	M12540	125	(25+50)+50
1	M15040	150	(25+50)+75
1	M17540	175	25+(25+50)+75
1	M20040	200	50+2x75
1	M22540	225	(25+50)+2x75
1	M25040	250	2x50+2x75
1	M27540	275	(25+50)+50+2x75
1	M30040	300	(25+50)+3x75
1	M35040	350	50+4x75
1	M40040	400	2x50+4x75
1	M45040	450	6x75

Emb.	Réf.	Type H	
		Niveau de pollution harmonique max. THDU ≤ 4 %, THDI ≤ 15 %	
		<b>Sans disjoncteur</b>	
		Puissance nominale (kVA)	Gradins (KVAR)
1	MH1040 <sup>1</sup>	10	(2,5+2,5)+5
1	MH12.540 <sup>1</sup>	12,5	(2,5+5)+5
1	MH1540 <sup>1</sup>	15	(2,5+5)+7,5
1	MH2040 <sup>1</sup>	20	(2,5+5)+12,5
1	MH2540 <sup>1</sup>	25	(5+10)+10
1	MH3040 <sup>1</sup>	30	(5+10)+15
1	MH3540 <sup>1</sup>	35	(5+10)+20
1	MH4040 <sup>1</sup>	40	(5+10)+25
1	MH47.540 <sup>1</sup>	47,5	(7,5+15)+25
1	MH5040 <sup>1</sup>	50	(10+15)+25
1	MH6040 <sup>1</sup>	60	(10+25+25)
1	MH67.540	67,5	(7,5+15+22,5)+22,5
1	MH7540-F <sup>1</sup>	75	(25+25+25)
1	MH7540	75	(7,5+15+22,5)+30
1	MH87.540-F	87,5	12,5+(25+50)
1	MH87.540	87,5	(12,5+25+25)+25
1	MH10040-F	100	25+(25+50)
1	MH10040	100	(12,5+25+25)+37,5
1	MH112.540	112,5	(12,5+25+25)+50
1	MH12540	125	(25+50)+50
1	MH15040	150	(25+50)+75
1	MH17540	175	25+(25+50)+75
1	MH20040	200	50+2x75
1	MH22540	225	(25+50)+2x75
1	MH25040	250	2x50+2x75
1	MH27540	275	(25+50)+50+2x75
1	MH30040	300	(25+50)+3x75
1	MH35040	350	50+4x75
1	MH40040	400	2x50+4x75
1	MH45040	450	6x75

## Produits standards

Modèle	Fréquence	Classe de précision	Alimentation	Communication	Entrée TOR	Sortie TOR	Sortie Analogiques	Référence	IM
ENERIUM 30	50 / 60 HZ	1	de 230 à 400 Vac/Vdc	-	0	0	0	P01330821	111
ENERIUM 30	50 / 60 HZ	1	de 230 à 400 Vac/Vdc	-	0	1	0	P01330822	221
ENERIUM 30	50 / 60 HZ	1	de 230 à 400 Vac/Vdc	RS485	0	0	0	P01330823	211
ENERIUM 30	50 / 60 HZ	1	de 230 à 400 Vac/Vdc	RS485	0	1	0	P01330824	221
ENERIUM 50	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	RS485	0	0	0	P01330805	321
ENERIUM 50	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	Ethernet	0	0	0	P01330806	321
ENERIUM 50	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	RS485	1	1	0	P01330807	321
ENERIUM 50	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	Ethernet	1	1	0	P01330808	321
ENERIUM 150	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	RS485	0	0	0	P01330809	332
ENERIUM 150	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	Ethernet	0	0	0	P01330810	332
ENERIUM 150	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	RS485	0	2	0	P01330811	332
ENERIUM 150	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	Ethernet	0	2	0	P01330812	332
ENERIUM 100	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	RS485	0	0	0	P01330831	232
ENERIUM 100	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	RS485	2	2	0	P01330832	232
ENERIUM 200	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	RS485	4	2	0	P01330833	332
ENERIUM 200	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	Ethernet	2	2	2	P01330834	332
ENERIUM 210	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	Ethernet	8	0	0	P01330835	332
ENERIUM 300	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	RS485	0	0	0	P01330816	333
ENERIUM 300	50 / 60 HZ	0,5 s	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc	Ethernet	0	0	0	P01330817	333
ENERIUM 300	50 / 60 HZ	0,5 s	de 19 à 58 Vdc	RS485	0	0	0	P01330818	333
ENERIUM 300	50 / 60 HZ	0,5 s	de 19 à 58 Vdc	Ethernet	0	0	0	P01330819	333

## Produits configurés

### ENERIUM

1 2 3 4 5 6 7 8 9

#### 1 Modèle

50	ENERIUM 50 - Énergie électrique - Courbes de charge - Format 96 x 96
150	ENERIUM 50 + Courbes d'enregistrement - Format 96 x 96
100	ENERIUM 100 - Multi-énergies - Courbes d'enregistrement - Format 144 x 144
110	ENERIUM 100 sans afficheur - Format 144 x 144
200	ENERIUM 100+ Courbes de charge - Format 144 x 144
210	ENERIUM 200 sans afficheur - format 144 x 144
300	ENERIUM 200 + Qualimétrie
310	ENERIUM 300 sans afficheur

#### 2 Fréquence du réseau de mesure

0	50 / 60 Hz
1	400 Hz (sauf Enerium 100 / 200 classe 0,5s / 300)

#### 3 Alimentation auxiliaire

0	de 80 à 265 Vac / de 110 à 375 Vdc
1	de 19,2 à 58 Vdc

#### 4 Communication

0	RS485
1	Ethernet

Attention, pour les choix 5, 6, 7 et 8, un maximum de 8 entrées et/ou sorties est possible (ENERIUM 100-110/200-210).

Attention, pour Enerium 50/150, les choix 5 et 6 n'autorisent que les combinaisons suivantes: 0-0, 1-1, 2-0, 0-2.

#### 5 Entrées comptage ( ou TOR )

0	sans
1	1 entrée ( uniquement ENERIUM 50 / 150 )
2	2 entrées
4	4 entrées ( sauf ENERIUM 50 / 150 )
6	6 entrées ( sauf ENERIUM 50 / 150 )
8	8 entrées ( sauf ENERIUM 50 / 150 )

#### 6 Sorties TOR

0	sans
1	1 sortie ( uniquement ENERIUM 50 / 150 )
2	2 sorties
4	4 sorties ( sauf ENERIUM 50 / 150 )
6	6 sorties ( sauf ENERIUM 50 / 150 )
8	8 sorties ( sauf ENERIUM 50 / 150 )

#### 7 Entrées analogiques ( uniquement ENERIUM 100 / 200 )

0	sans
2	2 entrées analogiques
4	4 entrées analogiques
6	6 entrées analogiques
8	8 entrées analogiques

#### 8 Sorties analogiques

0	sans
2	2 sorties
4	4 sorties ( sauf Enerium 50 / 150 )

#### 9 Classe de précision

5	0,5 s ( sauf Enerium 300 )
2	0,2 s ( uniquement ENERIUM 200/210/300/310 )

Ex: Enerium 200, fréquence 50/60 Hz, alimentation auxiliaire 80 à 265 Vac, communication RS485, 2 entrées TOR, sans sortie TOR, sans entrée analogique, sans sortie analogique, classe 0,2 s => commander ENERIUM 200 01020002 • 1-200 • 2-0 • 3-0 • 4-0 • 5-2 • 6-0 • 7-0 • 8-0 • 9-2

## Accessoires

Tête optique pour ENERIUM 50/150	P01330403
Tête optique pour ENERIUM 100/110 - 200/210 - 300/310	P01330401
Kit de fixation rail DIN pour ENERIUM 30/50/150	P01330830
Kit de fixation rail DIN pour ENERIUM 100/200/300	P01330360
Adaptateur résistif de tension 690 V / 400 V (pour application éolienne) pour ENERIUM 100/200/300	P01330402
Alimentation pour entrées TOR 85 à 264 Vac/12 Vdc - 3,5 A (42 W)	ACCJ1004

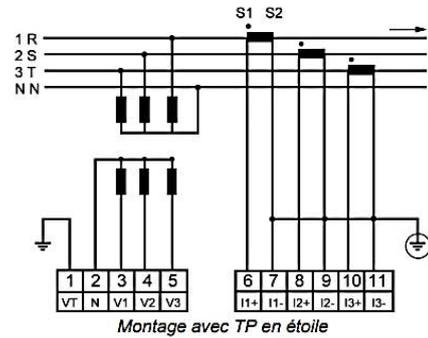
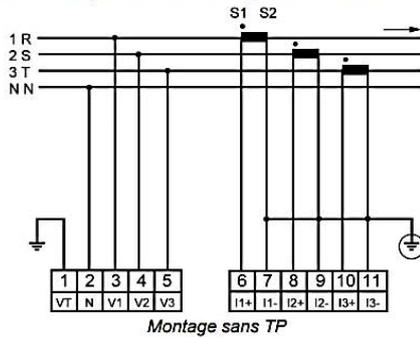
## Logiciels

E.set	P01330501
E.View	P01330601
E.View+	P01330610

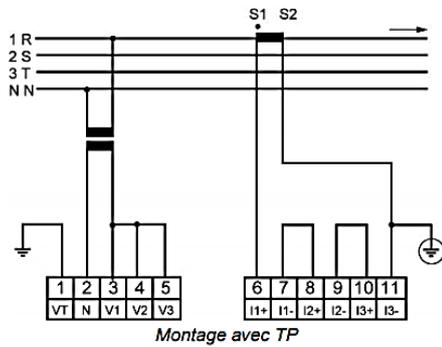
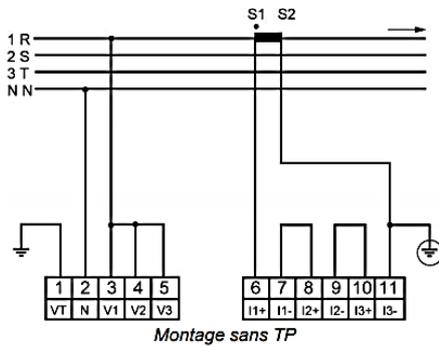
## 5.1.4 Schémas de raccordements préconisés

