



MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

TRABAJO FIN DE MÁSTER

REDISEÑO DE UN TRANSFORMADOR DE BAJA TENSIÓN/BAJA TENSIÓN MONOFÁSICO PARA COMPENSACIÓN DE CAÍDA DE TENSIÓN EN LÍNEAS LARGAS

Autor: Fernanda Zamora Hernández-Gil

Director: Luis Rouco Rodríguez

Madrid

20 de Junio de 2019

AUTORIZACIÓN PARA LA DIGITALIZACIÓN, DEPÓSITO Y DIVULGACIÓN EN RED DE PROYECTOS FIN DE GRADO, FIN DE MÁSTER, TESIS O MEMORIAS DE BACHILLERATO

1º. Declaración de la autoría y acreditación de la misma.

El autor D. **Fernanda Zamora Hernández-Gil** DECLARA ser el titular de los derechos de propiedad intelectual de la obra: ***Rediseño de un transformador de baja tensión/baja tensión monofásico para compensación de caída de tensión en líneas largas***, que ésta es una obra original, y que ostenta la condición de autor en el sentido que otorga la Ley de Propiedad Intelectual.

2º. Objeto y fines de la cesión.

Con el fin de dar la máxima difusión a la obra citada a través del Repositorio institucional de la Universidad, el autor **CEDE** a la Universidad Pontificia Comillas, de forma gratuita y no exclusiva, por el máximo plazo legal y con ámbito universal, los derechos de digitalización, de archivo, de reproducción, de distribución y de comunicación pública, incluido el derecho de puesta a disposición electrónica, tal y como se describen en la Ley de Propiedad Intelectual. El derecho de transformación se cede a los únicos efectos de lo dispuesto en la letra a) del apartado siguiente.

3º. Condiciones de la cesión y acceso

Sin perjuicio de la titularidad de la obra, que sigue correspondiendo a su autor, la cesión de derechos contemplada en esta licencia habilita para:

- a) Transformarla con el fin de adaptarla a cualquier tecnología que permita incorporarla a internet y hacerla accesible; incorporar metadatos para realizar el registro de la obra e incorporar “marcas de agua” o cualquier otro sistema de seguridad o de protección.
- b) Reproducir la en un soporte digital para su incorporación a una base de datos electrónica, incluyendo el derecho de reproducir y almacenar la obra en servidores, a los efectos de garantizar su seguridad, conservación y preservar el formato.
- c) Comunicarla, por defecto, a través de un archivo institucional abierto, accesible de modo libre y gratuito a través de internet.
- d) Cualquier otra forma de acceso (restringido, embargado, cerrado) deberá solicitarse expresamente y obedecer a causas justificadas.
- e) Asignar por defecto a estos trabajos una licencia Creative Commons.
- f) Asignar por defecto a estos trabajos un HANDLE (URL *persistente*).

4º. Derechos del autor.

El autor, en tanto que titular de una obra tiene derecho a:

- a) Que la Universidad identifique claramente su nombre como autor de la misma
- b) Comunicar y dar publicidad a la obra en la versión que ceda y en otras posteriores a través de cualquier medio.
- c) Solicitar la retirada de la obra del repositorio por causa justificada.
- d) Recibir notificación fehaciente de cualquier reclamación que puedan formular terceras personas en relación con la obra y, en particular, de reclamaciones relativas a los derechos de propiedad intelectual sobre ella.

5º. Deberes del autor.

El autor se compromete a:

- a) Garantizar que el compromiso que adquiere mediante el presente escrito no infringe ningún derecho de terceros, ya sean de propiedad industrial, intelectual o cualquier otro.
- b) Garantizar que el contenido de las obras no atenta contra los derechos al honor, a la intimidad y a la imagen de terceros.
- c) Asumir toda reclamación o responsabilidad, incluyendo las indemnizaciones por daños, que pudieran ejercitarse contra la Universidad por terceros que vieran infringidos sus derechos e intereses a causa de la cesión.
- d) Asumir la responsabilidad en el caso de que las instituciones fueran condenadas por infracción de derechos derivada de las obras objeto de la cesión.

6º. Fines y funcionamiento del Repositorio Institucional.

La obra se pondrá a disposición de los usuarios para que hagan de ella un uso justo y respetuoso con los derechos del autor, según lo permitido por la legislación aplicable, y con fines de estudio, investigación, o cualquier otro fin lícito. Con dicha finalidad, la Universidad asume los siguientes deberes y se reserva las siguientes facultades:

- La Universidad informará a los usuarios del archivo sobre los usos permitidos, y no garantiza ni asume responsabilidad alguna por otras formas en que los usuarios hagan un uso posterior de las obras no conforme con la legislación vigente. El uso posterior, más allá de la copia privada, requerirá que se cite la fuente y se reconozca la autoría, que no se obtenga beneficio comercial, y que no se realicen obras derivadas.
- La Universidad no revisará el contenido de las obras, que en todo caso permanecerá bajo la responsabilidad exclusiva del autor y no estará obligada a ejercitar acciones legales en nombre del autor en el supuesto de infracciones a derechos de propiedad intelectual derivados del depósito y archivo de las obras. El autor renuncia a cualquier reclamación frente a la Universidad por las formas no ajustadas a la legislación vigente en que los usuarios hagan uso de las obras.
- La Universidad adoptará las medidas necesarias para la preservación de la obra en un futuro.
- La Universidad se reserva la facultad de retirar la obra, previa notificación al autor, en supuestos suficientemente justificados, o en caso de reclamaciones de terceros.

Madrid, a 20 de Junio de 2019

ACEPTA



Fdo.....

Motivos para solicitar el acceso restringido, cerrado o embargado del trabajo en el Repositorio Institucional:

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título:

Rediseño de un transformador de baja tensión/baja tensión monofásico para compensación de caída de tensión en líneas largas.

En la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el curso académico 2º MII es de mi autoría, original e inédito y no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos.

El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada de otros documentos está debidamente referenciada.

