

Filière Systèmes industriels

Orientation Power and Control

Diplôme 2013

Noémie Epiney

*Dimensionnement
de lignes et transformateurs
pour Mini-Réseau HT/MT*

■ Professeur
Davide Pavanello
■ Expert
Maurice Perraudin
■ Date de la remise du rapport
12 juillet 2013

<input checked="" type="checkbox"/> FSI <input type="checkbox"/> FTV	Année académique / Studienjahr 2012/13	No TD / Nr. DA pc/2013/33
Mandant / Auftraggeber <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire <i>Partnerinstitution</i>	Etudiant / Student Noémie Epiney-Reist <hr/> Professeur / Dozent Davide Pavanello	Lieu d'exécution / Ausführungsort <input checked="" type="checkbox"/> HES—SO Valais <input type="checkbox"/> Industrie <input type="checkbox"/> Etablissement partenaire <i>Partnerinstitution</i>
Travail confidentiel / vertrauliche Arbeit <input type="checkbox"/> oui / ja ¹ <input checked="" type="checkbox"/> non / nein	Expert / Experte (données complètes) Maurice Perraudin Energie de Sion-Région SA Rue de l'Industrie 43 1950 Sion	

Titre / Titel

Dimensionnement de lignes et transformateurs pour Mini-Réseau HT/MT

Description et Objectifs / Beschreibung und Ziele

L'Institut Systèmes Industriels de la HES-SO // Valais – Wallis veut se doter à des fins didactiques et de formation professionnelle d'une infrastructure capable de reproduire à échelle réduite le réseau électrique de haute tension alimenté par l'usine de production hydroélectrique valaisanne de la Lienne.

Le choix de la portion à modéliser du système électrique existant a été effectué durant le projet de semestre, ainsi qu'une première caractérisation des paramètres des lignes de transport.

Dans le cours du présent travail, l'étudiante abordera les thématiques de dimensionnement du modèle à échelle réduite et participera à la réalisation d'un premier démonstrateur de cette plateforme.

Résultats attendus du travail de diplôme :

1. Caractérisation théorique complète (paramètres directes et homopolaires), spécifications constructives et commande des éléments RLC concentrés représentant l'équivalent à l'échelle des lignes électriques installées
2. Dimensionnement et commande des transformateurs à installer dans le modèle à échelle réduite
3. Calcul des courants de défaut (monophasé, biphasé, biphasé contre terre, triphasé) attendus dans le modèle à l'échelle à différents endroits, validés avec simulations (logiciel NEPLAN ou autre)
4. Validation par simulations et mesures du dimensionnement effectué.

Signature ou visa / Unterschrift oder Visum

Resp. de la filière

Leiter des Studieng.:

¹ Etudiant/Student:

Délais / Termine

 Attribution du thème / Ausgabe des Auftrags:
 13.05.2013

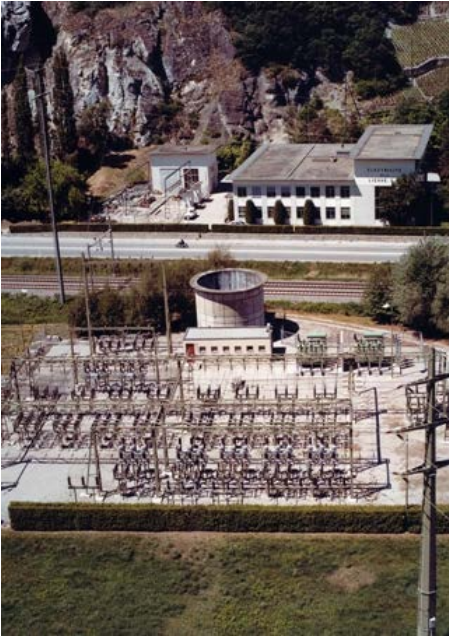
 Remise du rapport / Abgabe des Schlussberichts:
 12.07.2013

 Expositions / Ausstellungen Diplomarbeiten:
 28 – 30.08.2013

 Défense orale / Mündliche Verfechtung:
 Semaine | Woche 36

¹ Par sa signature, l'étudiant-e s'engage à respecter strictement le caractère confidentiel du travail de diplôme qui lui est confié et des informations mises à sa disposition.

Durch seine Unterschrift verpflichtet sich der Student, die Vertraulichkeit der Diplomarbeit und der dafür zur Verfügung gestellten Informationen zu wahren.



Dimensionnement de lignes et transformateurs pour Mini-Réseau HT/MT

Diplômant/e Noémie Epiney

Objectif du projet

Participer au dimensionnement et à la réalisation d'une reproduction à échelle réduite d'une partie du réseau hydro-électrique de la Lienne (VS).

Ce modèle réduit sera utilisé à des fins didactiques pour permettre la simulation de situations courantes dans l'exploitation d'un réseau, telles que la surcharge d'une ligne, le court-circuit et la synchronisation d'une machine au réseau.

Méthodes | Expériences | Résultats

Après avoir défini la portion du réseau qui sera étudiée, ses différents éléments (machines, lignes, câbles) ont été caractérisés.

Les lignes, représentées par leurs résistances, capacités et inductances ont été dimensionnées de manière à respecter les deux paramètres suivants :

- une tension de 400V,
- un facteur 5000 de réduction d'échelle des puissances.

Dans un premier temps, le projet prévoit la reproduction à l'échelle de l'une des génératrices de Croix, ainsi que de la ligne aérienne qui la relie au poste de St-Léonard.

Les calculs de dimensionnement, les simulations, la commande et le montage des éléments de la ligne, ainsi que la caractérisation expérimentale des machines ont fait l'objet du travail décrit dans ce rapport.

Des calculs de court-circuit, confirmés par des simulations, ont été effectués en sortie du générateur ainsi qu'en milieu de ligne, validés par une batterie de tests en sortie de générateur.

Parmi les éléments RLC de la ligne, les capacités ont été achetées, câblées et montées sur plaques. Un premier exemplaire prototypique de bobine a été livré pour validation, les 12 bobines nécessaires ont été commandées sur mesure et sont en cours de production.

Travail de diplôme
| édition 2013 |

Filière
Systèmes Industriels

Domaine d'application
Power & Control

Professeur responsable
Davide Pavanello
davide.pavanello@hevs.ch

Table des matières

1. Introduction.....	9
2. Cahier des charges	9
3. Aménagement hydro-électrique de la Lienne et topologie du réseau électrique.....	10
3.1 Situation générale	10
3.2 Production électrique, acheminement et consommateurs.....	10
4. Installations étudiées	13
4.1 Installations	13
4.2 Simulation NEPLAN du réseau 65kV	15
5. Système per unit	19
6. Modélisation des lignes.....	19
6.1 Modèles en PI.....	19
6.2 Calcul de la résistance, de l'inductance et de la capacité des lignes du mini-réseau	20
6.3 Confirmation des résultats.....	21
6.4 Disposition des éléments d'une ligne	23
7. Eléments RLC équivalents.....	23
7.1 Bobine prototypique	23
7.2 Bobine définitive	27
7.3 Inductance homopolaire	28
7.4 Résistances	28
7.5 Condensateurs	29
7.6 Plaque.....	29
8. Caractéristiques de la machine synchrone.....	30
8.1 Estimation du courant d'excitation.....	30
8.2 Essai à vide	31
8.3 Mesure des inductances transverse et longitudinale	32
8.4 Essai en court-circuit	35
8.5 Essai en court-circuit brusque.....	37
8.6 Paramètres de la machine synchrone.....	39

9. Court-circuit.....	40
9.1 Introduction	40
9.2 Paramètres.....	41
9.3 CC1 : Défaut à la sortie du générateur.....	43
9.4 CC1 triphasé avec défaut près du générateur	45
9.5 CC1 biphasé S – T	46
9.6 CC1 monophasé R - terre	48
9.7 CC1 : Simulations.....	50
9.8 CC1 : Essais	52
9.9 CC2 : Défaut en milieu de ligne	53
9.10 CC2 triphasé avec défaut sur la ligne	54
9.11 CC2 : biphasé S - T	55
9.12 CC2 : monophasé R - terre	57
9.13 CC2 : Simulations.....	58
9.14 CC2 : Essais	60
10. Conclusions.....	61
11. Remerciements	61
12. Bibliographie.....	62
13. Annexes.....	63

1. Introduction

L'institut Systèmes Industriels de la HES-SO Valais veut se doter d'une infrastructure capable de reproduire à échelle réduite le comportement d'un simple réseau électrique de transport.

Cette plateforme, baptisée « GridLab mini » se basera sur un réseau existant et reproduira, à tension égale à 400V, le système électrique de haute tension alimenté par l'usine de production hydro-électrique valaisanne de la Lienne. Elle fera partie du projet plus vaste « GridLab », qui comportera entre autre des stations de génération, stockage et injection de puissance dans le réseau.

Le travail proposé consiste à étudier attentivement le système électrique de la Lienne, à définir concrètement comment en réaliser un modèle à l'échelle à des fins didactiques et de formation professionnelle, et à participer à la réalisation d'un premier démonstrateur de cette plateforme.

2. Cahier des charges

Les objectifs du projet peuvent être ainsi résumés :

- Caractérisation complète de l'installation existante (machines, lignes, câbles, ...) dans ses différents niveaux de tension.
- Calcul des paramètres électriques du modèle à échelle réduite du système électrique de la Lienne (rapport de 5000 pour les puissances, tension du mini-réseau : 400 V).
- Conception et réalisation de circuits RLC concentrés représentant l'équivalent à l'échelle des lignes électriques installées.
- Calculs des courants de défaut attendus dans le modèle à l'échelle.
- Validation du dimensionnement effectué par simulations et mesures.

3.2.1 Usine de Chamarin

Il s'agit d'une usine auxiliaire en caverne, située en amont de la centrale de Croix. Elle est commandée depuis celle-ci, et destinée à alimenter le bisse d'Ayent pendant l'été. Elle turbine au maximum $0.45 \text{ m}^3/\text{s}$, avec 388 m de chute.

Elle est équipée d'un groupe à turbine Pelton de 0.9 MW, à 750 t/mn.

3.2.2 Centrale de Croix

C'est une centrale en caverne équipée de deux groupes à turbine Pelton d'un total de 79.2 MW, à 600 t/mn. Un débit maximum de $9 \text{ m}^3/\text{s}$ est turbiné pour une chute de 855 m, et la production est d'environ 145 miokWh.



figure 2: Turbine et alternateur de la centrale de Croix

La centrale est en communication avec le poste de couplage de Giète-Délé via un ascenseur de 165 m de haut creusé dans la montagne.

Il contient deux transformateurs triphasés de 40 MVA, 12/65 kV, d'où partent deux lignes HT en direction de St-Léonard, ainsi qu'une ligne en direction de Crans, vers un poste de couplage muni de deux transformateurs.

3.2.3 Centrale de St-Léonard

Elle est située en bordure du Rhône, et profite d'une hauteur de chute de 420 m pour un débit total maximum de $10.5 \text{ m}^3/\text{s}$. Ces deux groupes à turbine Francis d'un total de 38 MW, 1000 t/mn, produisent environ 95 mio kWh.



figure 3: Centrale de St-Léonard et alternateur

Le poste de couplage extérieur comporte deux transformateurs triphasés 25 MVA, 8/65 kV. Quatre lignes HT en partent, deux en direction du poste de couplage d'Uvrier, une vers le SIESA Granges et une vers les FMG Creux de Chippis.

Le réseau 65 kV total du Valais Central est visible sur l'*annexe I*.

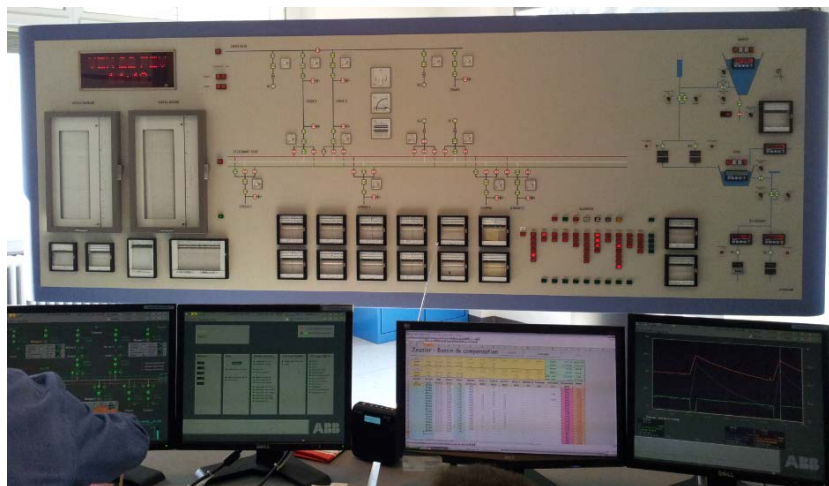


figure 4: Poste de commande de St-Léonard

La centrale possède un poste de commande, qui permet aux opérateurs de superviser les différentes installations et d'intervenir en cas d'alarme.

4. Installations étudiées

Les éléments de l'aménagement hydro-électrique, de l'acheminement de l'énergie et des consommateurs qui sont étudiés sont décrits dans le point 4.1 *Installations* ci-dessous.

Les installations y sont décrites de manière générales, les données techniques les concernant sont visibles aux *annexes III à XIII*.

4.1 Installations

4.1.1 Production

Quatre machines existantes seront modélisées au moyen de moteurs couplés à des génératrices :

- Centrale de Croix

Les deux alternateurs couplés aux turbines Pelton, 2 x 39.6 MW au total.

En se basant sur la plage d'utilisation habituelle pour chacune (15-33 MW) qui correspond aux anciennes machines, et pour respecter le facteur de 5000 sur les puissances, il faut deux machines de 6.6 kW.

- Centrale de St-Léonard

Les deux alternateurs couplés aux turbines Francis, 2 x 19 MW au total, plage d'utilisation habituelle pour chacune: 13 -18 MW.

Deux machines de 3.8 kW sont nécessaires.

Les machines sont commandées chez Farner Valélectric SA, afin de faciliter les contacts et de favoriser une entreprise de la région. L'excitation a été adaptée par leurs soins pour permettre une excitation variable. Suivant la valeur du courant d'excitation, la puissance réactive Q va être positive, nulle ou négative.

Le projet complet « GridLab mini » prévoit également la simulation d'une éolienne branchée au réseau, mais cette partie ne sera pas mentionnée dans ce projet car elle fait partie d'un autre travail.

4.1.2 Transformation

Quatre transformateurs seront modélisés à terme :

- Giète-Délé

Deux transformateurs triphasés de 40 MVA, 12/65 kV.

- St-Léonard

Deux transformateurs triphasés de 25 MVA, 8/65 kV.

Dans les deux cas, ce sont des transformateurs 400/400 V qui vont être utilisés. En effet, la tension d'entrée des transformateurs est imposée par les génératrices ($230\sqrt{3}$ V), et celle de sortie sera de 400 V car on veut faire correspondre aux 65 kV de HT simulés une tension la plus haute possible.

Il a été décidé que le dimensionnement et la commande des transformateurs seront faits dans un deuxième temps, après la fin de ce projet.

4.1.3 Acheminement

Ce sont six lignes qui ont été étudiées, auxquelles s'ajoute une ligne enterrée supplémentaire qui elle n'existe pas en réalité. Cette ligne permettra d'effectuer des comparaisons entre ligne aérienne et câble enterré pour un même tronçon. Les lignes mentionnées sont les suivantes :

- Croix – Giète-Délé

Deux lignes enterrées 12 kV, de 380 m et 374 m.

- Giète-Délé – St-Léonard

Deux lignes aériennes 65 kV de 5.8 km,

Une ligne enterrée 65 kV de 5.8 km (fictive, didactique).

- St-Léonard – Chippis

Une ligne aérienne 65 kV de 9.47 km.

- St-Léonard – Granges

Une ligne aérienne 65 kV 1.34 km.

- Chippis – Granges

Une ligne aérienne 65 kV de 7.72 km.

Elles seront représentées au moyen de circuits RLC qui devront reproduire au mieux le comportement des lignes réelles.

Au vu de l'encombrement de chaque ligne équivalente, la modélisation de l'ensemble prendrait une place considérable.

Sont considérées comme les plus intéressantes au niveau de l'étude :

- Les lignes Giète-Délé – St-Léonard

Qui permettent la comparaison entre ligne aérienne et câble enterré.

- La ligne St-Léonard – Chippis ou St-Léonard – Granges

Qui permettent l'étude d'une ligne connectée à une charge.

4.1.4 Consommation

Les deux consommateurs suivants ont été conservés :

- SIESA Granges

- FMG Creux de Chippis

Ils devraient être modélisés par des circuits RLC, mais il est également possible que le GridLab mini profite des charges existantes du GridLab LV (« Low Voltage »).

4.1.5 Systèmes de protection

Des systèmes de protection seront évidemment présents pour la sécurité des utilisateurs. En amont de ces systèmes, pourraient être installés des éléments plus sensibles, utilisables à des fins didactiques et paramétrables par les utilisateurs.

Le choix des différents systèmes de protection sur les lignes (disjoncteurs et sectionneurs) et leur mise en place ne font pas partie de ce projet.

4.2 Simulation NEPLAN du réseau 65kV

Une simulation du réseau à étudier a été faite au moyen de NEPLAN. Ceci a permis de se rendre compte des flux de puissance sur les lignes.

En plus des éléments mentionnés plus haut, un « Network Feeder » a été connecté au réseau, afin d’approvisionner/décharger la puissance nécessaire. En effet, les générateurs et consommateurs de puissance ayant des valeurs fixes, il fallait une « banque » d’énergie capable d’absorber le surplus ou de fournir le manque.

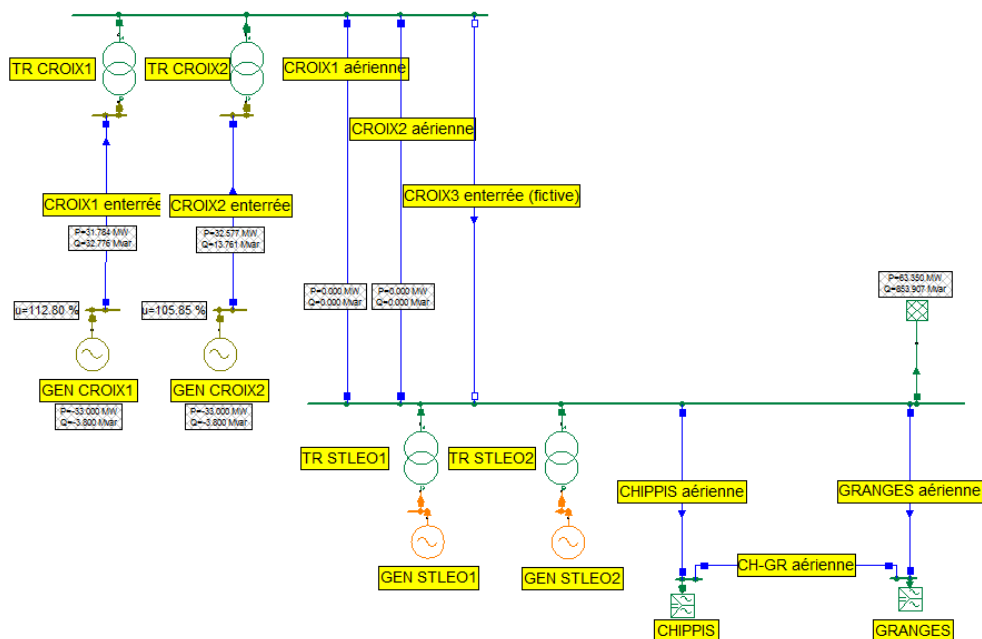


figure 5: NEPLAN, réseau à modéliser 65 kV

Cette figure est également visible sur l'annexe XIV.

4.2.1 Paramètres

Les différents éléments ont dû être paramétrés. Dans la mesure du possible, les valeurs ont été prises dans les divers documents fournis par la direction de la Centrale de St-Léonard.

Les tableaux des points suivants comportent les données principales fournies au programme pour la simulation en question. Quand ces informations n'ont pu être trouvées, elles ont été estimées.

Paramètres des génératrices

Les puissances correspondent aux puissances maximales que fournissent les différentes machines en fonctionnement normal, et non à leurs capacités. Les plaques signalétiques sont visibles sur l'*annexe VIII*, les documents techniques concernant les génératrices de Croix se trouvent à l'*annexe VII*.

	Pmax [MW]	U [kV]
Croix		
GEN CROIX1	33	12
GEN CROIX2	33	12
St-Léonard		
GEN LEONARD1	18	8
GEN LEONARD2	18	8

tableau 1 : Génératrices, simulation flux de puissance

Paramètres des transformateurs

	HT/BT [kV/kV]	S [MVA]	Couplage
Giète			
TR GIETE1	65/12	40	YNd 5
TR GIETE2	65/12	40	YNd 5
St-Léo			
TR LEO1	65/8	25	YNd 5
TR LEO2	65/8	25	YNd 5

tableau 2: Transformateurs, simulation flux de puissance

Les plaques signalétiques des transformateurs sont visibles à l'*annexe VI*, l'*annexe V* contient les données techniques du constructeur des transformateurs de Giète, SBG Starkstrom – Gerätebau GmbH

Paramètres des lignes

Les lignes sont caractérisées par leurs longueurs et leurs R , X_L , C linéiques. Dans la plupart des cas, des informations quant à ces valeurs ont été trouvées (cf. documentation technique des *annexes IX à XIII*).

Dans le cas de certaines lignes, la valeur de la capacité équivalente a été estimée en se basant sur les valeurs suivantes :

	R' [Ω/km]	X_L' [Ω/km]	C' [μF/km]
63kV – 90kV	0.06 – 0.15	0.37 - 0.4	0.01
225 kV	0.03 – 0.09	0.28 – 0.42	0.01
400 kV	0.01 – 0.03	0.3 – 0.4	0.01

tableau 3: Ordre de grandeur des impédances des lignes¹

¹ Luc Lasne, « Electrotechnique », Dunod 2008

Dans le cas des deux lignes CROIX1 et CROIX2 enterrées, l'inductance a été calculée de la manière suivantes :

$$L' = \frac{\mu_0}{2\pi} \left(\frac{1}{4} + \ln\left(\frac{D}{r}\right) \right) \frac{nH}{m}$$

avec :

μ_0 perméabilité du vide
 D distance entre les câbles
 r rayon du conducteur

On a donc pour ces deux lignes :

$$X' = L' \omega \cdot 10^3 = 0.091 \frac{m\Omega}{km}$$

	l [km]	R_s' [Ω/km]	L_s' [mH/km]	C_s' [μF/km]
Croix - Giète				
CROIX1 enterrée	0.380	0.052	0.96	1.638
CROIX2 enterrée	0.374	0.052	0.96	1.638
Giète - St-Léonard				
CROIX1 aérienne	5.58	0.051	0.424	0.010
CROIX2 aérienne	5.58	0.051	0.424	0.010
CROIX3 enterrée (fictive)	5.58	0.027	0.212	0.330
St-Léonard - Chippis				
CHIPPIS aérienne	9.47	0.063	0.382	0.010
St-Léonard - Granges				
GRANGES aérienne	1.34	0.053	0.487	0.010
Chippis - Granges				
CH-GRANGES aérienne	7.72	0.033	0.409	0.010

tableau 4: Lignes, paramètres

Les paramètres de la ligne CROIX3 enterrée, qui n'existe pas en réalité, ont été fixés en extrapolant à partir des valeurs de CROIX1 aérienne et du tableau ci-après. Les valeurs pour une tension de 65 kV n'ayant pas été trouvées, ce sont des paramètres à 60 kV qui ont été utilisés :

		60 [kV]	
		Ligne	Câble
R'	[Ω/km]	0.08	0.04
X_L'	[Ω /km]	0.34	0.18
C'	[nF/km]	10	330

tableau 5: Comparaison entre câbles et lignes aériennes à 60 kV²

Les composantes homopolaires des lignes qui n'ont pas pu être déterminées ont été fixées comme suit³ :

$$R(0) = R$$

² Davide Pavanello, « Cours de réseaux électriques – réseau et installations » p.3

³ Michel Lambert, « Les régimes de neutre et les schémas de liaison à la terre », Dunod 2011

$$X(0) \geq X$$

Les valeurs de chaque ligne sont visibles sur les *annexes XV à XXII*.

Paramètres des consommateurs

	P [MW]	cosφ
Chippis	14.1	0.9
Granges	0.3	0.9

tableau 6: Consommateurs, simulation flux de puissance

Pour avoir des valeurs de consommation plausibles, le paramétrage des consommateurs dans le programme de simulation NEPLAN a été fait en se basant sur les chiffres de consommation instantanée obtenus lors de la première visite à la centrale de St-Léonard. Le cosφ a quant à lui été estimé de manière réaliste.

4.2.2 Résultats de la simulation NEPLAN

Les puissances actives et réactives (P et Q) transportées par chacune des lignes ont été restituées par NEPLAN à la suite d'un calcul de flux de puissance.

	P [MW]	Q [MVar]	S [MVA]	P _{RES} [kW]	Q _{IND} [kVar]	U [kV]	I [A]
Croix - Giète							
CROIX1 enterrée	32.927	3.556	33.118	150.4	87.75	12	1593
CROIX2 enterrée	32.929	3.56	33.121	148.1	86.4	12	1593
Giète - St-Léonard							
CROIX1 aérienne	32.73	0.922	32.743	72.3	187.7	65	290
CROIX2 aérienne	32.73	0.922	32.743	72.3	187.7	65	290
St-Léonard - Chippis							
CHIPPIS aérienne	7.319	3.088	7.944	6.45	16.7	65	70
St-Léonard - Granges							
GRANGES aérienne	7.092	3.827	8.059	1.06	3.1	65	71
Chippis - Granges							
CH-GRANGES aérienne	6.781	3.741	7.744	3.6	14.2	65	69

tableau 7: Lignes modèles, système complet

La puissance totale S transportée par chaque ligne a été calculée comme suit :

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}$$

Le courant I:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_l}$$

Les pertes résistives P_{RES} et la puissance inductive Q_{IND} ont été calculées comme suit :

$$P_{RES} = R_s \cdot I^2$$

$$Q_{IND} = X_{Ls} \cdot I^2$$

Avec :

$$R_s = R_s' \cdot l$$

$$X_{Ls} = X_{Ls}' \cdot l$$

Les valeurs de R_s' et L_s' sont visibles sur le *tableau 4* plus haut.

