



Evaluation des pertes dans les réseaux de distribution

1.	Lignes directrices pour l'évaluation des pertes dans les réseaux de distribution	3
1.1	Pertes en réseau MT	3
1.2	Pertes en réseau BT et pertes en transformation MT/BT	3
1.3	Exemple d'application	4
2.	Evaluation des pertes dans les réseaux de distribution	5
2.1	Remarque préliminaire	5
2.2	Réseaux MT	5
2.3	La tension	6
2.4	La charge et l'intensité représentative	6
2.5	Le facteur de puissance	7
2.6	L'énergie et l'utilisation	7
2.7	Le diagramme de fonctionnement	8
2.8	Le calcul des pertes	9
2.9	Les résultats	9
2.10	Autres structures MT	10
2.10.1	Réseaux MT aériens	10
2.10.2	Réseaux souterrains à 6,3 kV	10
2.11	En réseau BT et transformateurs MT/BT	11
2.11.1	Réseau BT	11
2.11.2	Tableau résumé et pondération des résultats des annexes BT	12
2.11.3	Pertes de transformation MT/BT	12
2.12	Conclusion et synthèse	13
2.13	Tableau de synthèse des résultats pour les pertes en kWh:	14

1. Lignes directrices pour l'évaluation des pertes dans les réseaux de distribution

Les pertes en réseaux de distribution sont de 3 types, pertes dans les réseaux MT, pertes en transformation MT/BT et pertes dans les réseaux BT.

1.1 Pertes en réseau MT

Basé sur le point 2 'Evaluation des pertes dans les réseaux de distribution', les pertes en réseau MT sont fixées en fonction de la tension de distribution (tension nominale du poste HT/MT), et exprimées en % par rapport à l'énergie primaire (énergie entrante)

* de 10 kV à 15kV, la référence est de 1,85% en 12 kV. Les pertes pour les autres tensions nominales ont été déterminées par proportionnalité inverse

10 kV	10,5 kV	11 kV	11,5 kV	12 kV	13 kV	15 kV
2,22%	2,11%	2,02%	1,93%	1,85%	1,71%	1,48%

* de 5 kV à 6,6 kV, la référence est de 1,97% en 6,3 kV. Les pertes pour les autres tensions nominales ont été déterminées par proportionnalité inverse

5 kV	6 kV	6,3 kV	6,6 kV
2,48%	2,07%	1,97%	1,88%

1.2 Pertes en réseau BT et pertes en transformation MT/BT

En réseau BT et transformation MT/BT, les pertes ne sont pas fixées forfaitairement eu égard à la diversité des éléments de cette partie du réseau. Les pertes à ce niveau, sont alors déterminées par le bilan des énergies entrantes et sortantes sur base de relevés réels. En BT, les relevés ne sont pas synchrones et en conséquence la détermination se fera sur 5 ans afin de lisser l'effet de non-synchronisme.

1.3 Exemple d'application

- Données connues : injection de l'énergie primaire dans le réseau, consommation par les clients MT et BT

Années	n-4	n-3	n-2	n-1	n	total 5 ans
énergie primaire	98	100	102	104	107	511
réseau MT ultime relevés synchrones	36	37	38	39	40	190
réseau BT ultime relevés non synchrones	56	57	58	59	60	290

- Pertes en réseau MT dont la tension est supposée pour l'exemple être 12 kV

Années	énergie primaire	% pertes 1,85%	pertes MT
n-4	98	x 0,0185	1,813
n-3	100	x 0,0185	1,850
n-2	102	x 0,0185	1,887
n-1	104	x 0,0185	1,924
n	107	x 0,0185	1,980
		TOTAL	9,454

- Pertes en réseau BT et tfo : le bilan sur 5 années des énergies entrantes et sortantes donne le taux de perte à appliquer à l'ensemble transformations MT/BT et au réseau BT :

total énergie primaire sur 5 ans	511
- pertes MT sur 5 ans	- 9,454
- consommations ultimes MT sur 5 ans	- 190
= disponible BT sur 5 ans	= 311,547 (1)
consommations ultimes BT sur 5 ans	290 (2)
Pertes (BT + tfo) sur 5ans = (1)-(2)	21,547 (3)
taux* de pertes (BT + tfo) sur 5 ans = (3)/(1) * taux par rapport à l'énergie entrante	6,92%

- Pertes en réseau (BT + tfo) à l'année n : elles sont déterminées en appliquant le taux de pertes en réseau BT et Tfo au disponible BT à l'année n.

énergie primaire année n	107
- consommations ultimes MT année n	- 40
- pertes MT année n	- 1,98
= disponible BT année n	= 65,02
Pertes (BT + tfo) année n = 65,02 x 6,92%	4,499

Résumé :

pertes en réseau MT	1,980	
pertes en réseau (BT + tfo)	4,499	
total	6,479	= 6,06% de l'énergie primaire

2. Evaluation des pertes dans les réseaux de distribution

2.1 Remarque préliminaire

Comme il n'est pas possible de faire un calcul exact des pertes moyennes ou individuelles puisqu'elles dépendent de variables qui fluctuent en permanence, on doit établir une évaluation à partir d'une modélisation qui sera adaptable aux différents types de situation.

L'évaluation est basée sur une série d'hypothèses qui déterminent des conditions moyennes. Par après on fera varier les hypothèses de base pour observer l'incidence sur le résultat.

2.2 Réseaux MT

Deux structures de réseau MT, non compris la transformation HT/MT, sont envisagées, qui constituent 2 modélisations sur lesquelles les pertes seront évaluées. Il s'agit d'une part d'une structure constituée de feeders alimentant des boucles ouvertes et d'autre part d'une structure en arborescence. Ces deux structures sont caractéristiques des réseaux de distribution.

La longueur développée du réseau est de 14,2 km dans chacun des cas y compris la longueur des bouclages respectifs dans lesquels il n'y a normalement ni courant et donc ni pertes (voir représentation en annexe MT 1 et MT 4).

La structure « feeder et boucles ouvertes » est illustrée dans la figure 1 qui représente deux ensembles de 3 feeders alimentant en parallèle une série de boucles ouvertes. Dans cette figure, la partie entourée constitue un élément de l'ensemble sur lequel sont calculées les pertes. Tous les éléments sont supposés identiques et provoquer le même pourcentage de pertes.

La section du réseau est décroissante lorsqu'on s'éloigne du poste source. La section du départ est la moyenne de 322 départs qui ont servi comme échantillon de référence. La répartition est la suivante :

	nbre de feeders
150 Al	100
240 Al	185
400 Al	17
95 Al	20
Total	322

La valeur moyenne de la résistance est 0,18536 ohm/km, ce qui correspondrait à une section fictive de 200 mm² Al.

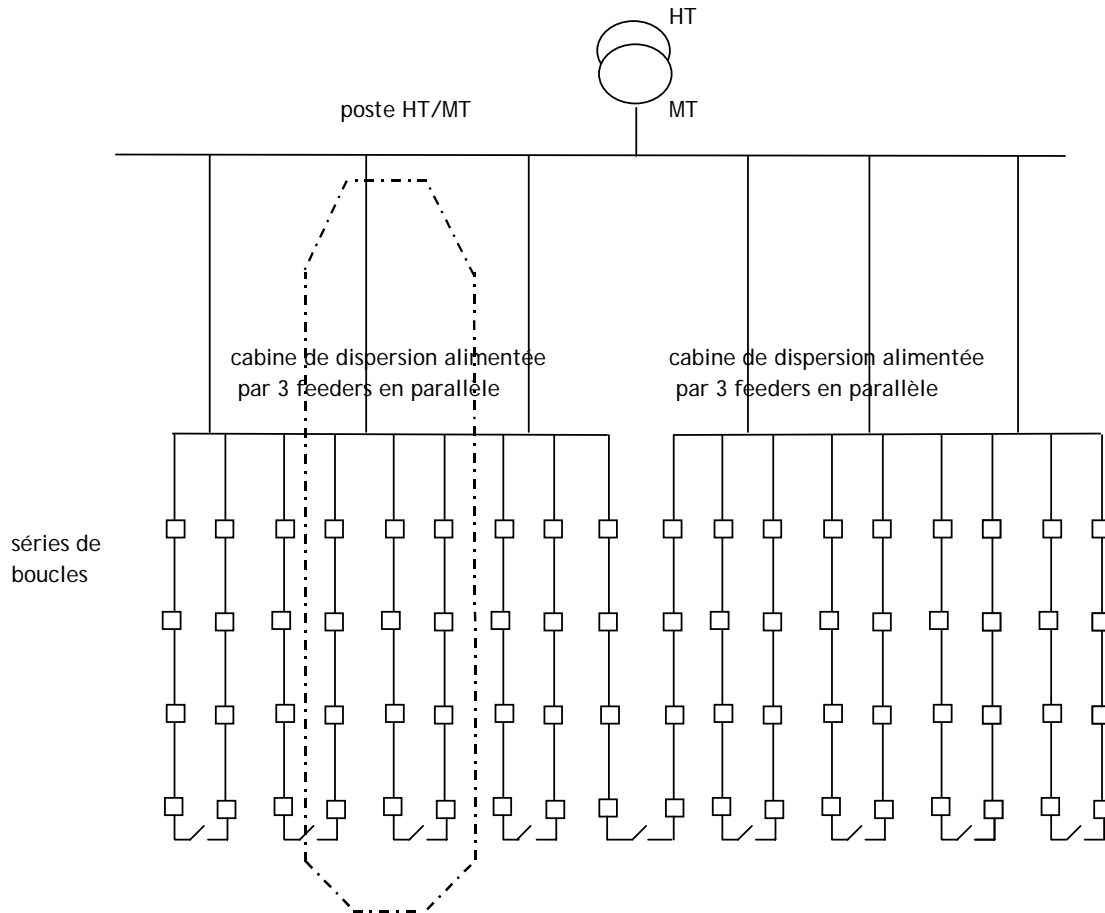


fig. 1 : élément d'un ensemble feeder + boucles

2.3 La tension

Les conditions moyennes sont établies pour une tension de 12 kV. La tension d'origine est 12,2 kV, elle décroît au fur et mesure qu'on s'éloigne du départ.

2.4 La charge et l'intensité représentative

Un relevé d'intensité maximale (1/4h) a été effectué sur les 322 départs de référence. Sur base de cet échantillon on a déterminé une intensité de 176,36 A appelée intensité représentative (I_r) des pertes. Elles donnent le même pourcentage de pertes que le réseau réel des 322 départs.

Les pertes se réfèrent au carré de l'intensité et ce n'est pas l'intensité moyenne qui est représentative des pertes, ni la moyenne des carrés. On va démontrer que l'intensité représentative, celle qui donne le même pourcentage de perte est

$$I_r = I_{qm}^2 / I_m \quad (1)$$

Formule dans laquelle pour n départs:

I_m = moyenne des maximums des intensités = (somme des $n \times I$)/n

I_{qm} = moyenne quadratique des intensités maximales = [(somme des $n \times I^2$)/n]^{0,5}

L'annexe 1 montre que la formule (1) représente une estimation correcte des pertes en réseau. Une première répartition suppose 3 feeders identiques avec respectivement des intensités de 1, 2 et 3 ampères.

Dans ce cas la somme des intensités SI vaut 6A, l'intensité moyenne I_m 2A, la somme des intensités au carré SI^2 14 et la moyenne quadratique I_{qm} 2,160. Enfin l'intensité représentative vaudra $2,160^2/2 = 2,333$.

Les pertes égalent à une constante près, le carré de l'intensité. L'énergie fournie est aussi à une constante près égale à l'intensité. Dans ce raisonnement on suppose par simplification que ces constantes valent 1.

Ainsi dans la première répartition de l'annexe 1, le pourcentage de pertes vaut $SI^2/SI = 14/6 = 2,333$. Par contre ce même pourcentage vaut 2, 2,160 ou 2,333 suivant que l'on se base sur I_m , I_{qm} ou I_r .

La deuxième répartition est identique à la première à part qu'on y a ajouté un quatrième départ avec une intensité nulle. Les pertes et le pourcentage des pertes sont évidemment les mêmes que dans la première répartition. Et on constate que les pourcentages basés sur I_m 1,5 et I_{qm} 1,871 ont varié, tandis que celui basé sur I_r 2,333 est resté identique.

Dans la troisième répartition un seul départ, le quatrième, est chargé à 6A. C'est encore l'application de I_r qui restitue la bonne valeur du pourcentage des pertes.

Les 3 dernières répartitions confirment les conclusions.

On a relevé dans les 322 départs qui ont servi comme échantillon de référence les données suivantes:

	nbre de feeders	SI	SI ²
150 AI	100	11944	1812176
240 AI	185	27257	5088271
400 AI	17	2890	598984
95 AI	20	1545	196243
TOTAL	322	43636	7695674

d'où il ressort:

I_m	$43636/322$	135,5
I_{qm}	$[(7695674/322)]^{0,5}$	154,6
I_r	$154,6(154,6/135,5)$	176,36

2.5 Le facteur de puissance

On considère que le réseau MT fonctionne avec un cosinus égal à 0,95.

2.6 L'énergie et l'utilisation

L'utilisation en tête du départ est estimée à 4311 heures, elle décroît avec la charge donc au fur à mesure que l'on s'éloigne de l'origine. Dans les boucles, elle est estimée à 4000 heures en début et 3820, 3550 et 3276 pour les 2^{me}, 3^{me} et 4^{me} niveaux de la boucle.

Dans une structure en arborescence on trouve successivement, 4311 en début du feeder 1, 4100 en feeder 2, 3900 en feeder 3, 3550 en arborescence de 1^{er} niveau et 3276 en arborescence de 2^{me} niveau.

La puissance est calculée à chaque niveau en fonction de l'énergie à distribuer et de l'utilisation correspondante (voir annexes MT 1 et MT 4).

Ainsi, dans la structure feeder + boucle ouverte, les 176,36 A donnent sous une tension de 12,2 kV et avec un cosinus de 0,95 une puissance de 3.540 kW. Avec une utilisation de 4311 heures, il y correspond une énergie de 15.261.929 kWh.