Fdo.: Fernanda Zamora Hernández-Gil Fecha: 20/06/2019



Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO



Fdo.: Luis Rouco Rodríguez

Fecha: 20/06/2019

REDISEÑO DE UN TRANSFORMADOR DE BAJA TENSIÓN/ BAJA TENSIÓN MONOFÁSICO PARA COMPENSACIÓN DE CAIDA DE TENSIÓN EN LÍNEAS LARGAS

Autor: Zamora Hernández, Fernanda.

Director: Rouco Rodríguez, Luis.

Entidad Colaboradora: Augier Energy

RESUMEN DEL PROYECTO

INTRODUCCIÓN

La empresa AUGIER Energy, líder mundial en distribución de energía eléctrica en distancias de hasta 50 km, ofrece en su catálogo el transformador monofásico TER-MM 950V que se aplica para la compensación de caída de tensión en líneas de baja tensión largas.

Se conoce como caída de tensión la diferencia de potencial que existe entre los extremos de cualquier conductor, semiconductor o aislante. Viene determinada por la relación que existe entre la resistencia por unidad de longitud que ofrece el conductor al paso de la corriente, la carga prevista en el extremo más lejano del circuito y el tipo de tensión que se aplicará en los extremos. Teniendo en cuenta esta relación, para reducir la caída de tensión se puede aumentar el número o el tamaño de los conductores, reduciendo la resistencia por unidad de longitud o se puede disminuir la corriente. Para disminuir la corriente se debe aumentar la tensión que circula por el cable.

La solución estándar para la distribución de energía eléctrica a baja tensión (monofásica), denominada como BT, consiste en emplear un cable de baja tensión entre el punto de partida o fuente y el punto de llegada o receptor. Cuando la caída de tensión en una línea de baja tensión larga requiere un cable de elevada sección, AUGIER propone una instalación con un transformador elevador 230V/950V, una línea con cable de sección reducida y un transformador reductor 950V/230V. A esta solución se le denomina BTM.

El problema que se presenta es que el diseño de este transformador no está optimizado en relación a su aplicación, componentes e industrialización.

El objetivo de este proyecto es rediseñar el producto TER-MM 950V con el fin de reducir su coste y hacer que la solución BTM sea competitiva frente a la solución BT a la menor distancia posible. Como puede verse en la siguiente tabla, la solución BTM es competitiva a partir de una distancia de 600m.

Tabla 1. Sección del cable y costes de las soluciones BT y BTM en un rango de distancias de 500 a 2000m.

	5kVA	500 m	550 m	580m	600 m	700 m	1000 m	1500 m	2000 m
BT	Sección de cable	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x70+1x35	1x2x120+1x70	1x2x185+1x95	1x2x300+1x150
	Coste	5,404.00 €	5,945.00 €	6,269.00 €	8,401.00 €	9,801.00 €	24,476.00 €	55,368.00 €	119,194.00 €
BTM	Sección de cable	2x6	2x6	2x6	2x6	2x6	2x6	2x10	2x16
	Coste	7,045.78 €	7,131.78 €	7,183.78 €	7,217.78 €	7,389.78 €	7,905.64 €	10,083.78 €	14,068.78 €

Según esta Tabla, se puede ver que para que la solución BTM sea competitiva frente a la solución BT a una distancia de 500m, se requiere una reducción de coste del 25%. Para 550m de un 17% y para una distancia de 580m de un 13%. Dado que 550m es una distancia competitiva y tiene un objetivo mas ambicioso que 580m y es más realista que 500m, ésta será la distancia objetivo.

Para lograr la reducción del 17% de la solución BTM se debe reducir en un 25% los costes del transformador ya que los costes del cable se mantienen prácticamente invariables y el coste de la cabina donde va metido el transformador es fijo independientemente de la distancia (Tabla 2).

Tabla 2. Desglose de precios de la solución BTM a 550m.

	Precio externo	Coste de fabricacion	Coste de venta	Coste total
Precio del transformador		1,034.84 €	2,328.39 €	4,656.78 €
Cabina	764.00 €			1,528.00 €
Coste del cable	947. 00 €			947. 00 €

METODOLOGÍA

Es necesario identificar la influencia que tiene cada uno de los componentes del transformador TER-MM 950 sobre el coste total del producto con el fin de poder seleccionar los componentes que tienen que ser rediseñados.

Como puede verse en la Gráfica 1, la parte activa, el tanque, el conector y el aceite son los elementos que mayor impacto tienen sobre los costes de fabricación del transformador, por lo que son los componentes sobre los que se va a realizar la actuación.

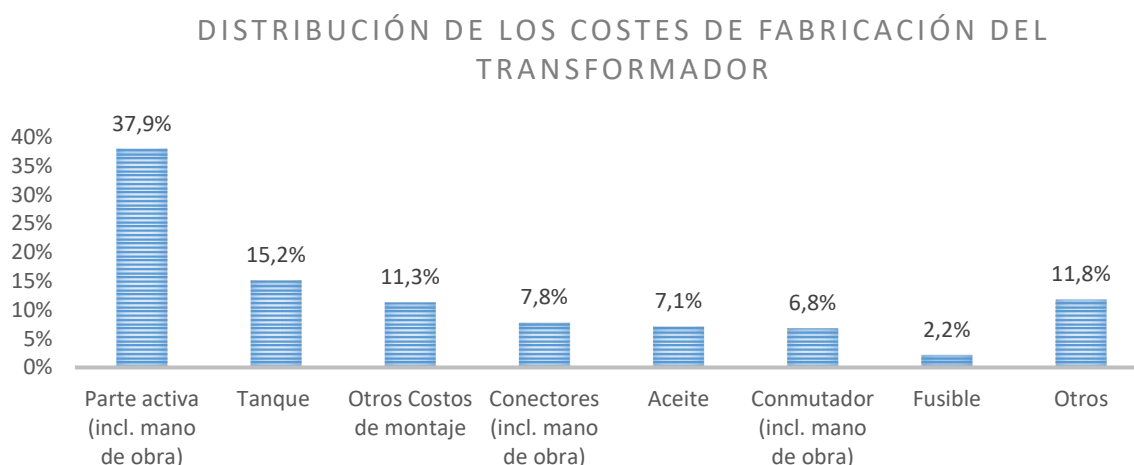


Gráfico 1 Distribución de los costes de fabricación del transformador TER-MM 950V

Para proceder con el rediseño deben hacerse las siguientes preguntas:

¿Qué es esto?; ¿Qué es lo que hace?; ¿Qué es lo que debería hacer?; ¿Cuánto cuesta?; ¿Qué otro material o método puede usarse para hacer lo mismo sin menoscabo de la seguridad, confiabilidad y mantenimiento?