5. Système per unit

Pour faciliter les comparaisons entre les éléments, certaines valeurs apparaissent en per unit (p.u).

Les bases utilisées pour le mini-réseau sont les suivantes :

$$\text{base tension } U_B = \frac{400}{\sqrt{3}} = 230.9 \text{ V}$$

$$\text{base courant } I_B = 9.4 \text{ A}$$

On a donc :

$$\text{base impédance } Z_B = \frac{U_B}{I_B} = 24.6 \text{ } \Omega$$

$$\text{base puissance } S_B = U_B \cdot I_B = 2170.8 \text{ VA}$$

6. Modélisation des lignes

Les critères de modélisation sont les suivants :

- un rapport des puissances de 5000 entre le modèle et le mini-réseau,
- une tension de 400 V pour le mini-réseau.

On reste à une fréquence de 50 Hz.

6.1 Modèles en PI

Les différentes lignes ont été représentées par des modèles en PI, qui permettent de décrire leur comportement électrique. Ces modèles ne représentent qu'une seule phase.

On y trouve la résistance, l'inductance et la capacité (mutuelle et par rapport à la terre) d'une ligne, comme le montre la figure ci-dessous :

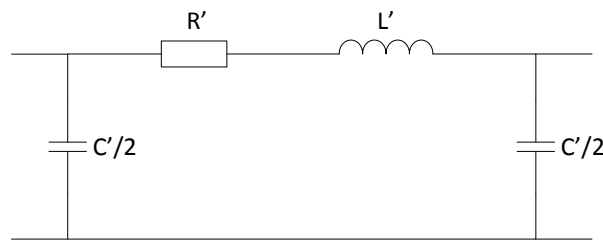


figure 6: Modèle en PI

Avec :

- R' : résistance linéique [Ω/km]
- L' : inductance linéique [H/km]
- C' : capacité linéique [μF/km]

La capacité représente la moyenne des trois capacités mutuelles et des capacités phase – terre.

Il a fallu donc, après avoir déterminé ces paramètres pour le modèle réel, trouver les valeurs qui permettraient d'obtenir un comportement semblable à échelle réduite.

6.2 Calcul de la résistance, de l'inductance et de la capacité des lignes du mini-réseau

Les valeurs des différents éléments des circuits RLC ont été calculées pour tenir compte du facteur de 5000 sur les puissances et de la nouvelle tension de 400 V.

On a donc les calculs suivants :

$$Z = \frac{U^2}{S} = \text{impédance de la ligne du réseau existant}$$

$$Z_m = \frac{U_m^2}{S_m} = \text{impédance de la ligne du mini – réseau}$$

qui permet de trouver le rapport α :

$$\alpha = \frac{Z}{Z_m} = \frac{U^2}{S} \cdot \frac{S_m}{U_m^2} = \frac{U^2}{U_m^2} \cdot \frac{\frac{S}{5000}}{S} = \frac{U^2}{U_m^2} \cdot \frac{1}{5000}$$

et donc :

$$R_m = \frac{R}{\alpha}$$

$$L_m = \frac{L}{\alpha}$$

$$C_m = \alpha \cdot C$$

A noter que α n'a pas la même valeur pour toutes les lignes, puisqu'il dépend entre autres de la tension originale, soit dans certains cas 12 kV et dans d'autres 65 kV.

Les résultats du dimensionnement sont visibles pour chaque ligne sur les *annexes XV à XXII*.

6.3 Confirmation des résultats

6.3.1 Résistance et inductance des lignes

Des calculs ont été faits à partir des résultats de la simulation des flux de puissance effectuée sur le programme NEPLAN, afin de confirmer les résultats trouvés précédemment.

Réseau existant

La simulation NEPLAN (cf. 4.2.2) a permis de déterminer pour chaque phase des lignes réelles :

- P, la puissance active transportée,
- Q, la puissance réactive transportée,

A partir desquelles ont été calculés :

- S, la puissance totale transportée,
- I, le courant dans chaque ligne,
- P_{RES} , les pertes résistives,
- Q_{IND} , la puissance inductive.

Mini-réseau

Avec un facteur de 5000 sur les puissances, on a également un rapport de 5000 sur les pertes d'une ligne. C'est sur cette base qu'ont été effectués les calculs pour déterminer les valeurs des résistances et inductances des lignes du mini-réseau.

On a donc pour les pertes résistives P_{RESm} et la puissance inductive Q_{INDm} du mini-réseau :

$$P_{RESm} = \frac{P_{RES}}{5000}$$

$$Q_{INDm} = \frac{Q_{IND}}{5000}$$

Et dans le cas du courant par ligne :

$$S_m = \frac{S}{5000}$$

$$I = \frac{S_m}{\sqrt{3}U_m}$$

Ce qui donne au niveau des résistances :

$$R_{sm} = \frac{P_{RESm}}{I^2}$$

Et pour les réactances inductives :

$$X_{Lsm} = \frac{Q_{INDm}}{I^2}$$

avec :

$$L_{sm} = \frac{X_{Lsm}}{\omega}$$

Les vérifications des calculs de dimensionnement ont été faites au moyen de Matlab, elles confirment les valeurs trouvées précédemment.

6.3.2 Capacité des lignes

Pour vérifier les valeurs de la capacité équivalente de chacune des lignes du mini-réseau, c'est sur le schéma en PI que ce sont basés les calculs.

En calculant les pertes capacitatives, réactives et inductives du schéma en PI à vide du modèle existant et en se basant à nouveau sur le rapport de 5000 mais sur les pertes, on parvient à trouver la valeur des capacités du mini-réseau.

Réseau existant

On a la puissance capacitive totale :

$$Q_{cap} = \frac{U_{ph}^2}{X_c} = \frac{U_{ph}^2}{\frac{1}{\omega C}}$$

Mini-réseau

On sait que :

$$Q_{capm} = \frac{Q_{cap}}{5000}$$

$$X_{cm} = \frac{U_m^2}{Q_{capm}}$$

$$C_m = \frac{2}{\omega \cdot X_{cm}}$$

Les vérifications des calculs de dimensionnement ont été faites au moyen de Matlab, elles confirment les valeurs trouvées précédemment.

6.4 Disposition des éléments d'une ligne

Les circuits RLC représentant les phases de chaque ligne seront disposés de la manière suivante :

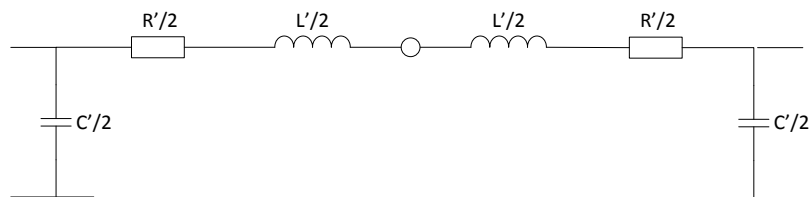


figure 7: Représentation de la ligne

Cette disposition, en scindant le schéma en PI en deux « blocs » (cf. *figure 9*), permettra de faire des essais de court-circuit en milieu de ligne.

7. Eléments RLC équivalents

Pour des raisons de temps, ce n'est d'abord qu'une partie restreinte du réseau qui va être réalisée, soit une des génératrices de CROIX ainsi que la ligne CROIX1 aérienne. Les dimensionnements présentés dans ce chapitre ne concernent donc que cette ligne.

7.1 Bobine prototypique

7.1.1 Type de bobine

Le choix s'est porté sur des bobines à air, car on évite ainsi les problèmes liés au courant de saturation, qui dépend du type de noyau.

Ce sont des bobines cylindriques qui ont été utilisées, la faible densité de flux magnétique émis ne justifiant pas l'utilisation de bobines toroïdales, qui en plus d'être difficiles à bobiner ont une résistance ohmique plus élevée, ce que l'on veut éviter.

Les corps de bobines ont été usinés à l'atelier mécanique, le bobinage a été effectué par l'entreprise Farner Valélectric SA.

7.1.2 Dimensionnement

Les critères sont :

- L'inductance de la bobine, dont la valeur désirée est déterminée,
- la résistance ohmique de la bobine, qui ne doit pas dépasser la valeur calculée pour R dans le circuit RLC dimensionné,
- l'encombrement de la bobine, qui ne doit pas être excessif.

Bobine monocouche/multicouche

Dans un premier temps ce sont des bobines à une seule couche qui ont été prévues, leur encombrement restant dans les limites fixées. Pour une bobine à noyau d'air, le dimensionnement se fait de la manière suivante :

$$L = \frac{2.2 d^2 N^2}{d + 2.2 l} \mu H$$

avec :

N		nombre de spires
d	[m]	diamètre moyen
l	[m]	longueur

Il n'a pas été possible d'atteindre l'inductance désirée tout en maintenant une résistance assez faible. Le choix s'est donc porté sur une bobine multicouche.

Résistance du fil

Il était important que la résistance du fil ne dépasse pas, ou de peu, la valeur limite du circuit RLC représentant la demi-ligne. On a pour la résistance d'un fil de cuivre :

$$R = \frac{\rho_{cu} * l}{A} \Omega$$

avec :

ρ_{cu}	[$\Omega \cdot m$]	résistivité du cuivre
l	[m]	longueur du fil
A	[m ²]	section du fil

Pour atteindre cet objectif, il a fallu jouer sur la section du fil de la bobine, sans pour autant dépasser 6mm², pour des questions d'aisance de bobinage. C'est systématiquement la plus petite section correspondant à ces critères qui a été choisie.

Malgré ceci, la résistance n'a pas pu être réduite de manière suffisante, il a donc été décidé de prendre une section équivalente de 10mm² et de la subdiviser en brins de 1mm², brins qui seront soudés aux deux

extrémités de la bobine. Cette manœuvre devrait faciliter le bobinage tout en limitant la résistance de la bobine.

Courant maximum supportable

Il a également été vérifié que le courant nominal ne dépasse pas le rapport suivant :

$$I_{n_m} < 10 A \cdot \text{section } mm^2$$

Le courant nominal a été calculé à partir du courant supportable par la ligne réelle dans le pire des cas (cf. *annexe XIII*), soit :

$$I_n = 500 A$$

En effet, dans la réalité il est possible que deux turbines soient en action mais qu'une seule ligne puisse transporter l'énergie, sa capacité est alors exploitée au maximum.

A partir de ces valeurs, le calcul suivant a été effectué :

$$S_n = \sqrt{3} \cdot U_n \cdot I_n$$

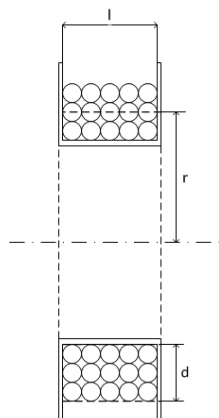
$$S_{n_m} = \frac{S_n}{5000}$$

$$I_{n_m} = \frac{S_{n_m}}{\sqrt{3} U_{n_m}}$$

Inductance

C'est la formule de Wheeler qui a été utilisée pour le dimensionnement de la bobine :

$$L = \frac{31.6 r^2 N^2}{6r + 9l + 10d} \text{ mH}$$



avec :

N		nombre de spires
r	[mm]	rayon moyen
l	[mm]	longueur de la bobine
d	[mm]	épaisseur de fil

figure 8: Bobine en coupe, calcul de l'impédance

Les paramètres ont été ajustés de manière à ce que tous les critères soient remplis. Les différentes valeurs sont visibles sur le *tableau 8* ci-dessous :

		CROIX1 aérienne
Inductance/phase	[mH]	1.345
Inductance/bloc	[mH]	0.673
Nbre de bobines par bloc		2
Inductance nécessaire/bobine	[μH]	336
Inductance effective/bobine	[μH]	342
Résistance/phase	[mΩ]	163
Résistance/bloc	[mΩ]	81
Nbre de résistances par bloc		2
Résistance admise/bobine	[mΩ]	41
Résistance effective/bobine	[mΩ]	56
Courant nominal In	[A]	16.2
Nbre de spires N		144
Nbre de couches C		2
Longueur bobine Lb	[mm]	249
Rayon intérieur bobine Rint	[mm]	33.0
Poids en cuivre	[kg]	2.96

tableau 8: Bobine CROIX1, tableau des valeurs caractéristiques

La valeur de l'inductance de la bobine a été confirmée lors d'une simulation avec le programme Maxwell. Il estime, d'après les paramètres ci-dessus, sa valeur à 347 μH.

7.1.3 Mesures des valeurs réelles de la bobine

Inductance

Pour la réalisation de la bobine, Farner Valélectric SA a utilisé un autre système que celui prévu. Le bobinage est en effet constitué d'un câble méplat de 10mm².

En calculant (formule de Wheeler) la valeur de l'inductance avec la nouvelle géométrie de bobine on trouve :

$$L = 354 \mu H$$

La simulation Maxwell de cette bobine donne :

$$L = 351 \mu H$$

La valeur de cette inductance a été mesurée à :

$$L = 373 \mu H$$

ce qui fait une différence de 5.4 % avec le modèle théorique, mais une différence de 9 % avec la valeur espérée lors de la commande.

Une différence de l'ordre de la dizaine de pourcents n'est pas rare lors d'un dimensionnement de bobine, et dans notre cas on ne peut pas être sûr de sa géométrie exacte.

La géométrie des futures bobines va prendre en compte l'utilisation de câble méplat, elles seront plus courtes et comporteront plus de couches (cf. *annexes XXIII, XXIV et XXVI*).

Résistance de la bobine

La résistance du câble a été vérifiée avec la loi d'Ohm avec plusieurs intensités de courant. On trouve la valeur suivante :

$$R = 65 \text{ m}\Omega$$

ce qui est plus élevé que prévu. Cette différence peut être due à un certain nombre d'éléments :

- la difficulté de connaître la géométrie réelle de la bobine, ce qui a un impact sur la longueur du fil,
- un manque de précision des appareils de mesure,
- une conductivité du conducteur plus faible que celle théorique du cuivre qui a été utilisée dans les calculs.

7.2 Bobine définitive

Les modifications apportées par Farner Valélectric SA ont été prises en compte pour dimensionner un nouveau modèle de bobine, plus court mais avec plus de couches. Ces spécificités sont visibles sur le tableau ci-dessous :

		CROIX1 aérienne
Inductance nécessaire/bobine	[μH]	336
Inductance effective/bobine	[μH]	338
Nbre de spires N		103
Nbre de couches C		6
Longueur bobine Lb	[mm]	125
Rayon intérieur bobine Rint	[mm]	33.0

tableau 9: Caractéristiques de la bobine

Ces calculs ont été confirmés par une simulation Maxwell qui donne pour cette bobine une inductance de valeur :

$$L = 335 \text{ μH}$$

Le bobinage se fera à l'aide de câble méplat 5. X 1.8mm. Les différentes mises en plan sont visibles sur les annexes XXIII à XXVI.

7.3 Inductance homopolaire

La question de savoir s'il était nécessaire de prévoir des bobines pour simuler le comportement du système homopolaire de la ligne s'est posée. La présence de celles-ci pourrait rendre plus juste le comportement du modèle réduit de ligne lors d'un court-circuit vers la terre.

Dans la réalité, l'inductance homopolaire est une caractéristique intrinsèque de la ligne, que l'on peut représenter numériquement pour effectuer les calculs nécessaires.

Pour ce qui est du modèle réduit, on ne sait si l'addition de telles bobines rendrait le comportement du courant plus fidèle à la réalité.

Pour s'en assurer il faudrait effectuer tout d'abord des essais de court-circuit à la terre pour voir si le comportement du courant correspond à nos attentes. Dans le cas contraire, il serait intéressant de faire les mêmes essais avec cette fois une bobine sur le neutre pour voir si cela améliore ou péjore la situation.

Cette étude ne se fera que dans le cas où l'on décide de ne pas laisser le neutre de la machine synchrone flottant (cf. 9.1).

7.4 Résistances

Chaque demi-ligne va être composée d'une résistance. De la valeur théorique de cette résistance il faut déduire deux éléments :

- la résistance de la bobine, due au câble qui la compose,
- la résistance des câbles qui se trouvent entre la machine synchrone et le circuit RLC.

Comme mentionné plus haut au point **Error! Reference source not found. Error! Reference source not found.**, la résistance du câble des bobines dépasse déjà la valeur désirée. On a en effet pour l'instant les valeurs théoriques suivantes :

Résistance/phase	[mΩ]	162.71
Résistance/bloc	[mΩ]	81.355
Nmbre de bobine/bloc		2
Résistance effective/bobine	[mΩ]	56
Résistance câble MS-plaque	[mΩ]	2.8
Résistance/bloc calculée	[mΩ]	114.8

tableau 10: Résistance des différents éléments

Avec la résistance du câble estimée de la manière suivante :

$$R = \frac{\rho_{cu} \cdot 1 \text{ m}}{6 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2} \Omega$$

On voit que malgré l'utilisation pour les bobines d'un fil de grande section pour diminuer la résistance de celles-ci, la valeur totale est bien plus élevée que celle préconisée. Ces différences de paramètres devront être prises en compte lors des essais sur la ligne.

7.5 Condensateurs

Il est nécessaire d'avoir des condensateurs de puissance qui vont supporter de fortes tensions et des courants importants, d'autant plus qu'ils vont devoir supporter des essais de court-circuit réguliers.

Afin de correspondre aux critères de capacité et de tension, ce sont deux condensateurs de 100 nF qui seront mis en série.

7.6 Plaque

Chaque demi-ligne (3 phases) va être installée sur une plaque en alu qui sera vissée à l'intérieur des bancs.

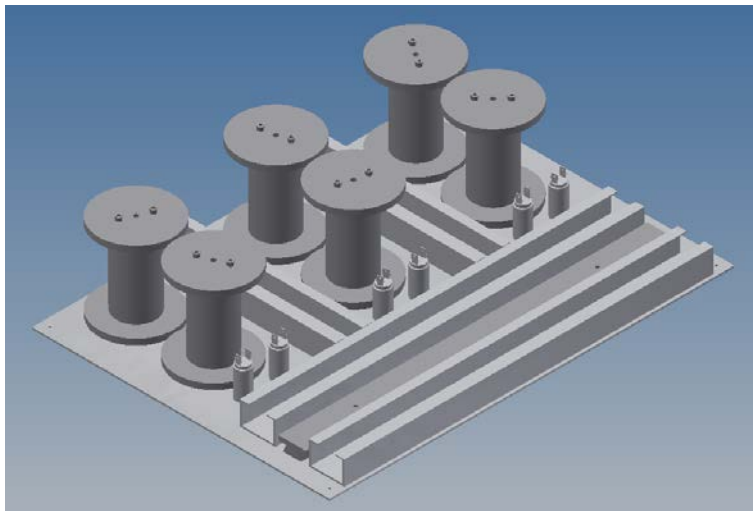


figure 9: Demi-ligne, modélisation de la plaque RLC

La plaque a été dimensionnée de manière à pouvoir accueillir tous les éléments, sa mise en plan est visible sur l'*annexe XXVII*.

Les éléments disponibles ont déjà été montés sur les deux plaques représentant la ligne complète, il manque encore à ce jour les bobines pour compléter le circuit.

Un schéma de câblage est visible sur l'*annexe XXVIII*.

8. Caractéristiques de la machine synchrone

C'est une machine synchrone à rotor bobiné et pôles saillants de 6.5 kVA qui est utilisée pour modéliser la génératrice de Croix. Certaines de ses caractéristiques sont visibles sur la plaque signalétique ci-dessous :

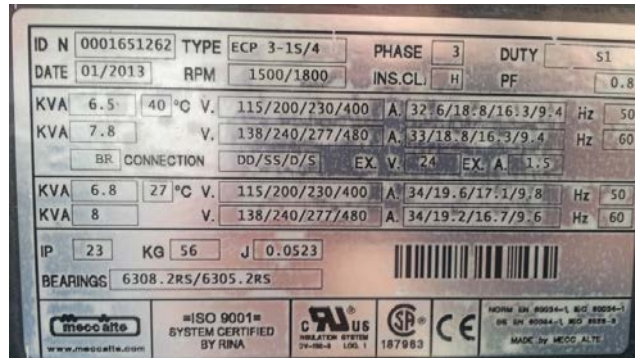


figure 10: Plaque signalétique de la machine synchrone

Un certain nombre d'éléments sont nécessaires aux calculs de court-circuit, notamment les paramètres de cette machine.

Le datasheet de la machine (cf. *annexe XXIX*) ne mentionnant pas ces valeurs, il a fallu faire des essais et mesures, afin de déterminer :

- La tension induite U_i
- La réactance synchrone longitudinale permanente X_d
- La réactance synchrone longitudinale subtransitoire X_d''

8.1 Estimation du courant d'excitation

La plaque signalétique de la machine comporte des informations relatives à l'ancien système d'excitation (remplacement de l'ancienne excitatrice à diodes tournantes par des bagues) et n'a visiblement pas été corrigée en conséquence.

Dans un premier temps il a fallu essayer d'estimer quel était le nouveau courant d'excitation à utiliser.

Pour ce faire, un essai à vide a été effectué afin de déterminer à quel point de fonctionnement correspond l'ancienne puissance d'excitation :

$$P = U_f \cdot I_f = 24 \cdot 1.5 = 36 \text{ W}$$

Ce qui, au vu du *tableau 11* de l'essai à vide, donne les valeurs approximatives suivantes :

$$U_{f_n} = 14.5 \text{ V}$$

$$I_{f_n} = 2.4 \text{ A}$$

Un test thermique devra être effectué pour confirmer ce résultat, test qui sort du cadre de ce projet.

8.2 Essai à vide

La machine synchrone (MS) est utilisée en génératrice pour un essai à vide, illustré par la figure ci-dessous :

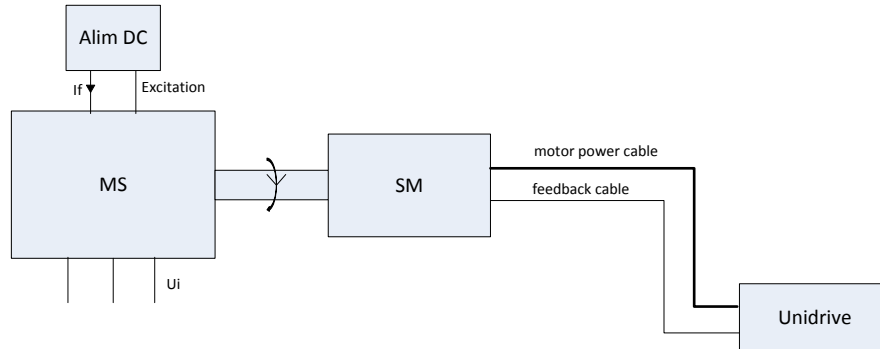


figure 11: Essai à vide

avec :

Unidrive	Commande du servo-moteur
Servo-moteur (SM)	en moteur, transmission du mouvement de rotation (et du couple de frottement) à la MS
Machine synchrone	en génératrice, excitée par l'alimentation DC, génère une tension induite U_i

La consigne de vitesse est fixée à $n = 1500$ t/mn, qui correspond à :

$$n = \frac{60 \cdot f}{p} \text{ t/mn}$$

avec :

$f = 50$ [Hz]	fréquence du réseau
$p = 2$	nombre de paires de pôles

Une fois la vitesse atteinte, l'excitation est augmentée progressivement jusqu'à atteindre et même dépasser la valeur du courant nominal d'excitation $I_{fn} = 2.4$ A.

Les mesures de la tension induite en fonction du courant d'excitation sont visibles sur le tableau ci-après :

Excitation		Tension induite
Uf	If	Ui
[V]	[A]	[V]
3.2	0.5	86.5
6.1	1	149.9
9.2	1.5	197
10.8	1.75	212.5
12.3	2	224
13.8	2.25	232.5
15.3	2.5	239.8
16.9	2.75	246
18.7	3	252.3

tableau 11 : Mesures à vide

On peut donc tracer la caractéristique suivante :

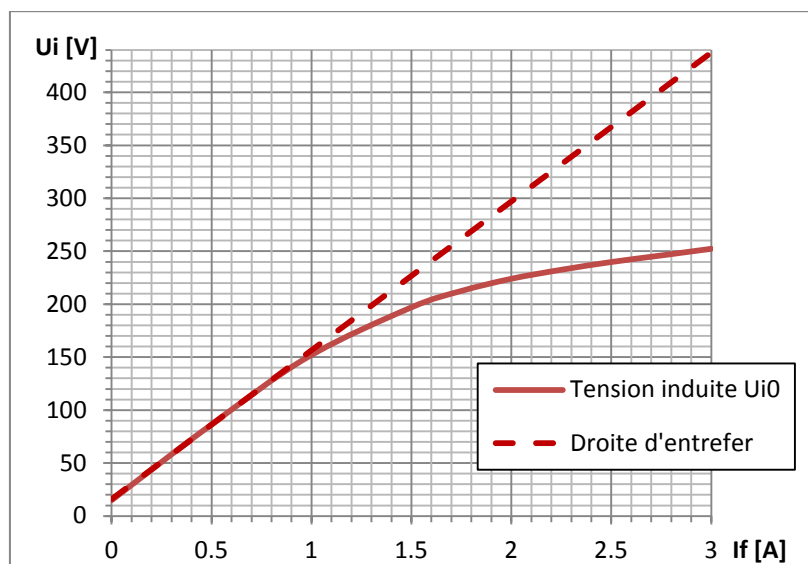


figure 12: Caractéristique à vide

On voit qu'à vitesse nominale $n = 1500$ t/mn pour le courant nominal d'excitation $I_{f_n} = 2.4$ A on a :

$$U_{i0} = 237 \text{ V}$$

pour la tension à vide en saturation, et

$$U_{i0} = 355 \text{ V}$$

pour la tension à vide sans saturation, lisible sur la droite d'entrefer.