- Les entrées tension et courant seront connectées en fonction du type de montage sélectionné. Les schémas de raccordements préconisés sont comme suit :

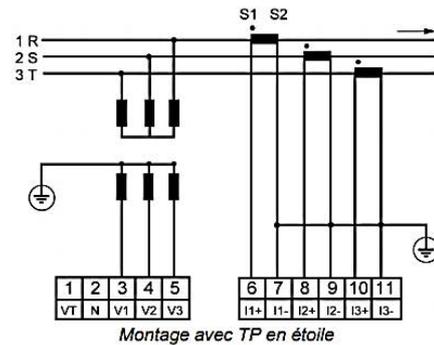
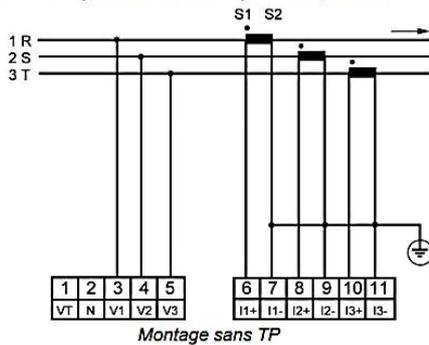
### 5.1.4.1 Triphasé non équilibré, 4 fils – 3 TC



### 5.1.4.2 Triphasé équilibré, 4 fils – 1 TC



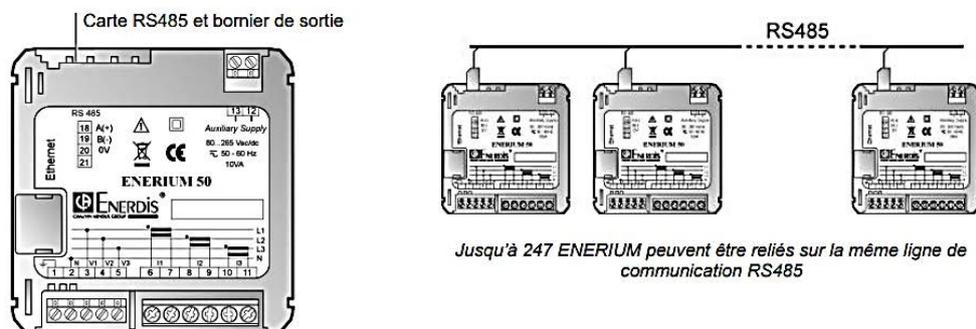
### 5.1.4.3 Triphasé non équilibré, 3 fils – 3 TC



## 5.8 Communication RS485

### 5.8.1 Disposition

- ❑ L'option RS485 n'est pas présente si l'option Ethernet l'est.
- ❑ Le paramétrage de l'option RS485 est donné au paragraphe 12.1, en page 42.

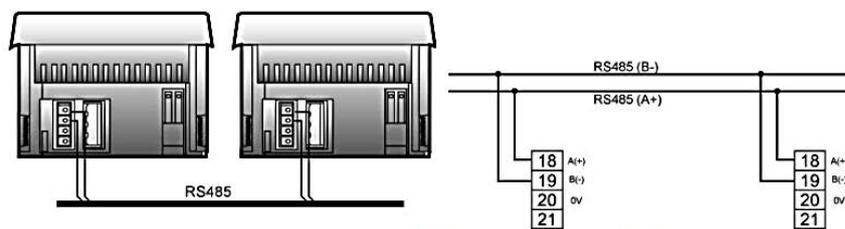


### 5.8.2 Caractéristiques

Item	Caractéristiques
Protocole	ModBus mode RTU
Branchement	2 fils + blindage, half duplex
Bornes débrochables	3 bornes à vis pour fils rigides ou souples de 0,2 à 2,5 mm <sup>2</sup> (22-14 AWG) Couple de serrage maximum : 0,4 Nm

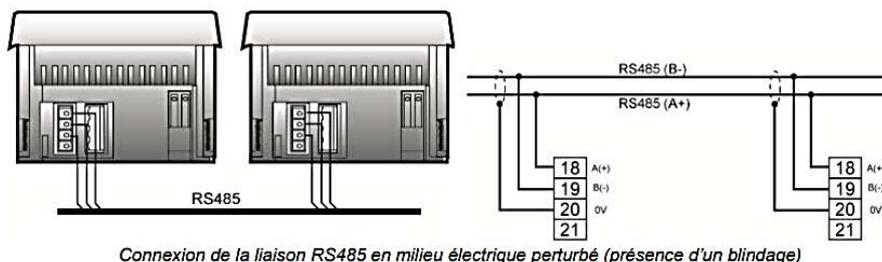
### 5.8.3 Raccordement en milieu non perturbé

- ❑ Pour un réseau RS485 en milieu électrique non perturbé, il faudra utiliser, si possible, un câble en paire torsadée. Ce câble sera relié aux bornes 18 (A+) et 19 (B-).
- ❑ La convention adoptée pour les bornes (A) et (B) correspond à la norme EI485 précisant qu'un niveau logique « 1 » sur la ligne correspond à VB>VA et un niveau logique « 0 » correspond à VA>VB.



### 5.8.4 Raccordement en milieu perturbé

- ❑ Avec blindage :
  - Dans le cas d'un environnement électrique particulièrement perturbé, il faudra utiliser obligatoirement une paire torsadée blindée et relier le blindage de ce câble à la borne 0 V de l'ENERIUM 50/150.



# DTR 17 – ET Solar spécifications des panneaux solaires



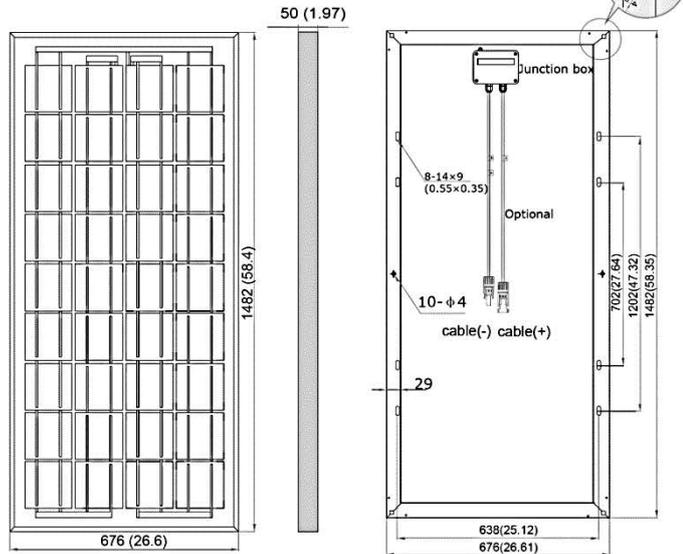
## PHYSICAL CHARACTERISTICS Unit:mm (inch)

### MECHANICAL SPECIFICATIONS

Cell type	156mm x 156mm
Number of cells	36 cells in series
Weight	13.18 kg (29.06 lbs)
Dimensions	1482×676×50 mm (58.3×26.6×1.97 inch)
Max Load	5400Pascals ( 112 lb/ft <sup>2</sup> )

### TEMPERATURE COEFFICIENT

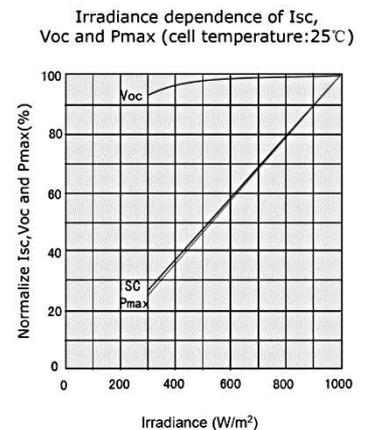
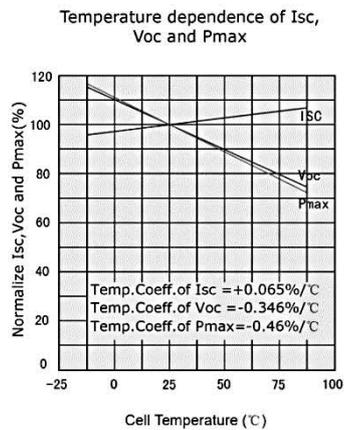
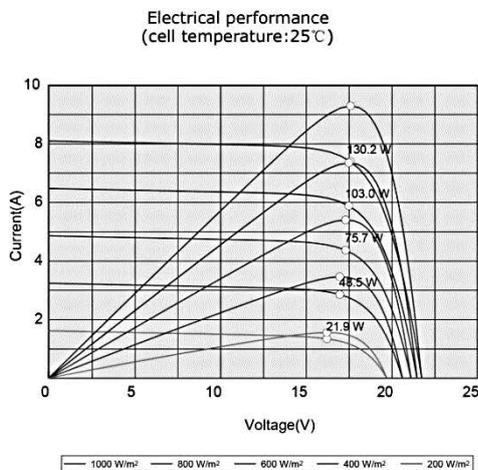
Temp. Coeff. of Isc (TK Isc)	0.065 %/°C
Temp. Coeff. of Voc (TK Voc)	-0.346 %/°C
Temp. Coeff. of Pmax (TK Pmax)	-0.46 %/°C



### ELECTRICAL SPECIFICATIONS

Model type	ET-P636145	ET-P636140	ET-P636135	ET-P636130	ET-P636125	ET-P636120
Peak power (Pmax)	145W	140W	135W	130W	125W	120W
Cell Efficiency	17.06%	16.47%	15.88%	15.29%	14.71%	14.12%
Module Efficiency	14.50%	13.97%	13.46%	12.98%	12.48%	12.10%
Maximum power voltage (Vmp)	17.80V	17.60V	17.60V	17.41V	17.40V	17.40V
Maximum power current (Imp)	8.15A	7.95A	7.67A	7.47A	7.18A	6.89A
Open circuit voltage (Voc)	21.96V	21.96V	21.96V	21.75V	21.75V	21.75V
Short circuit current (Isc)	8.50A	8.41A	8.41A	8.10A	7.80A	7.63A
Power Tolerance	-1 to +3%					
Maximum system voltage	DC 1000V					
Normal Operating Cell Temperature	45.3±2°C					
Series fuse rating (A)	15A					
Number of bypass diode	3					