En la primera fase o fase creativa, se desarrollará el mayor número de ideas para desempeñar cada función seleccionada por el estudio, para posteriormente listar las ventajas, desventajas, riesgos e incertidumbre de cada idea.

En la fase de desarrollo el objetivo es seleccionar y preparar la mejor alternativa para lo que se debe recoger información técnica, de costes y de programa.

RESULTADOS

La parte activa es el componente principal del transformador. Dependiendo del tipo de parte activa utilizada, dependerá el tipo de refrigeración utilizada (cantidad de aceite), así como el tamaño del transformador.

Hasta el momento AUGIER Energy ha estado trabajando con una parte activa 5kVA de diseño interno, que supone un alto coste dado que dicho diseño esta sobredimensionado.

Como primera opción se ha analizado la parte activa de 5kVA de la empresa Metal Transfo. Con esta acción se consigue reducir los gastos de mano de obra y el precio de la parte activa, pero no el tamaño del transformador.

La segunda opción, es trabajar con una parte activa de AUGIER 3kVA, que permite reducir el tamaño del tanque y reducir en un 12% el peso del transformador. Trabajar a máxima potencia para poder obtener 5kVA con la parte activa de 3kVA puede hacer que la vida útil de producto sea inferior a la esperada. Será necesario analizar y testar la viabilidad de esta modificación.

La reducción de coste sobre el transformador trabajando con una parte activa de 3kVA es del 9%. Este cambio permite reducir el tamaño del transformador en un 41% (Tabla 3), lo que a su vez favorece una nueva reducción de costes dado que se emplea menos material en la fabricación de los tanques.

Tabla 3 Dimensiones del tanque del modelo nuevo y el antiguo

	Antiguo tanque	Nuevo tanque
Dimensiones (mm)	Ø500 H=439	400 x 415 x 300
Volumen (dm ³)	86.15	49.80
Volumen de material (dm ³)	19.83	14.17
Peso (kg)	120	113
Precio (€)	157	115

Hasta el momento los tanques se han fabricado en moldes de inyección de plástico con resina epoxi. Al modificar las dimensiones de las cubas es necesario comprar nuevos moldes. Dado que la inversión que es necesaria hacer sobre los moldes es muy elevada se analizó la posibilidad de fabricar los tanques a través de impresión 3D en nylon de poliamida (PA12). Tras el análisis, se vio que la impresión 3D presenta un coste por unidad superior a la tecnología GPA (incluyendo los moldes) y además el gran tamaño de las cubas impide darles el baño en color rojo RAL3013 con el que se identifican los transformadores de AUGIER Energy.

Por tanto la reducción de tamaño del tanque permite un ahorro del 6% del coste del transformador.

En cuanto al conector este se caracteriza por tener una entrada y dos salidas y estar diseñado con componentes para alta tensión.

En primera instancia se optó por analizar los conectores existentes en el mercado para subcontratar el producto completo. El principal problema es que ningún conector que soportase hasta 1000V y 125A contaba con una entrada/dos salidas y realizar dichas modificaciones sobre el producto ya existente tiene una alta incertidumbre además de un sobre coste que hace que no sea competitivo frente al conector diseñado internamente.

Por esta razón se procedió al análisis del rediseño de los componentes del conector.

Como puede verse en la Gráfica 2, el tipo de material (RYTON R7) supone el 46% de los costes del conector. Por ello, la acción llevada a cabo ha sido modificar el tipo de material por uno más barato (AKULON) que tiene peores propiedades respecto a la absorción de humedad pero que no son importantes en baja tensión. Este cambio permite reducir el coste de fabricación del producto TER-MM 950V entorno a un 2%.

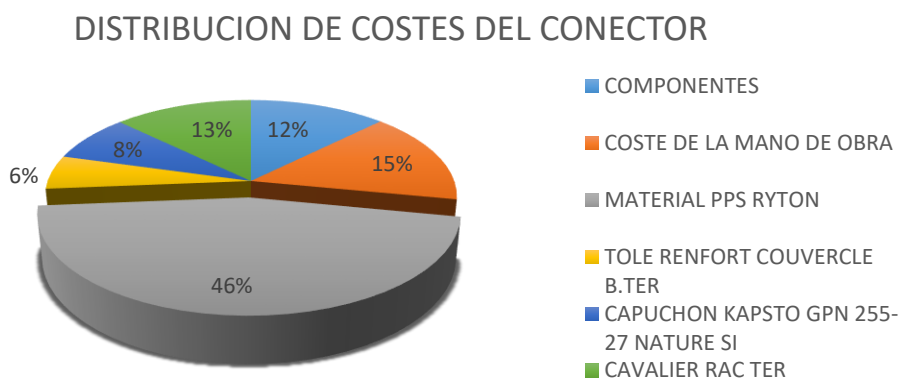


Gráfico 2 Distribución de los costes del conector

Por último, AUGIER trabaja con aceite mineral.

El principal inconveniente de este aceite es su alto coste, así como su impacto medioambiental en caso de derrame. Por esta razón se estudia la posibilidad de trabajar con aceite vegetal.

Las principales ventajas del aceite vegetal son : bajo coste ;dieléctrico bio-degradable y reciclable; Reducción del riesgo de daño ecológico, en caso de derrame; Grado de inflamabilidad y punto de combustión mayores que el del aceite mineral y mayor capacidad de absorción de humedad lo que permite una mayor durabilidad de los papeles aislantes del transformador disminuyendo el envejecimiento de los mismos.