8.3 Mesure des inductances transverse et longitudinale

La machine synchrone est utilisée comme illustré par la figure ci-après :

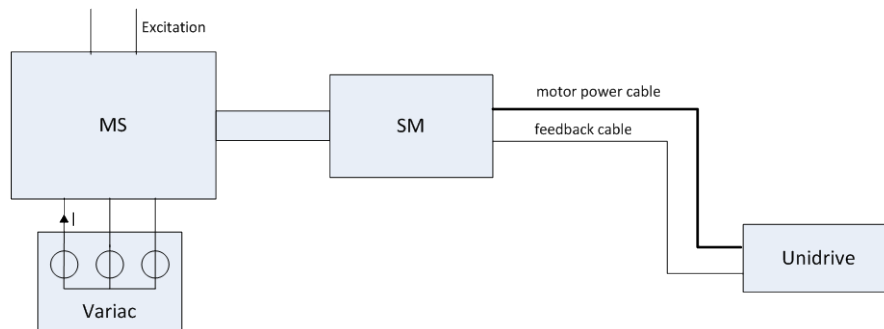


figure 13: Essai à faible glissement

avec :

Variac	auto-transformateur qui sert d'alimentation triphasée à la MS, tension réduite pour limiter le courant de la machine.
Machine synchrone	sans excitation, car l'alimentation DC chargée de cette excitation ne supporte pas les 158 V de tension induite qui se créent à ses bornes
Servo-moteur	utilisé avec une consigne de vitesse très faible (environ 0.5 t/mn), afin de forcer l'arbre à tourner à une vitesse très faible, que l'on considère nulle.

Les valeurs maximales et minimales du courant I ont été mesurées à plusieurs points de fonctionnement, fixés par la tension d'alimentation (phase-neutre) du stator, pour déterminer les réactances synchrones longitudinale (dans l'axe d) et transversale (dans l'axe q).

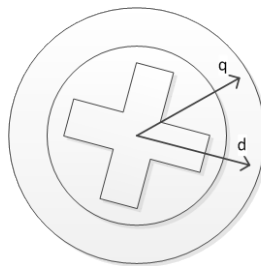


figure 14: Modélisation MS

La résistance du bobinage a également été mesurée en début ainsi qu'en fin de test, pour se rendre compte de sa variation avec la température. Les mesures intermédiaires ont été estimées par extrapolation.

On a pour ces différentes mesures de courant et de tension d'alimentation les résultats suivants :

Position max		Position min		R _{bob} [Ω]
I [A]	U [V]	I [A]	U [V]	
1.4	28.5	0.641	30.8	2.16
2.5	58.3	1.15	59.1	2.21
4.01	87.8	1.69	88.7	2.26
5.57	114	1.98	116	2.30
7.48	141	2.96	144	2.35

tableau 12: Mesures pour le calcul de X_d et X_q

En se basant sur le schéma de la machine en mode moteur :

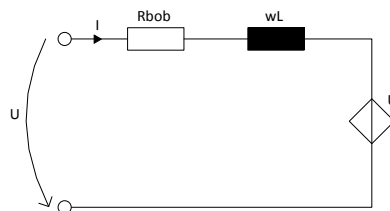


figure 15: Schéma monophasé MS en moteur

et avec une tension induite U_i nulle, on peut déduire la valeur de la réactance synchrone transversale:

$$Z_q = \frac{U}{I_{max}}$$

$$X_q = \omega \cdot L_q = \sqrt{Z_q^2 - R_{bob}^2}$$

Ainsi que celle de la réactance synchrone longitudinale :

$$Z_d = \frac{U}{I_{min}}$$

$$X_d = \omega \cdot L_d = \sqrt{Z_d^2 - R_{bob}^2}$$

avec :

$$\omega = 2\pi f \text{ et } f = 50 \text{ Hz}$$

Les valeurs de ces inductances ne devraient pas varier avec la tension d'alimentation. Cette variation est liée au manque de précision des mesures lors de l'essai. Il a été en effet difficile d'effectuer précisément les mesures aux points maximums et minimums. Pour une meilleure précision, il aurait fallu faire des mesures à rotor bloqué.

Ce sont donc les valeurs moyennes qui seront utilisées:

$$L_d = 165 \text{ mH}$$

$$X_d = 51.8 \, \Omega$$

$$L_q = 66 \, mH$$

$$X_q = 20.9 \, \Omega$$

Pour ce qui est de la résistance du bobinage, puisque la variation est faible on garde également la valeur moyenne :

$$R_{bob} = 2.3 \, \Omega$$

8.4 Essai en court-circuit

Pour l'essai en court-circuit, la MS a été utilisée en génératrice et sa sortie court-circuitée, comme le montre le schéma ci-dessous :

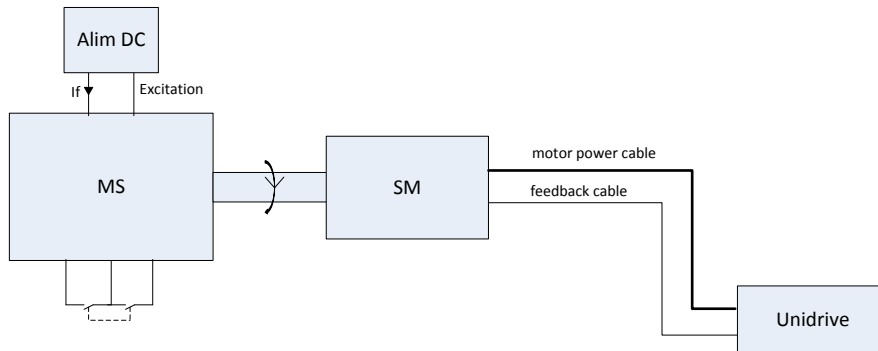


figure 16: Essai en court-circuit

Deux essais distincts ont été faits :

- Un essai en court-circuit avec la sortie court-circuitée de manière continue,
- Un essai en court-circuit brusque au moyen d'un interrupteur.

8.4.1 Essai en court-circuit permanent

Cet essai va permettre de trouver la valeur de X_d sat.

Estimation du courant de court-circuit en régime permanent

On a par phase :

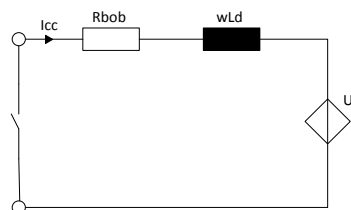


figure 17: Schéma monophasé MS en court-circuit

Et donc :

$$I_{cc} = \frac{U_i}{Z}$$

Avec pour l'impédance :

$$Z = \sqrt{R_{bob}^2 + \omega^2 L_d^2}$$

$$\omega = 2\pi f \text{ et } f = n \cdot p$$

avec :

n vitesse [t/s]
 p nombre de paires de pôles du moteur

et pour la tension induite à courant d'excitation nominal mais vitesse variable :

$$U_i = \frac{n}{\frac{n_n}{U_{fn}}}$$

On a donc pour le courant de court-circuit théorique en régime permanent :

$$I_{cc} = 4.6 \text{ A} = 0.49 \text{ p.u.}$$

Cette valeur est constante quelle que soit la vitesse de rotation, car la tension induite ainsi que l'impédance sont toutes deux proportionnelles à la vitesse de rotation, tel que :

$$U_i = k \cdot \omega$$

et

$$Z = \sqrt{R_{bob}^2 + \omega^2 L_d^2}$$

avec dans les deux cas :

$$\omega = 2\pi f = 2\pi \cdot n \cdot p$$

Ces valeurs sont rassurantes, car en dessous des 9.4 A de courant nominal de la machine. Cela laisse à penser que le moteur pourra aisément supporter des courts-circuits réguliers.

Une comparaison de la machine de Croix et de celle du laboratoire est effectuée au point 8.6.

Essai et résultats

Un essai a donc été effectué à vitesse nominale, soit 1500 t/mn.

Le courant de court-circuit permanent mesuré à excitation nominale atteint la valeur suivante :

$$I_{cc} \cong 6.7 \text{ A} = 0.71 \text{ p.u.}$$

Soit un peu plus que calculé précédemment, mais toujours plus faible que le courant nominal.

Avec une tension U_{scc} connue, on peut calculer à nouveau la réactance synchrone longitudinale comme suit, et ainsi confirmer la valeur trouvée lors de l'essai à vide :

$$Z = \frac{U_{scc}}{I_{cc}} = \frac{355}{6.7} = 53 \, \Omega$$

Pour les calculs de court-circuit on utilise la réactance dite « saturée », que l'on peut retrouver avec la tension U_{scc} correspondant à la tension à vide lue sur la droite d'entrefer (cf. *figure 12 : Caractéristique à vide*) pour le courant d'excitation fixé, soit 2.4 A.

$$X_d = \sqrt{Z^2 - R_{bob}^2} = 52.9 \, \Omega$$

Cette valeur est très proche celle trouvée précédemment, soit 51.8 Ω .

On a pour la réactance synchrone longitudinale saturée :

$$Z = \frac{U_{scc(sat)}}{I_{cc}} = \frac{237}{6.7} = 35.4 \, \Omega$$

$$X_d = \sqrt{Z^2 - R_{bob}^2} = 35.3 \, \Omega$$

C'est cette valeur qui sera utilisée pour le calcul de court-circuit.

8.5 Essai en court-circuit brusque

Cet essai va permettre de déterminer de manière expérimentale la valeur des réactances transitoire et subtransitoire X_d' et X_d'' en analysant le comportement du courant de court-circuit lors de l'apparition de ce défaut.

8.5.1 Essai et résultats

A 1500 t/mn, des courts-circuits ont été déclenchés afin d'avoir la trace du courant lors de leur apparition, comme sur la figure ci-après :

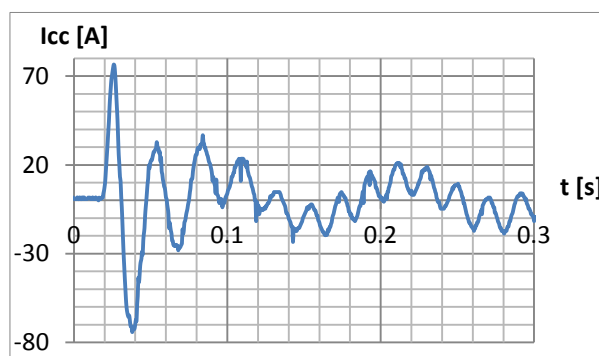


figure 18: Evolution du courant de court-circuit

Pour visualiser au mieux l'enveloppe du courant de court-circuit, plusieurs de ces traces ont été superposées :

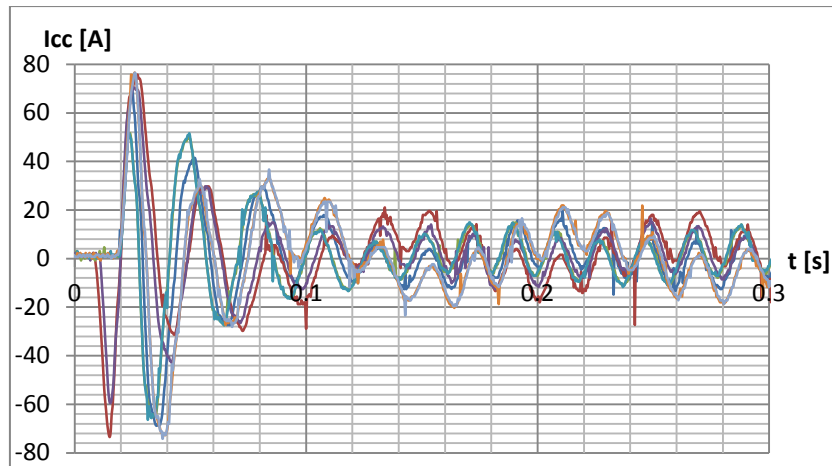


figure 19: Evolution du courant de court-circuit

Cette enveloppe peut être redessinée en extrapolant jusqu'à l'instant $t = 0$ l'enveloppe de l'amplitude du courant transitoire :

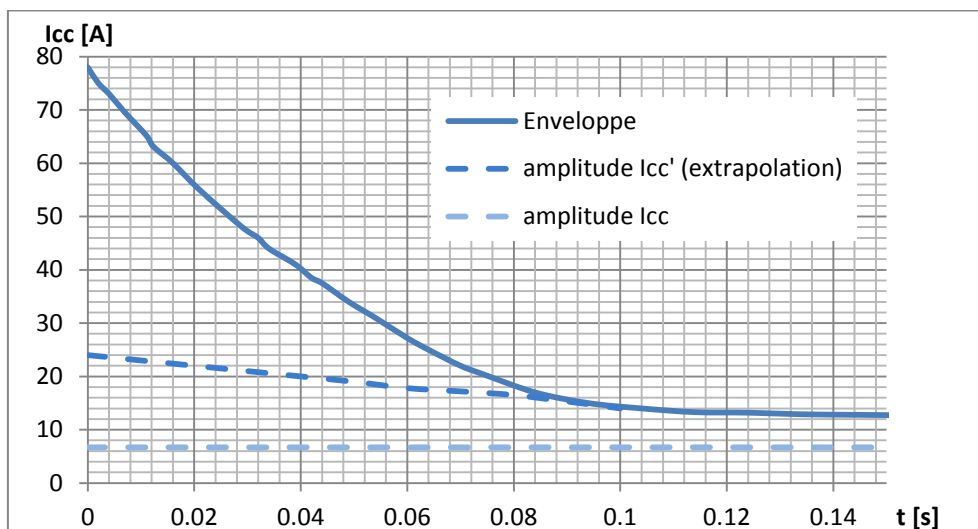


figure 20: Enveloppe de la composante alternative du courant de court-circuit

On peut ainsi connaître les courants de court-circuit transitoire et subtransitoire :

$$I'_{cc} = 24 \text{ A}$$

$$I''_{cc} = 78 \text{ A}$$

Et en déduire les valeurs des réactances synchrones longitudinales transitoire et subtransitoire :

$$Z' = \frac{U_{scc(sat)}}{I'_{cc}} = \frac{237}{24} = 9.9 \text{ } \Omega$$

$$X_d' = \sqrt{Z'^2 - R_{bob}^2} = 9.6 \, \Omega$$

$$Z'' = \frac{U_{scc(sat)}}{I_{cc}''} = \frac{237}{78} = 3.05 \, \Omega$$

$$X_d'' = \sqrt{Z''^2 - R_{bob}^2} = 2 \, \Omega$$

8.6 Paramètres de la machine synchrone

On a pour la machine synchrone les paramètres suivants :

S	Ui	Xq	Xd	Xd'	Xd''	Rbob
[kVA]	[V]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]
6.5	237	20.9	35.3	9.6	2	2.3
		Xq	Xd	Xd'	Xd''	Rbob
		p.u	p.u	p.u	p.u	p.u
		0.85	1.43	0.39	0.08	0.09

figure 21: Paramètres de la machine synchrone

On peut comparer ces valeurs avec les valeurs usuelles contenues dans le tableau ci-après :

Xq	Xd	Xd'	Xd''
p.u	p.u	p.u	p.u
0.5 ... 0.9	0.8 ... 1.4	0.2 ... 0.5	0.15 ... 0.3

figure 22: Valeurs usuelles des réactances⁴

Ces valeurs vont dépendre de la géométrie de la machine, mais ne sont pas vraiment représentatives de son comportement.

On peut par contre comparer la machine synchrone avec la génératrice de l'usine de Croix, sur la base du courant de court-circuit permanent dans le cadre d'un court-circuit triphasé.

En se basant sur l'annexe VII, on trouve le courant d'excitation à vide :

$$I_{f0} = 221 \, A$$

En extrapolant à partir des valeurs contenues dans le tableau de l'annexe, on trouve pour ce courant d'excitation un courant de court-circuit de valeur :

$$I_{cc} = 1557 \, A = 0.81 \, p.u$$

⁴ Jean Chatelain, « Traité d'électricité, vol. X : Machines électriques », Editions Georgi 1983

Cette valeur peut être vérifiée en effectuant le même calcul que pour déterminer le courant de court-circuit au point 8.4. :

$$U_B = \frac{12000}{\sqrt{3}} \text{ V}$$

$$I_B = 1905 \text{ A}$$

$$Z_B = \frac{U_B}{I_B} = 3.64 \text{ } \Omega$$

$$X_d = 1.366 \text{ p.u} = 4.96 \text{ } \Omega$$

cf. tableau des caractéristiques à vide de la machine (*annexe VII*), on a en extrapolant :

$$U_{i0} = 12245 \text{ V}$$

$$I_{cc} = \frac{\frac{U_{i0}}{\sqrt{3}}}{X_d} = 1425.3 \text{ A} = 0.75 \text{ p.u}$$

Et pour la machine synchrone du laboratoire (cf. point 8.4.1: *Essai et résultats*):

$$I_{cc} = 0.71 \text{ p.u}$$

On voit donc que la machine synchrone utilisée dans ce projet subira des courants de court-circuit du même ordre de grandeur que la génératrice de Croix, ce qui est bon pour la fidélité du modèle réduit.

9. Court-circuit

9.1 Introduction

Un des objectifs de ce banc d'essai sera de provoquer des courts-circuits (CC) afin de les étudier. Des calculs et des essais ont donc été effectués pour approximer l'intensité des courants qui seront en jeu.

Les calculs de court-circuit ont été effectués uniquement sur la partie qui sera modélisée prochainement, et en deux endroits, comme le montre le schéma ci-dessous :

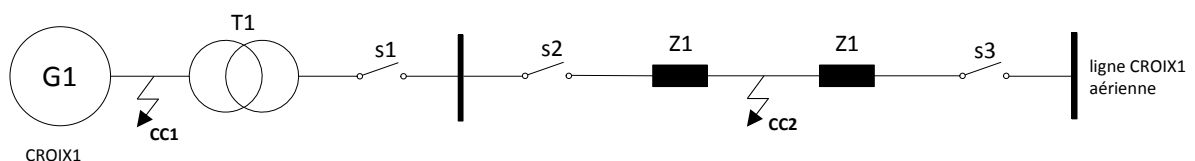


figure 23: Schéma du circuit modélisé, emplacement de CC1 et CC2

On distingue les courts-circuits symétriques (triphasé avec et sans terre) des courts-circuits asymétriques (monophasé avec terre, et biphasé avec et sans terre). Pour le calcul de ces derniers on utilise les composantes directes inverses et homopolaires des tensions, courants et impédances, qui permettent de retrouver un système symétrique. Ces composantes symétriques sont décrites plus loin aux points 9.3.2 et 9.9.2.

Ont été effectués lors de cette analyse les calculs des courants de court-circuit dans les cas suivants :

CC1

(Interrupteur s1 ouvert)

Défaut symétrique

- CC triphasé avec défaut près du générateur (cf. 9.4)

Défauts asymétriques

- CC biphasé S – T (cf. 9.5)
- CC monophasé R – terre (cf. 9.6)

CC2

(Interrupteurs s1 et s2 fermés, s3 ouvert)

Défaut symétrique

- CC triphasé avec défaut sur la ligne (cf. 9.10)

Défauts asymétriques

- CC biphasé S – T (cf. 9.11)
- CC monophasé R – terre (cf. 9.12)

Dans le cas d'un court-circuit monophasé vers la terre, l'inductance qui relie le neutre à la terre entre en compte. Ce court-circuit peut donc survenir uniquement pour une machine dont le neutre n'est pas flottant. Notre machine fait pour l'instant partie de cette catégorie, et ce court-circuit ne peut donc pas arriver.

Il est pourtant prévu à terme de pouvoir également provoquer ce genre d'évènements lors des laboratoires, et donc de mettre à terre le neutre. Les calculs permettant de déterminer le courant de court-circuit dans ce cas-là sont donc tout de même présentés dans ce rapport.

9.2 Paramètres

9.2.1 Machine synchrone

Les valeurs des réactances du générateur n'étant pas fournies par le constructeur, il a fallu les mesurer. Ceci a été développé au chapitre 8. *Caractéristiques de la machine synchrone.*

Les paramètres de la machine synchrone utilisés sont les suivants :

S	U _i	X _q	X _d	X _d '	X _d ''	X ₍₀₎	X ₍₁₎	X ₍₂₎	R _{bob}	Z _n
[kVA]	[V]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]
6.5	237	20.9	35.3	9.6	2	1.2	2	2	2.3	-
		p.u	p.u	p.u	p.u	p.u	p.u	p.u	p.u	p.u
		0.85	1.43	0.39	0.08	0.05	0.08	0.08	0.09	-

tableau 13: Paramètres de la MS

S	Puissance
U _i	Tension induite
X _q	Réactance synchrone transversale permanente
X _d	Réactance synchrone longitudinale permanente
X _d '	Réactance synchrone longitudinale transitoire
X _d ''	Réactance synchrone longitudinale subtransitoire
X ₍₀₎	Réactance homopolaire
X ₍₁₎	Réactance directe
X ₍₂₎	Réactance inverse
R _{bob}	Résistance du bobinage
Z _n	impédance neutre-terre (cf. figure 24)

Les valeurs de X₍₀₎ et X₍₂₎ ont été fixées en respectant les recommandations suivantes :

$$X_{(2)} = X_d''$$

$$X_{(0)} = 0.6 \cdot X_d''$$

Dans les calculs à venir seront également mentionnées les impédances suivantes :

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = \sqrt{X_{(1)}^2 + R_{bob}^2} = 3.05 \, \Omega$$

$$Z_{(0)} = \sqrt{X_{(0)}^2 + R_{bob}^2} = 2.6 \, \Omega$$

Il est à noter que par U_i on entend U_{i0(sat)}, soit la tension à vide en saturation, et non celle lue sur la droite d'entrefer (cf. figure 12).

9.2.2 Transformateur

Il a été décidé que l'acquisition d'un transformateur ne se ferait que dans un deuxième temps. Il aurait été possible de faire les calculs et essais en utilisant un transformateur disponible dans les locaux, mais il aurait fallu investir un temps considérable pour faire des mesures afin de déterminer ses caractéristiques. Il a été estimé que ceci était superflu compte tenu du fait que ce transformateur ne serait pas celui utilisé à terme.

La prise en compte des caractéristiques du transformateur ne modifie pas de manière significative les calculs, il restera facile d'ajouter cette composante lorsqu'elle sera disponible.

9.2.3 Ligne

Comme indiqué dans le point 6.4, l'impédance de chaque phase de la ligne a été divisée par deux, afin de créer deux sections distinctes et de permettre des essais de court-circuit en leur milieu. Les valeurs présentes dans le tableau ci-après tiennent donc déjà compte de ceci.

directe, inverse		homopolaire	
R/2	X _L /2	R/2	X _L /2
[Ω]	[Ω]	[Ω]	[Ω]
0.081	0.211	0.222	0.685
p.u	p.u	p.u	p.u
0.003	0.009	0.009	0.028

tableau 14: Paramètres d'une demi ligne (valeurs pour une phase)

On a donc pour la ligne les impédances :

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = \sqrt{\left(\frac{R_{(1)}}{2}\right)^2 + \left(\frac{X_{L(1)}}{2}\right)^2} = 0.226 \, \Omega$$

$$Z_{(0)} = \sqrt{\left(\frac{R_{(0)}}{2}\right)^2 + \left(\frac{X_{L(0)}}{2}\right)^2} = 0.721 \, \Omega$$

Ces valeurs ne seront utilisées que pour les calculs de court-circuit dans le 2^e cas, au point 9.9 CC2 : *Défaut en milieu de ligne*.

9.3 CC1 : Défaut à la sortie du générateur

9.3.1 Circuit équivalent du générateur synchrone

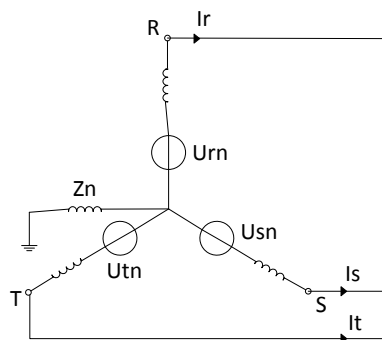


figure 24: Schéma de la machine synchrone

9.3.2 Composantes symétriques

Cette décomposition permet d'avoir un système équilibré, même dans le cas d'un défaut asymétrique, et donc de faire les calculs de courant de défaut en passant par un schéma équivalent monophasé.