### ELECTRICAL CHARACTERISTICS

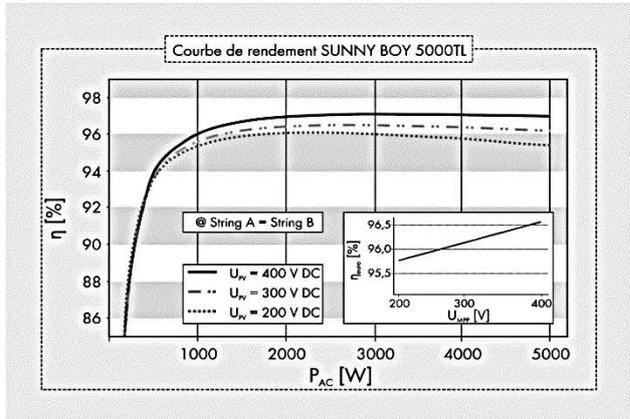


Note: the specifications are obtained under the Standard Test Conditions (STCs): 1000 W/m<sup>2</sup> solar irradiance, 1.5 Air Mass, and cell temperature of 25°C. The NOCT is obtained under the Test Conditions : 800 W/m<sup>2</sup>, 20°C ambient temperature, 1 m/s wind speed, AM 1.5 spectrum. Please contact [support@etsolar.com](mailto:support@etsolar.com) for technical support. The parameters are for reference only, and are subject to change without notice or obligation.

# DTR 18 – Onduleur SUNNY BOY

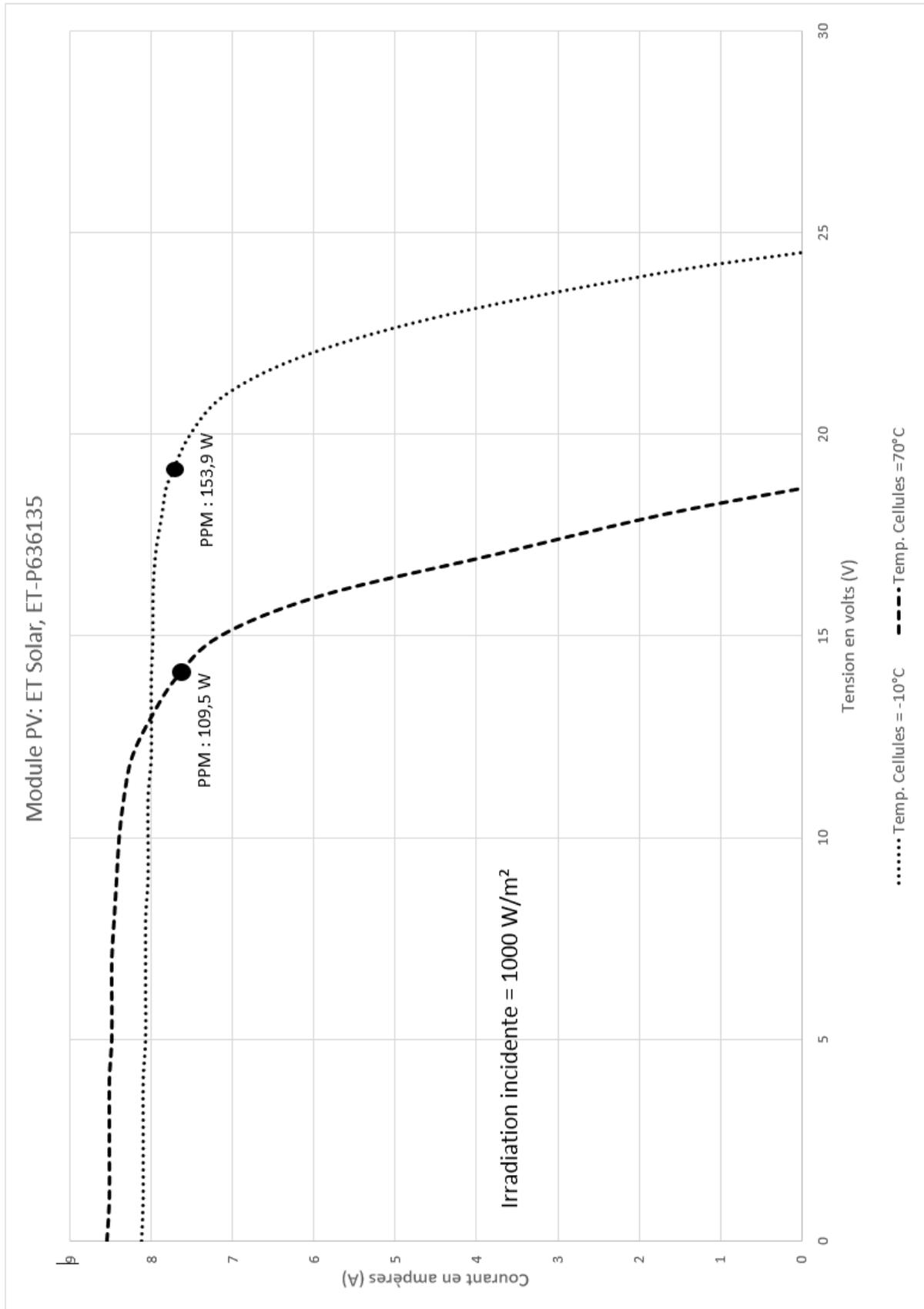


SUNNY BOY 3000TL / 4000TL / 5000TL



Caractéristiques techniques	Sunny Boy 3000TL	Sunny Boy 4000TL	Sunny Boy 4000TL/V	Sunny Boy 5000TL
<b>Entrée (DC)</b>				
Puissance DC max. (pour cos φ=1)	3200 W	4200 W	4200 W	5300 W
Tension DC max.	550 V	550 V	550 V	550 V
Plage de tension photovoltaïque, MPPT	188 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V	175 V - 440 V
Tension nominale DC	400 V	400 V	400 V	400 V
Tension DC min. / tension de démarrage	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V	125 V / 150 V
Courant max. par MPPT / par entrée	17 A / 17 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A	2 x 15 A / 15 A
Nombre de MPP trackers / Nombre max. d'entrées (en parallèle)	1 / 2	2 / A : 2, B : 2	2 / A : 2, B : 2	2 / A : 2, B : 2
<b>Sortie (AC)</b>				
Puissance nominale AC (pour 230 V, 50 Hz)	3000 W	4000 W	3680 W	4600 W
Puissance apparente AC max.	3000 VA	4000 VA	4000 VA	5000 VA
Tension nominale AC ; plage	220, 230, 240 V ; 180 - 280 V	220, 230, 240 V ; 180 - 280 V	220, 230, 240 V ; 180 - 280 V	220, 230, 240 V ; 180 - 280 V
Fréquence du réseau AC ; plage	50, 60 Hz ; ± 5 Hz	50, 60 Hz ; ± 5 Hz	50, 60 Hz ; ± 5 Hz	50, 60 Hz ; ± 5 Hz
Courant de sortie max.	16 A	22 A	22 A	22 A
Facteur de puissance (cos φ)	1	1	1	1
Phases d'injection / Phases de raccordement	1 / 1	1 / 1	1 / 1	1 / 1
<b>Rendement</b>				
Rendement max. / Euro-eta	97,0 % / 96,3 %	97,0 % / 96,4 %	97,0 % / 96,4 %	97,0 % / 96,5 %
<b>Dispositifs de protection</b>				
Protection inversion de polarité DC	●	●	●	●
Interrupteur sectionneur DC ESS	●	●	●	●
Résistance aux courts-circuits AC	●	●	●	●
Surveillance du défaut à la terre	●	●	●	●
Surveillance du réseau (SMA Grid Guard)	●	●	●	●
Séparation galvanique / Unité de surveillance du courant de défaut, sensible à tous les courants	-/●	-/●	-/●	-/●
Classe de protection / Catégorie de surtension	I / III	I / III	I / III	I / III
<b>Caractéristiques générales</b>				
Dimensions (L / H / P) en mm	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180	470 / 445 / 180
Poids	22 kg	25 kg	25 kg	25 kg
Plage de températures de fonctionnement	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Émission de bruits (typiques)	≤ 25 dB(A)	≤ 29 dB(A)	≤ 29 dB(A)	≤ 29 dB(A)
Autoconsommation (nuit)	< 0,5 W	< 0,5 W	< 0,5 W	< 0,5 W
Topologie	sans transformateur	sans transformateur	sans transformateur	sans transformateur
Système de refroidissement	Convection	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Type de protection électronique / Zone de raccordement (selon IEC 60529)	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54	IP65 / IP54
Catégorie climatique (selon IEC 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H	4K4H
<b>Équipements</b>				
Raccordement DC : SUNCLIX	●	●	●	●
Raccordement AC : borne fileté / connecteur à fiche / borne à ressort	-/●	-/●	-/●	-/●
Écran : Texte / Graphique	-/●	-/●	-/●	-/●
Interfaces : RS485 / Bluetooth®	○/●	○/●	○/●	○/●
Garantie : 5 / 10 / 15 / 20 / 25 ans	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○	●/○/○/○/○
Certificats et homologations (autres sur demande)	CE, VDE 0126-1-1, DK 5940, RD 1663, G83/1-1, PPC, AS4777, EN 50438*, C10/C11, PPDS, KEMCO (uniquement SB 3000TL-20)			
* N'est pas valable pour toutes les dérogations nationales de la norme EN 50438				
● Équipement de série ○ Équipement en option - non disponible				
Données en conditions nominales				
Désignation	SB 3000TL-20	SB 4000TL-20	SB 4000TL-20/V 0159	SB 5000TL-20

**DTR 19**– Caractéristiques  $i = f(u)$  des panneaux solaires à  $-10^{\circ}\text{C}$  et à  $+70^{\circ}\text{C}$ .



## DTR 20 – Constituants IRVE

(Source : catalogue en ligne Legrand)