Entre sus inconvenientes se encuentran : no poder emplearse en transformadores con respiración abierta a la atmosfera; Viscosidad muy superior a la de los aceites minerales; Múltiples estudios demuestran que al conservar los mismos diseños, las distribuciones de campo eléctrico son diferentes entre las partes activas que conforman los transformadores ; En relación a la cromatografía de gases, es importante resaltar que cada tipo de aceite vegetal tiene una composición de materia prima diferente, haciendo que los gases también lo sean.

Debido a las pruebas de calidad y seguridad que era necesario hacer sobre los transformadores, para esta primera etapa de rediseño se decidió proceder a hacer un análisis de mercado de los diferentes aceites minerales con el fin de obtener un precio más ajustado.

Finalmente tras una negociación con el proveedor del aceite S4 ZX-I Typical de Shell, (aceite con el que se trabaja en AUGIER) y debido a la disminución del volumen de aceite necesario, se ha conseguido una reducción de un 4% en los costes del transformador y de un 12% en el peso del mismo.

CONCLUSIONES

La reducción conseguida de los costes del transformador es de un 20%, a pesar de que se esperaba una reducción en torno al 25%.

Por otra parte se ha alcanzado una reducción del 13% sobre el coste de la solución global BTM siendo competitivos a 580m, e incrementando en un 3% el margen de beneficios respecto a lo estimado (El objetivo era reducir en un 17% el coste de esta solución para ser competitivo a 550m) (Tabla 4).

Tabla 4 Comparación entre los resultados esperados y los obtenidos

Coste de fabricación previsto	Coste total (incluyendo 35% de cargos)	Margen operacional : OM (%)	Precio de venta esperado	Margen para AUGIER
799.77 €	1,080 €	40%	1799.49 €	720 €
Nuevo Coste de fabricación	Coste total (incluyendo 35% de cargos)	Margen operacional : OM (%)	Nuevo precio de venta	Margen para AUGIER
826.43 €	1,116 €	40%	1,859.47 €	743.79 €
826.43 €	1,116 €	36%	1,743.25 €	627.57 €

En caso de querer ser competitiva a 550m con la reducción de costes alcanzada, sería necesario reducir el margen operativo (OM) al 36%, ya que todos los cálculos realizados son para un margen operativo del 40%. Esto supondría una reducción del 12% del margen de beneficios.

Dentro de los objetivos del proyecto también estaba reducir el tamaño y el peso del producto. Al cambiar la parte activa, se ha podido construir un transformador de menor tamaño; Se ha conseguido reducir en un 41% el tamaño respecto al 45% que se estimó.

Respecto al peso del transformador se ha logrado el objetivo marcado, reducción del 25%. Esto se ha logrado con la reducción del tamaño del transformador (4.22%), el cambio de la parte activa (12%) y la reducción del volumen de aceite empleado para la refrigeración (8.59%).

Quedan abiertas diferentes líneas de rediseño para futuras mejoras del producto TER-MM 950V como cambiar el aceite mineral por vegetal, modificar elementos del conector con el fin de estandarizarlos o buscar nuevos fabricantes de los tanques, permitiendo tener un precio mas ajustado en la inyección de plástico a través de la tecnología GPA.

REFERENCIAS

- [1] A. Energy, «AUGIER Energy SA,» [En línea]. Available: <https://augier.com/>. [Último acceso: 05 15 2019].
- [2] B. o. d. e. 2. N. L. 152/1, *Reglamento (UE) N° 548/2014 de la comision de 21 de mayo de 2014 por la que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes*.
- [3] ABB. [En línea]. Available: <https://new.abb.com/es/prensa/abb-reduce-el-impacto-ambiental-de-los-transformadores-de-alta-tension>. [Último acceso: 15 05 2019].
- [4] «Variaciones de voltaje,» [En línea]. Available: <https://www.variacionesdevoltaje.com/transformadores-voltaje/tipos-de-transformadores.html>. [Último acceso: 30 01 2019].
- [5] Geocities.we. [En línea]. Available: <http://www.geocities.ws/electricidadarboit/transfo.pdf>. [Último acceso: 04 04 2019].
- [6] A. G. Vergara, *Estudio de la acoplabilidad de transformadores de potencia*, 2009.
- [7] e. e. v. Transformadores y autotransformadores, «educarchile,» [En línea]. Available: http://ww2.educarchile.cl/UserFiles/P0029/File/Objetos_Didacticos/ELE_06/Recursos%20Conceptuales/Transformadores.pdf. [Último acceso: 04 04 2019].
- [8] J. J. Roberts, «Universidad nacional de mar de la plata,» Maquinas electricas, transformadores, [En línea]. Available: http://www3.fi.mdp.edu.ar/dtoelectrica/files/maquiasmec/ME_342_2018_02_Transformadores_2-1_v4.pdf. [Último acceso: 04 04 2019].
- [9] J. F. P. Munoz, *Calculo de fuerzas entre arrollamientos de un transformador en cortocircuito a traves de elementos finitos*, 2014.
- [10] «Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales,» de *ITC-BT-19*.
- [11] E. aplicada. [En línea]. Available: <https://www.electricaplicada.com/como-minimizar-los-problemas-de-caida-de-tension/>. [Último acceso: 05 04 2019].
- [12] U. P. d. Comillas, *Tema 2: Diseño y desarrollo de productos*, Madrid, 2018.
- [13] Brettis, «Brettis soluciones para la industria,» [En línea]. Available: <https://www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf>. [Último acceso: 16 05 2019].
- [14] A. Granero, *Ventajas e inconvenientes de los aceites vegetales como dielectricos y refrigerante de transformador*, 2015.