Circuit direct

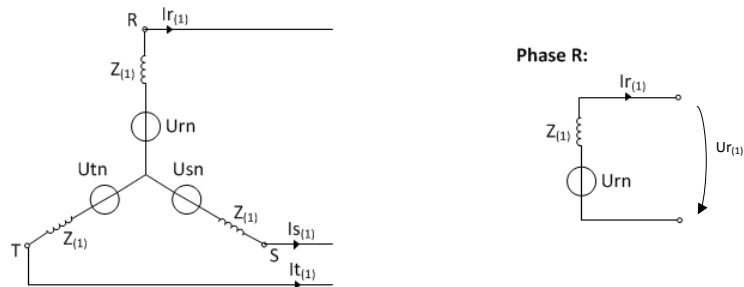


figure 25: Circuit équivalent direct de la machine et schéma monophasé

Circuit inverse

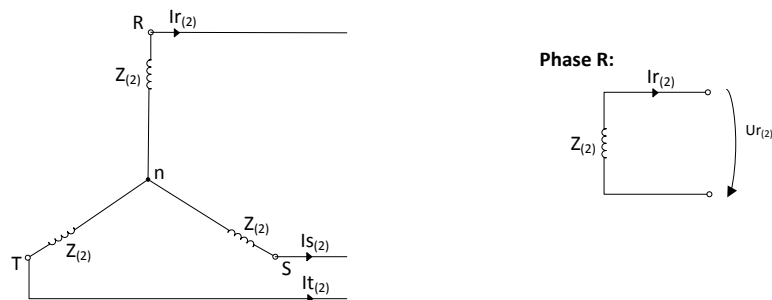


figure 26: Circuit équivalent inverse de la machine et schéma monophasé

Circuit homopolaire

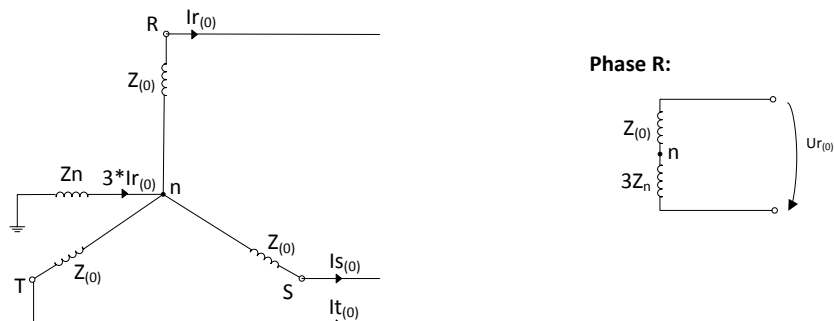


figure 27 : Circuit équivalent homopolaire de la machine et schéma monophasé

avec :

$$Ir_{(0)} = Is_{(0)} = It_{(0)}$$

et donc :

$$I_n = 3 I_{r(0)}$$

9.4 CC1 triphasé avec défaut près du générateur

On veut calculer les courants de défaut maximum et minimum dans le cas d'un court-circuit triphasé proche du générateur, soit ceux qui apparaissent lors des périodes subtransitoire et permanente, comme le montre le graphique ci-dessous :

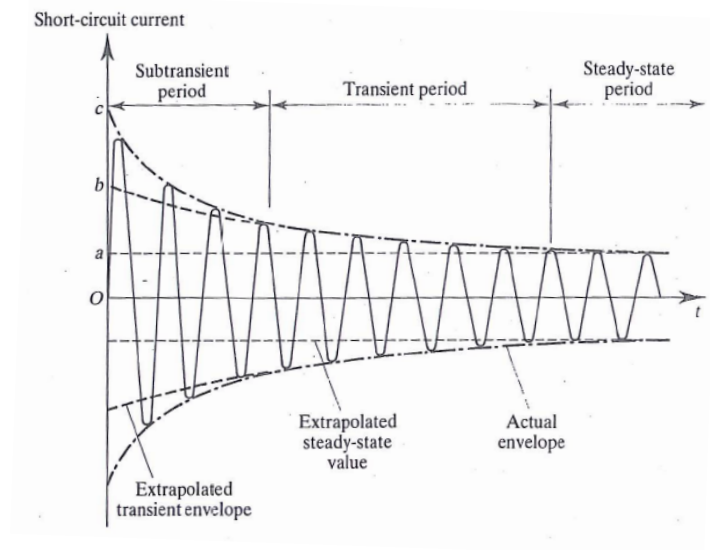


figure 28: Courant injecté par la machine lors d'un court-circuit ⁵

Circuits équivalents monophasé

On fait l'hypothèse que le système n'est pas chargé avant le court-circuit.

Lors des trois périodes successives, les circuits équivalents monophasés du générateur peuvent donc être dessinés comme suit :

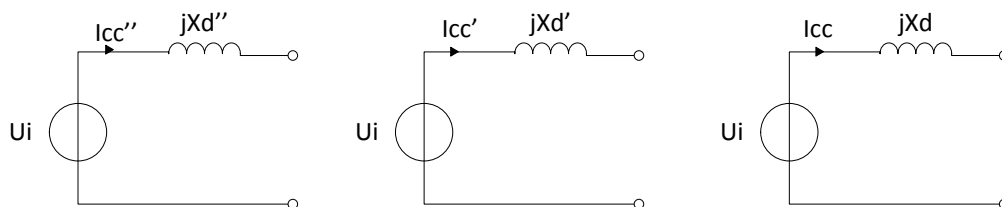


figure 29: Circuits équivalents, périodes subtransitoire, transitoire et permanente

avec :

X_d	Réactance synchrone longitudinale permanente
X_d'	Réactance synchrone longitudinale transitoire
X_d''	Réactance synchrone longitudinale subtransitoire

⁵ Syed A. Nasar, "Electrical Power System", Schaum's Outline Series 1990

Détermination des courants maximum et minimum de défaut

Cf. figure 28 plus haut, on peut définir les courants de défaut de la manière suivante :

$$I_{cc_{min}} = \frac{U_{i0}}{Z}$$

$$Z = \sqrt{X_d^2 + R_{bob}^2}$$

$$I_{cc_{max}} = \frac{U_{i0}}{Z''}$$

$$Z'' = \sqrt{X_d''^2 + R_{bob}^2}$$

On a donc dans le cas d'un court-circuit triphasé les courants de défaut minimum et maximum suivants :

$$I_{cc_{min}} = \frac{237}{35.4} = 6.7 \text{ A} = 0.71 \text{ p.u}$$

$$I_{cc_{max}} = \frac{237}{3.05} = 78 \text{ A} = 8.3 \text{ p.u}$$

Dans le cadre d'un défaut symétrique, on a :

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U_{i0} \cdot I_{cc_{max}} = 55.3 \text{ kVA} = 25.5 \text{ p.u}$$

9.5 CC1 biphasé S – T

S'agissant d'un court-circuit asymétrique, les composantes directes, inverses et homopolaires sont utilisées.

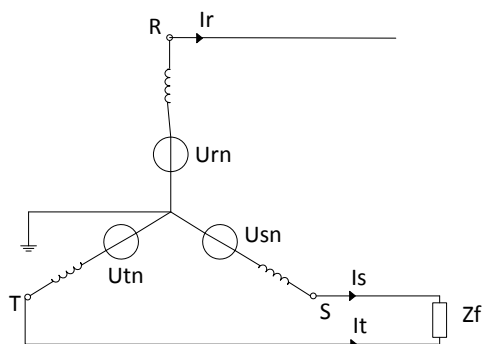


figure 30: Défaut biphasé à la sortie du générateur

avec :

Z_f l'impédance de l'objet qui fait le court-circuit

et :

$$U_{rn} = U_{sn} = U_{tn} = \frac{400}{\sqrt{3}} \text{ V}$$

9.5.1 Circuit équivalent monophasé

Le circuit équivalent monophasé peut être déterminé de la manière suivante :

On voit sur la *figure 30* :

$$I_r = 0$$

$$I_s + I_t = 0$$

$$U_{sn} = U_{tn}$$

On a donc :

$$I_r^{(0)} = \frac{1}{3} (I_r + I_s + I_t) = 0$$

qui décrit l'absence de composante homopolaire.

Avec la constante « a » correspondant à un déphasage de $2/3 \pi$:

$$a = e^{j\frac{2}{3}\pi}$$

on trouve :

$$I_r^{(1)} = \frac{1}{3} (I_r + a I_s + a^2 I_t) = \frac{1}{3} (a - a^2) I_s$$

$$I_r^{(2)} = \frac{1}{3} (I_r + a^2 I_s + a I_t) = \frac{1}{3} (a^2 - a) I_s$$

et donc

$$I_r^{(1)} = -I_r^{(2)}$$

qui permet de trouver le circuit équivalent suivant :

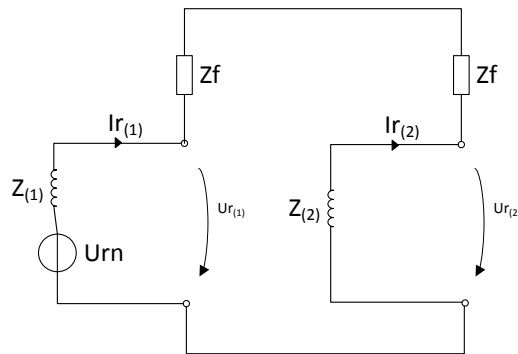


figure 31: Circuit équivalent monophasé du générateur

9.5.2 Détermination du courant de défaut

On fait l'hypothèse que l'impédance Z_f est nulle. On a alors :

$$U_{rn} - I_r^{(1)} Z_{(1)} + I_r^{(2)} Z_{(2)} = 0$$

$$I_r^{(1)} = \frac{U_{rn}}{Z_{(1)} + Z_{(2)}} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{3.05 + 3.05} = 37.9 \text{ A}$$

On a alors pour le courant de défaut :

$$I_{cc} = I_s = I_r^{(0)} + a^2 I_r^{(1)} + a I_r^{(2)} = (a^2 - a) I_r^{(1)} = -j\sqrt{3} \cdot I_r^{(1)} = 65.6 \text{ A} = 7 \text{ p.u}$$

Dans le cadre d'un défaut asymétrique, on a :

$$S_{cc} = \frac{U_{rn} \cdot I_{cc}}{\sqrt{3}} = 15.2 \text{ kVA} = 7 \text{ p.u}$$

9.6 CC1 monophasé R - terre

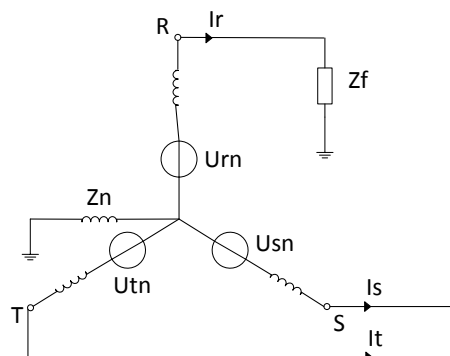


figure 32: Défaut monophasé à la sortie du générateur

avec :

Z_f l'impédance de l'objet qui fait le court-circuit

9.6.1 Circuit équivalent monophasé

Le circuit équivalent monophasé peut être déterminé de la manière suivante :

On voit sur la *figure 32* :

$$I_s = I_t = 0$$

On a donc :

$$I_r^{(0)} = \frac{1}{3}(I_r + I_s + I_t) = \frac{1}{3}I_r$$

Avec la constante « a » correspondant à un déphasage de $\frac{2}{3}\pi$:

$$a = e^{j\frac{2}{3}\pi}$$

on a :

$$I_r^{(1)} = \frac{1}{3}(I_r + a I_s + a^2 I_t) = \frac{1}{3}I_r$$

$$I_r^{(2)} = \frac{1}{3}(I_r + a^2 I_s + a I_t) = \frac{1}{3}I_r$$

et donc

$$I_r^{(0)} = I_r^{(1)} = I_r^{(2)} = \frac{1}{3}I_r$$

qui permet de trouver le circuit équivalent suivant :

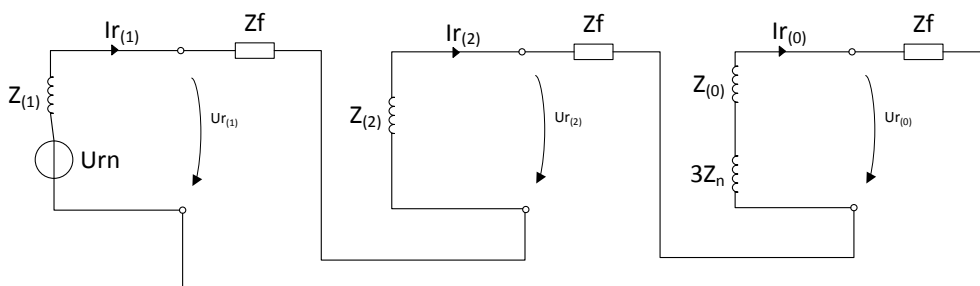


figure 33: Circuit équivalent monophasé du générateur

9.6.2 Détermination du courant de défaut

On fait l'hypothèse que l'impédance Z_f est nulle. On a alors :

$$U_{rn} - I_r^{(0)}(Z_{(0)} + 3Z_n) - I_r^{(2)}Z_{(2)} - I_r^{(1)}Z_{(1)} = U_{rn} - \frac{1}{3}I_r(Z_{(0)} + 3Z_n + Z_{(2)} + Z_{(1)}) = 0$$

et donc pour le courant de défaut :

$$I_{cc} = I_r = \frac{3U_{rn}}{(Z_{(0)} + 3Z_n + Z_{(2)} + Z_{(1)})}$$

Dans le cadre de ce défaut asymétrique, on a :

$$S_{cc} = \frac{U_{rn} \cdot I_{cc_{max}}}{\sqrt{3}}$$

9.7 CC1 : Simulations

Les simulations ont été effectuées avec le logiciel de simulation de réseau NEPLAN.

Comme mentionné précédemment, le réseau simulé, visible sur la *figure 34* ci-après, ne comporte que le générateur et la ligne, mais pas de transformateur.

Ce premier court-circuit a lieu directement à la sortie du générateur, sur le nœud. La ligne CROIX1 aérienne a été déconnectée afin de s'assurer que le réseau n'interfère pas dans les calculs.

Les calculs de courant sont effectués par le programme en regard de la norme IEC 60909 2001 sur les courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif.

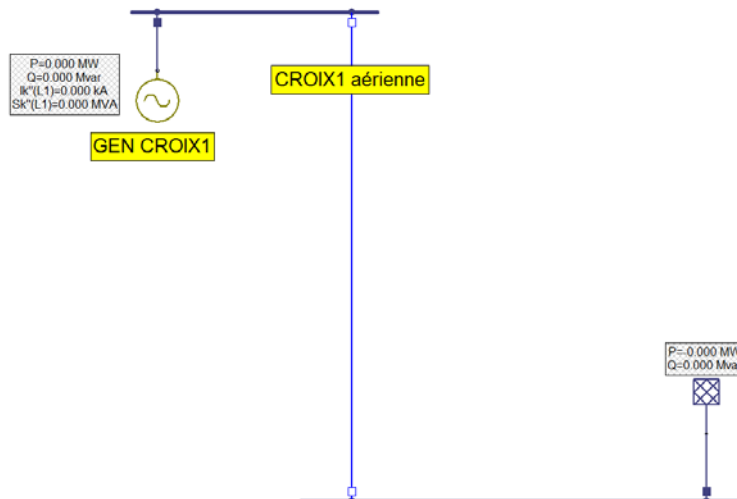


figure 34: Circuit simulé, court-circuit proche du générateur

On peut voir ci-dessous les résultats des calculs et des simulations dans les différents cas :

			Calculs	Simulation
CC triphasé	I _{cc}	[A]	78	79.6
	S _{cc}	[kVA]	55.3	55.1
CC biphasé	I _{cc}	[A]	65.6	68.9
	S _{cc}	[kVA]	15.2	15.9

tableau 15: Résultats des simulations, cc à la sortie du générateur

Une partie de ces différences peut être due à la tension prise en compte lors de la simulation et des calculs. Comme précisé dans la documentation du logiciel, par définition la norme prend en compte une tension de valeur :

$$U = c \cdot U_n$$

avec $U_n = 400 \text{ V}$ définie dans les paramètres, et c dépendant de la tension nominale au lieu du défaut, défini par la norme et calculé automatiquement par le programme dans le cas de ces simulations. Cette valeur se situe généralement entre 0.5 et 1.1 pour une tension nominale entre 100 V et 1 kV.

9.7.1 Résultats CC triphasé

Du calcul de la puissance de court-circuit :

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{cc}$$

on peut déduire la tension et donc le facteur c utilisés pour le calcul du courant :

$$U = 399.6 \text{ V}$$

$$c = 0.999$$

au lieu des :

$$237 \cdot \sqrt{3} = 410.5 \text{ V}$$

utilisés lors des calculs.

Cette différence de l'ordre des 2 % explique les résultats du courant et de la puissance de court-circuit obtenus pour cette simulation.

9.7.2 Résultats CC biphasé

Les valeurs des tensions prises en compte sont cette fois très proches, avec :

$$U_{rn} = 400 \text{ V pour les calculs}$$

$$U = 399.7 \text{ V par le logiciel}$$

Ce n'est donc pas la cause de la différence de valeur des courants qui, cette fois, est plus importante.

L'origine de cette différence doit être dans la prise en compte des valeurs des différentes réactances par le programme.

9.8 CC1 : Essais

Les essais de court-circuit aux bornes du générateur se sont déroulés comme l'illustre la *figure 16* du point 8.4.

Le variateur de fréquence commande le servo-moteur avec une consigne de $n_n=1500$ t/mn, qui entraîne la génératrice.

Ces essais ont été faits à l'excitation estimée nominale, calculée au point 8.1, soit 14.5 V et 2.4 A. Un disjoncteur a permis le court-circuit brusque. Il a ponté les phases concernées, la/les autre(s) restant en l'air.

On a pour les différents essais les résultats suivants :

			Calculs	Simulation	Essai
CC triphasé	I _{cc}	[A]	78	79.6	78
	S _{cc}	[kVA]	55.3	55.1	55.3
CC biphasé	I _{cc}	[A]	65.6	68.9	64
	S _{cc}	[kVA]	15.2	15.9	14.9

tableau 16: Résultats des essais, CC à la sortie du générateur

La comparaison des valeurs de calculs et de simulation a déjà été effectuée au point 9.7.

9.8.1 Essai CC triphasé

C'est par le biais de ce test qu'a été déterminé la valeur de la réactance subtransitoire (cf. point 8.4 *Essai en court-circuit*), utilisée entre autre pour le calcul de court-circuit triphasé. Il n'est donc par relevant d'aller comparer ces valeur, qui sont identiques.

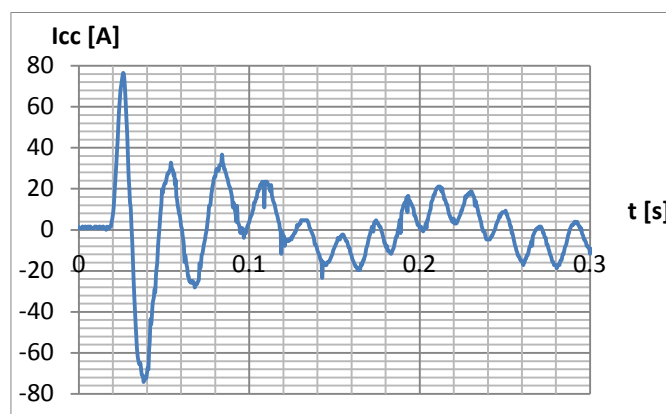


figure 35: Allure du courant de court-circuit triphasé (cc brusque)

9.8.2 Essai CC biphasé

La valeur du courant de court-circuit dans ce cas est très proche de celle calculée.

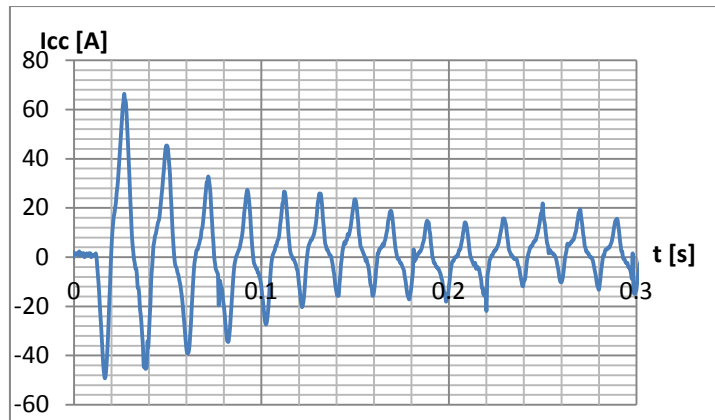


figure 36: Allure du courant de court-circuit biphasé (cc brusque)

La tension a été à nouveau mesurée aux bornes du moteur afin d'essayer de déterminer si elle participait à la faible différence entre les courants. La mesure a donné la valeur suivante :

$$U_{i0} = 403.5 \text{ V} = \sqrt{3} \cdot 233 \text{ V}$$

Cette valeur n'est pas tellement plus haute que les 400 V utilisés lors des calculs, mais peut à elle seule justifier cette faible différence dans les résultats.

9.9 CC2 : Défaut en milieu de ligne

9.9.1 Circuit équivalent d'une ligne de transmission symétrique

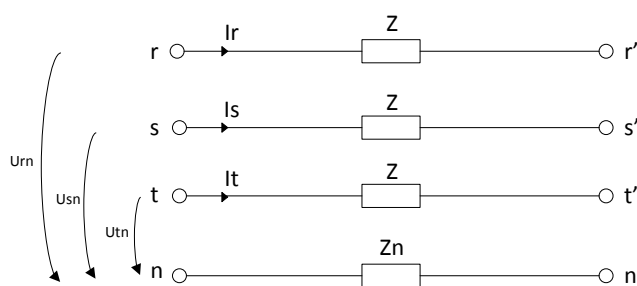


figure 37: Schéma équivalent d'une ligne symétrique

9.9.2 Composantes symétriques

Pour les calculs des défauts asymétriques, on peut représenter les lignes de transmission symétriques en les décomposant en circuits équivalents direct, inverse et homopolaire pour décrire leur comportement. Ceci permet de retrouver un système équilibré, et simplifie donc les calculs.

Les composantes symétriques des générateurs restent elles inchangées, cf. 9.3.2.

Circuit direct (monophasé)

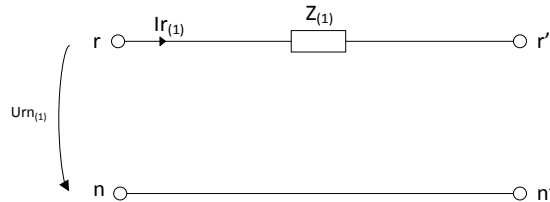


figure 38: Circuit équivalent direct

Circuit inverse (monophasé)

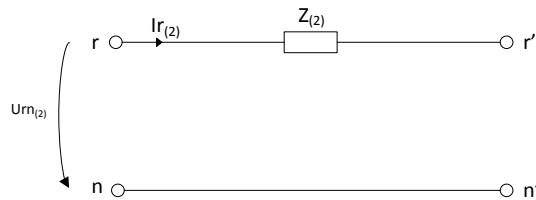


figure 39: Circuit équivalent inverse

Circuit homopolaire (monophasé)

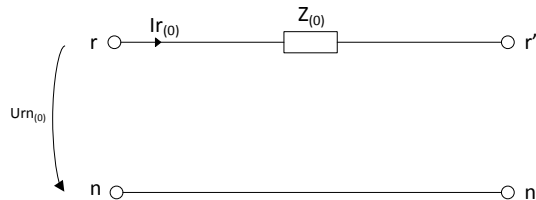


figure 40: Circuit équivalent homopolaire

9.10 CC2 triphasé avec défaut sur la ligne

9.10.1 Circuit équivalent monophasé

Le deuxième court-circuit visible sur le schéma de la *figure 23* se laisse modéliser comme suit :

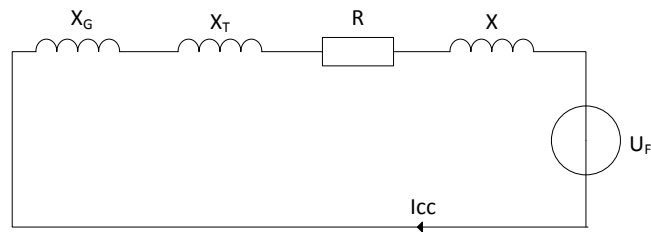


Figure 41: Schéma monophasé équivalent

avec :

X_G la réactance du générateur
 X_T la réactance du transformateur
 $R + jX$ l'impédance de la demi ligne
 U_F la tension au niveau du défaut

9.10.2 Détermination du courant de défaut

Impédance totale, du neutre du générateur jusqu'au défaut :

$$Z_{tot} = jX_G + jX_T + R + jX$$

En ne prenant pas en compte le transformateur:

$$Z_{tot} = jX_G + R + jX = 3.27 \, \Omega$$

On a donc pour le courant de court-circuit :

$$I_{cc} = \frac{U_F}{\sqrt{3} \cdot Z_{tot}} = 70.5 \, A = 7.5 \, p.u$$

Dans le cadre d'un défaut symétrique, on a :

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U_F \cdot I_{cc} = 48.9 \, kVA = 22.5 \, p.u$$

9.11 CC2 : biphasé S - T

9.11.1 Circuit équivalent monophasé

On détermine la forme du circuit équivalent monophasé de la même manière que pour le défaut biphasé du CC1, cf. 9.5, pour arriver au même circuit :

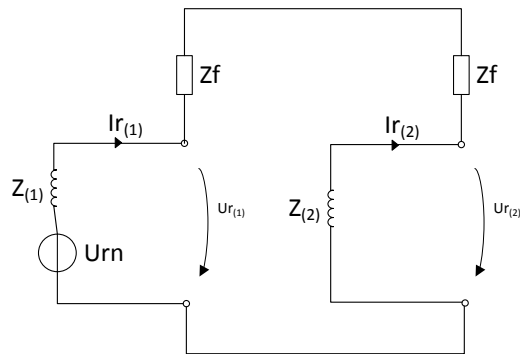


figure 42: Circuit équivalent monophasé du défaut

avec cette fois $Z_{(1)}$ et $Z_{(2)}$ qui représentent les impédances directes et indirectes de la ligne ainsi que celles du bloc générateur-transformateur :

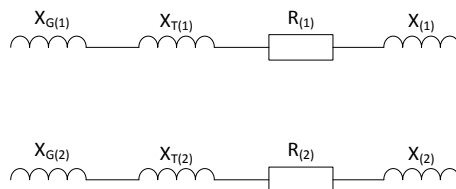


figure 43: Impédances directes et indirectes équivalentes

9.11.2 Détermination du courant de défaut

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = jX_{G(1)} + jX_{T(1)} + R_{(1)} + jX_{(1)}$$

En ne prenant pas en compte le transformateur:

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = jX_{G(1)} + R_{(1)} + jX_{(1)} = 3.27 \, \Omega$$

On fait l'hypothèse que l'impédance Z_f est nulle. On a alors :

$$U_{rn} - I_r^{(1)} Z_{(1)} + I_r^{(2)} Z_{(2)} = 0$$

$$I_r^{(1)} = \frac{U_{rn}}{Z_{(1)} + Z_{(2)}} = \frac{\frac{400}{\sqrt{3}}}{3.27 + 3.27} = 35.3 \, A$$

On a alors pour le courant de défaut :

$$I_{cc} = I_s = I_r^{(0)} + a^2 I_r^{(1)} + a I_r^{(2)} = (a^2 - a) I_r^{(1)} = -j\sqrt{3} \cdot I_r^{(1)} = 61.1 \, A = 6.5 \, p.u$$

Dans le cadre d'un défaut asymétrique, on a :

$$S_{cc} = \frac{U_{rn} \cdot I_{cc}}{\sqrt{3}} = 14.1 \text{ kVA} = 6.5 \text{ p.u}$$

9.12 CC2 : monophasé R - terre

9.12.1 Circuit équivalent monophasé

On détermine la forme du circuit équivalent monophasé de la même manière que pour le défaut monophasé du CC1, cf. 9.6, pour arriver au circuit suivant :

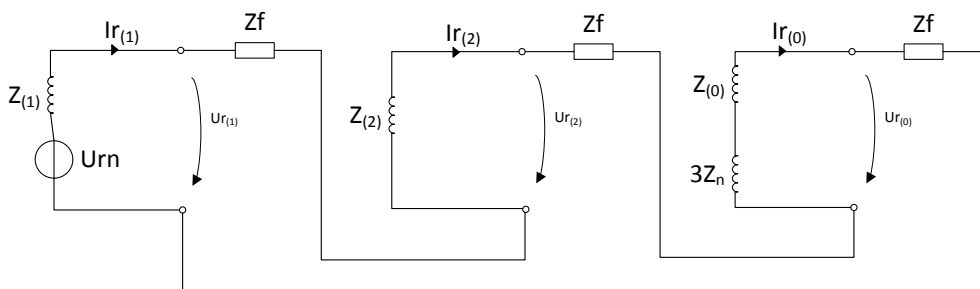


figure 44: Circuit équivalent monophasé du défaut

avec cette fois $Z_{(1)}$, $Z_{(2)}$ et $Z_{(0)}$ qui représentent les impédances directes, indirectes et homopolaires des lignes et du bloc générateur-transformateur :

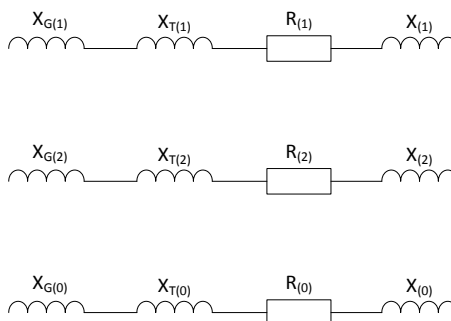


figure 45: Impédances directes, indirectes et homopolaires équivalentes

9.12.2 Détermination du courant de défaut

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = jX_{G(1)} + jX_{T(1)} + R_{(1)} + jX_{(1)}$$

$$Z_{(0)} = jX_{G(1)} + jX_{T(1)} + R_{(0)} + jX_{(0)}$$

En ne prenant pas en compte le transformateur:

$$Z_{(1)} = Z_{(2)} = jX_{G(1)} + R_{(1)} + jX_{(1)}$$

$$Z_{(0)} = jX_{G(0)} + R_{(0)} + jX_{(0)}$$

On fait l'hypothèse que l'impédance Z_f est nulle. On a alors :

$$U_{rn} - I_r^{(0)}(Z_{(0)} + 3Z_n) - I_r^{(2)}Z_{(2)} - I_r^{(1)}Z_{(1)} = U_{rn} - \frac{1}{3}I_r(Z_{(0)} + 3Z_n + Z_{(2)} + Z_{(1)}) = 0$$

et donc pour le courant de défaut :

$$I_{cc} = I_r = \frac{3U_{rn}}{(Z_{(0)} + 3Z_n + Z_{(2)} + Z_{(1)})}$$

Dans le cadre d'un défaut asymétrique, on a :

$$S_{cc} = \frac{U_{rn} \cdot I_{cc}}{\sqrt{3}}$$

9.13 CC2 : Simulations

Les simulations ont été effectuées avec le logiciel de simulation de réseau NEPLAN.