1/3 de cette énergie est distribuée dans chacune des boucles soit 5.087.310 kWh. Compte tenu d'une utilisation de 4.000 heures, la puissance en début de boucle est 1.271,8 kW. Le même raisonnement se poursuit avec les 3/4 de l'énergie encore présente dans le 2^{me} niveau de la boucle. Et ainsi de suite pour les autres niveaux.

On procède de façon similaire pour l'arborescence.

2.7 Le diagramme de fonctionnement

Le diagramme de fonctionnement de la charge influence fortement le taux de perte.

Par exemple 4000 kWh en 1 an peuvent provenir de 1 kW pendant 4000 heures ou 0,456 kW pendant 8760 heures. Les pertes sont dans le 1er cas proportionnelles à $(1)^2 \times 4000 = 4000$ et dans le second cas à $(0,456)^2 \times 8760 = 1821$. Selon que le diagramme est un rectangle en hauteur ou un rectangle allongé, le taux peut passer du simple à plus du double. Les figures 2 et 3 illustrent les deux cas extrêmes de rectangles.

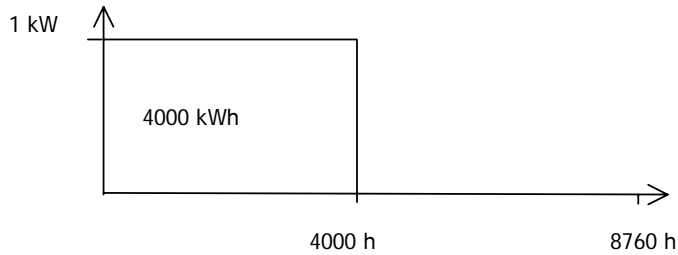


fig. 2 : diagramme rectangulaire en hauteur

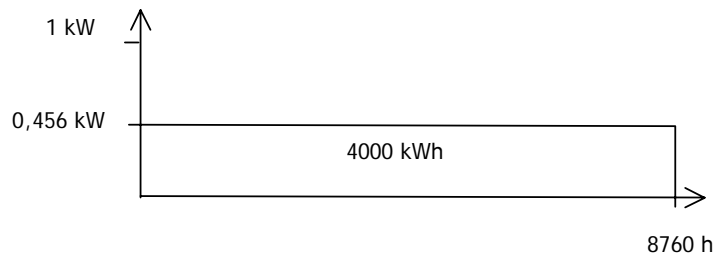


fig. 3 : diagramme rectangulaire allongé

Dans les annexes MT 2 et MT 5, un diagramme de fonctionnement a été défini pour toutes les utilisations. Le principe est que, dans un diagramme avec la puissance (kW) en ordonnée et l'utilisation en abscisse, l'on construise 6 rectangles, 3 pour le jour et 3 pour la nuit. La répartition jour/nuit est fixée à 66% et 34%.

A la première utilisation de 4311 heures, correspond $4311 \times 0,66 = 2845,26$ h de jour et $4311 \times 0,34 = 1465,74$ h de nuit. On va déterminer dans chaque période de jour et de nuit 3 rectangles de forme vraisemblable. Les diagrammes sont construits pour 1 kW. Il faudra donc retrouver 2845,26 kWh le jour et 1465,74 kWh la nuit. La base des rectangles en heure est fixée à 875 h, et 2 fois 2300 h pour le jour et 785 h et 2 fois 1250 h pour la nuit. Les hauteurs sont les puissances moyennes rencontrées pendant ces périodes.

En jour, le 1er rectangle a une puissance moyenne de 0,95 kW et justifie $0,95 \text{ kW} \times 875 \text{ h} = 831,25$ kWh. Le 3me rectangle a une puissance moyenne de 0,3 kW et justifie $0,3 \text{ kW} \times 2300 \text{ h} = 690$ kWh. Le solde de kWh $[2845,26 - (831,25 + 690) = 1324,01]$ doit être justifié dans le 2me rectangle. La puissance moyenne du 2me rectangle est le quotient du solde de kWh par 2300 h ($1324,01/2300 = 0,575$ kW).

La surface des 3 rectangles jour correspond aux 2845,26 kWh de jour et celle des 3 rectangles de nuit aux 1465,74 kWh de nuit, soit au total 4311 kWh.

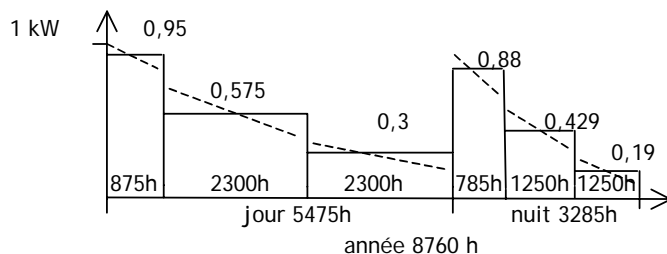


fig. 4 : diagramme de fonctionnement pour une utilisation de 4311 heures

La ligne en traits interrompus simule l'allure réelle du diagramme dont les rectangles sont les valeurs moyennes.

Les rectangles correspondant aux autres utilisations, sont déterminés suivant le même procédé. Afin de respecter la vraisemblance dans les diagrammes, les puissances moyennes diminuent lorsque l'utilisation diminue.

Comme mentionné ci-avant, la moyenne n'est pas la bonne valeur pour représenter le pourcentage des pertes ; elle sous-estime celles-ci. On appliquera un coefficient correctif qui est déterminé dans les annexes MT 2' et MT 5'.

Pour trouver ce coefficient correctif, on a pris 6 valeurs de part et d'autre de la moyenne. Les 2 premières valeurs sont les valeurs extrêmes de la surface du rectangle c.-à-d. 1 et 0,7628 dans le cas de la charge moyenne de 0,95. 1 est l'extrême maximum par définition et 0,7628 $[= (0,95 + 0,5757)/2]$ est la valeur intermédiaire entre les 2 rectangles; en dessous de 0,7628 on entre dans la surface du deuxième rectangle. La valeur extrême maximum pour la nuit est inférieure à 1 parce que les charges de nuit sont supposées être inférieures à celles de jour. Enfin en MT, la charge n'étant jamais nulle, l'extrême minimum est pris à la moitié de la hauteur du rectangle, par exemple $0,15 = 0,3/2$ dans le 3^{me} rectangle jour.

Les 4 autres valeurs (0,9843 dans le cas de la charge moyenne de 0,95) sont identiques entre elles et déterminées de façon à ce que la moyenne des 6 valeurs soit bien la moyenne recherchée. Avec ces 6 valeurs, on détermine la moyenne quadratique (colonne lqm), une valeur représentative (colonne lr) et le coefficient correctif (colonne coef). Le coefficient correctif vaut lr/moyenne.

2.8 Le calcul des pertes

Les pertes sont de deux natures : les pertes en énergie (pertes kWh) et les pertes en puissance, (pertes kW). Les pertes en puissance correspondent au supplément de puissance occasionné par la présence de l'énergie des pertes.

Les pertes kWh sont la sommation des $3RI^2h$ de tous les rectangles des diagrammes. Les pertes kW sont la sommation des $3RI^2$ dans chaque tronçon de réseau.

Les 2 types de pertes sont calculés dans les tableaux "calcul des pertes" en annexe MT 3 et MT 6. La résistance des conducteurs est la résistance à 20°C majorée, pour tenir compte de l'échauffement, de 15% pour les conducteurs les plus chargés et de 10% pour les conducteurs les moins chargés.

Les pourcentages sont exprimés par rapport à l'énergie fournie au réseau, c'est-à-dire l'énergie appelée par les consommations augmentée des pertes.

2.9 Les résultats

Dans les conditions moyennes c'est-à-dire en 12 kV, avec un cos de 0,95, une longueur développée de 14,2 km, une utilisation du départ de 4311 heures, une répartition 66% jour et 34% nuit, le niveau des pertes s'élève selon la structure du réseau à :

PkWh = 1,86% ou 1,82%
et PkW = 2,41% ou 2,81%

En comparaison avec les autres niveaux de tension on établit le tableau suivant:

	10 kV		12 kV		15 kV	
structure	f + b	arbores	f + b	arbores	f + b	arbores
PkWh	2,23%	2,19%	1,86%	1,82%	1,48%	1,45%
PkW	2,88%	3,37%	2,41%	2,81%	1,92%	2,23%

2.10 Autres structures MT

2.10.1 Réseaux MT aériens

Pour étudier le comportement d'un réseau MT aérien, on retiendra la structure arborescente dans laquelle le feeder 1 reste en souterrain et les autres parties du réseau sont en aérien 148 mm² Al, 93,3 mm² Al et 34,4 mm² Al. La densité d'un réseau aérien étant plus faible que celle d'un réseau souterrain, les longueurs du réseau ont été majorées de 20% et les charges diminuées de 20%. L'intensité représentative I_r est alors égale à 141,1 A comme il ressort des tableaux suivants basés sur l'échantillon précédent :

	nbre de feeders	SI	SI ²
au total	322	43636 x 0,8 = 34908,8	7695674 x 0,64 = 4925231

d'où il ressort:

l _m	34908,8 / 322	108,4
l _{qm}	$[(4925231 / 322)]^{0,5}$	123,7
I _r	123,7(123,7 / 108,4)	141,1

La résistance des conducteurs aériens est la résistance à 20°C majorée de 10% pour tenir compte de l'échauffement.

Sur base des calculs effectués en annexe MTaér 1 à 3, on établit le tableau de résultats pour les 3 niveaux de tension :

	structure aérienne arborescente		
	10 kV	12 kV	15 kV
PkWh	2,31%	1,92%	1,52%
PkW	3,41%	2,84%	2,26%

2.10.2 Réseaux souterrains à 6,3 kV

La structure qui a été étudiée, est celle d'un réseau urbain. Elle s'apparente à la structure "feeder et boucles" dans laquelle le feeder et les boucles, dans ce cas appelées distributeurs, ont des caractéristiques propres. Les feeders sont d'une section moyenne de 150 mm² Al et d'une longueur de 3,19 km.

Les distributeurs ont une section de 35 mm² Cu et sont au nombre de 3 par feeder. Ils alimentent 3 cabines distantes de 0,347 km et sont reliés entre eux. La longueur du réseau ainsi modélisé s'élève à 7,01 km.

9 cabines sont alimentées par les 3 distributeurs. La cabine de répartition, point de départ des distributeurs, comporte une fois sur deux un transformateur. On comptera dans la modélisation une demi-charge à ce point (voir annexes MT 6,3 kV 1).

On a relevé sur les 6 feeders qui ont servi d'échantillon de référence les données suivantes:

	nbre de feeders	SI	SI ²
240 Al	2	260	37000
100 Cu	3	400	54150
70 Cu	1	100	10000
TOTAL	6	760	101150

d'où il ressort:

I_m	760/6	126,67
I_{qm}	$(101150/6)^{0,5}$	129,84
I_r	$129,84(129,84/126,67)$	133,1

La résistance des conducteurs est celle à 20°C majorée, pour tenir compte de l'échauffement, non plus de 15% comme en réseau 12kV, mais de 10% vu que la charge est moins importante.

Des calculs effectués en annexes MT 6,3 kV 1 à 3, on établit le résultat :

	structure feeder + boucles
	6,3 kV
PkWh	1,97%
PkW	2,94%

2.11 En réseau BT et transformateurs MT/BT

La diversité de ces éléments de réseau est telle qu'il est difficile d'affirmer qu'une modélisation de structure donne une image représentative de la réalité. Ainsi, pour déterminer ces éléments une balance carrée des énergies entrantes et sortantes reste une bonne méthode d'évaluation, le solde représentant la valeur des pertes. Toutefois afin de fixer un ordre de grandeur, des calculs sont effectués

2.11.1 Réseau BT

Le calcul est effectué pour des réseaux moyennement chargés d'une part et fortement d'autre part. Il faut aussi distinguer la tension 3 x 400V + N qui représente 70 % de la distribution BT et la tension 3 x 230V qui en représente 30 %. Le réseau moyennement chargé est celui pour lequel la chute de tension maximum est comprise entre 5 et 6 %. Le réseau chargé est celui dans lequel la chute de tension maximum est comprise entre 9 et 10 %.

Tout comme dans la méthode utilisée pour le calcul en réseau MT, les diagrammes de fonctionnement sont établis pour les différentes utilisations variant de 2293 heures en début d'artère jusqu'à 1000 heures pour un raccordement individuel.

On considère que la consommation moyenne par raccordement est de 5293 kWh par an, et que le réseau BT fonctionne avec un cosinus égal à 0,92.

L'artère principale est constituée par un câble de 70 mm² Al, elle est prolongée par 2 dérivations de 25 mm² Cu et les raccordements sont constitués de 15 m de 16mm² Al. Les valeurs des résistances sont établies pour un fonctionnement à 55°C.

Les longueurs des réseaux, le nombre de points de raccordement et le nombre de raccordements par point de raccordement sont ajustés pour respecter les critères de chute de tension et d'intensité admissible. Ces éléments aboutissent à une configuration réaliste d'un réseau.

Les annexes BT 1 à 4 donnent les calculs et résultats. Dans ces annexes les charges en kVA sont déduites à partir des consommations et des utilisations respectives. Les colonnes 3RI²h produisent les pertes pour chaque position dans le diagramme de fonctionnement. La chute de tension apparaît dans la colonne ΔU. Les pertes en kW sont données dans la colonne 3RI².

2.11.2 Tableau résumé et pondération des résultats des annexes BT

Le tableau reprend les moyennes pondérées permettant de déterminer l'ordre de grandeur des pertes PkWh et PkW en réseaux BT :

	3 x 400V + N			3 x 230V			ordre de grandeur des pertes
	réseau moyennement chargé	réseau fortement chargé	total des 2 départs	réseau moyennement chargé	réseau fortement chargé	total des 2 départs	
kWh	107.977	190.548	298.525	70.397	123.750	194.147	
PkWh	2,098%	3,603%		2,35%	3,833%		
PkWh pondéré selon kWh	0,759%	2,3%	3,059%	0,852%	2,443%	3,296%	
+ pondération selon usage		x 0,7 =	2,14%		x 0,3 =	0,99%	3,13%
kW	47,1	83,1	130,2	30,7	53,97	84,67	
PkW	4,701%	8,073%		5,266%	8,588%		
PkW pondéré selon kWh	1,7%	5,153%	6,853%	1,909%	5,474%	7,384%	
+ pondération selon usage		x 0,7 =	4,797%		x 0,3 =	2,215%	7,01%

Il ressort du tableau que les PkWh s'élèvent à 3,06% en réseau 400V et 3,3% en réseau 230V soit 3,13% en moyenne. De même les PkW s'élèvent à 6,853% en réseau 400V et 7,384% en réseau 230V soit 7,01% en moyenne.