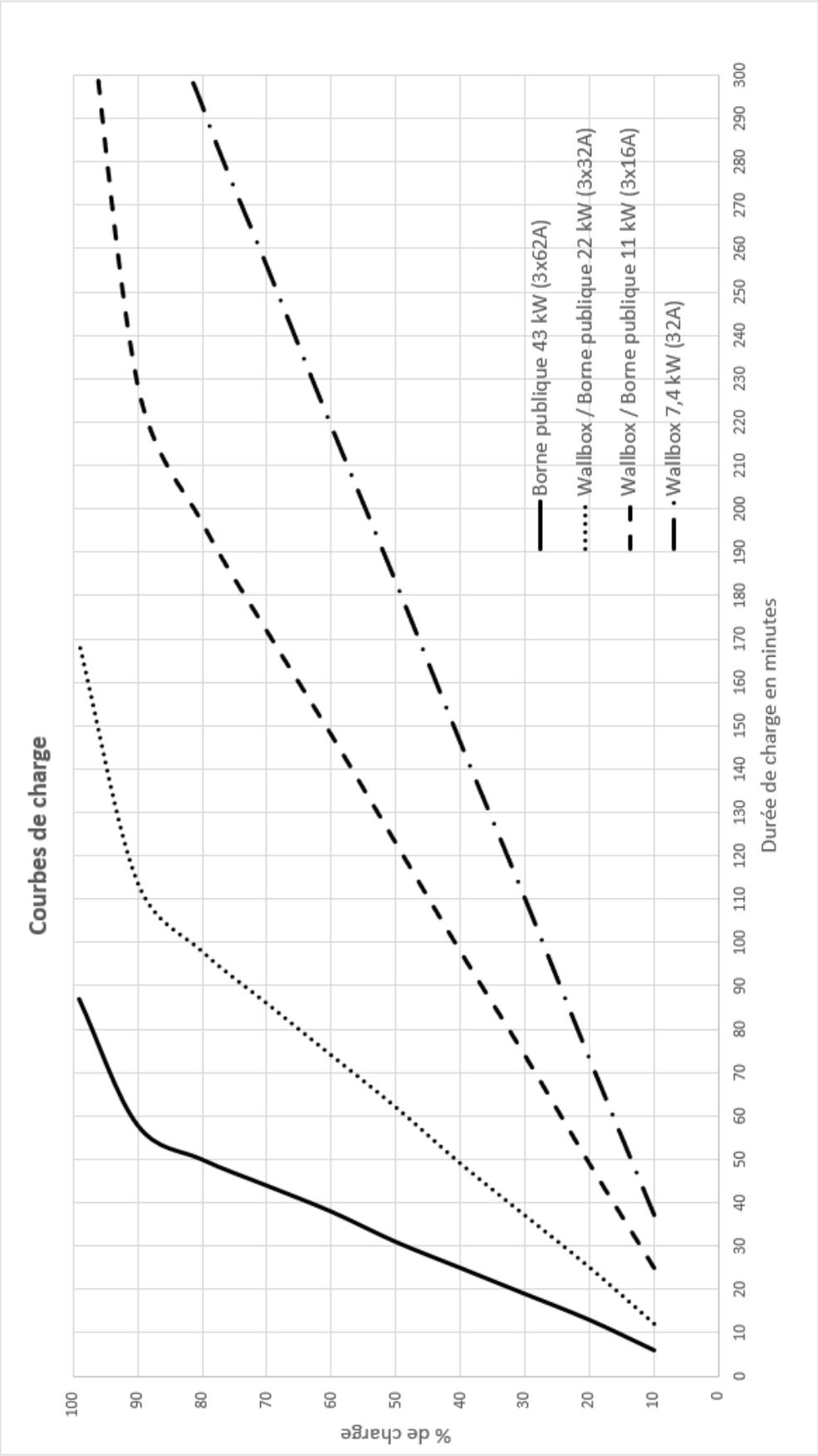
### Prises et bornes Green'up™

recharge pour véhicules électriques et hybrides rechargeables

		IP	IK	Mode de charge	Puissance (kW)	Nombre de points de charge	Fixation murale	Fixation sur pied	Options <sup>(4)</sup>		Temps de charge moyen (en heures) selon type du véhicule et sa batterie		
									Kit communication	Lecteur RFID (Fonctionne avec le kit communication réf. 0 590 56)	Capacité batterie du véhicule		
											15/16 kWh	22/24 kWh	30/32 kWh
<b>PRISES MONOPHASÉES - 230 V</b>													
	Plastique	66	08	Mode 2 	3,7	1	0 904 76 <sup>(1)</sup> 0 904 81 <sup>(3)</sup>	-	-	-	5 <sup>(2)</sup>	7 <sup>(2)</sup>	-
	Métal	55	10	Mode 2 	3,7	1	0 778 97	-	-	-	5 <sup>(2)</sup>	7 <sup>(2)</sup>	-
	Métal avec clé	55	10			1	0 778 98	-	-	-	5 <sup>(2)</sup>	7 <sup>(2)</sup>	-
	Pied métal Prise plastique	55	08	Mode 2 	3,7	1	-	0 904 75	-	-	5 <sup>(2)</sup>	7 <sup>(2)</sup>	-
<b>BORNES MONOPHASÉES - 230 V</b>													
	Plastique	44	08	Mode 3 	3,7 / 4,6	1	0 590 00	0 590 00 + 0 590 52	0 590 56	-	4	6	8
					7,4	1	0 590 01	0 590 01 + 0 590 52	0 590 56	-	2,5	3,5	4,5
	Plastique	44	08	Modes 2 et 3 	3,7 / 4,6	1	0 590 03	0 590 03 + 0 590 52	0 590 56	-	4	6	8
					7,4	1	0 590 04	0 590 04 + 0 590 52	0 590 56	-	2,5	3	4,5
	Métal	55	10	Modes 2 et 3 	3,7 / 4,6	1	0 590 10 + 0 590 53	0 590 10 + 0 590 54	0 590 56	0 590 59 + 0 590 56	4	6	8
						2	0 590 11 + 0 590 53	0 590 11 + 0 590 54	0 590 56	0 590 59 + 0 590 56	4	6	8
	55	10	Modes 2 et 3 	1	0 590 12 + 0 590 53	0 590 12 + 0 590 54	0 590 56	0 590 59 + 0 590 56	2,5	3	4,5		
				2	0 590 13 + 0 590 53	0 590 13 + 0 590 54	0 590 56	0 590 59 + 0 590 56	2,5	3	4,5		
<b>BORNES TRIPHASÉES - 400 V</b>													
	Plastique	44	08	Mode 3 	22	1	0 590 02	0 590 02 + 0 590 52	0 590 56	-	1	1	2
	Métal	55	10	Modes 2 et 3 	22	1	0 590 14 + 0 590 53	0 590 14 + 0 590 54	0 590 56	0 590 59 + 0 590 56	1	1	2
						2	0 590 15 + 0 590 53	0 590 15 + 0 590 54	0 590 56	0 590 59 + 0 590 56	1	1	2

- 1 : Version Prêt à poser, livrée avec disjoncteur différentiel  
 2 : Pour les véhicules avec cordon équipé de la fiche Green'up Legrand  
 3 : Version kit, livré avec coffret, disjoncteur différentiel et compteur d'énergie  
 4 : Fonctionnent en association avec une borne, à commander séparément

DTR 21 – Courbe de charge du véhicule électrique



## DTR 22 : Documentation disjoncteur Compact

(Source : catalogue Compact NS 2011, Schneider Electric)

### Disjoncteurs et interrupteurs

# Disjoncteurs Compact NSXm

## Caractéristiques techniques

### Caractéristiques communes

tension assignée d'isolement (V)	disjoncteur	Ui	800
	disjoncteur différentiel	Ui	500
tension assignée de tenue aux chocs (kV)		Uimp	8
tension assignée d'emploi	disjoncteur	Ue	CA 50/60 Hz 690
	disjoncteur différentiel	Ue	CA 50/60 Hz 440
aptitude au sectionnement		IEC/EN 60947-2	oui
catégorie d'emploi			A
degré de pollution		IEC 60664-1	3

### NSXm de 80 à 160 A

### et disjoncteurs différentiels

### Disjoncteurs

type de disjoncteur

#### Pouvoir de coupure ultime (kA eff)

Icu	CA 50/60 Hz	220...240 V	
		380...415 V	
		440 V	
		500 V	
		525 V	
		660...690 V	

E	B	F	N	H
25	50	85	90	100
16	25	36	50	70
10	20	35	50	65
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-

#### Pouvoir de coupure de service (kA eff.)

Ics	CA 50/60 Hz	220...240 V	
		380...415 V	
		440 V	
		500 V	
		525 V	
		660...690 V	

25	50	85	90	100
16	25	36	50	70
10	20	30	50	65
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-
-	-	-	-	-

endurance (cycles F-O)

mécanique

électrique

440 V

In/2

In

690 V

In

### Protection et mesure

protection contre surcharges / courts-circuits

magnéto-thermique (disjoncteur)

électronique 4.1 (disjoncteur différentiel)

options

état de l'appareil / contrôle

alarme et différenciation du défaut

### Installation / raccordements

#### Dimensions et poids

dimensions (mm) L x H x P	disjoncteur	3P
		4P
poids (kg)	disjoncteur	3P
		4P
	disjoncteur différentiel	

#### Connections

pas polaire (mm)		standard
		avec épanouisseurs
câbles Cu ou Al <sup>(1)</sup> avec bornes EverLink	section (mm <sup>2</sup> )	rigide
		souple
cosses à sertir Cu ou Al	section (mm <sup>2</sup> )	rigide
		souple

### Inverseur de source

verrouillage mécanique manuel

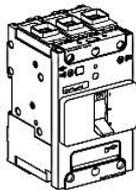
(1) Al jusqu'à 100 A.