Comme mentionné précédemment, le réseau simulé, visible sur la *figure 46* ci-après, ne comporte que le générateur et la ligne, mais pas de transformateur.

Ce deuxième court-circuit a lieu au milieu de la ligne CROIX1 aérienne. L'extrémité de la ligne située du côté du réseau a été déconnectée, afin de s'assurer que le courant de court-circuit ne proviendrait que de la génératrice.

Les calculs de courant sont effectués par le programme sur la base de la norme IEC 60909 2001 sur les courants de court-circuit dans les réseaux triphasés à courant alternatif.

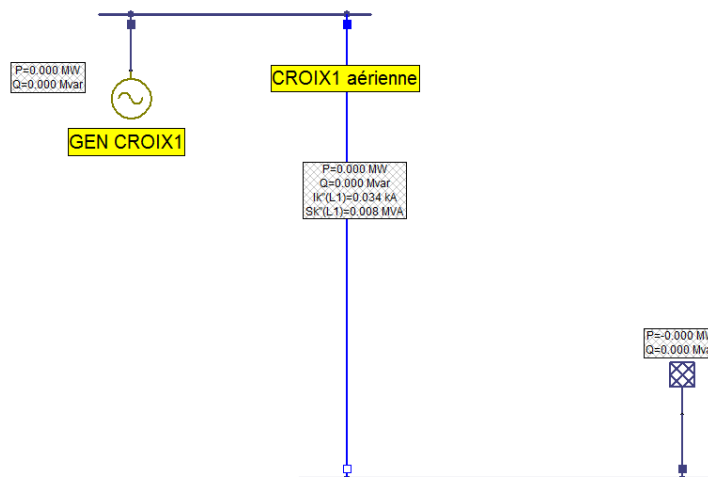


figure 46: Circuit simulé, court-circuit en milieu de ligne

On peut voir ci-dessous les résultats des calculs et des simulations dans les différents cas :

		Calculs	Simulation
CC triphasé	I _{cc} [A]	70.5	67.1
	S _{cc} [kVA]	48.9	46.5
CC biphasé	I _{cc} [A]	61.1	58.1
	S _{cc} [kVA]	14.1	13.4

tableau 17 : Résultats des simulations, cc en milieu de ligne

On remarque que dans les deux cas les valeurs restent dans les mêmes ordres de grandeur, mais les différences entre celles calculées et simulées restent plus grandes que pour le court-circuit effectué aux bornes du générateur. Ceci s'explique aisément par la propagation des erreurs.

9.13.1 Résultats CC triphasé

On voit une grande différence entre les valeurs calculées et mesurées.

Du calcul de la puissance de court-circuit :

$$S_{cc} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{cc}$$

on peut déduire la tension utilisée pour le calcul du courant, soit :

$$U = 400.1 \text{ V}$$

Cette valeur peut être considérée comme identique à celle des calculs, soit 400 V, la différence ne se trouve donc pas à ce niveau.

En calculant l'impédance prise en compte sur la base du calcul effectué, on a :

$$Z_{(1)} = \frac{U}{\sqrt{3} \cdot I_{cc}} = 3.4 \, \Omega$$

qui est plus grande que l'impédance prise en compte dans les calculs théorique, soit :

$$Z_{(1)} = Z_{(1)ligne} + Z_{(1)gen} = 3.27 \, \Omega$$

Ceci peut expliquer la divergence dans les résultats obtenus.

9.13.2 Résultats CC biphasé

Avec une tension calculée à partir des résultats de simulation de :

$$U = \frac{S_{cc} \cdot \sqrt{3}}{I_{cc}} = 399.5 \, V$$

On peut considérer que cet élément n'est pas la cause de la différence de résultat entre les calculs et la simulation, et comme pour le court-circuit triphasé, l'impédance prise en compte est plus élevée.

9.14 CC2 : Essais

Les bobines servant à la modélisation des lignes n'étant pas arrivées à ce jour, ce sont uniquement les essais de court-circuit à la sortie du générateur qui ont pu être effectués (cf. point 9.8).

Lors des tests, les montages RLC représentant les lignes seront testés pour vérifier que le comportement réel correspond au comportement théorique simulé.

10. Conclusions

Après avoir défini la portion du réseau qui sera étudiée, ses différents éléments (machines, lignes, câbles) ont été caractérisés. Des simulations de flux de puissance ont été effectuées.

Les lignes, représentées par leurs résistances, capacités et inductances ont été dimensionnées de manière à respecter les paramètres fixés dans le cahier des charges.

Un prototype de bobine a pu être analysé après livraison, ce qui a permis d'effectuer des modifications de dimensionnement avant de commander les 12 exemplaires de la version définitive.

Des essais ont été effectués sur la machine synchrone modélisant l'alternateur de Croix afin de déterminer certaines de ses caractéristiques, indispensables aux calculs de court-circuit.

Des calculs de court-circuit, confirmés par des simulations, ont été effectués en sortie du générateur ainsi qu'en milieu de ligne, validés par des tests en sortie de générateur.

Parmi les éléments RLC de la ligne, les capacités ont été achetées, câblées et montées sur plaques. Les 12 bobines nécessaires commandées sur mesure sont en cours de fabrication, les tests sur la ligne n'ont donc pas pu être effectués à ce jour.

11. Remerciements

Pour conclure, j'aimerais remercier les personnes qui m'ont apporté leur aide dans la réalisation de ce travail :

Mr Davide Pavanello, pour son aide tout au long du projet.

Monsieur Samuel Chevailler pour les réponses apportées aux nombreuses questions survenues sur les moteurs, et le temps qu'il a investi pour le faire.

Monsieur Heinz-Herbert Kronig pour ses éclairages bienvenus sur les courts-circuits.

Mr Christian Costa et les équipes des ateliers d'électronique et de mécanique pour leur soutien dans la réalisation pratique de ce projet.

Messieurs Maurice Perraudin, Olivier Bourguinet, Claude Moren et tout le personnel de l'Usine hydro-électrique de St-Léonard pour leur disponibilité.

Sion, le 12 juillet 2013

Noémie Epiney

12. Bibliographie

Davide Pavanello, « Cours de réseaux électriques »

Hans-Peter Biner, « Cours d'électronique industrielle »

Théodore Wildi & Gilbert Sybillle, « Electrotechnique », de boeck 2005

Syed A. Nasar, « Electrical Power System », Schaum's Outline Series 1990

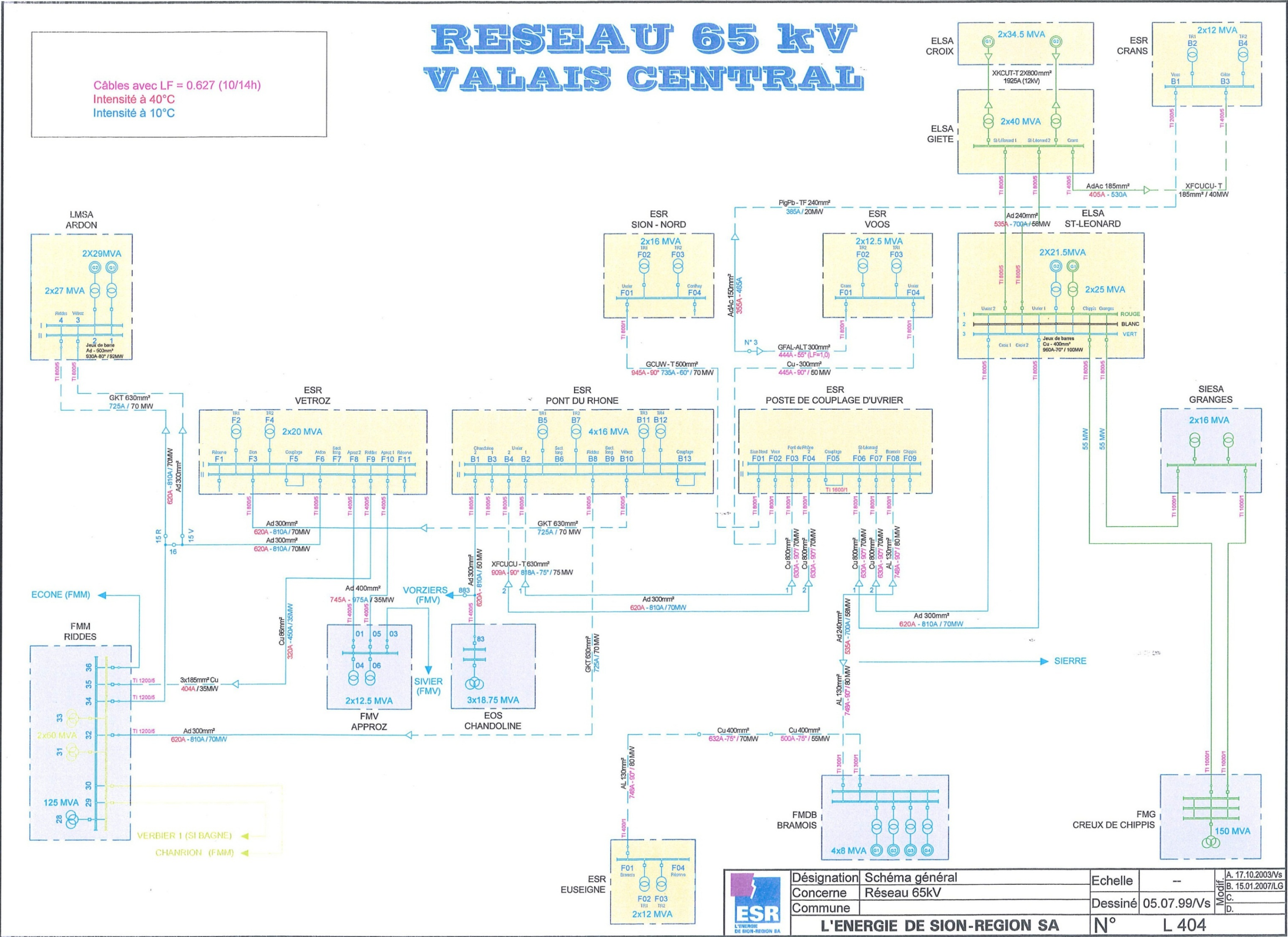
Luc Lasne, « Electrotechnique », Dunod 2008

Michel Lambert, « Les régimes de neutre et les schémas de liaison à la terre », Dunod 2011

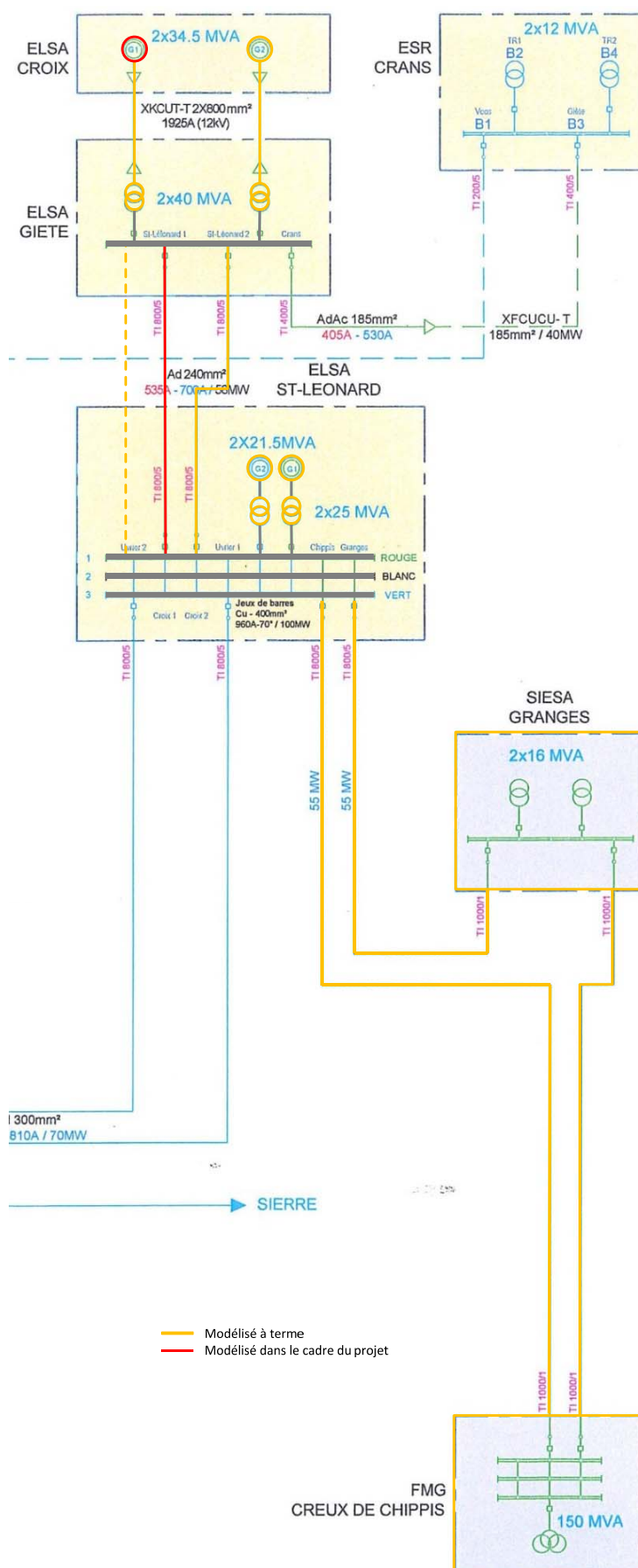
Jean Chatelain, « Traité d'électricité, vol. X : Machines électriques », Editions Georgi 1983

13. Annexes

- I. Réseau 65kV, Valais central
- II. Réseau 65kV, Valais centrale : zone d'intérêt
- III. Schéma de principe de la centrale de St-Léonard
- IV. Schéma de principe de la centrale de Croix
- V. Données SGB des transformateurs de Giète
- VI. Plaques signalétiques des transformateurs
- VII. Données Alstom, génératrices de Croix
- VIII. Plaques signalétiques des génératrices
- IX. Données lignes CROIX enterrées
- X. Données ABB lignes
- XI. Données ligne CROIX1 aérienne
- XII. Données ligne CROIX2 aérienne
- XIII. Lignes 65 kV, intensités de service maximales
- XIV. NEPLAN, réseau à modéliser, 65 kV
- XV. Ligne CROIX1 enterrée
- XVI. Ligne CROIX2 enterrée
- XVII. Ligne CROIX1 aérienne
- XVIII. Ligne CROIX2 aérienne
- XIX. Ligne CROIX3 enterrée (fictive)
- XX. Ligne CHIPPIS aérienne
- XXI. Ligne GRANGES aérienne
- XXII. Ligne CHIPPIS-GRANGES aérienne
- XXIII. Corps de bobine – noyau
- XXIV. Corps de bobine – top
- XXV. Corps de bobine – bottom
- XXVI. Bobine – indications de bobinage
- XXVII. Plaque – dimensions et perçage
- XXVIII. Plaque – schéma de câblage
- XXIX. Datasheet de la Machine Synchrone



Annexe II : Réseau 65 kV, Valais central : zone d'intérêt



Annexe V : Données SGB des transformateurs de Giète

	Transformator Prüfscheine	Seite: 1
		Typ: DOT 40 000/60
		F. Nr.: 97 614
		A. Nr.: 143 0216

Transformatordaten:

Besteller:	Electricité de la Lienne (SA) Rue de l'Industrie 43 CH-1950 SION		
Bestellnummer:	1931.UY.864		
Bestelldatum:	15.07.96		
Hersteller:	SGB		
Vorschrift:	SEV		
Transformatorart:	3 - Phasen - Maschinentransformator		
Bem.leistung [kVA]:	40000	Aufstellung:	Freiluft
Schaltgruppe:	YNd 5	Stufen:	+0(0%) -0(0%)
Bem.spannung [V]:	68000 // 12500	Kühlungsart:	ONAN
Bem.strom [A]:	339,6 // 1847,5		
Bem.frequenz [Hz]:	50		
Betriebsart:	DB	Isolationsklasse: A Kurzschlußdauer max. [s]: 3	
U _m [kV]:	72,5/17,5		
Gesamtgewicht [t]: 53,4			
Ölgewicht [t]: 8,3			
Gewicht heraushebbarer Teil [t]: 35,2			

Garantiewerte:

	Garantiewerte:	Meßwerte:
Leerlauf	P ₀ [W]: 22000	P ₀ [W]: 20295
	I ₀ [%]: ---	I ₀ [%]: 0,069
Kurzschluß	P _K [W]: 106000	P _K [W]: 105882
	u _K [%]: 10	u _K [%]: 10,02
Leerlaufgeräusche:	L _{pa} [dB]: 53 / 0,3 m	L _{pa} [dB]: 48,2 / 0,3 m

Inhaltsverzeichnis:


- Isolationsprüfungen	Seite	2
- Kurzschlußverluste und Kurzschlußspannungen	Seite	2
- Leerlaufverluste und Leerlaufströme	Seite	3
- Übersetzung	Seite	4
- Geräuschemessung	Seite	5
- Nullimpedanz, Oberwellen, Isolationswiderstand	Seite	6
- Kapazität und tan δ	Seite	7
- Stoßspannungsprüfung	Anhang	A
- Wärmelauf	Anhang	B
- Sonstige Prüfprotokolle	Anhang	C

Datum: 20.05.97 / EK

SGB Starkstrom - Gerätebau GmbH Ohmstraße 36 D-93055 Regensburg Prüffeld Transformatoren	 Kranz	 Göhl
---	--	---

07R14 del

Annexe V : Données SGB des transformateurs de Giète

	Isolationsprüfungen, Messung der Kurzschlußverluste und der Kurzschlußspannungen		Seite: 2
			Typ: DOT 40000/60
			F. Nr.: 97 614
			A. Nr.: 143 0216
Bem.leistung [kVA]:	40000	Bem.strom [A]:	339,6 // 1847,5
Bem.frequenz [Hz]:	50	Bem.spannung [V]:	68000 // 12500
Schaltgruppe:	YNd 5		
Garantiewert P_K [W]:	106000	Garantiewert u_K [%]:	10
Meßwert P_K [W]:	105882	Meßwert u_K [%]:	10,02

Isolationsprüfungen

Prüfung mit angelegter Steh - Wechselspannung		Zeit [s]: 60
OS [kV]: 140	US [kV]: 38	
Prüfung mit induzierter Steh - Wechselspannung		Zeit [s]: 48
Einspeisung an Anschluß: US	Spannung [kV]: 25	Frequenz [Hz]: 125
Zusätzliche Isolationsprüfungen		
Installation / Eisen : 2 kV / 1min		
Der Transformator hat die Isolationsprüfung bestanden.		

Kurzschlußmessungen



Anschluß: US		Frequenz [Hz]: 50		Kurzgeschlossen: OS					
Stellung	Anschlüsse	U [V]	U mittel [V]	I [A]	I mittel [A]	P [W]	P ges. [W]		
1	2U - 2V	345,9	345,60	509,4	509,79	1953	7032		
	2V - 2W	345,8		509,6		2462			
	2W - 2U	345,1		510,3		2617			
Verluste in kW bei I_N und 19,4°C				Verluste in kW und u_K in % bei 75°C				Schaltung	Bem.leistung
Stellung	P_{Cu}	P_z	P_K	P_{Cu}	P_z	P_K	u_K	US [V]	[kVA]
1	75,62	16,74	92,36	92,14	13,74	105,88	10,02	12500	40000
Widerstände in Ohm bei 19,4°C									
Stellung	1U - 1V	1W - 1U	1V - 1W	Mittelwert	Schaltung	2U - 2V	2W - 2U	2V - 2W	Mittelwert
1	0,24969	0,24995	0,24992	0,24985	B.T.	0,006321	0,006328	0,006329	0,00633

Bemerkung

--

Datum: 19.04.97 /EK

SGB Starkstrom - Gerätebau GmbH
Ohmstraße 36 D-93055 Regensburg
Prüffeld Transformatoren

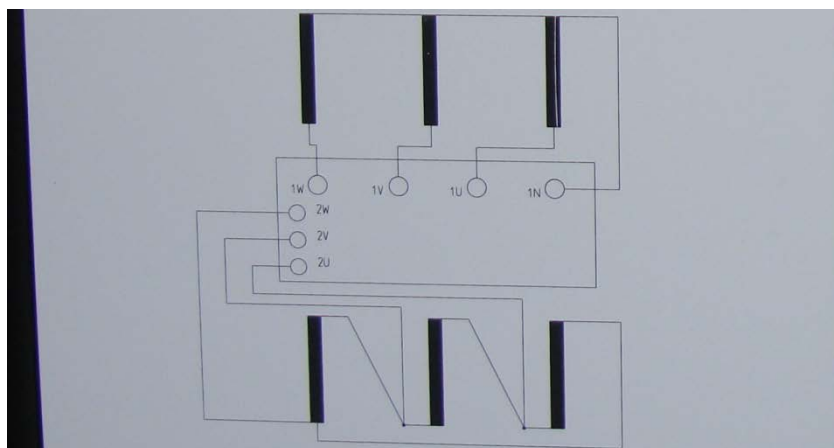
 Gangl	 Göhl
---	--

Q7614A 0117

Annexe VI : Plaques signalétiques des transformateurs

Transformateurs de Giète

Transformateur triphasé												
Type	DOT 40 000/60		Fréquence	Hz	50	Niveau d'isolement	H T	H T -1N	B T			
No	97 614		Type de refroidissement	ONAN		Um	kV	72.5	72.5	17.5		
Année de fabrication			Échauffement de l'huile	60K		CF	kV	325	325	95		
Normes	SEV					FI	kV	140	140	38		
						Groupe de couplage		YN d 5				
Puissance nominale MVA			Tension nominale kV			Courant nominale A						
H.T		B.T		H.T		B.T		H.T		B.T		
40		40		68		12,5		339,6		1848		
Tension de c - c			Impédance de c - c			Courant de c - c			Durée de c - c			
%			Ohm / Phase			stationnaire			max. s			
10,0			11,6			H.T 3,4			3			
						B.T 18,5						
Poids total				53 400 kg			Poids au décuage			35 200 kg		
Poids de transport (sans huile)				40 700 kg			Poids de l'huile (Shell Diola DX)			8 300 kg		
Cuve, couvercle et cuve d'expansion résistants au vide I												



Transformateurs de St-Léonard

ABB

Fabricant :
ABB Sécheron AG, CH-Genève

N° Fabricat. :
HST 10714-1-1

TRANSFORMATEUR TRIPHASÉ

SELON REGLES ASE 3106.1 ... 5.1988

Type	TP 25000
Puissance nominale	25000 kVA
Fréquence	50 Hz
Groupe de couplage	YN, d5

TENSIONS ET COURANTS NOMINAUX

HT	1U-1V-1W-1N	68000	V
		212	A
BT	2U-2V-2W	8300	V
		1739	A

TENSIONS DE COURT-CIRCUIT

[VALEURS MEASUREES]

HT / BT	9.20 %
---------	--------

NIVEAU D'ISOLEMENT (BIL)

HT	BT
325 kV	75 kV

ECHAUFFEMENT MAX.