2.11.3 Pertes de transformation MT/BT

Les pertes dans les transformateurs sont de deux types, les pertes en charge appelées pertes cuivre, PCu et les pertes à vide appelées pertes fer, PFe. Le taux normalisé des pertes a évolué avec les années. Le tableau suivant reprend les valeurs fixées en 1962 (R62) et en 1985 (R85) :

KVA	R62		R85	
	PCu en W	PFe en W	PCu en W	PFe en W
160	2350	425	2150	310
250	3200	605	2950	435
400	4550	950	4200	620
630	6411,364	1450	5750	870

Pour les 4 puissances de transformateurs, les pertes sont calculées à 3 charges maximum du transformateur c.-à-d. 75%, 60% et 50% avec un diagramme de fonctionnement correspondant à une utilisation de 3276 heures. Les calculs sont réalisés dans les annexes tfo de 1 à 4.

PkWh	75%		60%		50%	
	R62	R85	R62	R85	R62	R85
kVA						
160	1,62%	1,30%	1,75%	1,37%	1,91%	1,47%
250	1,45%	1,15%	1,57%	1,22%	1,72%	1,31%
400	1,37%	1,03%	1,50%	1,08%	1,66%	1,17%
630	1,30%	0,91%	1,43%	0,96%	1,58%	1,04%

PkW	75%		60%		50%	
	R62	R85	R62	R85	R62	R85
kVA						
160	1,53%	1,33%	1,39%	1,19%	1,33%	1,12%
250	1,35%	1,18%	1,23%	1,05%	1,18%	0,99%
400	1,23%	1,05%	1,14%	0,94%	1,10%	0,88%
630	1,13%	0,91%	1,05%	0,82%	1,02%	0,77%

La moyenne arithmétique effectuée sur l'ensemble des résultats donne les valeurs de :

PkWh	1,37%
PkW	1,12%

2.12 Conclusion et synthèse

L'évaluation des pertes dans un réseau de distribution est réalisée de manière approchée. La méthode fait appel à une modélisation caractéristique des réseaux concernés, un diagramme de fonctionnement en relation avec l'utilisation et en ce qui concerne les réseaux MT, une intensité représentative.

Des valeurs sont reprises pour différents réseaux MT avec une structure en feeder et boucles ouvertes ou une structure arborescente.

Les pertes en transformation MT/BT et en réseaux BT sont calculées à titre d'exemple et comme les caractéristiques de ces réseaux sont difficilement cernées, il est préconisé d'évaluer ces pertes par différence de l'énergie électrique injectée et prélevée.

Les lignes directrices énoncées au point 1, ont intégré ces notions.

Les pertes ont été exprimées en % par rapport à l'énergie fournie au réseau, c'est-à-dire par rapport à l'énergie appelée par les consommations augmentée des pertes.

2.13 Tableau de synthèse des résultats pour les pertes en kWh:

	MT									
tension	6,3 kV	10 kV			12 kV			15 kV		
structure ⁽¹⁾	F + b	f + b	arboresc	aérien	f + b	arboresc	aérien	f + b	arboresc	aérien
pertes kWh	1,97 %	2,23%	2,19 %	2,31 %	1,86%	1,82 %	1,92 %	1,48%	1,45 %	1,52 %
	tfo MT/BT (indicatif)									
	1,37 %									
	BT (indicatif)									
	3,13 %									

- (1) structure f + b : feeder et boucles ouvertes
structure arboresc : arborescence
structure aérien : arborescence aérienne

ANNEXE MT	Intensité représentative des pertes														le 4 avril 02		
	1ère répartition		2me répartition		3me répartition		4me répartition		5me répartition		6me répartition						
	I	I ²	I	I ²	I	I ²	I	I ²	I	I ²	I	I ²	I	I ²			
			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0,5	0,25			
	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	2	4	1	1			
	2	4	2	4	0	0	3	9	2	4	2	4	1	1			
	3	9	3	9	6	36	3	9	2	4	3,5	12,25					
éléments statistiques																	
somme S	6	14	S	6	14	S	6	36	S	6	18	S	6	12	S	6	14,5
moyenne m	2	4,667	m	1,5	3,5	m	1,5	9	m	1,5	4,5	m	1,5	3	m	1,5	3,625
racine Vm		2,160	Vm		1,871	Vm		3	Vm		2,121	Vm		1,732	Vm		1,904
pertes et % réels																	
pertes p		14	p		14	p		36	p		18	p		12	p		14,5
énergie E	6		E	6		E	6		E	6		E	6		E	6	
%		2,333	%		2,333	%		6	%		3	%		2	%		2,417
I moyen : Im																	
Im	2	4	Im	1,5	2,25	Im	1,5	2,25	Im	1,5	2,25	Im	1,5	2,25	Im	1,5	2,25
p		4	p		2,25	p		2,25	p		2,25	p		2,25	p		2,25
E	2		E	1,5		E	1,5		E	1,5		E	1,5		E	1,5	
%		2	%		1,5	%		1,5	%		1,5	%		1,5	%		1,5
I quadratique moyen : Iqm = VI²m																	
Iqm	2,160	4,667	Iqm	1,871	3,5	Iqm	3	9	Iqm	2,121	4,5	Iqm	1,732	3	Iqm	1,904	3,625
p		4,667	p		3,5	p		9	p		4,5	p		3	p		3,625
E	2,160		E	1,871		E	3		E	2,121		E	1,732		E	1,904	
%		2,160	%		1,871	%		3	%		2,121	%		1,732	%		1,904
Ireprésentatif : Ir = Iqm x (Iqm / Im)																	
Ir	2,333	5,444	Ir	2,333	5,444	Ir	6	36	Ir	3	9	Ir	2	4	Ir	2,417	5,840
p		5,444	p		5,444	p		36	p		9	p		4	p		5,840
E	2,333		E	2,333		E	6		E	3		E	2		E	2,417	
%		2,333	%		2,333	%		6	%		3	%		2	%		2,417

Annexe MT 1		Structure feeder + boucles ouvertes 12 kV				le 4 avril 02	
utilisation en EDV							
poste HT/MT	4.790				contrôle kwh		
feeder	4.311					15.261.929	
boucle	4.000				5.087.310 x 3 =	15.261.929	
cabine	3.276						
charge							
		cos	0,95				
		l	12,2 kV	kwh	utilisation		
feeder 240 Al	176,36	3.540,2 kW					
boucle 35 Cu	63,42	1.271,8 kw	5.087.310				
	pour les 3 boucles				kw		
		2me niveau	x 3/4	3.815.482	3.820	998,8	
		3me niveau	x 2/4	2.543.655	3.550	716,5	
		4me niveau	x 1/4	1.271.827	3.276	388,2	
0.707 km 35Cu							
		999 kw					
0.707 km 35Cu							
		717 kw					
0.707 km 35Cu							
		388 kw					
0.707 km 35Cu							
		0.707 km 35cu	0.707 km 35cu				
Longueur totale	4.3 + (3 x 4 + 2) x 0.707 =			14,20	km		

Annexe MT 2		Diagramme de fonctionnement ; feeder + boucles ouvertes le 4 avril 02						
feeder		4311 heures						
Jour	0,66	2845,26	heures	Nuit	0,34	1465,74	heures	
1kW								
	0,95	875	831,25		0,88	785	690,8	
	0,575657	2300	1324,01		0,429952	1250	537,44	
	0,3	2300	690		0,19	1250	237,5	
			2845,26				1465,74	
boucle 1er niveau		4000 heures						
Jour	0,66	2640	heures	Nuit	0,34	1360	heures	
1kW								
	0,93	875	813,75		0,86	785	675,1	
	0,514022	2300	1182,25		0,38792	1250	484,9	
	0,28	2300	644		0,16	1250	200	
			2640				1360	
boucle 2me niveau		3820 heures						
Jour	0,66	2521,2	heures	Nuit	0,34	1298,8	heures	
1kW								
	0,91	875	796,25		0,84	785	659,4	
	0,489978	2300	1126,95		0,38152	1250	476,9	
	0,26	2300	598		0,13	1250	162,5	
			2521,2				1298,8	
boucle 3me niveau		3550 heures				= aussi niv A		
Jour	0,66	2343	heures	Nuit	0,34	1207	heures	
1kW								
	0,9	875	787,5		0,81	785	635,85	
	0,466304	2300	1072,5		0,35692	1250	446,15	
	0,21	2300	483		0,1	1250	125	
			2343				1207	
boucle 4me niveau		3276 heures				= aussi niv B		
Jour	0,66	2162,16	heures	Nuit	0,34	1113,84	heures	
1kW								
	0,87	875	761,25		0,79	785	620,15	
	0,419091	2300	963,91		0,294952	1250	368,69	
	0,19	2300	437		0,1	1250	125	
			2162,16				1113,84	

Annexe MT 2' diagramme f+b coefficient correctif																					
feeder																					
jour							diagramme nuit							jour							
extrêmes							extrêmes							extrêmes							
+4							+4							+4							
moyen							moyen							moyen							
lqm							lqm							lqm							
lr							lr							lr							
coef							coef							coef							
0,95	1	0,7628	0,9843	0,9843	0,9843	0,9843	0,95	0,9537	0,9574	1,0078	0,88	0,95	0,655	0,9188	0,9188	0,9188	0,9188	0,88	0,8858	0,8917	1,0132
0,5757	0,7628	0,4378	0,5633	0,5633	0,5633	0,5633	0,5757	0,5835	0,5915	1,0275	0,43	0,655	0,31	0,4037	0,4037	0,4037	0,4037	0,43	0,4429	0,4562	1,0611
0,3	0,4378	0,15	0,303	0,303	0,303	0,303	0,3	0,3113	0,3231	1,0769	0,19	0,31	0,095	0,1838	0,1838	0,1838	0,1838	0,19	0,2001	0,2107	1,1088
boucle 1er niveau																					
jour							diagramme nuit							jour							
extrêmes							extrêmes							extrêmes							
+4							+4							+4							
moyen							moyen							moyen							
lqm							lqm							lqm							
lr							lr							lr							
coef							coef							coef							
0,93	1	0,722	0,9645	0,9645	0,9645	0,9645	0,93	0,9347	0,9395	1,0102	0,86	0,93	0,624	0,9015	0,9015	0,9015	0,9015	0,86	0,8665	0,8731	1,0152
0,514	0,722	0,397	0,4913	0,4913	0,4913	0,4913	0,514	0,5235	0,5332	1,0372	0,3879	0,624	0,274	0,3574	0,3574	0,3574	0,3574	0,3879	0,4032	0,419	1,0802
0,28	0,397	0,14	0,2857	0,2857	0,2857	0,2857	0,28	0,2898	0,2999	1,0711	0,16	0,274	0,08	0,1515	0,1515	0,1515	0,1515	0,16	0,1699	0,1805	1,1281
boucle 2me niveau																					
jour							diagramme nuit							jour							
extrêmes							extrêmes							extrêmes							
+4							+4							+4							
moyen							moyen							moyen							
lqm							lqm							lqm							
lr							lr							lr							
coef							coef							coef							
0,91	1	0,7	0,94	0,94	0,94	0,94	0,91	0,9151	0,9202	1,0112	0,84	0,91	0,6108	0,8798	0,8798	0,8798	0,8798	0,84	0,8463	0,8527	1,0151
0,49	0,7	0,375	0,4662	0,4662	0,4662	0,4662	0,49	0,5	0,5102	1,0414	0,3815	0,6108	0,2558	0,3557	0,3557	0,3557	0,3557	0,3815	0,3967	0,4126	1,0813
0,26	0,375	0,13	0,2638	0,2638	0,2638	0,2638	0,26	0,2695	0,2793	1,0744	0,13	0,2558	0,065	0,1148	0,1148	0,1148	0,1148	0,13	0,1428	0,1569	1,2067
boucle 3me niveau																					
jour							diagramme nuit							jour							
extrêmes							extrêmes							extrêmes							
+4							+4							+4							
moyen							moyen							moyen							
lqm							lqm							lqm							
lr							lr							lr							
coef							coef							coef							
0,9	1	0,6832	0,9292	0,9292	0,9292	0,9292	0,9	0,9056	0,9112	1,0124	0,81	0,9	0,5835	0,8441	0,8441	0,8441	0,8441	0,81	0,8166	0,8232	1,0163
0,4663	0,6832	0,3382	0,4441	0,4441	0,4441	0,4441	0,4663	0,4779	0,4897	1,0501	0,3569	0,5835	0,2285	0,3324	0,3324	0,3324	0,3324	0,3569	0,373	0,3897	1,0919
0,21	0,3382	0,105	0,2042	0,2042	0,2042	0,2042	0,21	0,2207	0,2319	1,1042	0,1	0,2285	0,05	0,0804	0,0804	0,0804	0,0804	0,1	0,1159	0,1342	1,3423
boucle 4me niveau																					
jour							diagramme nuit							jour							
extrêmes							extrêmes							extrêmes							
+4							+4							+4							
moyen							moyen							moyen							
lqm							lqm							lqm							
lr							lr							lr							
coef							coef							coef							
0,87	1	0,6445	0,8939	0,8939	0,8939	0,8939	0,87	0,8767	0,8834	1,0154	0,79	0,87	0,5425	0,8319	0,8319	0,8319	0,8319	0,79	0,7978	0,8058	1,0199
0,4191	0,6445	0,3045	0,3914	0,3914	0,3914	0,3914	0,4191	0,4322	0,4457	1,0636	0,295	0,5425	0,1975	0,2574	0,2574	0,2574	0,2574	0,295	0,3158	0,3381	1,1464
0,19	0,3045	0,095	0,1851	0,1851	0,1851	0,1851	0,19	0,1995	0,2095	1,1027	0,1	0,1975	0,05	0,0881	0,0881	0,0881	0,0881	0,1	0,11	0,1209	1,2094