- [15] N. P. J. F. A. M. F. Labarca, *Estudio del aceite vegetal como sustituto del aceite mineral en Transformadores de distribución*.
- [16] E. Ries, *El metodo lean startup*, Crown Publishing Group, 2011.
- [17] «Instalaciones interiores o receptoras. Sistemas de instalación,» de *ITC-BT-20*.
- [18] «Tubos y canales protectoras,» de *ITC-BT-21*.
- [19] «Instalaciones electricas en edificio,» de *Norma UNE 20460-5-523:2004*.
- [20] Cmfp. [En línea]. Available: http://www.cmfp-lloadio.com/web/tpie/SEA1/clculo_de_secciones_de_los_cables_y_conductores_en_lneas_de_baja_tensin.html. [Último acceso: 10 04 2019].
- [21] «Instalaciones interiores en viviendas,» de *ITC-BT-25*.
- [22] «Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica,» de *ITC-BT-08*.
- [23] «Proteccion contra los contactos directos e indirectos,» de *ITC-BT-24*.
- [24] Norma UNE 211435.
- [25] Norma UNE 60364-5-52.
- [26] Norma UNE 2046-5-523.
- [27] U. P. d. Comillas, *Tema2: Diseño y desarrollo de productos*, Madrid, 2018.
- [28] J. R. Arriba, *Calculo de perdidas en la cuba de un transformador por metodo de los elementos finitos*, Madrid, 2011.
- [29] Monografias. [En linea]. Available: <https://www.monografias.com/trabajos13/fast/fast.shtml>. [Accessed 05 04 2019].

RE-DESIGN OF A SINGLE-PHASE LOW-VOLTAGE/LOW-VOLTAGE TRANSFORMER FOR VOLTAGE DROP COMPENSATION ON LONG LINES

Author: Zamora Hernández, Fernanda.

Director: Rouco Rodríguez, Luis.

Collaborating Entity: Augier Energy

ABSTRACT

INTRODUCTION

AUGIER Energy, the world leader in electricity distribution over distances of up to 50 km, offers in its catalogue the single-phase transformer TER-MM 950V which is used for voltage drop compensation in long low voltage lines.

A voltage drop is the potential difference between the ends of any conductor, semiconductor or insulator. It is determined by the relationship between the resistance per unit length offered by the conductor at the passage of the current, the expected load at the farthest end of the circuit and the type of voltage to be applied to the ends. Taking this relationship into account, to reduce the voltage drop the number or size of conductors can be increased, reducing the resistance per unit length or the current can be decreased. In order to reduce the current, the voltage circulating through the cable must be increased.

The standard solution for the distribution of electrical energy at low voltage (single-phase), known as BT, consists of using a low voltage cable between the starting point or source and the arrival point or receiver. When the voltage drop in a long low voltage line requires a high section cable, AUGIER proposes an installation with a 230V/950V step-up transformer, a line with reduced section cable and a 950V/230V step-down transformer. This solution is called BTM.

The problem is that the design of this transformer is not optimized in relation to its application, components and industrialization.

The aim of this project is to redesign the TER-MM 950V product in order to reduce its cost and make the BTM solution competitive against the BT solution at the shortest possible distance. As can be seen in the following table, the BTM solution is competitive from a distance of 600m.

Table 1. Cable cross-section and costs of LV and BTM solutions over a distance range of 500 to 2000m.

	5kVA	500 m	550 m	580m	600 m	700 m	1000 m	1500 m	2000 m
BT	Cable section	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x70+1x35	1x2x120+1x70	1x2x185+1x95	1x2x300+1x150
	Cost	5,404.00 €	5,945.00 €	6,269.00 €	8,401.00 €	9,801.00 €	24,476.00 €	55,368.00 €	119,194.00 €
BTM	Cable section	2x6	2x6	2x6	2x6	2x6	2x6	2x10	2x16
	Cost	7,045.78 €	7,131.78 €	7,183.78 €	7,217.78 €	7,389.78 €	7,905.64 €	10,083.78 €	14,068.78 €

According to this table it can be seen that for the BTM solution to be competitive against the BT solution at a distance of 500m a cost reduction of 25% is required. For 550m of 17% and for a distance of 580m of 13%. Since 550m is a competitive distance and has a more ambitious target than 580m and is more realistic than 500m, this will be the target distance.

In order to achieve the 17% reduction of the BTM solution, the costs of the transformer must be reduced by 25% as the costs of the cable remain practically unchanged and the cost of the cabin where the transformer is placed is fixed regardless of the distance (Table 2).

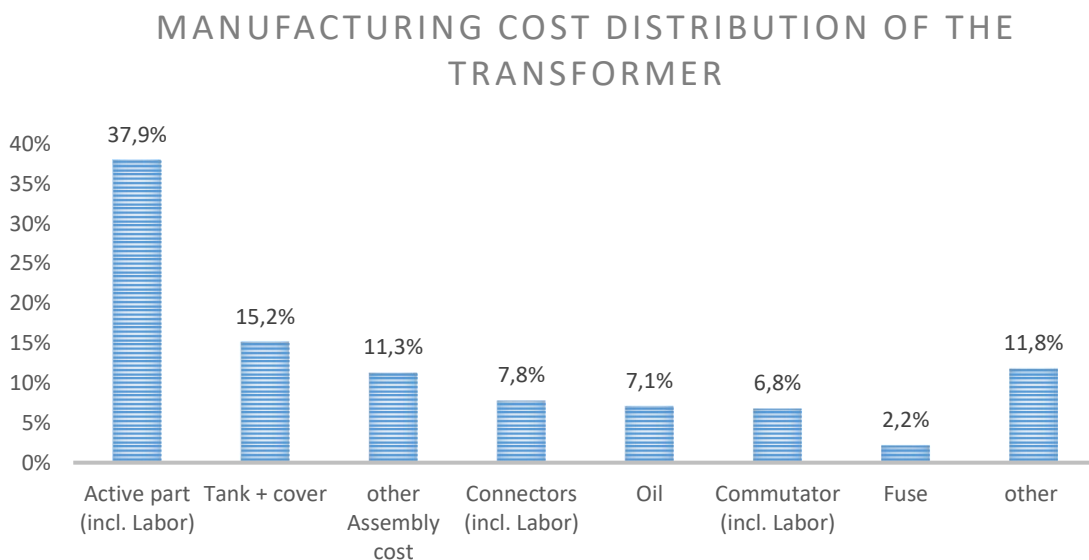
Table 2. Price breakdown of the BTM solution at 550m.