ENROULEMENT	HUILE
65 K	60 K

MODE DE REFROIDISSEMENT

ONAN

HUILE ISOLANTE

Shell Diola D, inhibiert

MASSES

DECUVAGE	26100
TRANSFORMATEUR SANS HUILE	32800
TOTAL HUILE	7800
TOTAL TRANSFORMATEUR	40600 kg
MAX	AVEC HUILE
TRANSPORT	SANS HUILE
	32600

ANNEE DE CONSTRUCTION

1995

2. Messungen am Generator

2.1 Messungen im Stillstand

Statorwicklung	Beilage:	A1
Statorwicklung, Widerstandsthermometer	Beilage:	A2, A3
Rotorwicklung	Beilage:	A4


2.2 Kennlinien

Messdaten Erreger				Beilage:	A5	
Messdaten Generator Diagram				Beilage:	A6	
				Beilage:	A6C1, A6C2	
Leerlaufkennlinie	ungesättigt	Rotorstrom	I_{fg}	=	202	A
	gesättigt	Rotorstrom	I_{fo}	=	221	A
Kurzschlusskennlinie		Rotorstrom	I_{fk}	=	276	A
Synchronreaktanzen	ungesättigt		x_d	=	1.366	p.u.
Kurzschlussverhältnis			k_c	=	0.801	


2.3 Lastpunkte

Messdaten	Beilage:	A8
-----------	----------	----

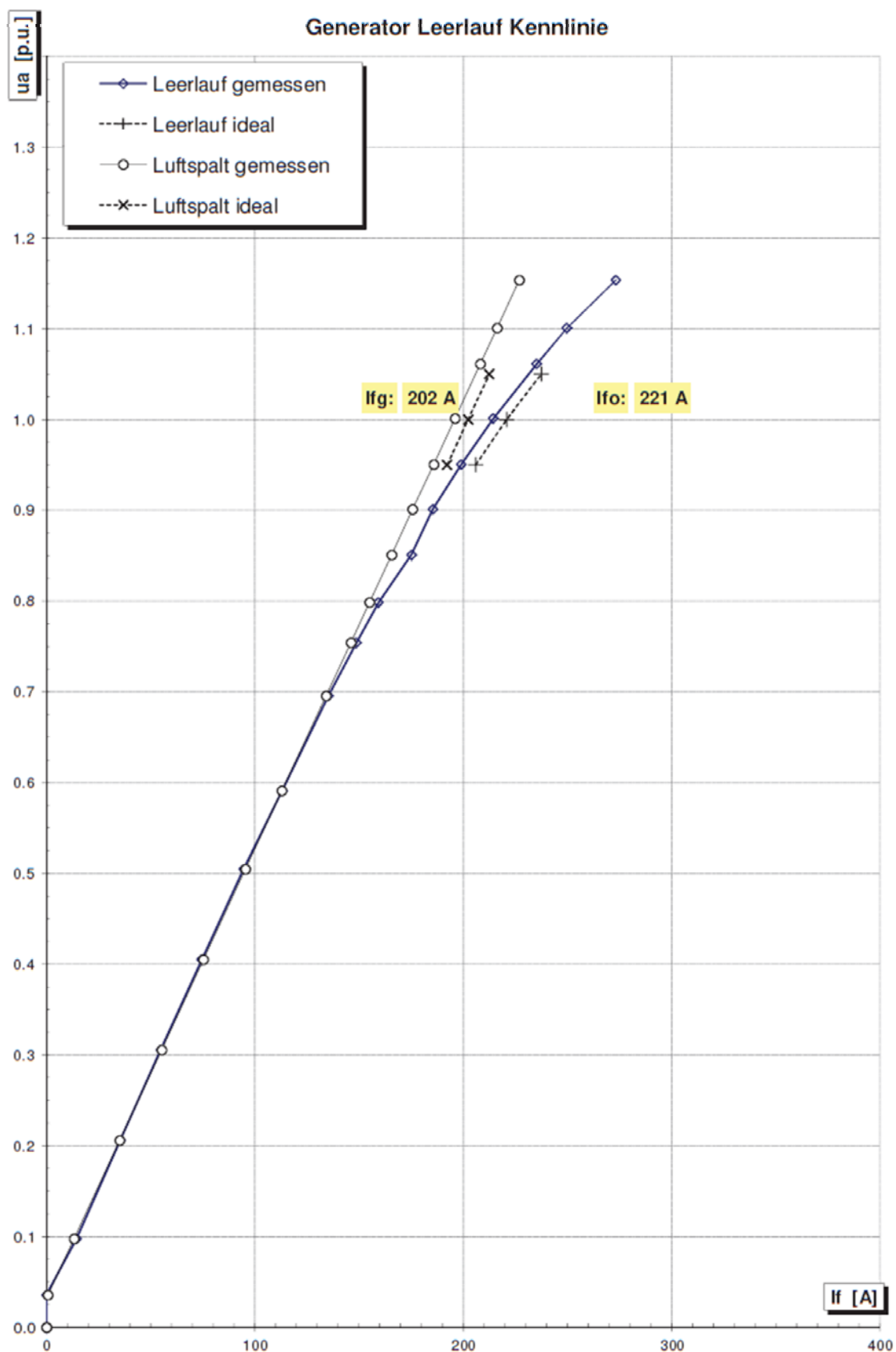
Annexe VII : Données Alstom, génératrices de Croix

 Power Environment Hydro		Bericht Nr. : HGCX 702 201 Protokoll Generator		Seite: 10 Beilage: A0																																																										
HWDX 654000 Rev. : 0		Maschinendaten & Dokumente																																																												
<u>Generator</u>		<table> <tr> <td>Typ:</td> <td colspan="2">SAH 250/156/10 / Alstom</td> </tr> <tr> <td>No:</td> <td colspan="2">HT 200169 / 2012</td> </tr> <tr> <td>Sn:</td> <td>39'600</td> <td>kVA</td> </tr> <tr> <td>Un:</td> <td>12000 +10%/-5%</td> <td>V</td> </tr> <tr> <td>In:</td> <td>1905</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>pf:</td> <td>0.90</td> <td>--</td> </tr> <tr> <td>If:</td> <td>485</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>Uf:</td> <td>305</td> <td>V</td> </tr> <tr> <td>n:</td> <td>600</td> <td>rpm</td> </tr> <tr> <td>fn:</td> <td>50</td> <td>Hz</td> </tr> <tr> <td colspan="3"> </td> </tr> <tr> <td>Zn:</td> <td>3.636</td> <td>Ohm</td> </tr> <tr> <td>p:</td> <td>10</td> <td>--</td> </tr> <tr> <td>f:</td> <td>10.000</td> <td>Hz</td> </tr> <tr> <td colspan="3"> </td> </tr> <tr> <td>Ra20:</td> <td>8.694</td> <td>mOhm</td> </tr> <tr> <td>Rf20:</td> <td>0.459</td> <td>Ohm</td> </tr> <tr> <td colspan="3"> </td> </tr> <tr> <td>Höhe:</td> <td>1000</td> <td>m ü. NN</td> </tr> </table>				Typ:	SAH 250/156/10 / Alstom		No:	HT 200169 / 2012		Sn:	39'600	kVA	Un:	12000 +10%/-5%	V	In:	1905	A	pf:	0.90	--	If:	485	A	Uf:	305	V	n:	600	rpm	fn:	50	Hz				Zn:	3.636	Ohm	p:	10	--	f:	10.000	Hz				Ra20:	8.694	mOhm	Rf20:	0.459	Ohm				Höhe:	1000	m ü. NN
Typ:	SAH 250/156/10 / Alstom																																																													
No:	HT 200169 / 2012																																																													
Sn:	39'600	kVA																																																												
Un:	12000 +10%/-5%	V																																																												
In:	1905	A																																																												
pf:	0.90	--																																																												
If:	485	A																																																												
Uf:	305	V																																																												
n:	600	rpm																																																												
fn:	50	Hz																																																												
Zn:	3.636	Ohm																																																												
p:	10	--																																																												
f:	10.000	Hz																																																												
Ra20:	8.694	mOhm																																																												
Rf20:	0.459	Ohm																																																												
Höhe:	1000	m ü. NN																																																												
<u>Erregermaschine</u>		<table> <tr> <td>Typ:</td> <td colspan="2">WE 6825 ba 12/10 / ABB</td> </tr> <tr> <td>No:</td> <td colspan="2">110237-216.01 / 1998</td> </tr> <tr> <td>Pn:</td> <td>175</td> <td>kW</td> </tr> <tr> <td>U1:</td> <td>244</td> <td>V</td> </tr> <tr> <td>I1:</td> <td>413</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>U2:</td> <td>305</td> <td>V</td> </tr> <tr> <td>I2:</td> <td>505</td> <td>A</td> </tr> <tr> <td>n:</td> <td>600</td> <td>rpm</td> </tr> </table>				Typ:	WE 6825 ba 12/10 / ABB		No:	110237-216.01 / 1998		Pn:	175	kW	U1:	244	V	I1:	413	A	U2:	305	V	I2:	505	A	n:	600	rpm																																	
Typ:	WE 6825 ba 12/10 / ABB																																																													
No:	110237-216.01 / 1998																																																													
Pn:	175	kW																																																												
U1:	244	V																																																												
I1:	413	A																																																												
U2:	305	V																																																												
I2:	505	A																																																												
n:	600	rpm																																																												
<u>Turbine</u>		<table> <tr> <td>Typ:</td> <td colspan="2">Pelton / Hydro Vevey</td> </tr> <tr> <td>No:</td> <td colspan="2">1880 / 1955</td> </tr> </table>				Typ:	Pelton / Hydro Vevey		No:	1880 / 1955																																																				
Typ:	Pelton / Hydro Vevey																																																													
No:	1880 / 1955																																																													
<u>Dokumente</u>		<table> <tr> <td>Bestellspezifikation</td> <td>WKW Croix</td> <td>Objekt Nr: 9.01932</td> </tr> <tr> <td>Versuchsprogramm IBN</td> <td>HGCX 700701</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Prüfanweisung IBN</td> <td>HGRF 700711</td> <td></td> </tr> </table>				Bestellspezifikation	WKW Croix	Objekt Nr: 9.01932	Versuchsprogramm IBN	HGCX 700701		Prüfanweisung IBN	HGRF 700711																																																	
Bestellspezifikation	WKW Croix	Objekt Nr: 9.01932																																																												
Versuchsprogramm IBN	HGCX 700701																																																													
Prüfanweisung IBN	HGRF 700711																																																													
Datum : 01.06.2012 ALSTOM : M. Rubin / HEGSO-BI		Kunde : Électricité de la Liénne S.A. Rue de l'industrie 43 CH-1951 Sion		Anlage : Centrale Croix Einheit : G 2 Best. Nr. : HM-0276																																																										

Annexe VII : Données Alstom, génératrices de Croix

		Bericht Nr. : HGCX 702 201 Protokoll Generator		Seite: 16 Beilage: A6																																																																																																																																											
HWDX 654005 Rev. : 0		CHARAKTERISTIKEN DES GENERATORS																																																																																																																																													
Leerlauf Kennlinie				Kurzschluss Kennlinie																																																																																																																																											
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Stator Spannung V</th> <th>p.u.</th> <th>Rotor Strom A</th> <th>p.u.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>13844</td><td>1.15</td><td>273.3</td><td>1.26</td></tr> <tr><td>13209</td><td>1.10</td><td>249.7</td><td>1.15</td></tr> <tr><td>12734</td><td>1.06</td><td>235.3</td><td>1.08</td></tr> <tr><td>12015</td><td>1.00</td><td>214.4</td><td>0.99</td></tr> <tr><td>11407</td><td>0.95</td><td>199.1</td><td>0.92</td></tr> <tr><td>10811</td><td>0.90</td><td>185.4</td><td>0.85</td></tr> <tr><td>10212</td><td>0.85</td><td>175.2</td><td>0.81</td></tr> <tr><td>9583</td><td>0.80</td><td>159.3</td><td>0.73</td></tr> <tr><td>9050</td><td>0.75</td><td>148.7</td><td>0.69</td></tr> <tr><td>8350</td><td>0.70</td><td>135.3</td><td>0.62</td></tr> <tr><td>7091</td><td>0.59</td><td>113.0</td><td>0.52</td></tr> <tr><td>6055</td><td>0.50</td><td>94.6</td><td>0.44</td></tr> <tr><td>4861</td><td>0.41</td><td>74.5</td><td>0.34</td></tr> <tr><td>3666</td><td>0.31</td><td>54.8</td><td>0.25</td></tr> <tr><td>2472</td><td>0.21</td><td>35.5</td><td>0.16</td></tr> <tr><td>1169</td><td>0.10</td><td>14.4</td><td>0.07</td></tr> <tr><td>426</td><td>0.04</td><td>0.0</td><td>0.00</td></tr> </tbody> </table>		Stator Spannung V	p.u.	Rotor Strom A	p.u.	13844	1.15	273.3	1.26	13209	1.10	249.7	1.15	12734	1.06	235.3	1.08	12015	1.00	214.4	0.99	11407	0.95	199.1	0.92	10811	0.90	185.4	0.85	10212	0.85	175.2	0.81	9583	0.80	159.3	0.73	9050	0.75	148.7	0.69	8350	0.70	135.3	0.62	7091	0.59	113.0	0.52	6055	0.50	94.6	0.44	4861	0.41	74.5	0.34	3666	0.31	54.8	0.25	2472	0.21	35.5	0.16	1169	0.10	14.4	0.07	426	0.04	0.0	0.00	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Stator Strom A</th> <th>p.u.</th> <th>Rotor Strom A</th> <th>p.u.</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>2211</td><td>1.16</td><td>318.95</td><td>1.58</td></tr> <tr><td>2105</td><td>1.10</td><td>302.45</td><td>1.50</td></tr> <tr><td>1982</td><td>1.04</td><td>283.80</td><td>1.40</td></tr> <tr><td>1896</td><td>1.00</td><td>270.93</td><td>1.34</td></tr> <tr><td>1813</td><td>0.95</td><td>258.56</td><td>1.28</td></tr> <tr><td>1694</td><td>0.89</td><td>240.98</td><td>1.19</td></tr> <tr><td>1511</td><td>0.79</td><td>214.37</td><td>1.06</td></tr> <tr><td>1359</td><td>0.71</td><td>192.27</td><td>0.95</td></tr> <tr><td>1157</td><td>0.61</td><td>163.12</td><td>0.81</td></tr> <tr><td>955</td><td>0.50</td><td>133.85</td><td>0.66</td></tr> <tr><td>791</td><td>0.42</td><td>110.28</td><td>0.55</td></tr> <tr><td>584</td><td>0.31</td><td>80.62</td><td>0.40</td></tr> <tr><td>378</td><td>0.20</td><td>50.77</td><td>0.25</td></tr> <tr><td>179</td><td>0.09</td><td>21.90</td><td>0.11</td></tr> <tr><td>47</td><td>0.02</td><td>2.85</td><td>0.01</td></tr> <tr><td>0</td><td>0.00</td><td>0.00</td><td>0.00</td></tr> </tbody> </table>		Stator Strom A	p.u.	Rotor Strom A	p.u.	2211	1.16	318.95	1.58	2105	1.10	302.45	1.50	1982	1.04	283.80	1.40	1896	1.00	270.93	1.34	1813	0.95	258.56	1.28	1694	0.89	240.98	1.19	1511	0.79	214.37	1.06	1359	0.71	192.27	0.95	1157	0.61	163.12	0.81	955	0.50	133.85	0.66	791	0.42	110.28	0.55	584	0.31	80.62	0.40	378	0.20	50.77	0.25	179	0.09	21.90	0.11	47	0.02	2.85	0.01	0	0.00	0.00	0.00
Stator Spannung V	p.u.	Rotor Strom A	p.u.																																																																																																																																												
13844	1.15	273.3	1.26																																																																																																																																												
13209	1.10	249.7	1.15																																																																																																																																												
12734	1.06	235.3	1.08																																																																																																																																												
12015	1.00	214.4	0.99																																																																																																																																												
11407	0.95	199.1	0.92																																																																																																																																												
10811	0.90	185.4	0.85																																																																																																																																												
10212	0.85	175.2	0.81																																																																																																																																												
9583	0.80	159.3	0.73																																																																																																																																												
9050	0.75	148.7	0.69																																																																																																																																												
8350	0.70	135.3	0.62																																																																																																																																												
7091	0.59	113.0	0.52																																																																																																																																												
6055	0.50	94.6	0.44																																																																																																																																												
4861	0.41	74.5	0.34																																																																																																																																												
3666	0.31	54.8	0.25																																																																																																																																												
2472	0.21	35.5	0.16																																																																																																																																												
1169	0.10	14.4	0.07																																																																																																																																												
426	0.04	0.0	0.00																																																																																																																																												
Stator Strom A	p.u.	Rotor Strom A	p.u.																																																																																																																																												
2211	1.16	318.95	1.58																																																																																																																																												
2105	1.10	302.45	1.50																																																																																																																																												
1982	1.04	283.80	1.40																																																																																																																																												
1896	1.00	270.93	1.34																																																																																																																																												
1813	0.95	258.56	1.28																																																																																																																																												
1694	0.89	240.98	1.19																																																																																																																																												
1511	0.79	214.37	1.06																																																																																																																																												
1359	0.71	192.27	0.95																																																																																																																																												
1157	0.61	163.12	0.81																																																																																																																																												
955	0.50	133.85	0.66																																																																																																																																												
791	0.42	110.28	0.55																																																																																																																																												
584	0.31	80.62	0.40																																																																																																																																												
378	0.20	50.77	0.25																																																																																																																																												
179	0.09	21.90	0.11																																																																																																																																												
47	0.02	2.85	0.01																																																																																																																																												
0	0.00	0.00	0.00																																																																																																																																												
Un: 12000 V fn: 50 Hz Ifg: 202 A Ifo: 221 A		In: 1905 A Ifk: 276 A																																																																																																																																													
Spannungs Symmetrie: L1-2 12008 V 1.00 p.u. L2-3 12024 V 1.00 p.u. L3-1 12022 V 1.00 p.u. Remanenz 426 V 0.04 p.u.		Strom Symmetrie: L1 1896 A 1.00 p.u. L2 1896 A 1.00 p.u. L3 1896 A 1.00 p.u.																																																																																																																																													
Synchron Reaktanz ungesättigt gesättigt		xd: Ifk / Ifg 1.366 p.u. xds: Ifk / Ifo 1.249 p.u.																																																																																																																																													
Kurzschlussverhältnis		kc: Ifo / Ifk 0.801																																																																																																																																													
Rotor Nennstrom		Ifn: 485 A																																																																																																																																													
Generator Kennlinien siehe Beilage:		A6C1, A6C2																																																																																																																																													
Richtwerte Prüfergebnis		HGRF 700711 Erfüllt die Anforderungen																																																																																																																																													
Datum : 01.06.2012		Kunde : Électricité de la Lienne S.A. Rue de l'industrie 43 CH-1951 Sion		Anlage : Centrale Croix																																																																																																																																											
ALSTOM : M. Rubin / HEGSO-BI				Einheit : G 2																																																																																																																																											
				Best. Nr. : HM-0276																																																																																																																																											

Annexe VII : Données Alstom, génératrices de Croix



Annexe VIII : Plaques signalétiques des génératrices

Alternateurs de Croix

ALSTOM				ALTERNATEUR SYNCHRONE TRIPHASE 3 PHASEN SYNCHRON GENERATOR	
No. HT	200 168	2011	Typ	SAH 250/156/10	
P	39600 kVA		cos phi	0.9	m
			J	39,2 tm²	
n	600 1/min		f	50 Hz	
Stat.	U 12000V+10/-5%	I	1905 A		Cl. F
Rot.	U 305 V	I	485 A		Cl. F
MICADUR®					

ABB		EXCITATRICE			
N° 110237-216.02		Année 1998		Type WE 6825 ba 12 / 10	
P 175 kVA		(154 kW)		cos φ 0.96 m 2750 kg	
n 600 1/min.				f 60 Hz IC	
U ₁ 244 V		I ₁ 413 A		3~ IM	
U ₂ 305 V		I ₂ 505 A		= IP 23	
Mec.				El. Cl. F	
				K.W. CROIX	
Excitation 140 V 12,6 A					
Avec crow-bar ABB type 130 & 6 diodes tournantes AEG D849 N					
ABB Generación, S.A. Spain					

Alternateurs de St-Léonard



ABB			EXCITATRICE		
N° 110189-168.01		Année 1995		Type WE 500 ba 10 / 6	
P 116 kVA		(102 kW)		cos ϕ 0,96	m 1000 kg
n 1000 1/min.				f 83,3 Hz	IC
U ₁ 93 V	I ₁ 713 A	3~		IM	
U ₂ 117 V	I ₂ 872 A	=		IP 23	
Mec.		El.		Cl. F	
				St. LEONARD	
Excitation 117 V 11,8 A					
Avec crow-bar ABB type 130 & 6 diodes tournantes AEG D849 N					
ABB Generación, S.A.					
Spain					

TECHNISCHE SPEZIFIKATION NR. 1.9

Bern, 07. Januar 1997 / MW Baw/sam

**ELECTRICITE DE LA LIENNE, KW Croix, Schaltanlage Giète-Délé
12-kV-Kabelanlagen Generatoren - Transformatoren**

Inhaltsverzeichnis	Seite
1 Zweck und Einsatz	2
2 Technische Daten	2
2.1 Anlagedaten	2
2.2 Kabel und Zubehör	3
2.2.1 Elektrische Kabelnenndaten	3
2.2.2 Mech. Kabelaufbau	4
2.2.3 Zubehör	5
2.2.3.1 Endverschluss 20 kV, Typ ESK 20-6M (800 mm ²)	5
2.2.3.2 Endverschluss 20 kV, Typ ESF 20-6M (800mm ²)	5
2.2.3.3 Mantelüberspannungsableiter, Typ MVR 1 (Fabr. ABB)	5
2.2.3.4 Diverses Zubehör	5
3 Demontage, Montage, Entsorgung	5
3.1 Demontage der bestehenden Kabelanlagen	5
3.2 Montage neues Kabeltrasse	6
3.3 Montage der neuen Kabelanlagen und Endverschlüsse	6
3.4 Entsorgung	7
4 Vorschriften	7
4.1 Starkstromverordnung	7
4.2 Elektromagnetischer Störschutz	7
4.3 Technische Spezifikation	7
4.4 Geltende Normen	7
5 Anhang 1: Überlastbarkeitsdiagramm	8

1 Zweck und Einsatz

Die Kabelanlagen werden als Verbindung zwischen den Generatoren und Transformatoren eingesetzt. Die geplante Einsatzdauer beträgt 25 Jahre. Während dieser Zeit sollen die Kabelanlagen für den vorgesehenen Zweck genutzt werden können, d.h. die geforderte Personensicherheit, Zuverlässigkeit und Instandhaltbarkeit (Verfügbarkeit von Ersatzteilen und Unterlagen) müssen gewährleistet sein.

Die geplante Lebensdauer beträgt 40 Jahre. Für diesen Zeitraum gelten die erwähnten Anforderungen ebenfalls, wobei bei der Instandhaltbarkeit Einschränkungen bezüglich Ersatzteile zugelassen sind.