Annexe MT 3		calcul des pertes ; feeder + boucles ouvertes 12 kv					cos 0,95		le 4 avril 02	
	km		r/km	ohm	kW	heures	kWh	jour	nuit	
								66%	34%	
feeder	4,3	+ 200 Al	0,18536	0,797048	3.540	4311	15261929	10072873	5189056	
1er niv	0,707	35 Cu	0,6026	0,426038	1.272	4096	5209405	3438207	1771198	
2me niv	0,707	35 Cu	0,6026	0,426038	999	3820	3815482	2518218	1297264	
3me niv	0,707	35 Cu	0,5764	0,407515	717	3550	2543655	1678812	864842,7	
4me niv	0,707	35 Cu	0,5764	0,407515	388	3276	1271827	839406,1	432421,3	
feeder			12,2 kv							
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes %/départ
		1 kW	heures	3ri²h		3ri²		1 kW	heures	3ri²h
176,35	1,0078	0,95	875	59646,42		74,4	1,0132	0,88	785	46409,38
176,35	1,0275	0,575657	2300	59840,99			1,0611	0,429952	1250	19348,31
176,35	1,0769	0,3	2300	17852,6			1,1088	0,19	1250	4125,76
				137340	1,363%					69883,45 1,347%
1er niv			12 kv							
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes %/départ
		1 kW	heures	3ri²h		3ri²		1 kW	heures	3ri²h
64,41	1,0102	0,93	875	4095,283		5,3	1,0152	0,86	785	3172,96
64,41	1,0372	0,514022	2300	3466,658			1,0802	0,38792	1250	1163,85
64,41	1,0711	0,28	2300	1096,981			1,1281	0,16	1250	215,94
				8658,922	0,086%					4552,759 0,088%
		x	3	25976,77	0,258%			x	3	13658,28 0,263%
			cumul	163316,8	1,621%				cumul	83541,73 1,610%
2me niv			11,9 kv							
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes %/départ
		1 kW	heures	3ri²h		3ri²		1 kW	heures	3ri²h
51,01	1,0112	0,91	875	2463,856		3,3	1,0151	0,84	785	1898,00
51,01	1,0414	0,489978	2300	1991,439			1,0813	0,38152	1250	707,44
51,01	1,0744	0,26	2300	596,8386			1,2067	0,13	1250	102,29
				5052,134	0,050%					2707,73 0,052%
		x	3	15156,4	0,150%			x	3	8123,189 0,157%
			cumul	178473,2	1,772%				cumul	91664,92 1,767%
3me niv			11,8 kv							
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes %/départ
		1 kW	heures	3ri²h		3ri²		1 kW	heures	3ri²h
36,90	1,0124	0,9	875	1209,364		1,7	1,0163	0,81	785	885,61
36,90	1,0501	0,466304	2300	918,0953			1,0919	0,35692	1250	316,07
36,90	1,1042	0,21	2300	205,8835			1,3423	0,1	1250	37,49
				2333,343	0,023%					1239,172 0,024%
		x	3	7000,028	0,069%			x	3	3717,515 0,072%
			cumul	185473,2	1,841%				cumul	95382,43 1,838%
4me niv			11,7 kv							
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes %/départ
		1 kW	heures	3ri²h		3ri²		1 kW	heures	3ri²h
20,17	1,0154	0,87	875	339,4721		0,5	1,0199	0,79	785	253,35
20,17	1,0636	0,419091	2300	227,1878			1,1464	0,294952	1250	71,05
20,17	1,1027	0,19	2300	50,19182			1,2094	0,1	1250	9,09
				616,8517	0,006%					333,4908 0,006%
		x	3	1850,555	0,018%			x	3	1000,472 0,019%
			cumul jour	187323,8	1,860%				cumul nuit	96382,91 1,857%
						total pertes kWh	283706,7	1,859%		
						total pertes kW	85,2	2,405%		

Annexe MT 4	Structure en arborescence						le 4 avril 02
utilisation en EDV							
poste HT/MT	4.790					contrôle kWh	
feeder	4.311						15.261.929
arborescence	3.550				2.543.655 x 6		15.261.929
cabine	3.276						
charge		cos 0,95					
		I	12,2 kV	kWh	utilisation	kW	
feeder1 240 AI	176,36	3.540,2 kW					
feedert2 150 AI		(=5 x arborescence)		12.718.274	4.100	3.102,0	
feedert3 95 AI		(=2 x arborescence)		5.087.310	3.900	1.304,4	
arborescence	1er niveau (= feeder x 1/6)			2.543.655	3.550	716,5	
	2me niveau (=1er niveau x 1/2)			1.271.827	3.276	388,2	
					12.2 kV		
					3.540 kW		
	feeder 1						
					2.5 km + 200 AI		
						12.1 kV	
					3.102 kW	717 kW	0.5 km 50 AI
	feeder 2						
					2.5 km 150 AI	388 kW	0.5 km 50 AI
							12 kV
0.5 km 50 AI					1.304 kW	717 kW	
	feeder 3						
0.5 km 50 AI					2.5 km 95 AI	388 kW	
							11.9 kV
0.5 km 50 AI						717 kW	
	bouclage				1.414 km		
0.5 km 50 AI						388 kW	
longueur totale					3 x 2.5 + 12 x 0.5 + 1/2 bouclage 0.707 =	14,21 km	

Annexe MT 5		Diagramme de fonctionnement ; arborescence					le 4 avril 02	
feeder 1		4311	heures					
Jour	0,66	2845,26	heures	Nuit	0,34	1465,74	heures	
1kW								
	0,95	875	831,25		0,88	785	690,8	
	0,575657	2300	1324,01		0,429952	1250	537,44	
	0,3	2300	690		0,19	1250	237,5	
			2845,26				1465,74	
feeder 2		4100	heures					
Jour	0,66	2706	heures	Nuit	0,34	1394	heures	
1kW								
	0,93	875	813,75		0,86	785	675,1	
	0,542717	2300	1248,25		0,41512	1250	518,9	
	0,28	2300	644		0,16	1250	200	
			2706				1394	
feeder 3		3900	heures					
Jour	0,66	2574	heures	Nuit	0,34	1326	heures	
1kW								
	0,92	875	805		0,85	785	667,25	
	0,49913	2300	1148		0,387	1250	483,75	
	0,27	2300	621		0,14	1250	175	
			2574				1326	
arbores 1er niveau		3550	heures					
Jour	0,66	2343	heures	Nuit	0,34	1207	heures	
1kW								
	0,9	875	787,5		0,81	785	635,85	
	0,466304	2300	1072,5		0,35692	1250	446,15	
	0,21	2300	483		0,1	1250	125	
			2343				1207	
arbores 2me niveau		3276	heures					
Jour	0,66	2162,16	heures	Nuit	0,34	1113,84	heures	
1kW								
	0,87	875	761,25		0,79	785	620,15	
	0,419091	2300	963,91		0,294952	1250	368,69	
	0,19	2300	437		0,1	1250	125	
			2162,16				1113,84	

Annexe MT 5' diagramme arborescence coefficient correctif																			le 4 avril 02						
feeder 1																									
Jour									moyen	lqm	lr	coef	diagramme nuit								moyen	lqm	lr	coef	
	extrêmes				+4								extrêmes				+4								
0,95	1	0,7628	0,9843	0,9843	0,9843	0,9843	0,95	0,9537	0,9574	1,0078	0,88	0,95	0,655	0,9188	0,9188	0,9188	0,9188	0,88	0,8858	0,8917	1,0132				
0,5757	0,7628	0,4378	0,5633	0,5633	0,5633	0,5633	0,5757	0,5835	0,5915	1,0275	0,43	0,655	0,31	0,4037	0,4037	0,4037	0,4037	0,43	0,4429	0,4562	1,0611				
0,3	0,4378	0,15	0,303	0,303	0,303	0,303	0,3	0,3113	0,3231	1,0769	0,19	0,31	0,095	0,1838	0,1838	0,1838	0,1838	0,19	0,2001	0,2107	1,1088				
feeder 2																									
Jour									moyen	lqm	lr	coef	diagramme nuit								moyen	lqm	lr	coef	
1kW	extrêmes				+4								1 kW	extrêmes				+4							
0,93	1	0,7364	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,93	0,9341	0,9383	1,0089	0,86	0,93	0,6376	0,8981	0,8981	0,8981	0,8981	0,86	0,8658	0,8717	1,0136				
0,5427	0,7364	0,4114	0,5271	0,5271	0,5271	0,5271	0,5427	0,5512	0,5598	1,0315	0,4151	0,6376	0,2876	0,3914	0,3914	0,3914	0,3914	0,4151	0,4286	0,4424	1,0658				
0,28	0,4114	0,14	0,2822	0,2822	0,2822	0,2822	0,28	0,2908	0,3019	1,0784	0,16	0,2876	0,08	0,1481	0,1481	0,1481	0,1481	0,16	0,1717	0,1842	1,1513				
feeder 3																									
Jour									moyen	lqm	lr	coef	diagramme nuit								moyen	lqm	lr	coef	
1kW	extrêmes				+4								1 kW	extrêmes				+4							
0,92	1	0,7096	0,9526	0,9526	0,9526	0,9526	0,92	0,925	0,93	1,0108	0,85	0,91	0,6185	0,8929	0,8929	0,8929	0,8929	0,85	0,8563	0,8627	1,0149				
0,4991	0,7096	0,3846	0,4752	0,4752	0,4752	0,4752	0,4991	0,509	0,5191	1,0399	0,387	0,6185	0,2635	0,36	0,36	0,36	0,36	0,387	0,4022	0,4179	1,0799				
0,27	0,3846	0,135	0,2751	0,2751	0,2751	0,2751	0,27	0,2795	0,2894	1,0719	0,14	0,2635	0,07	0,1266	0,1266	0,1266	0,1266	0,14	0,1519	0,1648	1,1774				
arbores 1er niveau																									
Jour									moyen	lqm	lr	coef	diagramme nuit								moyen	lqm	lr	coef	
1kW	extrêmes				+4								1 kW	extrêmes				+4							
0,9	1	0,6832	0,9292	0,9292	0,9292	0,9292	0,9	0,9056	0,9112	1,0124	0,81	0,9	0,5835	0,8441	0,8441	0,8441	0,8441	0,81	0,8166	0,8232	1,0163				
0,4663	0,6832	0,3382	0,4441	0,4441	0,4441	0,4441	0,4663	0,4779	0,4897	1,0501	0,3569	0,5835	0,2285	0,3324	0,3324	0,3324	0,3324	0,3569	0,373	0,3897	1,0919				
0,21	0,3382	0,105	0,2042	0,2042	0,2042	0,2042	0,21	0,2207	0,2319	1,1042	0,1	0,2285	0,05	0,0804	0,0804	0,0804	0,0804	0,1	0,1159	0,1342	1,3423				
arbores 2me niveau																									
Jour									moyen	lqm	lr	coef	diagramme nuit								moyen	lqm	lr	coef	
1kW	extrêmes				+4								1 kW	extrêmes				+4							
0,87	1	0,6445	0,8939	0,8939	0,8939	0,8939	0,87	0,8767	0,8834	1,0154	0,79	0,87	0,5425	0,8319	0,8319	0,8319	0,8319	0,79	0,7978	0,8058	1,0199				
0,4191	0,6445	0,3045	0,3914	0,3914	0,3914	0,3914	0,4191	0,4322	0,4457	1,0636	0,295	0,5425	0,1975	0,2574	0,2574	0,2574	0,2574	0,295	0,3158	0,3381	1,1464				
0,19	0,3045	0,095	0,1851	0,1851	0,1851	0,1851	0,19	0,1995	0,2095	1,1027	0,1	0,1975	0,05	0,0881	0,0881	0,0881	0,0881	0,1	0,11	0,1209	1,2094				

Annexe MT 6		calcul des pertes ; arborescence				cos 0,95				le 4 avril 02	
	km		r/km	ohm	kW	heures	kWh	jour	nuit		
								66%	34%		
feeder 1	2,5 ± 200 AI	0,18536	0,4634	3.540	4311	15261929	10072873	5189056			
feeder 2	2,5 150 AI	0,2369	0,59225	3.102	4100	12718274	8394061	4324213			
feeder 3	2,5 95 AI	0,352	0,88	1.304	3900	5087310	3357624	1729685			
1er niv	0,5 50 AI	0,5764	0,2882	717	3550	2543655	1678812	864842,7			
2me niv	0,5 50 AI	0,5764	0,2882	388	3276	1271827	839406,1	432421,3			
feeder 1	12,2 kV										
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h	
176,35	1,0078	0,95	875	34678,16		43,2	1,0132	0,88	785	26984,62	
176,35	1,0275	0,575657	2300	34789,94			1,0611	0,429952	1250	11249,39	
176,35	1,0769	0,3	2300	10379,69			1,1088	0,19	1250	2398,88	
				79847,79	0,793%					40632,9	0,783%
feeder 2	12,1 kV										
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h	
155,80	1,0089	0,93	875	33223,97		43,1	1,0136	0,86	785	25724,34	
155,80	1,0315	0,542717	2300	31089,59			1,0658	0,41512	1250	10552,59	
155,80	1,0784	0,28	2300	9044,194			1,1513	0,16	1250	1829,32	
				73357,75	0,728%					38106,25	0,734%
		x	1	73357,75	0,728%			x	1	38106,25	0,734%
			cumul	153205,5	1,521%				cumul	78739,15	1,517%
feeder 3	12 kV										
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h	
66,06	1,0108	0,92	875	8718,654		11,5	1,0149	0,85	785	6730,77	
66,06	1,0399	0,49913	2300	7139,944			1,0799	0,387	1250	2515,27	
66,06	1,0719	0,27	2300	2219,7			1,1774	0,14	1250	391,35	
				18078,3	0,179%					9637,397	0,186%
		x	1	18078,3	0,179%			x	1	9637,397	0,186%
			cumul	171283,8	1,700%				cumul	88376,54	1,703%
1er niveau	12 kV										
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h	
36,29	1,0124	0,9	875	827,1261		1,1	1,0163	0,81	785	605,63	
36,29	1,0501	0,466304	2300	627,9194			1,0919	0,35692	1250	216,14	
36,29	1,1042	0,21	2300	140,8113			1,3423	0,1	1250	25,64	
				1595,857	0,016%					847,4206	0,016%
		x	6	9575,141	0,095%			x	6	5084,524	0,098%
			cumul	180859	1,796%				cumul	93461,07	1,801%
2me niveau	11,9 kV										
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h	
19,82	1,0154	0,87	875	232,0271		0,3	1,0199	0,79	785	173,17	
19,82	1,0636	0,419091	2300	155,2774			1,1464	0,294952	1250	48,56	
19,82	1,1027	0,19	2300	34,30373			1,2094	0,1	1250	6,21	
				421,6082	0,004%					227,9441	0,004%
		x	6	2529,649	0,025%			x	6	1367,665	0,026%
			cumul jour	183388,6	1,821%				cumul nuit	94828,73	1,827%
						total pertes kWh	278217,4	1,823%			
						total pertes kW	99,4	2,807%			