# Compact NSXm

Appareils complets avec bornes EverLink

## Disjoncteur Compact NSXm

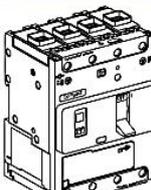
Déclencheur magnéto-thermique TM-D



Icu	calibre	3P 3d	4P 4d
Compact NSXm E 16 kA à 380/415 V	TM16D	LV426100	LV426120
	TM25D	LV426101	LV426121
	TM32D	LV426102	LV426122
	TM40D	LV426103	LV426123
	TM50D	LV426104	LV426124
	TM83D	LV426105	LV426125
	TM80D	LV426106	LV426126
	TM100D	LV426107	LV426127
	TM125D	LV426108	LV426128
	TM160D	LV426109	LV426129
Compact NSXm B 25 kA à 380/415 V	TM16D	LV426200	LV426220
	TM25D	LV426201	LV426221
	TM32D	LV426202	LV426222
	TM40D	LV426203	LV426223
	TM50D	LV426204	LV426224
	TM83D	LV426205	LV426225
	TM80D	LV426206	LV426226
	TM100D	LV426207	LV426227
	TM125D	LV426208	LV426228
	TM160D	LV426209	LV426229
Compact NSXm F 36 kA à 380/415 V	TM16D	LV426300	LV426320
	TM25D	LV426301	LV426321
	TM32D	LV426302	LV426322
	TM40D	LV426303	LV426323
	TM50D	LV426304	LV426324
	TM83D	LV426305	LV426325
	TM80D	LV426306	LV426326
	TM100D	LV426307	LV426327
	TM125D	LV426308	LV426328
	TM160D	LV426309	LV426329
Compact NSXm N 50 kA à 380/415 V	TM16D	LV426400	LV426420
	TM25D	LV426401	LV426421
	TM32D	LV426402	LV426422
	TM40D	LV426403	LV426423
	TM50D	LV426404	LV426424
	TM83D	LV426405	LV426425
	TM80D	LV426406	LV426426
	TM100D	LV426407	LV426427
	TM125D	LV426408	LV426428
	TM160D	LV426409	LV426429
Compact NSXm H 70 kA à 380/415 V	TM16D	LV426500	LV426520
	TM25D	LV426501	LV426521
	TM32D	LV426502	LV426522
	TM40D	LV426503	LV426523
	TM50D	LV426504	LV426524
	TM83D	LV426505	LV426525
	TM80D	LV426506	LV426526
	TM100D	LV426507	LV426527
	TM125D	LV426508	LV426528
	TM160D	LV426509	LV426529

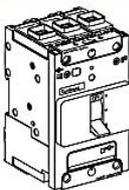
## Disjoncteur différentiel Compact NSXm

Déclencheur électronique Micrologic 4.1 (protection différentielle)



Icu	calibre	3P 3d	4P 3d, 4d, 3d + N/2
Compact NSXm E 16 kA à 380/415 V	25 A	LV426700	LV426705
	50 A	LV426701	LV426706
	100 A	LV426702	LV426707
	160 A	LV426703	LV426708
Compact NSXm B 25 kA à 380/415 V	25 A	LV426710	LV426715
	50 A	LV426711	LV426716
	100 A	LV426712	LV426717
	160 A	LV426713	LV426718
Compact NSXm F 36 kA à 380/415 V	25 A	LV426720	LV426725
	50 A	LV426721	LV426726
	100 A	LV426722	LV426727
	160 A	LV426723	LV426728
Compact NSXm N 50 kA à 380/415 V	25 A	LV426730	LV426735
	50 A	LV426731	LV426736
	100 A	LV426732	LV426737
	160 A	LV426733	LV426738
Compact NSXm H 70 kA à 380/415 V	25 A	LV426740	LV426745
	50 A	LV426741	LV426746
	100 A	LV426742	LV426747
	160 A	LV426743	LV426748

## Interrupteur-sectionneur Compact NSXm NA



	calibre	3P	4P
Compact NSXm NA	50 A	LV426600	LV426610
	100 A	LV426601	LV426611
	160 A	LV426602	LV426612

## DTR 23 – Détermination de la section d'un câble

(Source : Guide de la distribution électrique basse tension et HTA, Schneider)

### Protection des circuits

## Détermination des sections de câbles

Les tableaux ci-contre permettent de déterminer la section des conducteurs de phase d'un circuit.  
Ils ne sont utilisables que pour des canalisations non enterrées et protégées par disjoncteur.

Pour obtenir la section des conducteurs de phase, il faut :

- déterminer une lettre de sélection qui dépend du conducteur utilisé et de son mode de pose
- déterminer un coefficient K qui caractérise l'influence des différentes conditions d'installation.

Ce coefficient K s'obtient en multipliant les facteurs de correction, K1, K2, K3, Kn et Ks :

- le facteur de correction K1 prend en compte le mode de pose
- le facteur de correction K2 prend en compte l'influence mutuelle des circuits placés côte à côte
- le facteur de correction K3 prend en compte la température ambiante et la nature de l'isolant
- le facteur de correction du neutre chargé Kn
- le facteur de correction dit de symétrie Ks.

### Lettre de sélection

type d'éléments conducteurs	mode de pose	lettre de sélection
conducteurs et câbles multiconducteurs	● sous conduit, profilé ou goulotte, en apparent ou encastré ● sous vide de construction, faux plafond ● sous cariveau, moulures, plinthes, chambranles	<b>B</b>
	● en apparent contre mur ou plafond ● sur chemin de câbles ou tablettes non perforées	<b>C</b>
câbles multiconducteurs	● sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé ● fixés en apparent, espacés de la paroi ● câbles suspendus	<b>E</b>
câbles monoconducteurs	● sur échelles, corbeaux, chemin de câbles perforé ● fixés en apparent, espacés de la paroi ● câbles suspendus	<b>F</b>

### Facteur de correction K1

lettre de sélection	cas d'installation	K1
<b>B</b>	● câbles dans des produits encastrés directement dans des matériaux thermiquement isolants	<b>0,70</b>
	● conduits encastrés dans des matériaux thermiquement isolants	<b>0,77</b>
	● câbles multiconducteurs	<b>0,90</b>
	● vides de construction et cariveaux	<b>0,95</b>
<b>C</b>	● pose sous plafond	<b>0,95</b>
<b>B, C, E, F</b>	● autres cas	<b>1</b>

### Facteur de correction K2

lettre de sélection	disposition des câbles jointifs	facteur de correction K2													
		nombre de circuits ou de câbles multiconducteurs													
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	12	16	20	
<b>B, C, F</b>	encastrés ou noyés dans les parois	1,00	0,80	0,70	0,65	0,60	0,55	0,55	0,50	0,50	0,50	0,45	0,40	0,40	
<b>C</b>	simple couche sur les murs ou les planchers ou tablettes non perforées	1,00	0,85	0,79	0,75	0,73	0,72	0,72	0,71	0,70	Pas de facteur de réduction supplémentaire pour plus de 9 câbles.				
	simple couche au plafond	1,00	0,85	0,76	0,72	0,69	0,67	0,66	0,65	0,64					
<b>E, F</b>	simple couche sur des tablettes horizontales perforées ou sur tablettes verticales	1,00	0,88	0,82	0,77	0,75	0,73	0,73	0,72	0,72					
	simple couche sur des échelles à câbles, corbeaux, etc.	1,00	0,88	0,82	0,80	0,80	0,79	0,79	0,78	0,78					

Lorsque les câbles sont disposés en plusieurs couches, appliquer en plus un facteur de correction de :

- 0,80 pour deux couches
- 0,73 pour trois couches
- 0,70 pour quatre ou cinq couches.

### Facteur de correction K3

températures ambiantes (°C)	Isolation		
	élastomère (caoutchouc)	polychlorure de vinyle (PVC)	polyéthylène réticulé (PR) butyle, éthylène, propylène (EPR)
10	1,29	1,22	1,15
15	1,22	1,17	1,12
20	1,15	1,12	1,08
25	1,07	1,06	1,04
30	1,00	1,00	1,00
35	0,93	0,94	0,96
40	0,82	0,87	0,91
45	0,71	0,79	0,87
50	0,58	0,71	0,82
55	-	0,61	0,76
60	-	0,50	0,71

### Facteur de correction Kn (conducteur Neutre chargé) (selon la norme NF C 15-100 § 523.5.2)

- Kn = 0,84
  - Kn = 1,45
- Détermination de la section d'un conducteur Neutre chargé ► page A47.

### Facteur de correction dit de symétrie Ks (selon la norme NF C 15-105 § B.5.2 et le nombre de câbles en parallèle)

- Ks = 1 pour 2 et 4 câbles par phase avec le respect de la symétrie
- Ks = 0,8 pour 2, 3 et 4 câbles par phase si non respect de la symétrie.

**Exemple d'un circuit à calculer selon la méthode NF C 15-100 § 523.7**

Un câble polyéthylène réticulé (PR) triphasé + neutre (4<sup>e</sup> circuit à calculer) est tiré sur un chemin de câbles perforé, conjointement avec 3 autres circuits constitués :

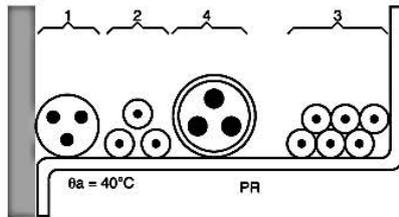
- d'un câble triphasé (1<sup>er</sup> circuit)
- de 3 câbles unipolaires (2<sup>e</sup> circuit)
- de 6 câbles unipolaires (3<sup>e</sup> circuit) : ce circuit est constitué de 2 conducteurs par phase.

Il y aura donc 5 regroupements triphasés.

La température ambiante est de 40 °C et

le câble véhicule 58 ampères par phase.

On considère que le neutre du circuit 4 est chargé.



La lettre de sélection donnée par le tableau correspondant est E.

Les facteurs de correction K1, K2, K3 donnés par les tableaux correspondants sont respectivement :

- K1 = 1
- K2 = 0,75
- K3 = 0,91.

Le facteur de correction neutre chargé est :

- Kn = 0,84.

Le coefficient total K = K1 x K2 x K3 x Kn est donc 1 x 0,75 x 0,91 x 0,84 soit :

- K = 0,57.

**Détermination de la section**

On choisira une valeur normalisée de In juste supérieure à 58 A, soit In = 63 A.