2 Technische Daten

2.1 Anlagedaten

- Nennspannung (Netznullpunkt isoliert) U_n 12 kV
- max. Betriebsspannung (Regulierbereich Generator) 13,2 kV
- Nennfrequenz f_n 50 Hz
- Nennstrom dauernd (Lastfaktor 1) I_n 1925 A

bei max. Kabelumgebungstemperaturen

- Gebäude und Stollen 25 °C
- Kabelkanal 15 °C
- Freiluftaufstieg Trafo 40 °C
(gegen direkte Sonneneinstrahlung abgedeckt)

- Kabelschirm einseitig geerdet
- Kurzschlussstrom, thermisch während 1s I_{KS} 20 kA
dynamisch I_{KS} 50 kA

Kabelverlegung (von den Generatoren ausgehend)

- unterer Kabelgang : offen, nebeneinander auf 2 Kabelleitern
- Liftschacht : offen, Aufhängung mit Zugstrümpfen
- oberer Kabelgang : offen, pro System (Parallelkabel) untereinander auf je einer sep. Kabelleiter mit nicht brennbarer Abdeckung dazwischen
- Freiluftanlage : Kabelkanal

Annexe IX : Données lignes CROIX enterrées

BKW FMB ENERGIE AG MATERIALWIRTSCHAFT MW

2.2 Kabel und Zubehör

2.2.1 Elektrische Kabelnennndaten

- Einleiterkabel verseilt mit gemeinsamen T-Mantel, 3 x 1 x 800/70 mm² mit vernetzter PE-Isolation, Typ XMKT-T (verlegt werden 2 Kabel / System), d.h. pro Generator/Transformator
- Nennspannung U_n / U_o 20/12 kV
- Max. Betriebsspannung U_m 24 kV
- Nennfrequenz f_n 50 Hz
- Stosshaltespannung 1,2 / 50 μ s 125 kV (T)
- Prüfspannung 50 Hz, 20 Min. $2,5 \cdot U_o$ 30 kV (St)
- Teilentladung bei $2 \cdot U_o$ max. 2 pC (St)
- Prüfspannung nach Verlegung:

Leiter	15 Min.	24 kV	AC	(St)
(evtl. Prüfung wird separat vereinbart)				
Mantel	1 Min.	10 kV	DC	(St)
- Max. Feldstärke bei 12 kV/ $\sqrt{3}$ 2,6 kV/mm
- Betriebskapazität / Phase 0,546 μ F/km
- Ladestrom / Phase bei 12 kV/ $\sqrt{3}$ 2 A/km
- Dielektr. Verlustfaktor tg δ max. 0,5 ‰
- Gleichstromwiderstand bei 20 °C:

Leiter	max. 0,022 Ω /km	(St)
Schirm	ca. 0,268 Ω /km	(St)
- Dielektr. Verluste pro Kabel (3 Phasen) bei 12 kV/ $\sqrt{3}$ ca. 0,24 kW/km
- Ohmsche Verluste pro Kabel (3 Phasen) bei I_n 1925 A ca. 95,70 kW/km
- Gesamtverluste (2 Parallelkabel) ca. 192,0 kW/km
- Nennstrom dauernd (LF1) 1925 A
- Leitertemperatur 77 °C
- Überlastbarkeit gemäss Diagramm Anhang 1
- Kurzschlussstrom, therm. 1s:

Leiter (pro Kabel)	120 kA
Schirm (pro Kabel)	12,7 kA

Annexe IX : Données lignes CROIX enterrées

BKW FMB ENERGIE AG MATERIALWIRTSCHAFT MW

- | | |
|--------------------------------------|--------------|
| – Kabellängsspannung bei I_n 963 A | ca. 47 V/km |
| bei I_{ks} 20 kA | ca. 980 V/km |

(Kabelschirmableiter ABB Typ MVR 1)

- (T) Typenprüfungen
(St) Stückprüfungen

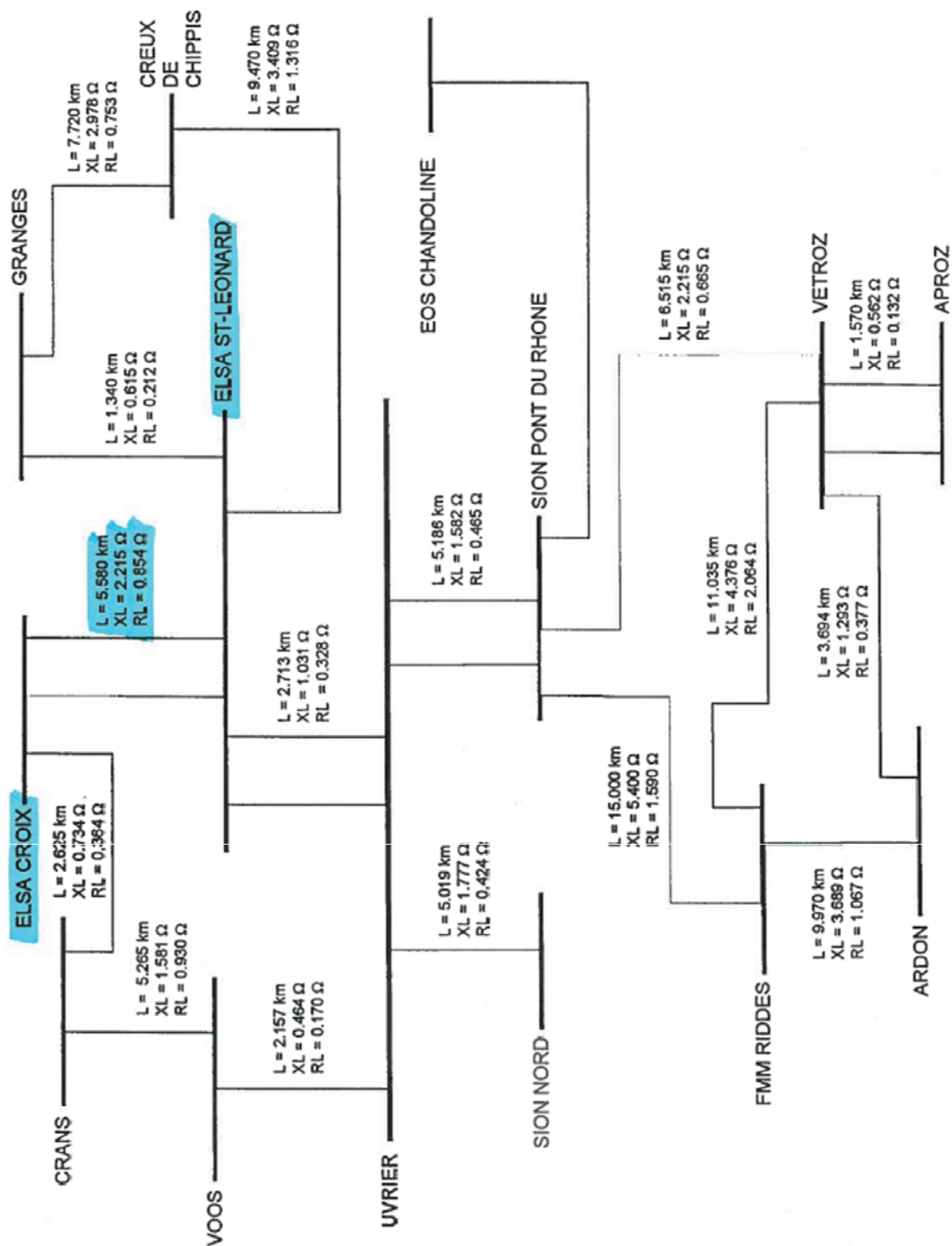
2.2.2 Mech. Kabelaufbau

- | | |
|--------------------------------|---|
| – Kabeltyp | XMKT-T 20/12 kV, 3 x 1 x 800/70 mm ² |
| – Leiterquerschnitt | 800 mm ² |
| – Anzahl Cu-Drähte | 90 |
| – Ø der Cu-Drähte | 3,46 mm |
| – Ø des Leiters | 34,4 mm |
| – Halbleiterstärke | 1,75 mm |
| – Isolationsstärke (PE) | 5,0 mm |
| – Halbleiterstärke | 0,4 mm |
| – Schirmquerschnitt | ca. 70 mm ² |
| – Anzahl Cu-Drähte | 68 |
| – Ø der Cu-Drähte | 1,13 mm |
| – Mantelstärke Einleiterkabel | 2,35 mm |
| – Aussen-Ø Einleiter | 56,3 mm |
| – Mantelstärke Dreileiterkabel | |
| – Aussen-Ø Dreileiter | 133 mm |
| – Masse | 32 kg/m |
| – Krümmungsradius | min. 1914 mm |

Das Kabel ist schwer brennbar, selbstlöschend, den Brand nicht fortleitend (Brandfortleitungstest gemäss IEC 332-3, Prüfmethode C, bestanden).

Diese Anforderungen gelten insbesondere auch bei der vertikalen Kabelführung im Liftschacht.

Die gesamten Kabelsysteme bestehen aus halogenfreiem Material.



Annexe X : Données ABB lignes

ABB PROTOCOLE D'ESSAIS

STATION: *St Léonard*

DEPART: *Croix 1*

Page: *11*

REL316_F.DOC / 94-03 OAWK

Protection de ligne type REL316

Données primaires de la ligne:

Longueur *5,58* km
 Impédance directe *2,39* Ω/Ph Angle *69* °
 Impédance homopolaire *7,61* Ω/Ph Angle *72* °

Réglages:

Selon liste ci-jointe
 Version du logiciel du relais... *3.21d*

Rapports de transformation des TC et TP primaires:

Entrées analogiques 1-3 *65* kV / *0,1* kV
 Entrées analogiques 7-9 *800* A / *5* A

Entrée analogique 4 *65 kV* / *0,1 kV*
 Entrée analogique 5 *800 A* / *5 A*
 Entrée analogique 6 *65/√3* / *0,1/√3*

Injections secondaires:

Fonction impédance "Distance"

☐ testée avec programme automatique (voir annexe)

☒ essai manuel selon table

	Val. nom. [Ω/Phase]	Val. mesurées [Ω/Phase] R S T
X (1)	<i>0,439</i>	<i>0,44 0,44 0,44</i>
X (2)	<i>0,668</i>	<i>0,68 - -</i>
X (3)	<i>1,136</i>	<i>1,16 - -</i>
X (4/OR)	<i>0,688</i>	<i>- - -</i>
XA	<i>4,29</i>	<i>4,38 - -</i>
XB	<i>-4,29</i>	<i>-4,32 - -</i>

Fonct. directionnelle de terre "DéfTerreSens"

	Val. nom. [VA]	Valeurs mesurées [V * A = VA]
Aval	—	—
Amont	—	—

Fonct. directionnelle de terre "DéfTerreTer"

Réglage-I [A]		Réglage-U [V]	
Val. nom.	Val. mes.	Val. nom.	Val. mes.
<i>0,5</i>	<i>0,5</i>	<i>8,0</i>	<i>7,5</i>

Fonction contrôle de synchronisme "Synchrocheck"

Injection parallèle (monophasée) de "uEntLigne" et "uEntBarre1" respectivement "uEntBarre2"

Tension injectée [V]	"uEntLigne" et "uEntBarre1" en parallèle				"uEntLigne" et "uEntBarre2" en parallèle			
	Différence de tension		Différence de phase		Différence de tension		Différence de phase	
	$\Delta U_{nom.}$ [UN]	$\Delta U_{mes.}^*$ [UN]	$\Delta \alpha_{nom.}$ [degré]	$\Delta \alpha_{mes.}^*$ [degré]	$\Delta U_{nom.}$ [UN]	$\Delta U_{mes.}^*$ [UN]	$\Delta \alpha_{nom.}$ [degré]	$\Delta \alpha_{mes.}^*$ [degré]
<i>100</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0,17</i>	—	—	—	—

*) A lire sous le menu "Afficher les grandeurs en service" —> "Synchrocheck"

La fonction de contrôle du synchronisme doit être active.

Fonction "surchauffe"

Fonction testée par injection dans la phase R

Remarque: l'alarme et le déclenchement peuvent venir au même moment en raison de la fréquence du calcul de la surchauffe: $\tau/40$.

Résultat

Autres fonctions

ABB Relays AG

Date: *95-05-11* Signature: *Do*

Client

Date: Signature:

Annexe X : Données ABB lignes



PROTOCOLE D'ESSAIS

STATION: *St Léonard*DEPART: *Croix 1*Page: *13*

REL316_F.DOC / 94-03 OAWK

Protection de ligne type REL316

Contrôle directionnel:

Valeurs primaires (données du client)

Tension (Ph-Ph) *65.5* kVCourant *92* APuissance active *10.7* MWPuissance réactive *2.3* MVaren direction de la barre ☐ de la ligne ☒en direction de la barre ☐ de la ligne ☒

Copie d'écran de "Visualisation des grandeurs mesurées" → "Afficher les grandeurs en service" → "Distance"

Afin d'obtenir une image des impédances dans le menu "Distance", deux conditions doivent être remplies. La charge en courant doit être plus grande que 0.5 I_{min} et U_{Ph-0} / XA.

Afficher les canaux anal.

No du canal	Amplitude	Phase	Frquence
1	0.898 [100V/√3]	0.00 Degr	49.990 Hz
2	1.008 [100V/√3]	-134.45 Degr	
3	1.162 [100V/√3]	116.72 Degr	
4	0.003 [5A]	-.-- Degr	
5	0.000 [100V]	-.-- Degr	
6	0.151 [100V]	135.38 Degr	
7	0.114 [5A]	163.96 Degr	
8	0.114 [5A]	50.00 Degr	
9	0.114 [5A]	-77.96 Degr	

Heure : 1995-05-11 10:05;42 (26533)

2 Distance

[Long.Rf.]		
-----	+ j	----- Z (RE)
-----	+ j	----- Z (SE)
-----	+ j	----- Z (TE)
100.96	+ j	12.34 Z (RS)
101.24	+ j	10.32 Z (ST)
97.48	+ j	14.12 Z (TR)

Remarques: Lorsque les circuits des TC et TP ainsi que le réglage "Neutre TC" sont corrects, les valeurs primaires et l'affichage doivent montrer le même sens pour la puissance. Les valeurs positives de l'affichage indiquant la direction de la ligne.

ABB Relays AG

Date:

95-05-11

Signature:

Client

Date:

Signature:

Annexe X : Données ABB lignes

ABB PROTOCOLE D'ESSAIS

STATION: *St Léonard*

DEPART: *Croix 2*

Page: *15*

REL316_F.DOC / 94-03 OA/WK

Protection de ligne type REL316

Données primaires de la ligne:

Longueur *5,58* km
 Impédance directe *2,39* Ω/Ph Angle *63* °
 Impédance homopolaire *7,24* Ω/Ph Angle *72* °

Réglages:

Selon liste ci-jointe
 Version du logiciel du relais: *3.21d*

Rapports de transformation des TC et TP primaires:

Entrées analogiques 1-3 *65* kV / *91* kV
 Entrées analogiques 7-9 *800* A / *5* A

Entrée analogique 4 *65kV* / *0,1kV*
 Entrée analogique 5 *800A* / *5A*
 Entrée analogique 6 *65/13* / *101/13*

Injections secondaires:

Fonction impédance "Distance"

- ☐ testée avec programme automatique (voir annexe)
☒ essai manuel selon tablelle

	Val. nom. [Ω/Phase]	Val. mesurées [Ω/Phase] R S T		
X (1)	<i>0,439</i>	<i>0,44</i>	<i>0,44</i>	<i>0,44</i>
X (2)	<i>0,668</i>	<i>0,68</i>	—	—
X (3)	<i>1,136</i>	<i>1,16</i>	—	—
X (4/OR)	<i>0,668</i>	—	—	—
XA	<i>4,29</i>	<i>4,30</i>	—	—
XB	<i>-4,29</i>	<i>-4,35</i>	—	—

Fonct. directionnelle de terre "DéfTerreSens"

	Val. nom. [VA]	Valeurs mesurées [V * A = VA]
Aval	—	—
Amont	—	—

Fonct. directionnelle de terre "DéfTerreTer"

Réglage-I [A]		Réglage-U [V]	
Val. nom.	Val. mes.	Val. nom.	Val. mes.
<i>0,5</i>	<i>0,50</i>	<i>8,0</i>	<i>7,5</i>

Fonction contrôle de synchronisme "Synchrocheck"

Injection parallèle (monophasée) de "uEntLigne" et "uEntBarre1" respectivement "uEntBarre2"

Tension injectée [V]	"uEntLigne" et "uEntBarre1" en parallèle				"uEntLigne" et "uEntBarre2" en parallèle			
	Différence de tension		Différence de phase		Différence de tension		Différence de phase	
	$\Delta U_{nom.}$ [UN]	$\Delta U_{mes.}^*$ [UN]	$\Delta \alpha_{nom.}$ [degré]	$\Delta \alpha_{mes.}^*$ [degré]	$\Delta U_{nom.}$ [UN]	$\Delta U_{mes.}^*$ [UN]	$\Delta \alpha_{nom.}$ [degré]	$\Delta \alpha_{mes.}^*$ [degré]
<i>100</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0</i>	<i>0,17</i>	—	—	—	—

*) A lire sous le menu "Afficher les grandeurs en service" —> "Synchrocheck"

La fonction de contrôle du synchronisme doit être active.

Fonction "surchauffe"

Fonction testée par injection dans la phase R

Remarque: l'alarme et le déclenchement peuvent venir au même moment en raison de la fréquence du calcul de la surchauffe: $\tau/40$.

Résultat

—

Autres fonctions

ABB Relays AG

Date: *30-05-11*

Signature: *[Signature]*

Client

Date:

Signature:

ABB PROTOCOLE D'ESSAIS

STATION: *St Léonard*

DEPART: *Croix 2*

Page: *17*

REL316_F.DOC / 94-03 OAWK

Protection de ligne type REL316

Contrôle directionnel:

Valeurs primaires (données du client)

Tension (Ph-Ph) *65.6* kV
 Courant *92* A
 Puissance active *10.7* MW en direction de la barre ☒ de la ligne ☐
 Puissance réactive *2.3* MVar en direction de la barre ☒ de la ligne ☐

Copie d'écran de "Visualisation des grandeurs mesurées" —> "Afficher les grandeurs en service" —> "Distance"

Afin d'obtenir une image des impédances dans le menu "Distance", deux conditions doivent être remplies. La charge en courant doit être plus grande que 0.5 I_{min} et U_{Ph-0} / XA.

Afficher les canaux anal.

No du canal	Amplitude	Phase	Frquence
1	0.888 [100V/√3]	0.00 Degr	49.971 Hz
2	1.004 [100V/√3]	-134.57 Degr	
3	1.156 [100V/√3]	116.87 Degr	
4	0.000 [5A]	--- Degr	
5	0.000 [100V]	--- Degr	
6	0.153 [100V]	136.53 Degr	
7	0.120 [5A]	-18.70 Degr	
8	0.116 [5A]	-140.82 Degr	
9	0.112 [5A]	111.96 Degr	

Heure : 1995-05-11 10:08;41 (26533)

2 Distance

[Long.Rf.]	
----- + j	----- Z (RE)
----- + j	----- Z (SE)
----- + j	----- Z (TE)
-96.38 + j	-18.17 Z (RS)
-100.44 + j	-20.12 Z (ST)
-97.51 + j	-12.86 Z (TR)

Remarques: Lorsque les circuits des TC et TP ainsi que le réglage "Neutre TC" sont corrects, les valeurs primaires et l'affichage doivent montrer le même sens pour la puissance. Les valeurs positives de l'affichage indiquant la direction de la ligne.

ABB Relays AG

Date: *95-05-11* Signature: *[Signature]*

Client

Date: Signature:

Annexe XI : Données ligne CROIX1 aérienne

St-Léonard

Données Ligne : St-Léonard-Croix 1, L3

Long_L3	5.58 [km]	
XL_L3	2.23 [Ohm/Ph]	
RL_L3	0.88 [Ohm/Ph]	
ZL_L3	2.39 [Ohm/Ph]	$= (XL_L3^2 + RL_L3^2)^{0.5}$
PhiZL_L3	69 [°]	$= 180/PI() * ARCTAN2(RL_L3; XL_L3)$
X0_L3	7.24 [Ohm/Ph]	
R0_L3	2.35 [Ohm/Ph]	
Z0_L3	7.61 [Ohm/Ph]	$= (X0_L3^2 + R0_L3^2)^{0.5}$
PhiZ0_L3	72 [°]	$= 180/PI() * ARCTAN2(R0_L3; X0_L3)$
K0_L3	0.73 [Ohm/Ohm]	
PhiK0_L3	4 [°]	$= 1/3 * (((X0_L3 - XL_L3)^2 + (R0_L3 - RL_L3)^2) / (XL_L3^2 + RL_L3^2))^{0.5}$ $= (ARCTAN2(R0_L3 - RL_L3; X0_L3 - XL_L3) - ARCTAN2(RL_L3; XL_L3)) * 180/PI()$

Installation

St-Léonard

Données Ligne : St-Léonard-Croix 2, L4

Long_L4	5.58 [km]	
XL_L4	2.23 [Ohm/Ph]	
RL_L4	0.86 [Ohm/Ph]	
ZL_L4	2.39 [Ohm/Ph]	$= (XL_L4^2 + RL_L4^2)^{0.5}$
PhiZL_L4	69 [°]	$= 180/PI() * ARCTAN2(RL_L4; XL_L4)$
X0_L4	7.24 [Ohm/Ph]	
R0_L4	2.36 [Ohm/Ph]	
Z0_L4	7.61 [Ohm/Ph]	$= (X0_L4^2 + R0_L4^2)^{0.5}$
PhiZ0_L4	72 [°]	$= 180/PI() * ARCTAN2(R0_L4; X0_L4)$
K0_L4	0.73 [Ohm/Ohm]	
PhiK0_L4	4 [°]	$= 1/3 * (((X0_L4 - XL_L4)^2 + (R0_L4 - RL_L4)^2) / (XL_L4^2 + RL_L4^2))^{0.5}$
		$= (ARCTAN2(R0_L4; RL_L4) - ARCTAN2(X0_L4; XL_L4) - ARCTAN2(RL_L4; XL_L4)) * 180/PI()$

Installation

Annexe XIII : Lignes 65 kV, intensités de service maximales

Lignes 65 kV

Intensités de service max.

Lignes Creux de Chippis et Granges:

Le courant d'exploitation non critique est plus petit ou égal à 524 [A].

Valeur donnée par M. Wenger _ Rhonewerke

Lignes Uvrier 1 (Sion 1) & Uvrier 2 (Sion 2):

Le courant d'exploitation non critique est plus petit ou égal à 580 [A].

Valeur donnée par M. Felley _ ESR

Lignes Croix 1 & Croix 2:

Le courant d'exploitation non critique est plus petit ou égal à 530 [A].
Pour une température extérieure plus petite ou égale à 35°C.

Si la température extérieure est plus grande que 35°C, le courant d'exploitation non critique est plus petit ou égal à 500 [A].

Ligne Giète-Crans

Le courant d'exploitation non critique est plus petit ou égal à ~~360 [A]~~ 200 [A] *

Valeur donnée par M. Felley _ ESR

340 [A] **

* cette valeur est déterminée par les TI de la ligne "Voos-Crans".
Elle peut être augmentée jusqu'à 360 [A] max en fonction de la consommation de crans. Cette info peut être fournie par l'ESR

Ces valeurs sont données pour une température extérieure plus petite ou égale à 35°C.

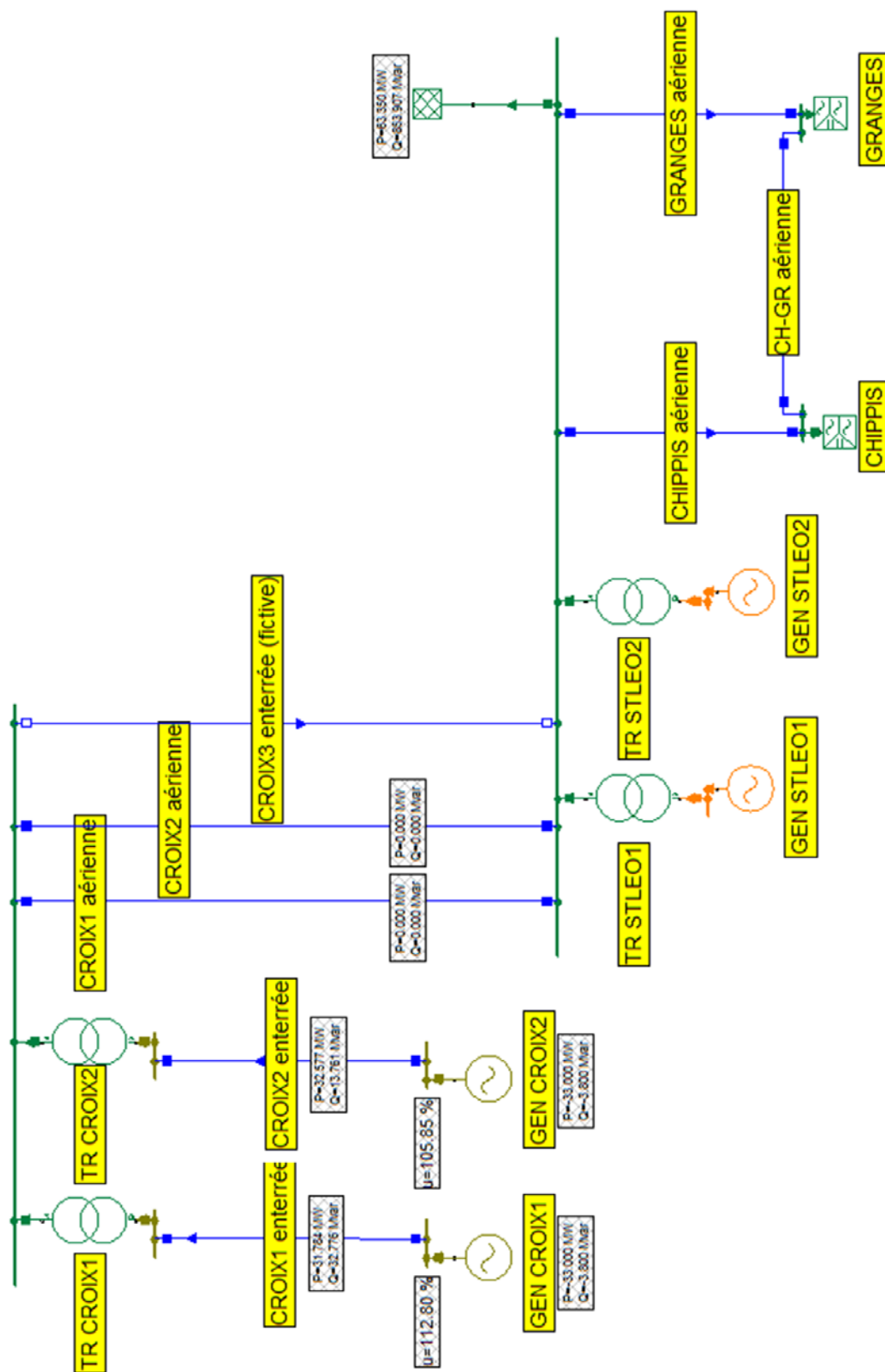
Me V.