Annexe MT 6,3kV 1		Structure feeder + boucles					23 mai 02
utilisation en EDV + EDPL							
poste HT/MT						contrôle kWh	
feeder	4.600					6.447.441	
boucle	3.820				2.036.034 x 3 =	6.108.102	
cabine	3.300					339.339	
						6.447.441	
charge		cos	0,95				
		I	6,4 kV	kWh	utilisation		
feeder 150 Al		133,10	1.401,6 kW				
arrivée feeder 1/2 cabine(= 6,447,441 x 0.5/9.5)				339.339			
boucle 35 Cu		50,67	533,0 kW	2.036.034			
	pour les 3 boucles					kW	
		2me niveau	x 2/3	1.357.356	3.550	382,4	
		3me niveau	x 1/3	678.678	3.276	207,2	
Longueur totale	3.19 + (3 x 3 + 2) x 0.347 =			7,01 km			

Ann. MT 6,3kV 2		Diagramme de fonctionnement ; feeder + boucles					le 16 avril 02	
feeder		4311 heures						
Jour	0,66	2845,26	heures	Nuit	0,34	1465,74	heures	
1kW								
0,95	875	831,25		0,88	785	690,8		
0,575657	2300	1324,01		0,429952	1250	537,44		
0,3	2300	690		0,19	1250	237,5		
		2845,26				1465,74		
boucle 1er niveau		4000 heures						
Jour	0,66	2640	heures	Nuit	0,34	1360	heures	
1kW								
0,93	875	813,75		0,86	785	675,1		
0,514022	2300	1182,25		0,38792	1250	484,9		
0,28	2300	644		0,16	1250	200		
		2640				1360		
boucle 2me niveau		3820 heures						
Jour	0,66	2521,2	heures	Nuit	0,34	1298,8	heures	
1kW								
0,91	875	796,25		0,84	785	659,4		
0,489978	2300	1126,95		0,38152	1250	476,9		
0,26	2300	598		0,13	1250	162,5		
		2521,2				1298,8		
boucle 3me niveau		3550 heures		= aussi niv A				
Jour	0,66	2343	heures	Nuit	0,34	1207	heures	
1kW								
0,9	875	787,5		0,81	785	635,85		
0,466304	2300	1072,5		0,35692	1250	446,15		
0,21	2300	483		0,1	1250	125		
		2343				1207		
boucle 4me niveau		3276 heures		= aussi niv B				
Jour	0,66	2162,16	heures	Nuit	0,34	1113,84	heures	
1kW								
0,87	875	761,25		0,79	785	620,15		
0,419091	2300	963,91		0,294952	1250	368,69		
0,19	2300	437		0,1	1250	125		
		2162,16				1113,84		

Annexe MT 6,3kV 3										diagramme f-b coefficient correctif														le 16 avril 02								
feeder																																
Jour										diagramme nuit																						
extrêmes					+4										extrêmes					+4												
0,95	1	0,7628	0,9843	0,9843	0,9843	0,9843	0,95	0,9537	0,9574	1,0078	0,88	0,95	0,655	0,9188	0,9188	0,9188	0,9188	0,88	0,8858	0,8917	1,0132											
0,5757	0,7628	0,4378	0,5633	0,5633	0,5633	0,5633	0,5757	0,5835	0,5915	1,0275	0,43	0,655	0,31	0,4037	0,4037	0,4037	0,4037	0,43	0,4429	0,4562	1,0611											
0,3	0,4378	0,15	0,303	0,303	0,303	0,303	0,3	0,3113	0,3231	1,0769	0,19	0,31	0,095	0,1838	0,1838	0,1838	0,1838	0,19	0,2001	0,2107	1,1088											
boucle 1er niveau																																
Jour										diagramme nuit																						
1kW extrêmes					+4										1 kW extrêmes					+4												
0,93	1	0,722	0,9645	0,9645	0,9645	0,9645	0,93	0,9347	0,9395	1,0102	0,86	0,93	0,624	0,9015	0,9015	0,9015	0,9015	0,86	0,8665	0,8731	1,0152											
0,514	0,722	0,397	0,4913	0,4913	0,4913	0,4913	0,514	0,5235	0,5332	1,0372	0,3879	0,624	0,274	0,3574	0,3574	0,3574	0,3574	0,3879	0,4032	0,419	1,0802											
0,28	0,397	0,14	0,2857	0,2857	0,2857	0,2857	0,28	0,2898	0,2999	1,0711	0,16	0,274	0,08	0,1515	0,1515	0,1515	0,1515	0,16	0,1699	0,1805	1,1281											
boucle 2me niveau																																
Jour										diagramme nuit																						
1kW extrêmes					+4										1 kW extrêmes					+4												
0,91	1	0,7	0,94	0,94	0,94	0,94	0,91	0,9151	0,9202	1,0112	0,84	0,91	0,6108	0,8798	0,8798	0,8798	0,8798	0,84	0,8463	0,8527	1,0151											
0,49	0,7	0,375	0,4662	0,4662	0,4662	0,4662	0,49	0,5102	0,5102	1,0414	0,3815	0,6108	0,2558	0,3557	0,3557	0,3557	0,3557	0,3815	0,3967	0,4126	1,0813											
0,26	0,375	0,13	0,2638	0,2638	0,2638	0,2638	0,26	0,2695	0,2793	1,0744	0,13	0,2558	0,065	0,1148	0,1148	0,1148	0,1148	0,13	0,1428	0,1569	1,2067											
boucle 3me niveau																																
Jour										diagramme nuit																						
1kW extrêmes					+4										1 kW extrêmes					+4												
0,9	1	0,6832	0,9292	0,9292	0,9292	0,9292	0,9	0,9056	0,9112	1,0124	0,81	0,9	0,5835	0,8441	0,8441	0,8441	0,8441	0,81	0,8166	0,8232	1,0163											
0,4663	0,6832	0,3382	0,4441	0,4441	0,4441	0,4441	0,4663	0,4779	0,4897	1,0501	0,3569	0,5835	0,2285	0,3324	0,3324	0,3324	0,3324	0,3569	0,373	0,3897	1,0919											
0,21	0,3382	0,105	0,2042	0,2042	0,2042	0,2042	0,21	0,2207	0,2319	1,1042	0,1	0,2285	0,05	0,0804	0,0804	0,0804	0,0804	0,1	0,1159	0,1342	1,3423											
boucle 4me niveau																																
Jour										diagramme nuit																						
1kW extrêmes					+4										1 kW extrêmes					+4												
0,87	1	0,6445	0,8939	0,8939	0,8939	0,8939	0,87	0,8767	0,8834	1,0154	0,79	0,87	0,5425	0,8319	0,8319	0,8319	0,8319	0,79	0,7978	0,8058	1,0199											
0,4191	0,6445	0,3045	0,3914	0,3914	0,3914	0,3914	0,4191	0,4322	0,4457	1,0636	0,295	0,5425	0,1975	0,2574	0,2574	0,2574	0,2574	0,295	0,3158	0,3381	1,1464											
0,19	0,3045	0,095	0,1851	0,1851	0,1851	0,1851	0,19	0,1995	0,2095	1,1027	0,1	0,1975	0,05	0,0881	0,0881	0,0881	0,0881	0,1	0,11	0,1209	1,2094											

Annexe MT 6,3kV 3			calcul des pertes ; feeder + boucles				cos 0,95				23 mai 02
km		r/km	ohm	kW	heures	kWh	jour	nuit			
							66%	34%			
feeder	3,19	150 Al	0,2266	0,722854	1.402	4600	6447441	4255311	2192130		
1er niv	0,347	35 Cu	0,5764	0,200011	533	3820	2036034	1343782	692251,5		
2me niv	0,347	35 Cu	0,5764	0,200011	382	3550	1357356	895854,9	461501		
3me niv	0,347	35 Cu	0,5764	0,200011	207	3276	678678	447927,5	230750,5		
4me niv		35 Cu	0,5764	0	0	3276	0	0	0		
feeder		6,4 kV									
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h	
133,10	1,0078	0,95	875	30811,05		38,4	1,0132	0,88	785	23973,30	
133,10	1,0275	0,575657	2300	30911,55			1,0611	0,429952	1250	9994,59	
133,10	1,0769	0,3	2300	9221,967			1,1088	0,19	1250	2131,21	
				70944,57	1,667%					36099,1	1,647%
1er niv		6,2 kV									
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h	
52,25	1,0102	0,93	875	1264,896		1,6	1,0152	0,86	785	980,02	
52,25	1,0372	0,514022	2300	1070,735			1,0802	0,38792	1250	359,48	
52,25	1,0711	0,28	2300	338,8208			1,1281	0,16	1250	66,70	
				2674,452	0,063%					1406,195	0,064%
		x	3	8023,355	0,189%			x	3	4218,585	0,192%
			cumul	78967,92	1,856%				cumul	40317,69	1,839%
2me niv		6,2 kV									
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h	
37,48	1,0112	0,91	875	624,4801		0,8	1,0151	0,84	785	481,06	
37,48	1,0414	0,489978	2300	504,7429			1,0813	0,38152	1250	179,30	
37,48	1,0744	0,26	2300	151,2726			1,2067	0,13	1250	25,93	
				1280,496	0,030%					686,2914	0,031%
		x	3	3841,487	0,090%			x	3	2058,874	0,094%
			cumul	82809,41	1,946%				cumul	42376,56	1,933%
3me niv		6,2 kV									
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h	
20,31	1,0124	0,9	875	179,7463		0,2	1,0163	0,81	785	131,63	
20,31	1,0501	0,466304	2300	136,4554			1,0919	0,35692	1250	46,98	
20,31	1,1042	0,21	2300	30,60022			1,3423	0,1	1250	5,57	
				346,8019	0,008%					184,1766	0,008%
		x	3	1040,406	0,024%			x	3	552,5297	0,025%
			cumul	83849,81	1,970%				cumul	42929,09	1,958%
4me niv		6,1 kV									
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h	
0,00	1,0154	0,87	875	0		0,0	1,0199	0,79	785	0,00	
0,00	1,0636	0,419091	2300	0			1,1464	0,294952	1250	0,00	
0,00	1,1027	0,19	2300	0			1,2094	0,1	1250	0,00	
				0	0,000%					0	0,000%
		x	3	0	0,000%			x	3	0	0,000%
			cumul jour	83849,81	1,970%				cumul nuit	42929,09	1,958%
						total pertes kWh	126778,9	1,966%			
						total pertes kW	41,1	2,935%			

Annexe MT aér 1		Structure : aérien et arborescence				le 4 avril 02	
utilisation en EDV							
poste HT/MT	4.790					contrôle kWh	
feeder	4.311						12.201.928
arborescence	3.550				2.033.655 x 6		12.201.928
cabine	3.276						
charge		cos	0,95				
		I	12,2 kV	kWh	utilisation	kW	
feeder1 240 AI		141,00	2.830,4 kW				
feeder2 150 AI			(=5 x arborescence)	10.168.273	4.100	2.480,1	
feeder3 95 AI			(=2 x arborescence)	4.067.309	3.900	1.042,9	
arborescence		1er niveau	(= feeder x 1/6)	2.033.655	3.550	572,9	
		2me niveau	(=1er niveau x 1/2)	1.016.827	3.276	310,4	
						12.2 kV	
			2.830 kW				
		feeder 1					
			3 km + 200 AI				
						12.05 kV	
					2.480 kW	573 kW	0.6 km 34.4 AI
		feeder 2					
			3 km 148 AI		310 kW		0.6 km 34.4 AI
							11.8 kV
0.6 km 34.4 AI					1.043 kW		573 kW
		feeder 3					
0.6 km 34.4 AI			3 km 93.3 AI				310 kW
							11.6 kV
0.6 km 34.4 AI						573 kW	
		bouclage	1.414 km				
0.6 km 34.4 AI						310 kW	
longueur totale			$3 \times 2.5 + 12 \times 0.5 + 1/2 \text{ bouclage } 0.707 =$			14,21 km	

Annexe MT aér 2		Diagramme de fonctionnement ; arborescence					le 4 avril 02	
feeder 1		4311	heures					
Jour	0,66	2845,26	heures	Nuit	0,34	1465,74	heures	
1kW								
0,95	875	831,25		0,88	785	690,8		
0,575657	2300	1324,01		0,429952	1250	537,44		
0,3	2300	690		0,19	1250	237,5		
		2845,26				1465,74		
feeder 2		4100	heures					
Jour	0,66	2706	heures	Nuit	0,34	1394	heures	
1kW								
0,93	875	813,75		0,86	785	675,1		
0,542717	2300	1248,25		0,41512	1250	518,9		
0,28	2300	644		0,16	1250	200		
		2706				1394		
feeder 3		3900	heures					
Jour	0,66	2574	heures	Nuit	0,34	1326	heures	
1kW								
0,92	875	805		0,85	785	667,25		
0,49913	2300	1148		0,387	1250	483,75		
0,27	2300	621		0,14	1250	175		
		2574				1326		
arbores 1er niveau		3550	heures					
Jour	0,66	2343	heures	Nuit	0,34	1207	heures	
1kW								
0,9	875	787,5		0,81	785	635,85		
0,466304	2300	1072,5		0,35692	1250	446,15		
0,21	2300	483		0,1	1250	125		
		2343				1207		
arbores 2me niveau		3276	heures					
Jour	0,66	2162,16	heures	Nuit	0,34	1113,84	heures	
1kW								
0,87	875	761,25		0,79	785	620,15		
0,419091	2300	963,91		0,294952	1250	368,69		
0,19	2300	437		0,1	1250	125		
		2162,16				1113,84		