Le courant admissible dans la canalisation est Iz = 63 A.

L'intensité fictive Iz prenant en compte le coefficient K est Iz = 63/0,57 = 110,5 A.

En se plaçant sur la ligne correspondant à la lettre de sélection E, dans la colonne PR3, on choisit la valeur immédiatement supérieure à 110,5 A, soit, ici :

- pour une section cuivre 127 A, ce qui correspond à une section de 25 mm<sup>2</sup>,
- pour une section aluminium 120 A, ce qui correspond à une section de 35 mm<sup>2</sup>.

**Détermination de la section d'un conducteur neutre chargé**

Les courants harmoniques de rang 3 et multiples de 3 circulant dans les conducteurs de phases d'un circuit triphasé s'additionnent dans le conducteur neutre et le surchargent.

Pour les circuits concernés par la présence de ces harmoniques, pour les sections de phase > 16 mm<sup>2</sup> en cuivre ou 25 mm<sup>2</sup> en aluminium, il faut déterminer la section des conducteurs de la manière suivante, en fonction du taux d'harmoniques en courant de rang 3 et multiples de 3 dans les conducteurs de phases :

- taux (ih3) < 15% :

Le conducteur neutre n'est pas considéré comme chargé. La section du conducteur neutre (Sn) égale à celle nécessaire pour les conducteurs de phases (Sph). Aucun coefficient lié aux harmoniques n'est appliqué : Sn = Sph

- taux (ih3) compris entre 15% et 33% :

Le conducteur neutre est considéré comme chargé, sans devoir être surdimensionné par rapport aux phases.

**Détermination de la section minimale**

Connaissant Iz et K (Iz est le courant équivalent au courant véhiculé par la canalisation : Iz = Iz/K), le tableau ci-après indique la section à retenir.

lettre de sélection	isolant et nombre de conducteurs chargés (3 ou 2)								
	caoutchouc ou PVC			butyle ou PR ou éthylène PR					
	B	PVC3	PVC2	PR3	PVC2	PR3	PR2	PR2	
	C		PVC3		PVC2	PR3		PR2	
	E			PVC3	PVC2	PR3		PR2	
	F				PVC3	PVC2	PR3	PR3	PR2
section cuivre (mm <sup>2</sup> )	1,5	15,5	17,5	18,5	19,5	22	23	24	26
	2,5	21	24	25	27	30	31	33	36
	4	28	32	34	36	40	42	45	49
	6	36	41	43	48	51	54	58	63
	10	50	57	60	63	70	75	80	86
	16	68	76	80	85	94	100	107	115
	25	89	96	101	112	119	127	138	149
	35	110	119	126	138	147	158	169	185
	50	134	144	153	168	179	192	207	225
	70	171	184	196	213	229	246	268	289
	95	207	223	238	258	278	298	328	352
	120	239	259	276	299	322	346	382	410
	150		299	319	344	371	395	441	473
	185		341	364	392	424	450	506	542
	240		403	430	461	500	538	599	641
	300		464	497	530	576	621	693	741
	400					656	754	825	940
500					749	868	946	1 083	
630					855	1 005	1 088	1 254	
section aluminium (mm <sup>2</sup> )	2,5	16,5	18,5	19,5	21	23	25	26	28
	4	22	25	26	28	31	33	35	38
	6	28	32	33	36	39	43	45	49
	10	39	44	46	49	54	58	62	67
	16	53	59	61	66	73	77	84	91
	25	70	73	78	83	90	97	101	108
	35	86	90	96	103	112	120	126	135
	50	104	110	117	125	136	146	154	164
	70	133	140	150	160	174	187	198	211
	95	161	170	183	195	211	227	241	257
	120	186	197	212	226	245	263	280	300
	150		227	245	261	283	304	324	346
	185		259	280	298	323	347	371	397
	240		305	330	352	382	409	439	470
	300		351	381	406	440	471	508	543
	400					526	600	663	740
	500					610	694	770	856
630					711	808	899	996	

Prévoir une section du conducteur neutre (Sn) égale à celle nécessaire pour les conducteurs de phases (Sph). Mais un facteur de réduction de courant admissible de 0,84 doit être pris en compte pour l'ensemble des conducteurs :

Sn = Sph = Spho x 1/0,84 (facteur de dimensionnement pour l'ensemble des conducteurs, par rapport à la section Spho calculée).

- taux (ih3) > 33% :

Le conducteur est considéré comme chargé et doit être surdimensionné pour un courant d'emploi égal à 1,45/0,84 fois le courant d'emploi dans la phase, soit environ 1,73 fois le courant calculé.

Selon le type de câble utilisé :

○ câbles multipolaires : la section du conducteur neutre (Sn) est égale à celle nécessaire pour la section des conducteurs de phases (Sph) et un facteur de correction de 1,45/0,84 doit être pris en compte pour l'ensemble des conducteurs. Sn = Sph = Spho x 1,45/0,84 (facteur de dimensionnement pour l'ensemble des conducteurs, par rapport à la section Spho calculée).

○ câbles unipolaires : le conducteur neutre doit avoir une section supérieure à celle des conducteurs de phases.

La section du conducteur neutre (Sn) doit avoir un facteur de dimensionnement de 1,45/0,84 et. Pour les conducteurs de phases (Sph) un facteur de réduction de courant admissible de 0,84 doit être pris en compte :

Sn = Spho x 1,45/0,84

Sph = Spho x 1/0,84

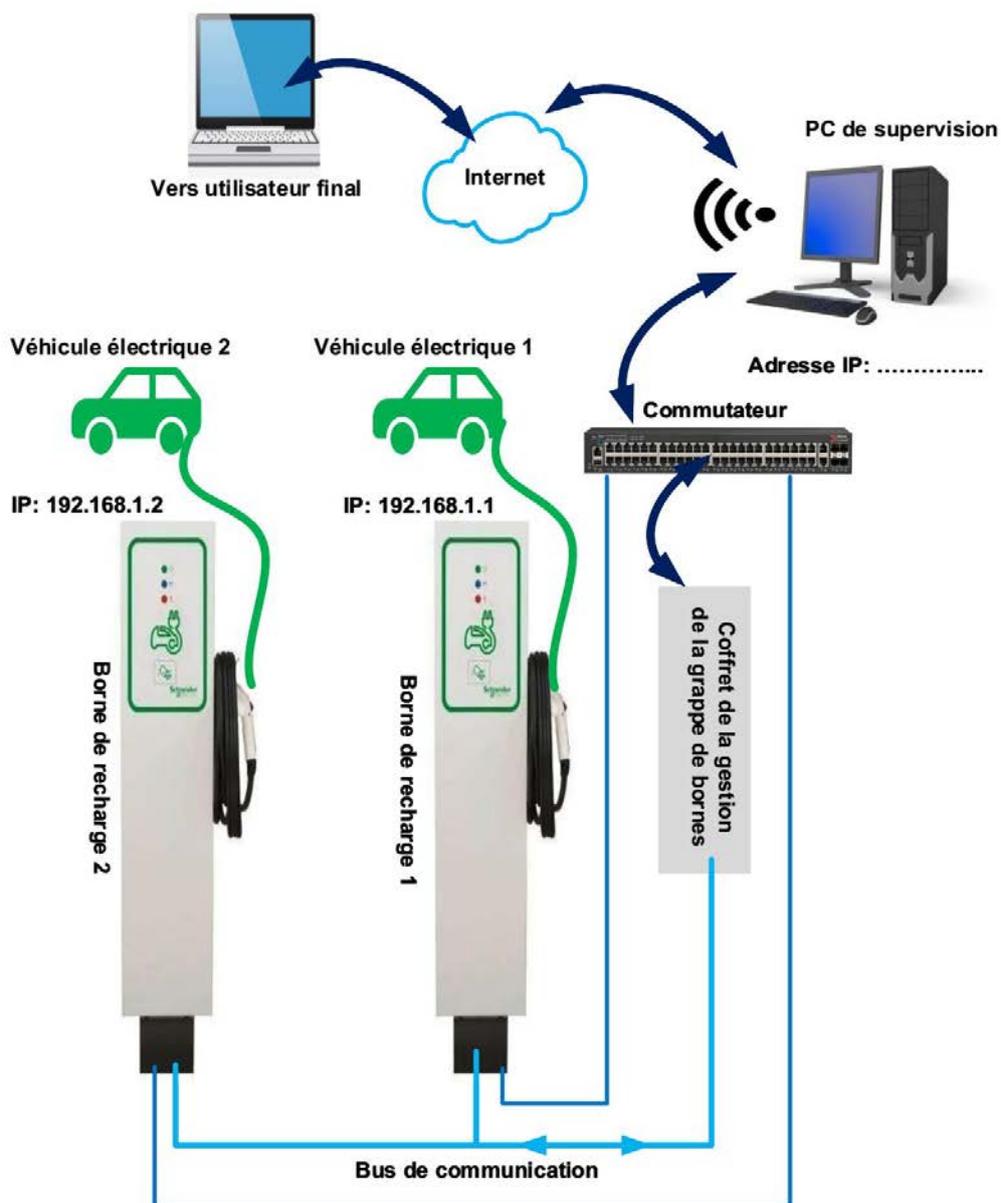
- Lorsque le taux (ih3) n'est pas défini par l'utilisateur, on se placera dans les conditions de calcul correspondant à un taux compris entre 15% et 33%.

Sn = Sph = Spho x 1/0,84 (facteur de dimensionnement pour l'ensemble des conducteurs, par rapport à la section Spho calculée).