** 7-12. 10

Selon entretien TT avec M. Felley, pour la ligne de Crans

les réglages dans leur système sont : 340 [A] => 1^{er} seuil alarme
360 [A] => 2^{ème} seuil alarme

Annexe XIV : NEPLAN, réseau à modéliser, 65kV



Annexe XV : Ligne CROIX1 enterrée

CROIX1 enterrée

LIGNE

Tension de ligne	[V]	12000
Longueur	[km]	0.38
Résistance/phase	[Ohm]	0.05928
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.05928
Inductance/phase	[mH]	0.11007
Inductance homop/phase	[mH]	0.3321
Capacité/phase	[nF]	207.48

MODELE REDUIT

Tension de ligne	[V]	400
Résistance/phase	[Ohm]	0.32933
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.32933
Inductance/phase	[mH]	0.61151
Inductance homop/phase	[mH]	1.83453
Capacité/phase	[nF]	37.3464

Annexe XVI : Ligne CROIX2 enterrée

----- **CROIX2 enterrée** -----

LIGNE

Tension de ligne	[V]	12000
Longueur	[km]	0.374
Résistance/phase	[Ohm]	0.058344
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.058344
Inductance/phase	[mH]	0.10833
Inductance homop/phase	[mH]	0.32499
Capacité/phase	[nF]	204.204

MODELE REDUIT

Tension de ligne	[V]	400
Résistance/phase	[Ohm]	0.32413
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.32413
Inductance/phase	[mH]	0.60185
Inductance homop/phase	[mH]	1.80555
Capacité/phase	[nF]	36.7567

Annexe XVII : Ligne CROIX1 aérienne

----- **CROIX1 aérienne** -----

LIGNE

Tension de ligne	[V]	65000
Longueur	[km]	5.58
Résistance/phase	[Ohm]	0.854
Résistance homop/phase	[Ohm]	2.3492
Inductance/phase	[mH]	7.1047
Inductance homop/phase	[mH]	23.0369
Capacité/phase	[nF]	18.6

MODELE REDUIT

Tension de ligne	[V]	400
Résistance/phase	[Ohm]	0.16271
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.44492
Inductance/phase	[mH]	1.3453
Inductance homop/phase	[mH]	4.3631
Capacité/phase	[nF]	98.2313

Annexe XVIII : Ligne CROIX2 aérienne

CROIX2 aérienne

LIGNE

Tension de ligne	[V]	65000
Longueur	[km]	5.58
Résistance/phase	[Ohm]	0.854
Résistance homop/phase	[Ohm]	2.3492
Inductance/phase	[mH]	7.1047
Inductance homop/phase	[mH]	23.0369
Capacité/phase	[nF]	18.6

MODELE REDUIT

Tension de ligne	[V]	400
Résistance/phase	[Ohm]	0.16271
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.44492
Inductance/phase	[mH]	1.3453
Inductance homop/phase	[mH]	4.3631
Capacité/phase	[nF]	98.2313

Annexe XIX : Ligne CROIX3 enterrée (fictive)

CROIX3 enterrée (fictive)

LIGNE

Tension de ligne	[V]	65000
Longueur	[km]	5.58
Résistance/phase	[Ohm]	0.4464
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.4464
Inductance/phase	[mH]	3.5523
Inductance homop/phase	[mH]	10.6569
Capacité/phase	[nF]	613.8

MODELE REDUIT

Tension de ligne	[V]	400
Résistance/phase	[Ohm]	0.084525
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.084525
Inductance/phase	[mH]	0.67263
Inductance homop/phase	[mH]	2.01789
Capacité/phase	[nF]	3241.6312

Annexe XX : Ligne CHIPPIS aérienne

----- **CHIPPIS aérienne** -----

LIGNE

Tension de ligne	[V]	65000
Longueur	[km]	9.47
Résistance/phase	[Ohm]	1.3163
Résistance homop/phase	[Ohm]	1.3163
Inductance/phase	[mH]	10.8518
Inductance homop/phase	[mH]	32.5554
Capacité/phase	[nF]	31.5667

MODELE REDUIT

Tension de ligne	[V]	400
Résistance/phase	[Ohm]	0.24925
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.24925
Inductance/phase	[mH]	2.0548
Inductance homop/phase	[mH]	6.1644
Capacité/phase	[nF]	166.7115

Annexe XXI : Ligne GRANGES aérienne

GRANGES aérienne

LIGNE

Tension de ligne	[V]	65000
Longueur	[km]	1.34
Résistance/phase	[Ohm]	0.21172
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.21172
Inductance/phase	[mH]	1.9578
Inductance homop/phase	[mH]	5.8734
Capacité/phase	[nF]	4.4667

MODELE REDUIT

Tension de ligne	[V]	400
Résistance/phase	[Ohm]	0.040089
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.040089
Inductance/phase	[mH]	0.37071
Inductance homop/phase	[mH]	1.11213
Capacité/phase	[nF]	23.5896

Annexe XXII : Ligne CHIPPIS - GRANGES aérienne

CHIPPIS - GRANGES aérienne

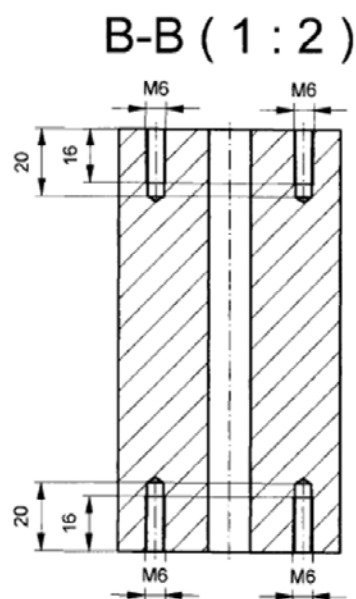
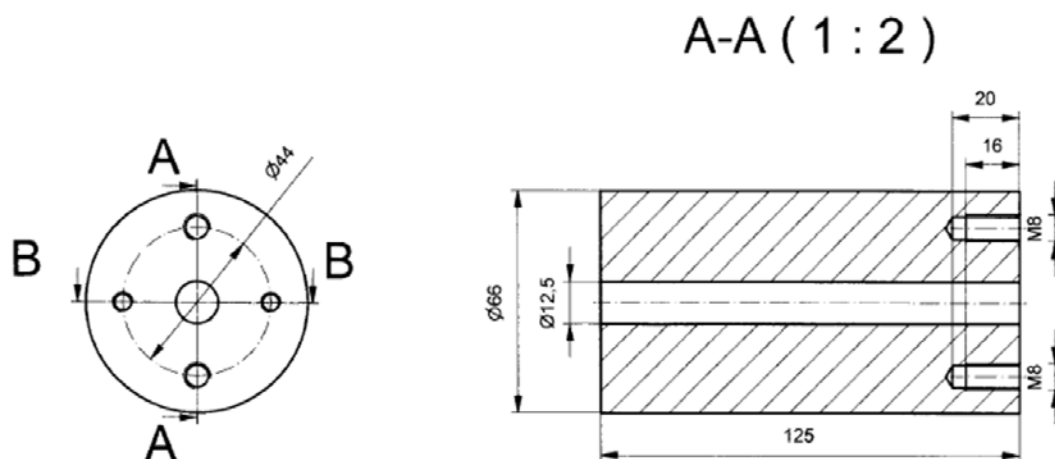
LIGNE

Tension de ligne	[V]	65000
Longueur	[km]	7.72
Résistance/phase	[Ohm]	0.75656
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.75656
Inductance/phase	[mH]	9.4854
Inductance homop/phase	[mH]	28.4562
Capacité/phase	[nF]	25.7333

MODELE REDUIT

Tension de ligne	[V]	400
Résistance/phase	[Ohm]	0.14325
Résistance homop/phase	[Ohm]	0.14325
Inductance/phase	[mH]	1.796
Inductance homop/phase	[mH]	5.388
Capacité/phase	[nF]	135.9042

Annexe XXIII : Corps de bobine - noyau



POM (polyoxyméthylène)

Corps de bobine - noyau

Dessiné
Gezeichnet
Contrôle
Geprüft

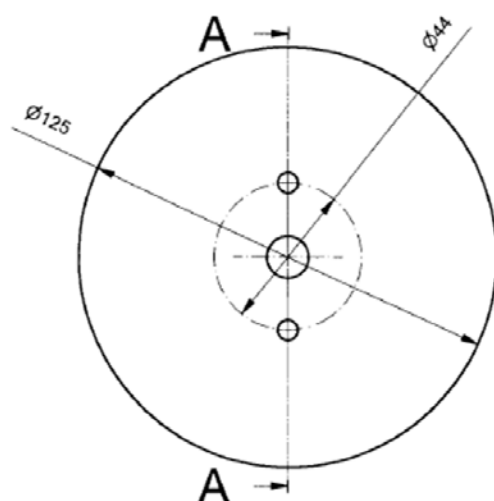
06.07.2013

Echelle
Massstab
1:2

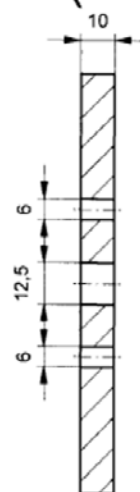
Fichier Y:\reistn\PRS Plaque\Bobine\Bobine V5\traversantA125\Corps de bobine_noyau A125.idw
Datei

Hes·so VALAIS
WALLIS

Annexe XXIV : Corps de bobine - top



A-A (1 : 2)



Ertalon ®

Corps de bobine - top

Dessiné
Gezeichnet


10.07.2013

Echelle
Massstab

Contrôle
Geprüft

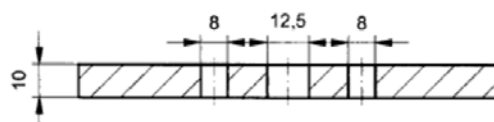
1:2

Fichier Y:\reistr\PRS Plaque\Bobine\Bobine V5\traversantA125\Corps de bobine_top A125.idw
Datei

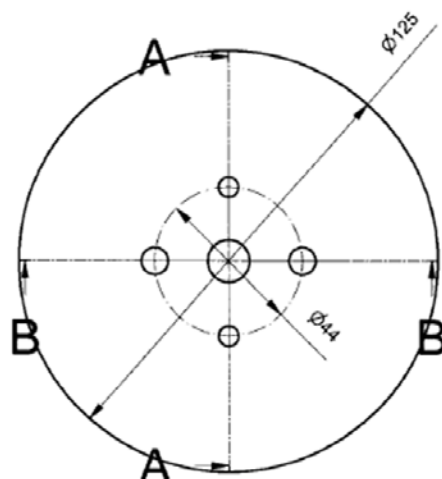
Hes·so  **VALAIS
WALLIS**

Annexe XXV : Corps de bobine - bottom

B-B (1 : 2)



A-A (1 : 2)



Ertalon ®

Corps de bobine - bottom

Dessiné
Gezeichnet
Contrôle
Geprüft

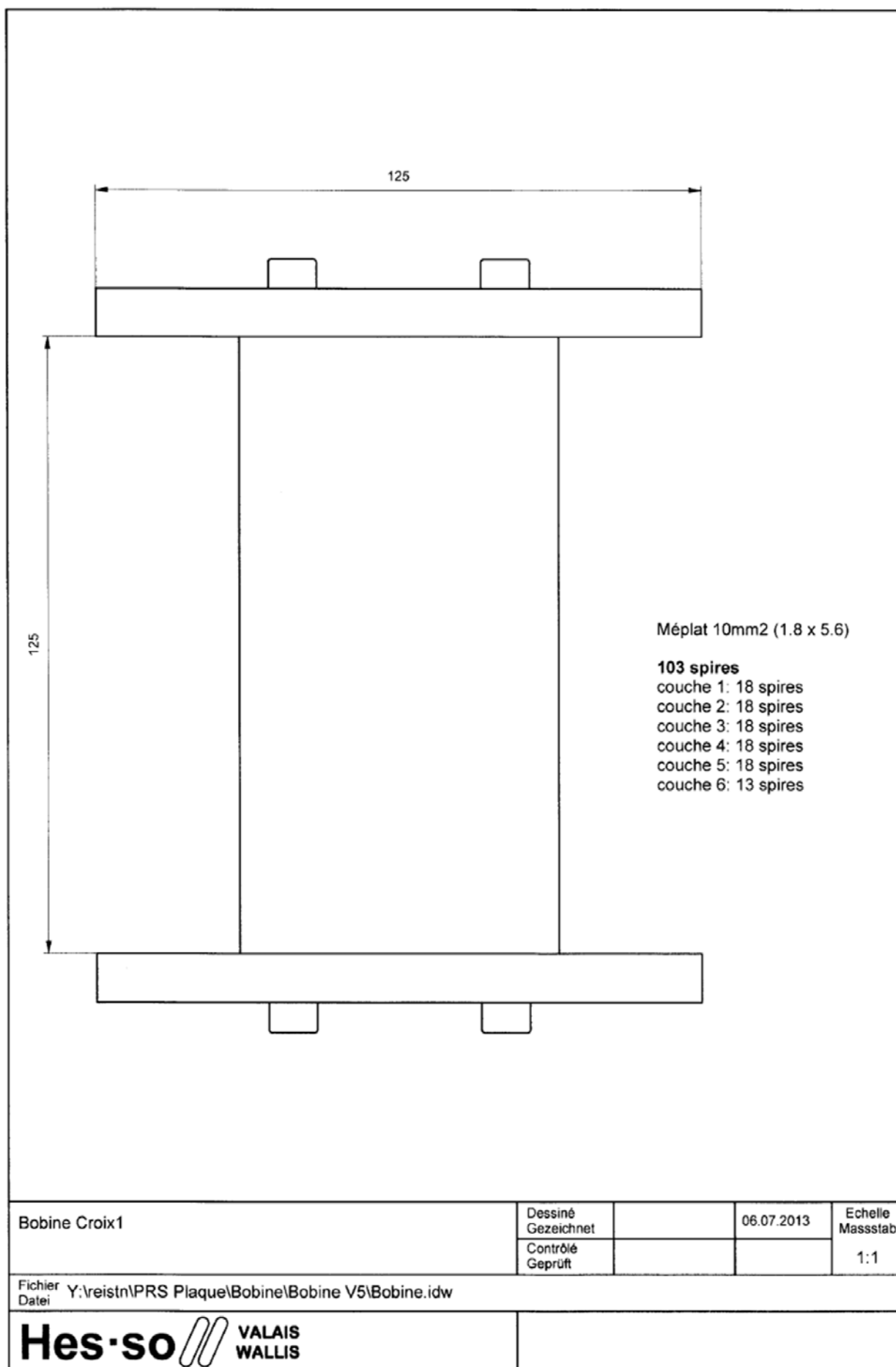
06.07.2013

Echelle
Massstab
1:2

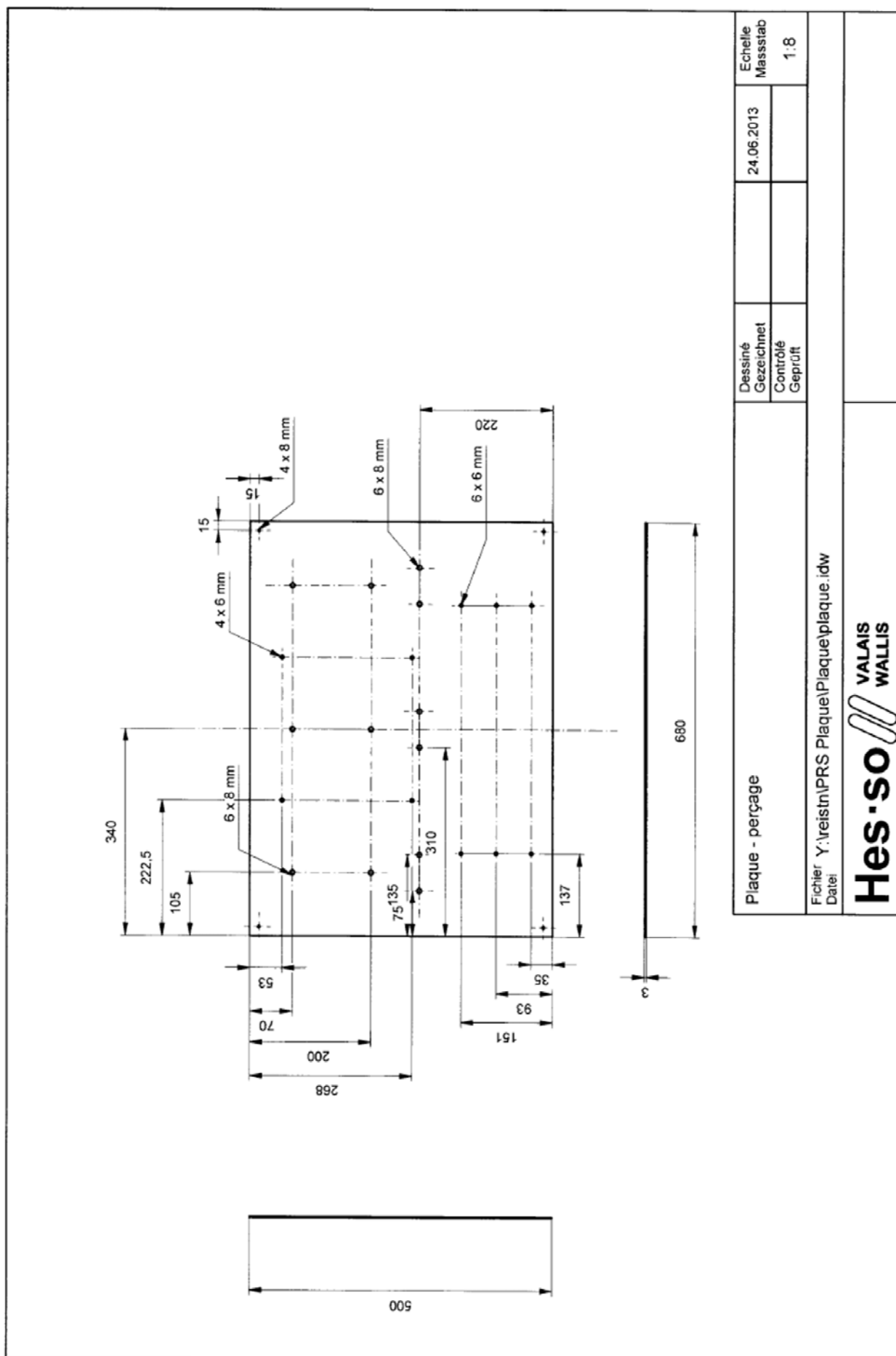
Fichier Y:\reistr\PRS Plaque\Bobine\Bobine V5\traversantA125\Corps de bobine_bottom A125.idw
Datei

Hes-so VALAIS
WALLIS

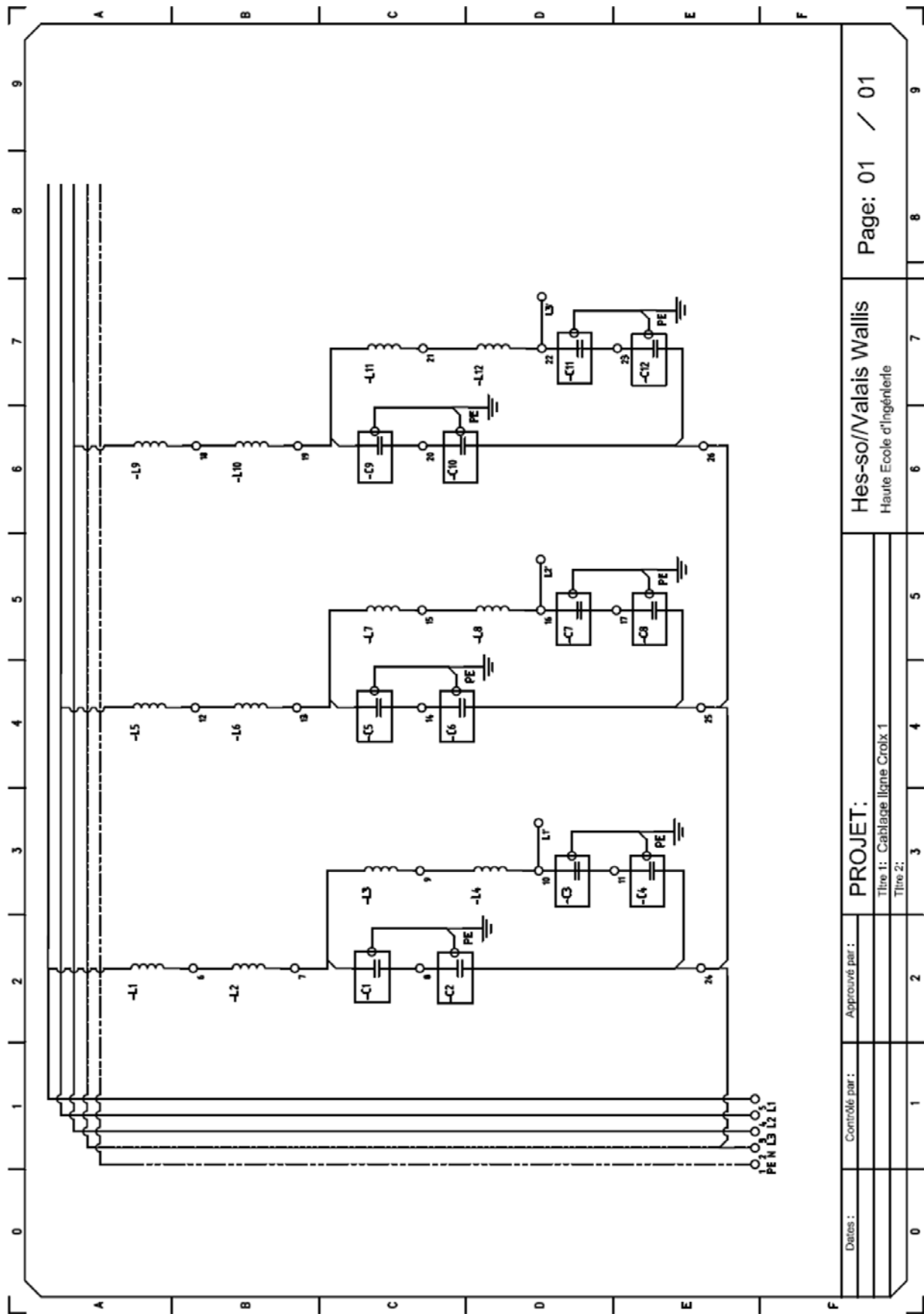
Annexe XXVI : Bobine – indications de bobinage



Annexe XXVII : Plaque – dimensions et perçage



Annexe XXVIII : Plaque – schéma de câblage



Annexe XXIX : Datasheet de la Machine Synchrone



mecc alte

ECP3

4 POLE

MECC ALTE INDIA PVT LTD
Plot No.1, Gat No. 3363,3364,3365/Part, 3366/Part B
3367, Talegaon Dhamdhare, SO, Tal-Shinur, Dist-Pune 412208, INDIA
TEL: +91 2137-619800, FAX: +91 2137 619899
e-mail: sales@meccalte.in ; web: www.meccalte.com

CHARACTERISTICS

INDUSTRIAL RATINGS

ambient 40°C

Type	KVA - cos φ 0.8-3 Phase continuous			EFFICIENCY-3 Phase continuous η % CLH (ΔT = 125°C)			1 Phase kVA-CL. H (ΔT=125°C) Voltage 230V			
50 Hz	CL. H (ΔT = 125°C)						Reconnectable 1 Phase		Dedicated 1 Phase	
Series star Y	380	400	415							
Parallel Star YY	190	200	208							
Series Delta Δ	220	230	240							
Parallel Delta ΔΔ	110	115	120							
ECP3-1S/4	6.5	6.5	6.5	78.9	82.4	81.8	4.4	4	5	4.5
ECP3-2S/4	8	8	8	80.4	84.7	83.7	5.5	5	6	5
ECP3-1L/4	11	11	11	84.4	86.4	85.9	7.5	6.7	8.5	7.5
ECP3-2L/4	13.5	13.5	13.5	85.1	86.7	86.1	9	8	10	9
ECP3-3L/4	15	15	15	85.4	86.9	86.3	10	9	11	10

Type	KVA - cos φ 0.8-3 Phase continuous			EFFICIENCY-3 Phase continuous η % CLH (ΔT = 125°C)			1 Phase kVA-CL. H (ΔT=125°C) Voltage 277V			
60 Hz	CL. H (ΔT = 125°C)						Reconnectable 1 Phase		Dedicated 1 Phase	
Series star Y	440	460	480							
Parallel Star YY	220	230	240							
Series Delta Δ	254	265	277							
Parallel Delta ΔΔ	127	133	138							
ECP3-1S/4	7.8	7.8	7.8	80.4	83.9	83.3	5.3	4.8	6	5.4
ECP3-2S/4	9.6	9.6	9.6	81.9	86.3	85.4	6.6	6	7.5	7
ECP3-1L/4	13.2	13.2	13.2	85.4	87.8	87.7	9	8	10	9
ECP3-2L/4	16.2	16.2	16.2	86.1	88	87.9	10.8	9.6	12	11
ECP3-3L/4	18	18	18	86.4	88.4	88.2	12	10.8	14	12

STANDBY RATING (3-Phase)

Type	kVA Temp. Rise/Ambient°C			kVA Temp. Rise/Ambient°C		
	50 Hz			60 Hz		
	163°/27°	150°/40°	125°/27°	163°/27°	150°/40°	125°/27°
ECP3-1S/4	7	6.8	6.8	8.4	8	8
ECP3-2S/4	8.8	8.3	8.3	10.5	10	10
ECP3-1L/4	11.8	11.4	11.4	13.8	13.8	13.8
ECP3-2L/4	14.5	14	14	17.5	16.9	16.9
ECP3-3L/4	16	15.5	15.5	19.3	18.8	18.8

Type	J (Kgm ²)			Weight (Kg)			Air Volume (m ³ /min)		Noise dB(A)				Coupling Discs	
									50Hz		60Hz			
	B3/B14	B3/B9	MD35	B3/B14	B3/B9	MD35	50 Hz	60 Hz	1m	7m	1m	7m	SAE N°	J (Kgm ²)
ECP3-1S/4	0.05231	0.05219	0.05261	56	54	59	3.5	3.9					6%	0.00495
ECP3-2S/4	0.05933	0.05921	0.05963	62	60	65	3.5	4.1					7%	0.00769
ECP3-1L/4	0.07231	0.07227	0.07270	76	74	79	3.3	4	72	58	78	60	8	0.01114
ECP3-2L/4	0.08409	0.08405	0.08448	84	82	87	3	3.5					10	0.02220
ECP3-3L/4	0.09027	0.09023	0.09066	90	88	93	3	3.5					11%	0.03524

* The J value of form MD35 is obtained by summing the J of the form with the J of the chosen SAE coupling discs

ACCESSORIES

REGULATOR			PARALLEL DEVICE	THERMAL PROTECTION			HEATERS	MECHANICAL PROTECTION		
DSR	SR7/2	UVR5		PTC	BIMET. DEVICE	PT100		IP21	IP23	IP45
<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>		<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

☒ = Standard

☐ = Optional