Annexe MT aé 2'		diagramme arborescence coefficient correctif																		le 4 avril 02			
feeder 1																							
Jour								moyen	lqm	lr	coef	diagramme nuit								moyen	lqm	lr	coef
	extrêmes		+4									extrêmes		+4									
0,95	1	0,7628	0,9843	0,9843	0,9843	0,9843	0,95	0,9537	0,9574	1,0078	0,88	0,95	0,655	0,9188	0,9188	0,9188	0,9188	0,88	0,8858	0,8917	1,0132		
0,5757	0,7628	0,4378	0,5633	0,5633	0,5633	0,5633	0,5757	0,5835	0,5915	1,0275	0,43	0,655	0,31	0,4037	0,4037	0,4037	0,4037	0,43	0,4429	0,4562	1,0611		
0,3	0,4378	0,15	0,303	0,303	0,303	0,303	0,3	0,3113	0,3231	1,0769	0,19	0,31	0,095	0,1838	0,1838	0,1838	0,1838	0,19	0,2001	0,2107	1,1088		
feeder 2																							
Jour								moyen	lqm	lr	coef	diagramme nuit								moyen	lqm	lr	coef
1kW	extrêmes		+4									1 kW	extrêmes		+4								
0,93	1	0,7364	0,9609	0,9609	0,9609	0,9609	0,93	0,9341	0,9383	1,0089	0,86	0,93	0,6376	0,8981	0,8981	0,8981	0,8981	0,86	0,8658	0,8717	1,0136		
0,5427	0,7364	0,4114	0,5271	0,5271	0,5271	0,5271	0,5427	0,5512	0,5598	1,0315	0,4151	0,6376	0,2876	0,3914	0,3914	0,3914	0,3914	0,4151	0,4286	0,4424	1,0658		
0,28	0,4114	0,14	0,2822	0,2822	0,2822	0,2822	0,28	0,2908	0,3019	1,0784	0,16	0,2876	0,08	0,1481	0,1481	0,1481	0,1481	0,16	0,1717	0,1842	1,1513		
feeder 3																							
Jour								moyen	lqm	lr	coef	diagramme nuit								moyen	lqm	lr	coef
1kW	extrêmes		+4									1 kW	extrêmes		+4								
0,92	1	0,7096	0,9526	0,9526	0,9526	0,9526	0,92	0,925	0,93	1,0108	0,85	0,91	0,6185	0,8929	0,8929	0,8929	0,8929	0,85	0,8563	0,8627	1,0149		
0,4991	0,7096	0,3846	0,4752	0,4752	0,4752	0,4752	0,4991	0,509	0,5191	1,0399	0,387	0,6185	0,2635	0,36	0,36	0,36	0,36	0,387	0,4022	0,4179	1,0799		
0,27	0,3846	0,135	0,2751	0,2751	0,2751	0,2751	0,27	0,2795	0,2894	1,0719	0,14	0,2635	0,07	0,1266	0,1266	0,1266	0,1266	0,14	0,1519	0,1648	1,1774		
arbores 1er niveau																							
Jour								moyen	lqm	lr	coef	diagramme nuit								moyen	lqm	lr	coef
1kW	extrêmes		+4									1 kW	extrêmes		+4								
0,9	1	0,6832	0,9292	0,9292	0,9292	0,9292	0,9	0,9056	0,9112	1,0124	0,81	0,9	0,5835	0,8441	0,8441	0,8441	0,8441	0,81	0,8166	0,8232	1,0163		
0,4663	0,6832	0,3382	0,4441	0,4441	0,4441	0,4441	0,4663	0,4779	0,4897	1,0501	0,3569	0,5835	0,2285	0,3324	0,3324	0,3324	0,3324	0,3569	0,373	0,3897	1,0919		
0,21	0,3382	0,105	0,2042	0,2042	0,2042	0,2042	0,21	0,2207	0,2319	1,1042	0,1	0,2285	0,05	0,0804	0,0804	0,0804	0,0804	0,1	0,1159	0,1342	1,3423		
arbores 2me niveau																							
Jour								moyen	lqm	lr	coef	diagramme nuit								moyen	lqm	lr	coef
1kW	extrêmes		+4									1 kW	extrêmes		+4								
0,87	1	0,6445	0,8939	0,8939	0,8939	0,8939	0,87	0,8767	0,8834	1,0154	0,79	0,87	0,5425	0,8319	0,8319	0,8319	0,8319	0,79	0,7978	0,8058	1,0199		
0,4191	0,6445	0,3045	0,3914	0,3914	0,3914	0,3914	0,4191	0,4322	0,4457	1,0636	0,295	0,5425	0,1975	0,2574	0,2574	0,2574	0,2574	0,295	0,3158	0,3381	1,1464		
0,19	0,3045	0,095	0,1851	0,1851	0,1851	0,1851	0,19	0,1995	0,2095	1,1027	0,1	0,1975	0,05	0,0881	0,0881	0,0881	0,0881	0,1	0,11	0,1209	1,2094		

Annexe MT aér 3		calcul des pertes ; aérien et arborescence					cos 0,95				le 4 avril 02	
	km		r/km	ohm	kW	heures	kWh	jour	nuit			
								66%	34%			
feeder 1	3 ± 200 AI	0,18536	0,55608	2.830	4311	12201928	8053273	4148656				
feeder 2	3 148 AI	0,248	0,744	2.480	4100	10168273	6711060	3457213				
feeder 3	3 93.3 AI	0,393	1,179	1.043	3900	4067309	2684424	1382885				
1er niv	0,6 34.4 AI	1,06	0,636	573	3550	2033655	1342212	691442,6				
2me niv	0,6 34.4 AI	1,06	0,636	310	3276	1016827	671106	345721,3				
feeder 1	12,2 kv											
ampères	cor I ²	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	cor I ²	diagramme nuit		pertes	%/départ	
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h		
141,00	1,0078	0,95	875	26599,61		33,2	1,0132	0,88	785	20698,35		
141,00	1,0275	0,575657	2300	26685,35			1,0611	0,429952	1250	8628,76		
141,00	1,0769	0,3	2300	7961,664			1,1088	0,19	1250	1840,04		
				61246,63	0,761%					31167,15	0,751%	
feeder 2	12,05 kv											
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ	
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h		
125,08	1,0089	0,93	875	26900,11		34,9	1,0136	0,86	785	20827,96		
125,08	1,0315	0,542717	2300	25171,99			1,0658	0,41512	1250	8544,01		
125,08	1,0784	0,28	2300	7322,72			1,1513	0,16	1250	1481,13		
				59394,82	0,738%					30853,1	0,744%	
		x	1	59394,82	0,738%			x	1	30853,1	0,744%	
			cumul	120641,4	1,498%				cumul	62020,25	1,495%	
feeder 3	11,8 kv											
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ	
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h		
53,71	1,0108	0,92	875	7721,774		10,2	1,0149	0,85	785	5961,19		
53,71	1,0399	0,49913	2300	6323,572			1,0799	0,387	1250	2227,68		
53,71	1,0719	0,27	2300	1965,902			1,1774	0,14	1250	346,61		
				16011,25	0,199%					8535,469	0,206%	
		x	1	16011,25	0,199%			x	1	8535,469	0,206%	
			cumul	136652,7	1,697%				cumul	70555,72	1,701%	
1er niveau	11,8 kv											
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ	
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h		
29,50	1,0124	0,9	875	1206,622		1,7	1,0163	0,81	785	883,50		
29,50	1,0501	0,466304	2300	916,0171			1,0919	0,35692	1250	315,31		
29,50	1,1042	0,21	2300	205,4174			1,3423	0,1	1250	37,41		
				2328,057	0,029%					1236,228	0,030%	
		x	6	13968,34	0,173%			x	6	7417,37	0,179%	
			cumul	150621	1,870%				cumul	77973,09	1,879%	
2me niveau	11,7 kv											
ampères	coef cor	diagramme jour		pertes	%/départ	p kW	coef cor	diagramme nuit		pertes	%/départ	
		1 kW	heures	3ri ² h		3ri ²		1 kW	heures	3ri ² h		
16,12	1,0154	0,87	875	338,4842		0,5	1,0199	0,79	785	252,63		
16,12	1,0636	0,419091	2300	226,5207			1,1464	0,294952	1250	70,84		
16,12	1,1027	0,19	2300	50,04273			1,2094	0,1	1250	9,06		
				615,0476	0,008%					332,5279	0,008%	
		x	6	3690,286	0,046%			x	6	1995,167	0,048%	
			cumul jour	154311,3	1,916%				cumul nuit	79968,25	1,928%	
						total pertes kWh	234279,6	1,920%				
						total pertes kW	80,4	2,842%				

Annexe BT 1 ; 3 x 400V + N moyennement chargé											le 2		
cabine MT/BT	3276	heures	cos	0,92			R à 55°C	3R L	X/km	V3(Rcos+Xsin)L	L =	0,0275	km
feeder BT	2293	heures	sin	0,391918		70 Al	0,505	0,041663	0,09	0,023809			
1/2feeder	2160	heures				25 Cu	0,829	0,068393	0,09	0,038006			
4/5 feeder	2000	heures						3R 15 m					
Dérivation	1500	heures				16 Al	2,17	0,09765					
raccordement	1000	heures				Nbre de racc	0,85						
diagramme de fonctionnement				2293	heures								
jour	0,75	1719,75	nuit	0,25	573,25								
1kW													
0,8	875	700	0,5	785	392,5								
0,29337	2300	674,75	0,1146	1250	143,25								
0,15	2300	345	0,03	1250	37,5								
		1719,75			573,25								
diagramme de fonctionnement				2160	heures								
jour	0,75	1620	nuit	0,25	540								
1kW													
0,78	875	682,5	0,48	785	376,8								
0,267609	2300	615,5	0,10356	1250	129,45								
0,14	2300	322	0,027	1250	33,75								
		1620			540								
diagramme de fonctionnement				2000	heures								
jour	0,75	1500	nuit	0,25	500								
1kW													
0,75	875	656,25	0,45	785	353,25								
0,246848	2300	567,75	0,0974	1250	121,75								
0,12	2300	276	0,02	1250	25								
		1500			500								
diagramme de fonctionnement				1500	heures								
jour	0,75	1125	nuit	0,25	375								
1kW													
0,7	875	612,5	0,4	785	314								
0,132826	2300	305,5	0,0388	1250	48,5								
0,09	2300	207	0,01	1250	12,5								
		1125			375								