## DTR 24 – Classe d’adressage IP

Classe	1 <sup>ère</sup> adresse	Dernière adresse	Masque de sous-réseau
<b>Classe A</b>	10.0.0.0	10.255.255.255	255.0.0.0
<b>Classe B</b>	172.16.0.0	172.16.255.255	255.255.0.0
<b>Classe C</b>	192.168.1.0	192.168.1.255	255.255.255.0

## DTR 25 – Réseau de bornes de recharge – schéma synoptique





# ANALYSE D'UN PROBLÈME TECHNIQUE

## DOSSIER DOCUMENTS RÉPONSE

### Partie A : Vérification des caractéristiques du poste de livraison HTA

**DR A1** – Structure d'alimentation HTA

**DR A2** – Schéma du poste de transformation

**DR A3** – Courbe de déclenchement pour l'unité de contrôle Micrologic 2.0

**DR A4** – Tableau temps de fusion / courants du fusible Soléfuse 63A

### Partie B : Bilan des puissances – Choix du transformateur

**DR B1** – Bilan des puissances du TGBT Hélianthe

**DR B2** – Bilan des puissances de l'ensemble des bâtiments

**DR B3** – Diagramme des puissances

**DR B4** – Raccordement de la centrale de mesure

### Partie C : Production photovoltaïque

**DR C1** – Tracé des caractéristiques d'un string de module

**DR C2** – Raccordement d'un champ photovoltaïque





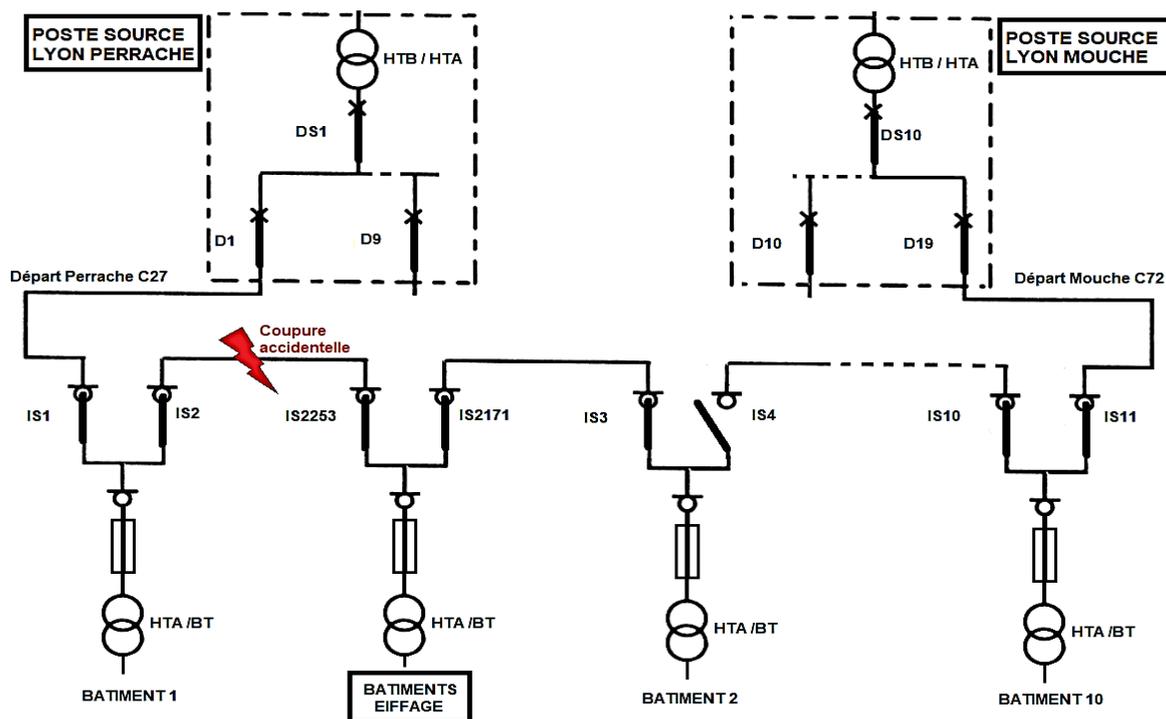




**NE RIEN ECRIRE DANS CE CADRE**

**DR A1 : structure d'alimentation HTA**

Lors de travaux dans le quartier de la confluence aux alentours du bâtiment Hélianthe support de notre étude, il y a coupure accidentelle au point indiqué sur le synoptique suivant :