	External price	Manufacturing cost	Selling price	Total cost
Transformer price		1,034.84 €	2,328.39 €	4,656.78 €
Cab	764.00 €			1,528.00 €
Cable cost	947. 00 €			947. 00 €

METHODOLOGY

It is necessary to identify the influence of each of the components of the TER-MM 950 transformer on the cost in order to be able to select the components to be redesigned.

As can be seen in Graph 1, the active part, the tank, the connector and the oil are the elements that have the greatest impact on the manufacturing costs of the transformer, so they are the components on which one acts.



Graph 1 Distribution of the manufacturing costs of the TER-MM 950V transformer

To proceed with the redesign it must ask questions such as: What is this? What does it do? What should it do? How much does it cost? What other material or method can be used to do the same without sacrificing performance without compromising safety, reliability and maintenance?

Then, in the first phase or creative phase, as many ideas as possible will be developed to perform each function selected by the study. The advantages, disadvantages, risks and uncertainty of each idea will be listed and then proceed to the development phase, where the objective is to

select and prepare the best alternative for which technical, cost and program information must be collected.

RESULTS

The active part is the main component of the transformer. Depending on the type of active part used, the type of cooling used (amount of oil) as well as the size of the transformer will depend.

So far AUGIER Energy has been working with an active part 5kVA of internal design, which means a high cost given that this design is oversized.

As a first option, the 5kVA active part of the company Metal Transfo has been analysed. With this action it is possible to reduce labour costs and the price of the active part, but not the size of the transformer.

The second option is to work with an active part of AUGIER 3kVA, which reduces the size of the tank and reduces the weight of the transformer by 12%. Working at maximum power in order to obtain 5kVA with the active part of 3kVA can make the useful life of the product less than expected. It will be necessary to analyse and test the viability of this modification.

The cost reduction on the transformer working with an active part of 3kVA is 9%. This change allows the size of the transformer to be reduced by 41% (Table 3), which in turn favours a further reduction in costs given that less material is used in the manufacture of the tanks.

Table 3 Tank dimensions of the new and old model

	Old tank	New tank
Dimensions (mm)	Ø500 H=439	400 x 415 x 300
Volume (dm3)	86.15	49.80
Volume of material (dm3)	19.83	14.17
Weight (kg)	120	113
Price (€)	157	115

Up to now the tanks have been made in plastic injection molds with epoxy resin. When modifying the dimensions of the tanks it is necessary to buy new molds. Since the investment that is necessary to make on the molds is very high, the possibility of manufacturing the tanks through 3D printing on polyamide nylon (PA12) was analysed. After the analysis, it was found that 3D printing has a higher unit cost than GPA technology (including molds) and also the large size of the tanks prevents them from being bathed in red RAL3013 with which are identified AUGIER Energy transformers.

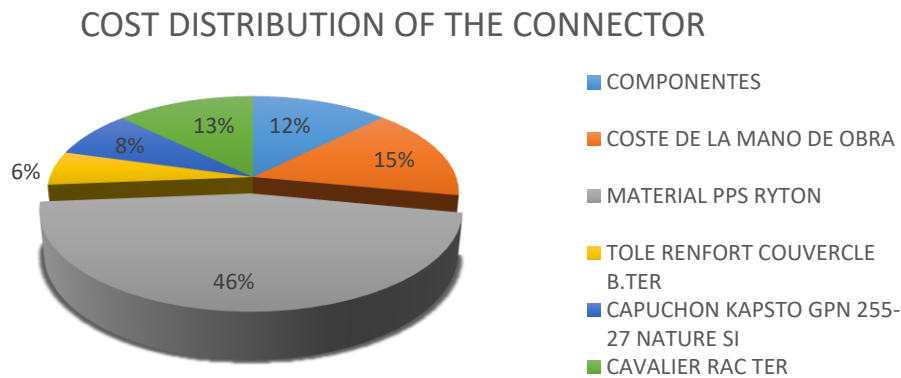
Therefore the tank size reduction allows a saving of 6% of the transformer cost.

The connector has one input and two outputs and is designed with high voltage components.

In the first instance it was decided to analyze the existing connectors in the market to subcontract the complete product. The main problem is that no connector supporting up to 1000V and 125A had one input / two outputs and make such modifications on the existing product has a high uncertainty in addition to an additional cost that makes it uncompetitive compared to the connector designed internally.

For this reason, the redesign of the connector components was analyzed.

As can be seen in Graph 2, the type of material (RYTON R7) accounts for 46% of the connector costs. Therefore, the action carried out has been to modify the type of material for a cheaper one (AKULON) that has worse properties with respect to moisture absorption but are not important in low voltage. This change allows to reduce the manufacturing cost of the product TER-MM 950V around a 2%.



Graph 2 Distribution of Connector Costs

Finally, AUGIER works with mineral oil.

The main disadvantage of this oil is its high cost, as well as its environmental impact in case of spillage. For this reason, the possibility of working with vegetable oil is being studied.

The main advantages of vegetable oil are: low cost; bio-degradable and recyclable dielectric; Reduction of the risk of ecological damage, in case of spillage; Degree of flammability and point of combustion greater than that of mineral oil and greater capacity of absorption of humidity what allows a greater durability of the insulating papers of the transformer diminishing the aging of the same ones.

Among its disadvantages are: not being able to be used in transformers with open breathing to the atmosphere; Viscosity much superior to that of mineral oils; Multiple studies show that when conserving the same designs, the distributions of electric field are different between the active parts that conform the transformers; In relation to the chromatography of gases, it is important to emphasize that each type of vegetable oil has a composition of different raw material, doing that the gases also are it.

Due to the tests of quality and security that it was necessary to do on the transformers, for this first stage of redesign it was decided to proceed to make an analysis of the market of the different mineral oils in order to obtain a more adjusted price.

Finally, after a negotiation with the supplier of Shell's S4 ZX-I Typical oil (the oil with which AUGIER works) and due to the decrease in the volume of oil required, a 4% reduction in transformer costs and a 12% reduction in the weight of the transformer has been achieved.

CONCLUSIONS

The reduction achieved in transformer costs is 20%, although a reduction of around 25% was expected.