MT/BT

L

1

L

2

13

L

14

L

Dérivation

L

1

L

2

L

4

L

5

L

1

L

2

L

4

L

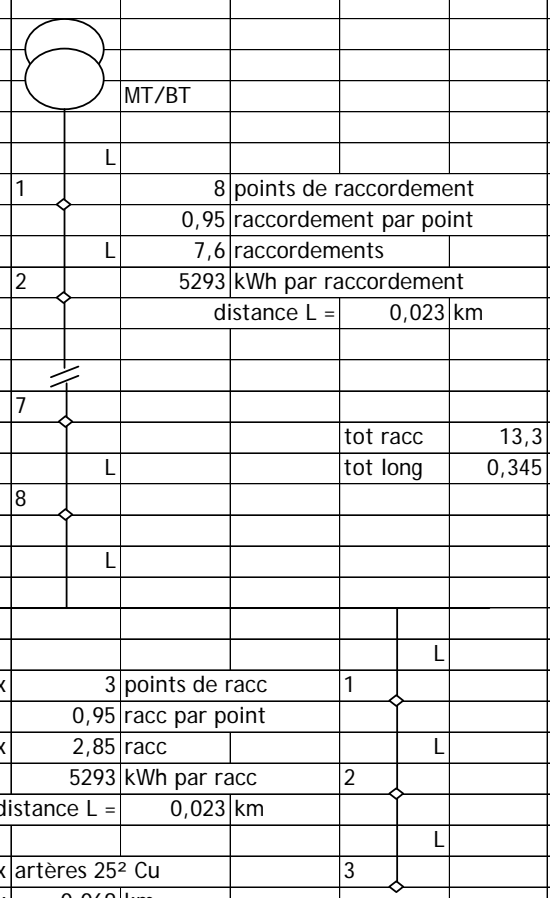
5

Annexe BT 1 (suite) ; 3 x 400V + N moyennement chargé																	
diagramme de fonctionnement			1000 heures														
jour	0,75	750	nuit	0,25	250												
1kW																	
0,58	875	507,5	0,3	785	235,5												
0,065435	2300	150,5	0,0066	1250	8,25												
0,04	2300	92	0,005	1250	6,25												
		750			250												
						0,8	0,29337	0,15	0,5	0,1146	0,03				ΔU		
cos	0,92					875	2300	2300	785	1250	1250	tot	en kW				
	kWh	cumul	heures	kVA	I	3R	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²			
1	4499,05	107977,2	2293	51,2	73,9	0,041663	127,3	45,0	11,8	44,6	3,7	0,3	232,8	0,227	0,440%		
2	4499,05	103478,2	2293	49,1	70,8	0,041663	117,0	41,3	10,8	41,0	3,4	0,2	213,8	0,209	0,421%		
3	4499,05	98979,1	2293	46,9	67,7	0,041663	107,0	37,8	9,9	37,5	3,1	0,2	195,6	0,191	0,403%		
4	4499,05	94480,05	2293	44,8	64,6	0,041663	97,5	34,5	9,0	34,2	2,9	0,2	178,2	0,174	0,385%		
5	4499,05	89981	2293	42,7	61,6	0,041663	88,4	31,3	8,2	31,0	2,6	0,2	161,6	0,158	0,366%		
6	4499,05	85481,95	2293	40,5	58,5	0,041663	79,8	28,2	7,4	28,0	2,3	0,2	145,9	0,143	0,348%		
7	4499,05	80982,9	2293	38,4	55,4	0,041663	71,6	25,3	6,6	25,1	2,1	0,1	130,9	0,128	0,330%		
8	4499,05	76483,85	2293	36,3	52,3	0,041663	63,9	22,6	5,9	22,4	1,9	0,1	116,8	0,114	0,311%		
							0,78	0,26761	0,14	0,48	0,10356	0,027					
							875	2300	2300	785	1250	1250					
9	4499,05	71984,8	2160	36,2	52,3	0,041663	63,8	22,5	5,9	22,4	1,9	0,1	116,6	0,114	0,311%		
10	4499,05	67485,75	2160	34,0	49,0	0,041663	56,1	19,8	5,2	19,6	1,6	0,1	102,5	0,100	0,292%		
11	4499,05	62986,7	2160	31,7	45,8	0,041663	48,8	17,3	4,5	17,1	1,4	0,1	89,3	0,087	0,272%		
12	4499,05	58487,65	2160	29,4	42,5	0,041663	42,1	14,9	3,9	14,8	1,2	0,1	77,0	0,075	0,253%		
							0,75	0,24685	0,12	0,45	0,0974	0,02					
							875	2300	2300	785	1250	1250					
13	4499,05	53988,6	2000	29,3	42,4	0,041663	41,8	14,8	3,9	14,7	1,2	0,1	76,5	0,075	0,252%		
14	4499,05	49489,55	2000	26,9	38,8	0,041663	35,2	12,4	3,2	12,3	1,0	0,1	64,3	0,063	0,231%		
Dérivation	22495,25	44990,5	2000	24,5	35,3	0,041663	29,1	10,3	2,7	10,2	0,9	0,1	53,1	0,052	0,210%		
							0,70	0,13283	0,09	0,40	0,0388	0,01					
							875	2300	2300	785	1250	1250	x 2	x 2			
x 2 1	4499,05	22495,25	1500	16,3	23,5	0,068393	21,2	7,5	2,0	7,4	0,6	0,0	77,5	0,076	0,224%		
x 2 2	4499,05	17996,2	1500	13,0	18,8	0,068393	13,6	4,8	1,3	4,8	0,4	0,0	49,6	0,048	0,179%		
x 2 3	4499,05	13497,15	1500	9,8	14,1	0,068393	7,6	2,7	0,7	2,7	0,2	0,0	27,9	0,027	0,134%		
x 2 4	4499,05	8998,1	1500	6,5	9,4	0,068393	3,4	1,2	0,3	1,2	0,1	0,0	12,4	0,012	0,089%		
x 2 5	4499,05	4499,05	1500	3,3	4,7	0,068393	0,8	0,3	0,1	0,3	0,0	0,0	3,1	0,003	0,045%		
							0,58	0,06543	0,04	0,30	0,0066	0,005					
racc x							875	2300	2300	785	1250	1250					
20,4	5293	5293	1000	5,8	8,3	0,09765	3,8	1,3	0,3	1,3	0,1	0,0	140,6	0,137			
Total kWh	107977,2			tot kW	47,090							tot pertes	2,098%	2265,7	2,214	4,701%	5,497%

Annexe BT 2 ; 3 x 400V + N chargé										le 27 avril 02			
cabine MT/BT		3276	cos	0,92			R à 55°C	3R L	X/km	V3(Rcos+Xsin)L	L =	0,0275	km
feeder BT		2293	sin	0,391918		70 Al	0,505	0,041663	0,09	0,023809			
1/2feeder		2160				25 Cu	0,829	0,068393	0,09	0,038006			
4/5 feeder		2000						3R 15 m					
Dérivation		1500				16 Al	2,17	0,09765					
raccordement		1000				Nbre de racc	1,5						
diagramme de fonctionnement			2293 heures										
jour	0,75	1719,75	nuit	0,25	573,25								
1kW													
0,8	875	700	0,5	785	392,5								
0,29337	2300	674,75	0,1146	1250	143,25								
0,15	2300	345	0,03	1250	37,5								
		1719,75			573,25								
diagramme de fonctionnement			2160 heures										
jour	0,75	1620	nuit	0,25	540								
1kW													
0,78	875	682,5	0,48	785	376,8								
0,267609	2300	615,5	0,10356	1250	129,45								
0,14	2300	322	0,027	1250	33,75								
		1620			540								
diagramme de fonctionnement			2000 heures										
jour	0,75	1500	nuit	0,25	500								
1kW													
0,75	875	656,25	0,45	785	353,25								
0,246848	2300	567,75	0,0974	1250	121,75								
0,12	2300	276	0,02	1250	25								
		1500			500								
diagramme de fonctionnement			1500 heures										
jour	0,75	1125	nuit	0,25	375								
1kW													
0,7	875	612,5	0,4	785	314								
0,132826	2300	305,5	0,0388	1250	48,5								
0,09	2300	207	0,01	1250	12,5								
		1125			375								

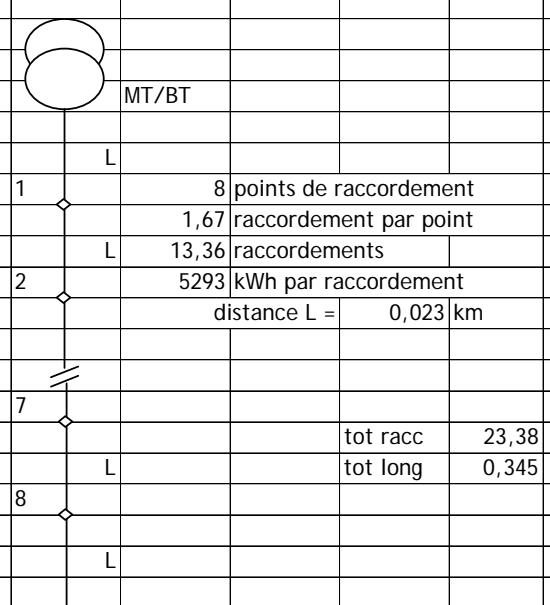
Annexe BT 2 (suite) ; 3 x 400V + N chargé																		
diagramme de fonctionnement			1000 heures															
jour	0,75	750	nuit	0,25	250													
1kW																		
0,58	875	507,5	0,3	785	235,5													
0,065435	2300	150,5	0,0066	1250	8,25													
0,04	2300	92	0,005	1250	6,25													
		750			250													
						0,8	0,29337	0,15	0,5	0,1146	0,03				ΔU			
cos	0,92					875	2300	2300	785	1250	1250	tot	en kW					
	kWh	cumul	heures	kva	I	3R	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²				
1	7939,5	190548	2293	90,3	130,4	0,041663	396,6	140,2	36,6	139,0	11,6	0,8	724,8	0,708	0,776%			
2	7939,5	182608,5	2293	86,6	124,9	0,041663	364,2	128,7	33,7	127,6	10,7	0,7	665,7	0,650	0,744%			
3	7939,5	174669	2293	82,8	119,5	0,041663	333,2	117,8	30,8	116,8	9,8	0,7	609,1	0,595	0,711%			
4	7939,5	166729,5	2293	79,0	114,1	0,041663	303,6	107,3	28,1	106,4	8,9	0,6	555,0	0,542	0,679%			
5	7939,5	158790	2293	75,3	108,6	0,041663	275,4	97,4	25,5	96,5	8,1	0,6	503,4	0,492	0,647%			
6	7939,5	150850,5	2293	71,5	103,2	0,041663	248,6	87,9	23,0	87,1	7,3	0,5	454,3	0,444	0,614%			
7	7939,5	142911	2293	67,7	97,8	0,041663	223,1	78,9	20,6	78,2	6,5	0,4	407,7	0,398	0,582%			
8	7939,5	134971,5	2293	64,0	92,4	0,041663	199,0	70,3	18,4	69,7	5,8	0,4	363,7	0,355	0,550%			
							0,78	0,26761	0,14	0,48	0,10356	0,027						
							875	2300	2300	785	1250	1250						
9	7939,5	127032	2160	63,9	92,3	0,041663	198,6	70,2	18,4	69,6	5,8	0,4	363,0	0,355	0,549%			
10	7939,5	119092,5	2160	59,9	86,5	0,041663	174,6	61,7	16,1	61,2	5,1	0,4	319,1	0,312	0,515%			
11	7939,5	111153	2160	55,9	80,7	0,041663	152,1	53,8	14,1	53,3	4,5	0,3	278,0	0,272	0,481%			
12	7939,5	103213,5	2160	51,9	75,0	0,041663	131,1	46,4	12,1	46,0	3,8	0,3	239,7	0,234	0,446%			
							0,75	0,24685	0,12	0,45	0,0974	0,02						
							875	2300	2300	785	1250	1250						
13	7939,5	95274	2000	51,8	74,7	0,041663	130,3	46,1	12,0	45,7	3,8	0,3	238,2	0,233	0,445%			
14	7939,5	87334,5	2000	47,5	68,5	0,041663	109,5	38,7	10,1	38,4	3,2	0,2	200,1	0,196	0,408%			
Dérivation	39697,5	79395	2000	43,1	62,3	0,041663	90,5	32,0	8,4	31,7	2,7	0,2	165,4	0,162	0,371%			
							0,70	0,13283	0,09	0,40	0,0388	0,01						
							875	2300	2300	785	1250	1250	x 2	x 2				
x 2 1	7939,5	39697,5	1500	28,8	41,5	0,068393	66,0	23,3	6,1	23,1	1,9	0,1	241,4	0,236	0,395%			
x 2 2	7939,5	31758	1500	23,0	33,2	0,068393	42,3	14,9	3,9	14,8	1,2	0,1	154,5	0,151	0,316%			
x 2 3	7939,5	23818,5	1500	17,3	24,9	0,068393	23,8	8,4	2,2	8,3	0,7	0,0	86,9	0,085	0,237%			
x 2 4	7939,5	15879	1500	11,5	16,6	0,068393	10,6	3,7	1,0	3,7	0,3	0,0	38,6	0,038	0,158%			
x 2 5	7939,5	7939,5	1500	5,8	8,3	0,068393	2,6	0,9	0,2	0,9	0,1	0,0	9,7	0,009	0,079%			
							0,58	0,06543	0,04	0,30	0,0066	0,005						
racc x							875	2300	2300	785	1250	1250						
36	5293	5293	1000	5,8	8,3	0,09765	3,8	1,3	0,3	1,3	0,1	0,0	248,1	0,242				
Total kWh	190548			tot kW	83,100								tot pertes	3,603%	6866,2	6,709	8,073%	9,701%

Annexe BT 3 ; 3 x 230V moyennement chargé											le 27 avril 02			
cabine MT/BT		3276	cos	0,92			R à 55°C	3R L	X/km	V3(Rcos+Xsin)L	L =	0,023 km		
feeder BT		2293	sin	0,391918		70 Al	0,505	0,034845	0,09	0,019913				
1/2 feeder		2160				25 Cu	0,829	0,057201	0,09	0,031787				
4/5 feeder		2000						3R 15 m						
Dérivation		1500				16 Al	2,17	0,09765						
raccordement		1000				Nbre de racc	0,95							
diagramme de fonctionnement				2293 heures										
jour	0,75	1719,75	nuit	0,25	573,25									
1kW														
0,8	875	700	0,5	785	392,5									
0,29337	2300	674,75	0,1146	1250	143,25									
0,15	2300	345	0,03	1250	37,5									
		1719,75			573,25									
diagramme de fonctionnement				2160 heures										
jour	0,75	1620	nuit	0,25	540									
1kW														
0,78	875	682,5	0,48	785	376,8									
0,267609	2300	615,5	0,10356	1250	129,45									
0,14	2300	322	0,027	1250	33,75									
		1620			540									
diagramme de fonctionnement				2000 heures										
jour	0,75	1500	nuit	0,25	500									
1kW														
0,75	875	656,25	0,45	785	353,25									
0,246848	2300	567,75	0,0974	1250	121,75									
0,12	2300	276	0,02	1250	25									
		1500			500									
diagramme de fonctionnement				1500 heures										
jour	0,75	1125	nuit	0,25	375									
1kW														
0,7	875	612,5	0,4	785	314									
0,132826	2300	305,5	0,0388	1250	48,5									
0,09	2300	207	0,01	1250	12,5									
		1125			375									



Annexe BT 3 (suite) ; 3 x 230V moyennement chargé																		
diagramme de fonctionnement			1000 heures															
jour	0,75	750	nuit	0,25	250													
1kW																		
	0,58	875	507,5	0,3	785	235,5												
	0,065435	2300	150,5	0,0066	1250	8,25												
	0,04	2300	92	0,005	1250	6,25												
			750			250												
							0,8	0,29337	0,15	0,5	0,1146	0,03			ΔU			
cos	0,92						875	2300	2300	785	1250	1250	tot	en kW				
	kWh	cumul	heures	kVA	I	3R	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²h	3RI²				
1	5028,35	70396,9	2293	33,4	83,8	0,034845	136,9	48,4	12,7	48,0	4,0	0,3	250,3	0,245	0,725%			
2	5028,35	65368,55	2293	31,0	77,8	0,034845	118,1	41,7	10,9	41,4	3,5	0,2	215,8	0,211	0,673%			
3	5028,35	60340,2	2293	28,6	71,8	0,034845	100,6	35,6	9,3	35,3	2,9	0,2	183,9	0,180	0,622%			
4	5028,35	55311,85	2293	26,2	65,8	0,034845	84,5	29,9	7,8	29,6	2,5	0,2	154,5	0,151	0,570%			
5	5028,35	50283,5	2293	23,8	59,8	0,034845	69,9	24,7	6,5	24,5	2,0	0,1	127,7	0,125	0,518%			
6	5028,35	45255,15	2293	21,5	53,9	0,034845	56,6	20,0	5,2	19,8	1,7	0,1	103,4	0,101	0,466%			
7	5028,35	40226,8	2293	19,1	47,9	0,034845	44,7	15,8	4,1	15,7	1,3	0,1	81,7	0,080	0,414%			
8	5028,35	35198,45	2293	16,7	41,9	0,034845	34,2	12,1	3,2	12,0	1,0	0,1	62,6	0,061	0,363%			
Dérivation	15085,05	30170,1	2000	16,4	41,2	0,034845	33,1	11,7	3,1	11,6	1,0	0,1	60,4	0,059	0,356%			
							0,70	0,13283	0,09	0,40	0,0388	0,01						
							875	2300	2300	785	1250	1250	x 2	x 2				
x 2 1	5028,35	15085,05	1500	10,9	27,4	0,057201	24,1	8,5	2,2	8,5	0,7	0,0	88,2	0,086	0,379%			
x 2 2	5028,35	10056,7	1500	7,3	18,3	0,057201	10,7	3,8	1,0	3,8	0,3	0,0	39,2	0,038	0,253%			
x 2 3	5028,35	5028,35	1500	3,6	9,1	0,057201	2,7	0,9	0,2	0,9	0,1	0,0	9,8	0,010	0,126%			
							0,58	0,06543	0,04	0,30	0,0066	0,005						
racc x							875	2300	2300	785	1250	1250						
	13,3	5293	5293	1000	5,8	14,4	0,09765	11,4	4,0	1,1	4,0	0,3	0,0	277,3	0,271			
Total kWh	70396,9			tot kW	30,701								tot pertes	2,350%	1654,6	1,617	5,266%	5,466%