**Compléter le tableau suivant, on adoptera les conventions suivantes :**

D ou IS Fermé : F

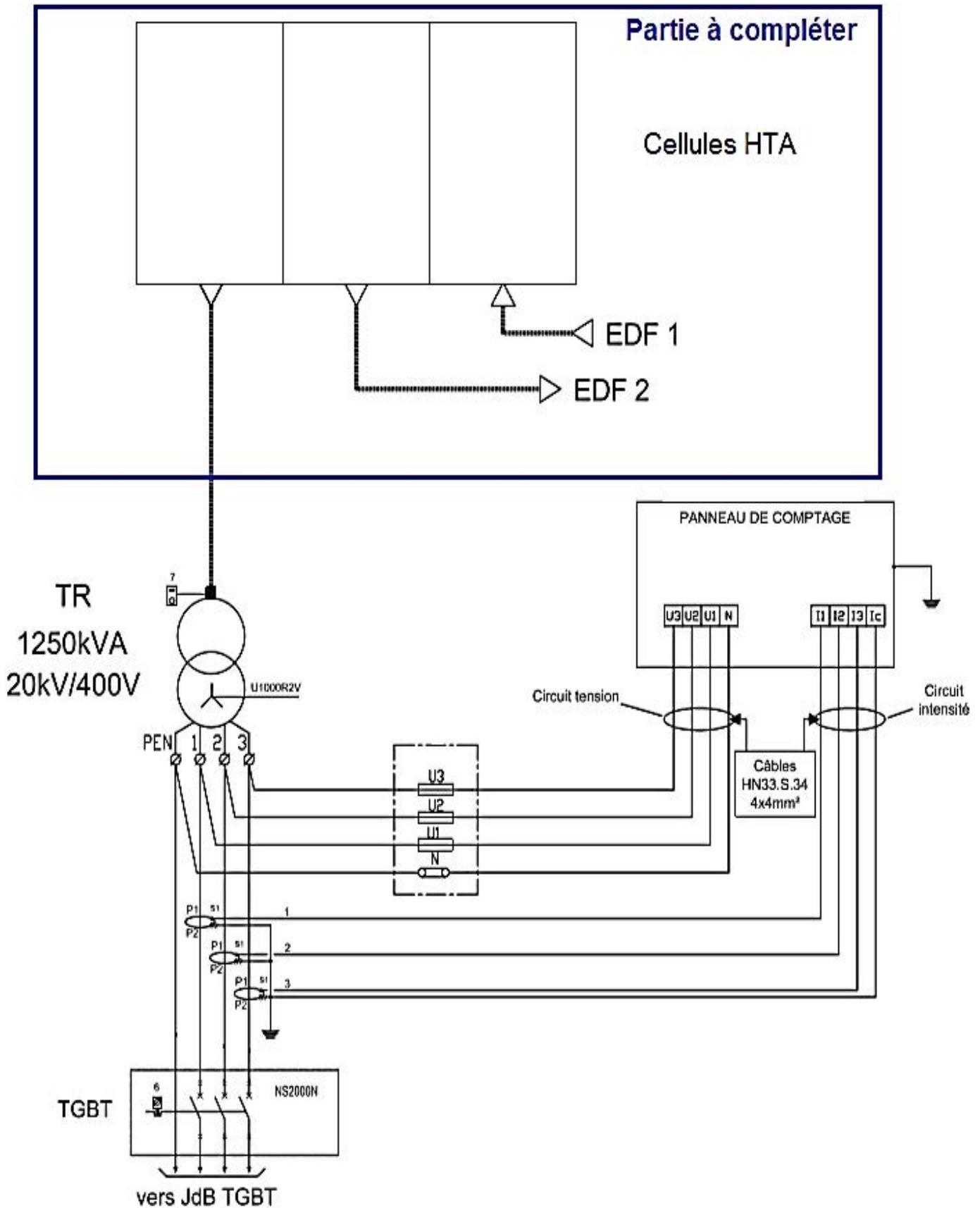
D ou IS Ouvert : O

Bâtiment Alimenté : BA

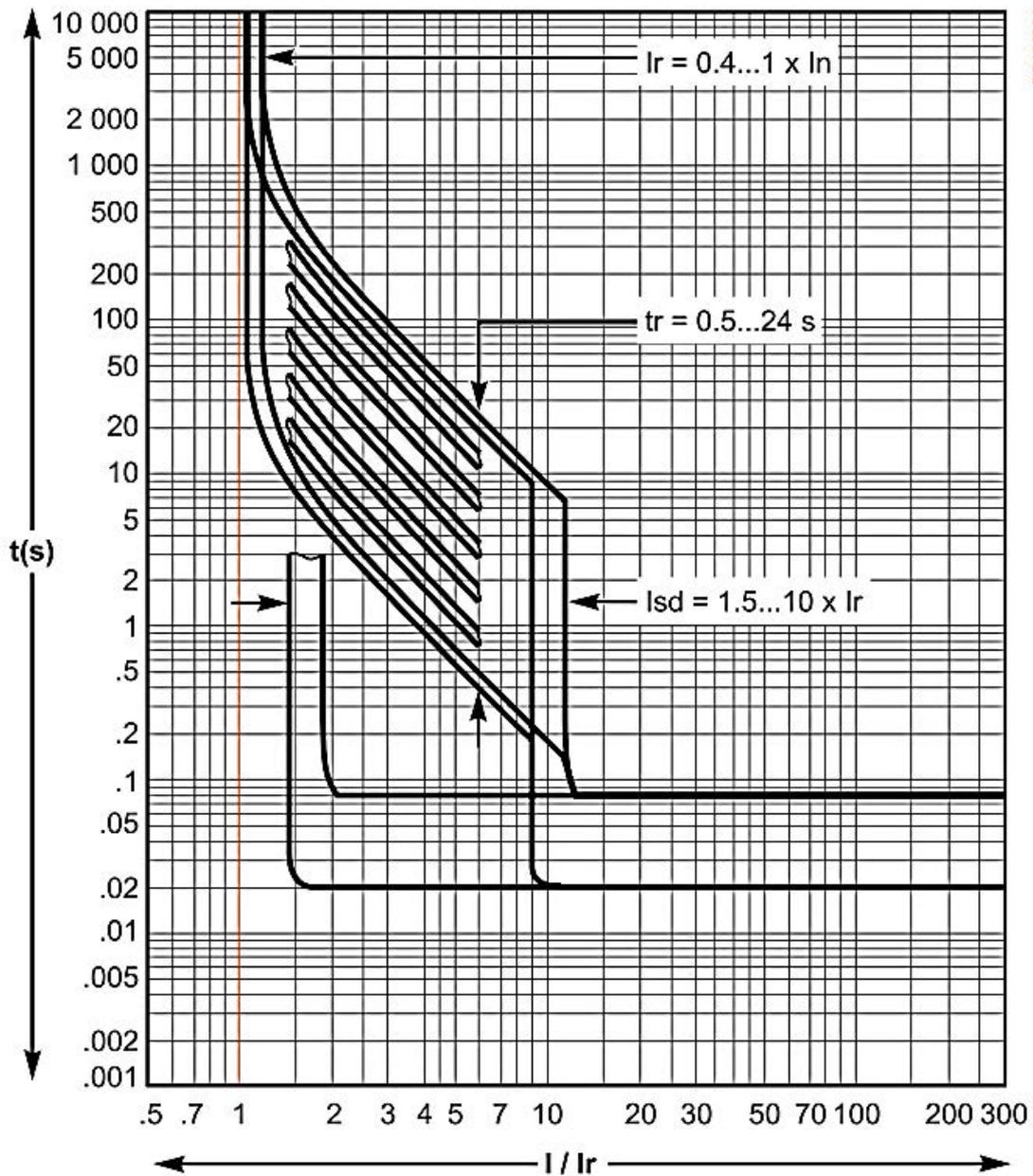
Bâtiment Non Alimenté : BNA

	D 1	IS 1	IS 2	IS 2253	IS 2171	IS 3	IS 4	Bâtiment 1	Bâtiments Eiffage	Bâtiment 2
Etat initial	F	F	F	F	F	F	O	BA	BA	BA
Apparition de la coupure accidentelle		F	F	F	F	F	O			
1 <sup>ère</sup> manœuvre										
2 <sup>ème</sup> manœuvre										
3 <sup>ème</sup> manœuvre										
4 <sup>ème</sup> manœuvre										

DR A2 : schéma du poste de transformation



**DR A3** : courbe de déclenchement pour l'unité de contrôle Micrologic 2.0



**DR A4** : tableau temps de fusion / courants du fusible Soléfuse 63A

Temps de fusion du fusible HTA en secondes	0,01	0,1	1	5	10	100
Courant au primaire du transformateur en A	1300					
Courant vu coté secondaire en kA	63,4					
Courant vu coté secondaire en multiple de Ir (I/Ir)	35,2					



**NE RIEN ECRIRE DANS CE CADRE**

**DR B1 : bilan des puissances du TGBT Hélianthé**

$P_{\text{foisonnée}} = Q_{\text{té}} \times k_u \times k_s \times P$	Qté	P(kW)	Ku	Ks	P. foisonnée (kW)	Cos( $\varphi$ )	Q (KVar)
<b>Armoire éclairage</b>					<b>1.8</b>	<b>0.93</b>	<b>0.71</b>
<b>Armoires divisionnaires</b>					<b>92</b>	<b>0.96</b>	<b>26.8</b>
<b>Armoire alimentation</b>							
Alimentation porte auto-RDC	2	1	0.5	1	1	1	0
Alimentation tourniquet-RDC	3	1	0.5	1	1.5	1	0
Ascenseur E4-800Kg	1	6.9	1	1	6.9	0.8	5.2
Ascenseur E5=800Kg	1	6.9	1	1	6.9	0.8	5.2
Ascenseur E2-800Kg	1	8	1	1	8	0.8	6
Alimentation centrale technique d'air	1		0.8	1			
Alimentation armoire cuisine	1		1	1			
Alimentation onduleur VDI	1		1	1			
Alimentation TGS E1	1		1	1			
Armoire climatisation eau glacée	1		0.5	1			
Ventilateur Local TGS E1	1	0.3	0.5	1	0.15	1	0
Climatiseur local TGS E1	1	2.5	0.5	1	1.25	1	0
<b>Totaux TGBT Hélianthé</b>							

**DR B2 : bilan des puissances de l'ensemble des bâtiments-TGBT Eolis-Hélianthé**

	P (kW)	cos $\varphi$	Q (kVar)
Armoire Eclairage Eolis	3.1	0.93	1.2
Armoires divisionnaires Eolis	120	0.91	54.7
Armoire alimentation Eolis	511	0.85	316.7
TGBT Hélianthé avec Ks = 0.5			
<b>Totaux TGBT Eolis - Hélianthé</b>			

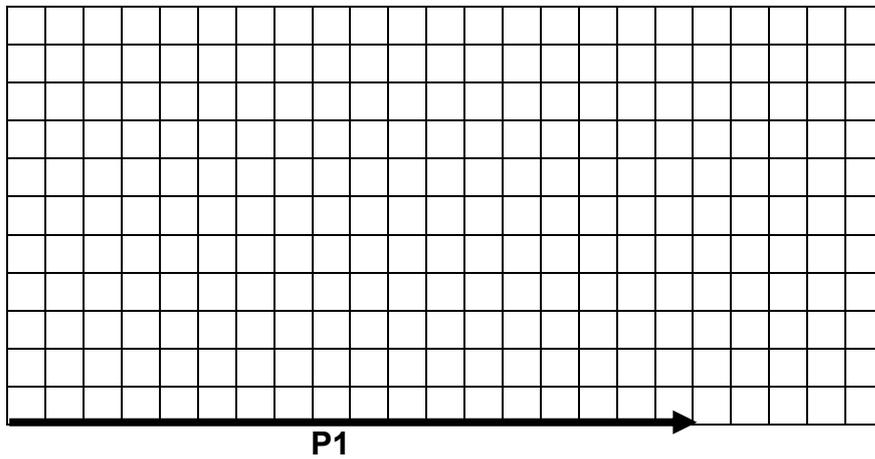
**DR B3** : diagramme des puissances

Echelle: 1 carreau = 50 k

$P_1 = 900 \text{ kW}$

$Q_1 = 550 \text{ kVAr}$

$\cos\varphi_1 = 0.853$

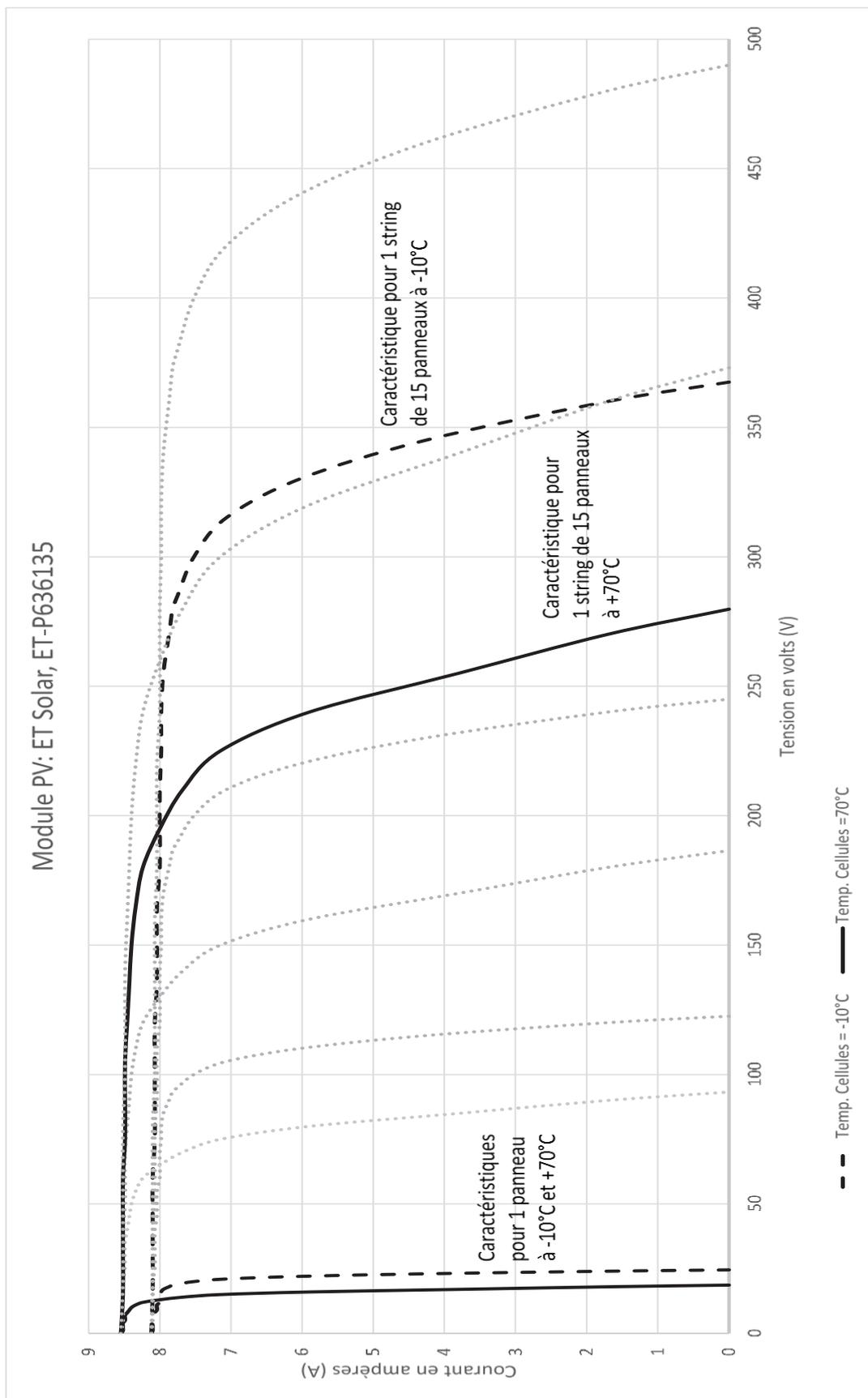






NE RIEN ECRIRE DANS CE CADRE

DR C1 : tracé des caractéristiques d'un string de module



# DR C2 : raccordement d'un champ photovoltaïque