On the other hand, a 13% reduction in the cost of the global BTM solution has been achieved, being competitive at 580m, and increasing the profit margin by 3% with respect to what was estimated (the objective was to reduce the cost of this solution by 17% in order to be competitive at 550m) (Table 4).

Table 4 Comparison between the expected results and those obtained

Expected manufacturing cost	Total cost (including 35% of charges)	Op. Margin OM (%)	Expected sales price	Margin for AUGIER
799.77 €	1,080 €	40%	1799.49 €	720 €
New Manufacturing cost	Total cost (including 35% of charges)	Op. Margin OM (%)	New selling price	Margin for AUGIER
826.43 €	1,116 €	40%	1,859.47 €	743.79 €
826.43 €	1,116 €	36%	1,743.25 €	627.57 €

To be competitive at 550m with the cost reduction achieved, it would be necessary to reduce the operating margin (OM) to 36%, since all calculations made are for an operating margin of 40%. This would result in a 12% reduction in the profit margin.

Reducing the size and weight of the product was also part of the project objectives. By changing the active part, it has been possible to build a smaller transformer; the size has been reduced by 41% compared to the estimated 45%.

With regard to the weight of the transformer, the target of a 25% reduction has been achieved. This has been achieved by reducing the size of the transformer (4.22%), changing the active part (12%) and reducing the volume of oil used for refrigeration (8.59%).

Different lines of redesign remain open for future improvements of the TER-MM 950V product, such as changing the mineral oil for vegetable oil, modifying elements of the connector in order to standardize them or looking for new manufacturers of the tanks, allowing for a more adjusted price in plastic injection through GPA technology..

REFERENCES

- [1] A. Energy, «AUGIER Energy SA,» [En línea]. Available: <https://augier.com/>. [Último acceso: 05 15 2019].
- [2] B. o. d. e. 2. N. L. 152/1, *Reglamento (UE) N° 548/2014 de la comision de 21 de mayo de 2014 por la que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes*.
- [3] ABB. [En línea]. Available: <https://new.abb.com/es/prensa/abb-reduce-el-impacto-ambiental-de-los-transformadores-de-alta-tension>. [Último acceso: 15 05 2019].
- [4] «Variaciones de voltaje,» [En línea]. Available: <https://www.variacionesdevoltaje.com/transformadores-voltaje/tipos-de-transformadores.html>. [Último acceso: 30 01 2019].
- [5] Geocities.we. [En línea]. Available: <http://www.geocities.ws/electricidadarboit/transfo.pdf>. [Último acceso: 04 04 2019].
- [6] A. G. Vergara, *Estudio de la acoplabilidad de transformadores de potencia*, 2009.
- [7] e. e. v. Transformadores y autotransformadores, «educarchile,» [En línea]. Available: http://ww2.educarchile.cl/UserFiles/P0029/File/Objetos_Didacticos/ELE_06/Recursos%20Conceptuales/Transformadores.pdf. [Último acceso: 04 04 2019].
- [8] J. J. Roberts, «Universidad nacional de mar de la plata,» Maquinas electricas, transformadores, [En línea]. Available: http://www3.fi.mdp.edu.ar/dtoelectrica/files/maquinasmec/ME_342_2018_02_Transformadores_2-1_v4.pdf. [Último acceso: 04 04 2019].
- [9] J. F. P. Munoz, *Calculo de fuerzas entre arrollamientos de un transformador en cortocircuito a traves de elementos finitos*, 2014.
- [10] «Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales,» de ITC-BT-19.
- [11] E. aplicada. [En línea]. Available: <https://www.electricaplicada.com/como-minimizar-los-problemas-de-caida-de-tension/>. [Último acceso: 05 04 2019].
- [12] U. P. d. Comillas, *Tema 2: Diseño y desarrollo de productos*, Madrid, 2018.
- [13] Brettis, «Brettis soluciones para la industria,» [En línea]. Available: <https://www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf>. [Último acceso: 16 05 2019].
- [14] A. Granero, *Ventajas e inconvenientes de los aceites vegetales como dielectricos y refrigerante de transformador*, 2015.

- [15] N. P. J. F. A. M. F. Labarca, *Estudio del aceite vegetal como sustituto del aceite mineral en Transformadores de distribución*.
- [16] E. Ries, *El metodo lean startup*, Crown Publishing Group, 2011.
- [17] «Instalaciones interiores o receptoras. Sistemas de instalación,» de *ITC-BT-20*.
- [18] «Tubos y canales protectoras,» de *ITC-BT-21*.
- [19] «Instalaciones electricas en edificio,» de *Norma UNE 20460-5-523:2004*.
- [20] Cmfp. [En línea]. Available: http://www.cmfp-lloadio.com/web/tpie/SEA1/clculo_de_secciones_de_los_cables_y_conductores_en_lneas_de_baja_tensin.html. [Último acceso: 10 04 2019].
- [21] «Instalaciones interiores en viviendas,» de *ITC-BT-25*.
- [22] «Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica,» de *ITC-BT-08*.
- [23] «Proteccion contra los contactos directos e indirectos,» de *ITC-BT-24*.
- [24] Norma UNE 211435.
- [25] Norma UNE 60364-5-52.
- [26] Norma UNE 2046-5-523.
- [27] U. P. d. Comillas, *Tema2: Diseño y desarrollo de productos*, Madrid, 2018.
- [28] J. R. Arriba, *Calculo de perdidas en la cuba de un transformador por metodo de los elementos finitos*, Madrid, 2011.
- [29] Monografias. [En linea]. Available: <https://www.monografias.com/trabajos13/fast/fast.shtml>. [Accessed 05 04 2019].

UNIVERSIDAD PONTIFICIA DE COMILLAS

Máster Universitario en ingeniería Industrial

Escuela Politécnica Superior de ingeniería

Departamento eléctrico



TRABAJO FIN DE MÁSTER

**Rediseño de un transformador de baja tensión/baja tensión monofásico para
compensación de caída de tensión en líneas largas**

CURSO 2018/19

Director: Luis Rouco Rodríguez

Autor/a: Fernanda Zamora Hernández-Gil

Resumen

La empresa AUGIER ENERGY (Carros, Francia) ofrece en su catálogo un transformador de potencia monofásico 5 kVA, 950V/230V (TER-MM 950V) que se aplica para la compensación de caída de tensión en líneas de baja tensión largas. Cuando la caída de tensión en una línea de baja tensión larga requiere un cable de elevada sección, se propone una instalación con un transformador elevador 230V/950V, una línea con cable de sección reducida y un transformador reductor 950V/230V.