Annexe BT 4 ; 3 x 230V chargé										le 27 avril 02	
cabine MT/BT		3276	cos	0,92		R à 55°C	3R L	X/km	V3(Rcos+Xsin)L	L =	0,023 km
feeder BT		2293	sin	0,391918		70 Al	0,505	0,034845	0,09	0,019913	
1/2feeder		2160				25 Cu	0,829	0,057201	0,09	0,031787	
4/5 feeder		2000						3R 15 m			
Dérivation		1500				16 Al	2,17	0,09765			
raccordement		1000				Nbre de racc	1,67				
diagramme de fonctionnement			2293 heures								
jour	0,75	1719,75	nuit	0,25	573,25						
1kW											
0,8	875	700	0,5	785	392,5						
0,29337	2300	674,75	0,1146	1250	143,25						
0,15	2300	345	0,03	1250	37,5						
		1719,75			573,25						
diagramme de fonctionnement			2160 heures								
jour	0,75	1620	nuit	0,25	540						
1kW											
0,78	875	682,5	0,48	785	376,8						
0,267609	2300	615,5	0,10356	1250	129,45						
0,14	2300	322	0,027	1250	33,75						
		1620			540						
diagramme de fonctionnement			2000 heures								
jour	0,75	1500	nuit	0,25	500						
1kW											
0,75	875	656,25	0,45	785	353,25						
0,246848	2300	567,75	0,0974	1250	121,75						
0,12	2300	276	0,02	1250	25						
		1500			500						
diagramme de fonctionnement			1500 heures								
jour	0,75	1125	nuit	0,25	375						
1kW											
0,7	875	612,5	0,4	785	314						
0,132826	2300	305,5	0,0388	1250	48,5						
0,09	2300	207	0,01	1250	12,5						
		1125			375						



Annexe BT 4 (suite) ; 3 x 230V chargé																													
diagramme de fonctionnement			1000 heures																										
jour	0,75	750	nuit	0,25	250																								
1kW																													
0,58	875	507,5	0,3	785	235,5																								
0,065435	2300	150,5	0,0066	1250	8,25																								
0,04	2300	92	0,005	1250	6,25																								
		750			250																								
						0,8	0,29337	0,15	0,5	0,1146	0,03				ΔU														
cos	0,92					875	2300	2300	785	1250	1250	tot	en kW																
	kWh	cumul	heures	kVA	I	3R	3RI ² h	3RI ² h	3RI ² h	3RI ² h	3RI ² h	3RI ² h	3RI ² h	3RI ²															
1	8839,31	123750,3	2293	58,7	147,3	0,034845	423,1	149,6	39,1	148,3	12,4	0,9	773,4	0,756	1,275%														
2	8839,31	114911	2293	54,5	136,7	0,034845	364,9	129,0	33,7	127,9	10,7	0,7	666,8	0,652	1,184%														
3	8839,31	106071,7	2293	50,3	126,2	0,034845	310,9	109,9	28,7	108,9	9,1	0,6	568,2	0,555	1,093%														
4	8839,31	97232,41	2293	46,1	115,7	0,034845	261,2	92,3	24,1	91,5	7,7	0,5	477,4	0,466	1,002%														
5	8839,31	88393,1	2293	41,9	105,2	0,034845	215,9	76,3	20,0	75,7	6,3	0,4	394,6	0,386	0,911%														
6	8839,31	79553,79	2293	37,7	94,7	0,034845	174,9	61,8	16,2	61,3	5,1	0,4	319,6	0,312	0,820%														
7	8839,31	70714,48	2293	33,5	84,1	0,034845	138,2	48,8	12,8	48,4	4,1	0,3	252,5	0,247	0,729%														
8	8839,31	61875,17	2293	29,3	73,6	0,034845	105,8	37,4	9,8	37,1	3,1	0,2	193,3	0,189	0,637%														
Dérivation	26517,93	53035,86	2000	28,8	72,4	0,034845	102,2	36,1	9,4	35,8	3,0	0,2	186,7	0,182	0,626%														
							0,70	0,13283	0,09	0,40	0,0388	0,01																	
							875	2300	2300	785	1250	1250	x 2	x 2															
x 2 1	8839,31	26517,93	1500	19,2	48,2	0,057201	74,5	26,3	6,9	26,1	2,2	0,1	272,5	0,266	0,667%														
x 2 2	8839,31	17678,62	1500	12,8	32,2	0,057201	33,1	11,7	3,1	11,6	1,0	0,1	121,1	0,118	0,444%														
x 2 3	8839,31	8839,31	1500	6,4	16,1	0,057201	8,3	2,9	0,8	2,9	0,2	0,0	30,3	0,030	0,222%														
							0,58	0,06543	0,04	0,30	0,0066	0,005																	
racc x							875	2300	2300	785	1250	1250																	
	23,38	5293	5293	1000	5,8	14,4	0,09765	11,4	4,0	1,1	4,0	0,3	0,0	487,4	0,476														
Total kWh	123750,3			tot kW	53,969							tot pertes	3,833%	4743,8	4,635	8,588%	9,609%												

Annexe tfo 1		160 kVA								le 4 avril 02	
diagramme de charge											
niveau cabine		3276 heures									
Jour	0,66	2162,16	heures	Nuit	0,34	1113,84	heures				
1kW											
0,87	875	761,25		0,79	785	620,15					
0,419091	2300	963,91		0,294952	1250	368,69					
0,19	2300	437		0,1	1250	125					
		2162,16				1113,84					
calcul des pertes (160 kVA & R62)											
kVA	cos	pointe kVA		kW	kWh	jour	nuit	PCu	PFe		
160	0,95	0,75	120	114	373464	246486,2	126977,8	2350	425		
diagramme jour pertes											
1 kW	heures	Cu		diagramme nuit pertes						p kW	
0,87	875	875,4613		1 kW	heures	Cu					
0,419091	2300	533,993		0,79	785	647,611		PCu		1,32	
0,19	2300	109,7553		0,294952	1250	143,7484					
		1519,21		0,1	1250	16,52344					
						807,8829					
PFe	5475	2326,875		PFe	3285	1396,125		PFe		0,425	
	Ptfo j	3846,085			Ptfo n	2204,008		PkW		1,75	
	%/cabine	1,560%			%/cabine	1,736%				1,532%	
		total pertes kWh		6050,092	1,620%						
calcul des pertes (160 kVA & R85)											
kVA	cos	pointe kVA		kW	kWh	jour	nuit	PCu	PFe		
160	0,95	0,75	120	114	373464	246486,2	126977,8	2150	310		
diagramme jour pertes											
1 kW	heures	Cu		diagramme nuit pertes						p kW	
0,87	875	800,9539		1 kW	heures	Cu					
0,419091	2300	488,5467		0,79	785	592,4952		PCu		1,21	
0,19	2300	100,4144		0,294952	1250	131,5145					
		1389,915		0,1	1250	15,11719					
						739,1269					
PFe	5475	1697,25		PFe	3285	1018,35		PFe		0,31	
	Ptfo j	3087,165			Ptfo n	1757,477		PkW		1,52	
	%/cabine	1,252%			%/cabine	1,384%				1,333%	
		total pertes kWh		4844,642	1,297%						

Annexe tfo 2		250 kVA								le 4 avril 02	
diagramme de charge											
niveau cabine		3276 heures									
Jour	0,66	2162,16	heures	Nuit	0,34	1113,84	heures				
1kW											
0,87	875	761,25		0,79	785	620,15					
0,419091	2300	963,91		0,294952	1250	368,69					
0,19	2300	437		0,1	1250	125					
		2162,16				1113,84					
calcul des pertes (250 kVA & R62)											
kVA	cos	pointe kVA		kW	kWh	jour	nuit	PCu	PFe		
250	0,95	0,75	187,5	178,125	583537,5	385134,8	198402,8	3200	605		
diagramme jour											
1 kW		pertes		diagramme nuit		pertes		p kW			
heures	Cu			1 kW	heures	Cu					
0,87	875	1192,118		0,79	785	881,8533		PCu	1,80		
0,419091	2300	727,1393		0,294952	1250	195,7425					
0,19	2300	149,454		0,1	1250	22,5					
		2068,711				1100,096					
PFe											
	5475	3312,375		PFe	3285	1987,425		PFe	0,605		
	Ptfo j	5381,086		Ptfo n	3087,521			PKW	2,41		
	%/cabine	1,397%		%/cabine	1,556%				1,350%		
		total pertes kWh		8468,607	1,451%						
calcul des pertes (250 kVA & R85)											
kVA	cos	pointe kVA		kW	kWh	jour	nuit	PCu	PFe		
250	0,95	0,75	187,5	178,125	583537,5	385134,8	198402,8	2950	435		
diagramme jour											
1 kW		pertes		diagramme nuit		pertes		p kW			
heures	Cu			1 kW	heures	Cu					
0,87	875	1098,983		0,79	785	812,9585		PCu	1,66		
0,419091	2300	670,3316		0,294952	1250	180,4501					
0,19	2300	137,7779		0,1	1250	20,74219					
		1907,093				1014,151					
PFe											
	5475	2381,625		PFe	3285	1428,975		PFe	0,435		
	Ptfo j	4288,718		Ptfo n	2443,126			PKW	2,09		
	%/cabine	1,114%		%/cabine	1,231%				1,176%		
		total pertes kWh		6731,844	1,154%						

Annexe tfo 3		400 kVA								le 4 avril 02	
diagramme de charge											
niveau cabine		3276		heures							
Jour	0,66	2162,16	heures		Nuit	0,34	1113,84	heures			
1kW											
0,87	875	761,25			0,79	785	620,15				
0,419091	2300	963,91			0,294952	1250	368,69				
0,19	2300	437			0,1	1250	125				
		2162,16					1113,84				
calcul des pertes (400 kVA & R62)											
kVA	cos	pointe kVA		kW	kWh	jour	nuit	PCu	PFe		
400	0,95	0,75	300	285	933660	616215,6	317444,4	4550	950		
diagramme jour											
1 kW		heures		pertes		diagramme nuit		pertes		p kW	
0,87	875	Cu		0,79	785	Cu				PCu	
0,419091	2300	1695,042		0,294952	1250	1253,885				2,56	
0,19	2300	1033,901		0,1	1250	278,3214					
		212,5049				31,99219					
		2941,448				1564,199					
PFe											
5475		5201,25		PFe		3285		3120,75		0,95	
Ptfo j		8142,698		Ptfo n		4684,949		PKW		3,51	
% / cabine		1,321%		% / cabine		1,476%				1,231%	
		total pertes kWh		12827,65		1,374%					
calcul des pertes (400 kVA & R85)											
kVA	cos	pointe kVA		kW	kWh	jour	nuit	PCu	PFe		
400	0,95	0,75	300	285	933660	616215,6	317444,4	4200	620		
diagramme jour											
1 kW		heures		pertes		diagramme nuit		pertes		p kW	
0,87	875	Cu		0,79	785	Cu				PCu	
0,419091	2300	1564,654		0,294952	1250	1157,432				2,36	
0,19	2300	954,3704		0,1	1250	256,9121					
		196,1584				29,53125					
		2715,183				1443,876					
PFe											
5475		3394,5		PFe		3285		2036,7		0,62	
Ptfo j		6109,683		Ptfo n		3480,576		PKW		2,98	
% / cabine		0,991%		% / cabine		1,096%				1,046%	
		total pertes kWh		9590,259		1,027%					

Annexe tfo 4		630 kVA								le 4 avril 02	
diagramme de charge											
niveau cabine		3276		heures							
Jour	0,66	2162,16	heures		Nuit	0,34	1113,84	heures			
1kW											
0,87	875	761,25			0,79	785	620,15				
0,419091	2300	963,91			0,294952	1250	368,69				
0,19	2300	437			0,1	1250	125				
		2162,16					1113,84				
calcul des pertes (630 kVA & R62)											
kVA	cos	pointe kVA		kW	kWh	jour	nuit	PCu	PFe		
630	0,95	0,75	472,5	448,875	1470515	970539,6	499974,9	6411,364	1450		
diagramme jour											
1 kW		pertes		diagramme nuit		pertes				p kW	
heures	Cu			heures	Cu						
0,87	875	2388,469		0,79	785	1766,838		PCu		3,61	
0,419091	2300	1456,861		0,294952	1250	392,1802					
0,19	2300	299,4387		0,1	1250	45,0799					
		4144,768				2204,098					
PFe											
5475		7938,75		PFe		3285		4763,25		PFe	
Ptfo j		12083,52		Ptfo n		6967,348		Pkw		5,06	
% / cabine		1,245%		% / cabine		1,394%				1,126%	
		total pertes kWh		19050,87		1,296%					
calcul des pertes (630 kVA & R85)											
kVA	cos	pointe kVA		kW	kWh	jour	nuit	PCu	PFe		
630	0,95	0,75	472,5	448,875	1470515	970539,6	499974,9	5750	870		
diagramme jour											
1 kW		pertes		diagramme nuit		pertes				p kW	
heures	Cu			heures	Cu						
0,87	875	2142,086		0,79	785	1584,58		PCu		3,23	
0,419091	2300	1306,578		0,294952	1250	351,7249					
0,19	2300	268,5502		0,1	1250	40,42969					
		3717,215				1976,735					
PFe											
5475		4763,25		PFe		3285		2857,95		PFe	
Ptfo j		8480,465		Ptfo n		4834,685		Pkw		4,10	
% / cabine		0,874%		% / cabine		0,967%				0,914%	
		total pertes kWh		13315,15		0,905%					