Se denomina transformador a una máquina eléctrica, cuyo funcionamiento se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética, que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo constante la frecuencia.

El diseño de este transformador no está optimizado en relación a su aplicación, concepción, componentes e industrialización.

El objetivo de este trabajo fin de máster es el rediseño del transformador monofásico 5 kVA, 950V/230V (TER-MM 950V) de AUGIER ENERGY en relación a su aplicación, componentes e industrialización para reducir el coste de la solución completa y hacerla más competitiva.

Palabras clave

Rediseño, transformador, TER-MM 950V, caída de tensión, parte activa, conector, tanque, aceite mineral, aceite dieléctrico, aceite vegetal, costes, solución BT, solución BTM, monofásico, sección, cable.

Abstract

The company AUGIER ENERGY (Carros, France) offers in its catalogue a single-phase power transformer 5 kVA, 950V/230V (TER-MM 950V) which is used for voltage drop compensation in long low voltage lines. When the voltage drop on a long low-voltage line requires a high-section cable, an installation is proposed with a 230V/950V step-up transformer, a line with a reduced-section cable and a 950V/230V step-down transformer.

A transformer is an electrical machine whose operation is based on the phenomenon of electromagnetic induction, which makes it possible to increase or decrease the voltage in an alternating current electrical circuit, keeping the frequency constant.

The design of this transformer is not optimised in relation to its application, conception, components and industrialisation.

The aim of this work is to redesign AUGIER ENERGY's single-phase 5 kVA, 950V/230V (TER-MM 950V) transformer in relation to its application, components and industrialization in order to reduce the cost of the complete solution and make it more competitive.

Key words

Redesign, transformer, TER-MM 950V, voltage drop, active part, connector, tank, mineral oil, dielectric oil, vegetable oil, costs, BT solution, BTM solution, single-phase, cross-section, cable.

ÍNDICE

Capítulo 1.	Introducción	1
1.1.	Motivación del proyecto	1
1.2.	AUGIER Energy.....	2
1.3.	Objetivos del proyecto	4
1.4.	Marco medioambiental	4
1.5.	Metodología	5
1.6.	Estructura de la memoria	7
Capítulo 2.	Aspectos generales de un transformador	9
2.1.	Principio de funcionamiento de un transformador.....	9
2.2.	Elementos de un transformador	11
2.2.1.	Núcleo.....	11
2.2.2.	Devanado.....	12
2.2.3.	Bornas o conectores.....	12
2.2.4.	Cuba.....	13
2.2.5.	Sistema de refrigeración.....	13
Capítulo 3.	Revisión de la aplicación y del producto TER-MM 950V.	15
3.1.	Revisión de la aplicación.....	16
3.2.	Revisión del producto.....	18
3.3.	Objetivos sobre el producto y la aplicación	19
Capítulo 4.	Rediseño del producto en relación con sus componentes e industrialización.	21
4.1.	Análisis de rediseño de la parte activa	22
4.1.1.	Características de la parte activa.....	22
4.1.2.	Acciones sobre la parte activa.....	24
4.2.	Análisis de rediseño del conector.....	27
4.2.1.	Características de los conectores	27
4.2.2.	Acciones sobre el conector.....	28
4.3.	Análisis de rediseño de las dimensiones del tanque	31
4.3.1.	Características del tanque	31
4.3.2.	Acción/es sobre el tanque	31
4.4.	Modificación del aceite dieléctrico	35
4.4.1.	Características del aceite dieléctrico utilizado por AUGIER Energy	36
4.4.2.	Acción/es sobre el aceite dieléctrico.....	37

Capítulo 5. Análisis económico del rediseño del transformador TER-MM 950 V.....	43
5.1. Análisis del impacto económico del rediseño	43
5.2. Estudio económico y resultados.....	46
Capítulo 6. Conclusiones y futuras acciones.....	53
Bibliografía	57
ANEXOS A LA MEMORIA.....	59
DOCUMENTACION PLANIMÉTRICA	89

INDICE DE FIGURAS

Figura 1 Filiales Aretè & Cocchi Technology [1]	2
Figura 2 Visión general sobre la historia de AUGIER Energy [1].....	3
Figura 3 Devanados y arrollamientos del núcleo del transformador [5]	9
Figura 4 Flujo común y flujo disperso en el núcleo de un transformador [5]	9
Figura 5 Núcleo acorazado frente a núcleo en columnas [7]	11
Figura 6 Área interior de las columnas [7]	12
Figura 7 Interior de las columnas con canales de ventilación [7].....	12
Figura 8 Arrollamientos concentricos [8]	12
Figura 9 Arrollamientos alternados [8].....	12
Figura 10 Esquema de distribución en baja tension (BT)	16
Figura 11 Esquema de distribución a 950V (BTM)	16
Figura 12 Parte activa de AGUIER Energy.....	22
Figura 13 Dimensiones parte activa AGUIER Energy 5kVA	23
Figura 14 Dimensiones parte activa AUGIER Energy 3KVA	26
Figura 15 Conector AUGIER Energy.....	27
Figura 16 Tanque del transformador TER-MM 950V	31
Figura 17 Cantidad de agua en el papel aislante [14]	39
Figura 18 Capacidad del aceite vegetal en absorber el agua frente al mineral [14]	39

INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Planificación P19003: solución 950V	6
Tabla 2 Sección del cable y costes de las soluciones BT y BTM.....	17
Tabla 3 Precio de venta y coste de fabricación del producto TER-MM 950V	17
Tabla 4 Porcentaje que se debe reducir la solución global y el coste del transformador para que la solución BTM sea competitiva frente a la solución BT a 550 m.	17
Tabla 5 Porcentaje que se debe reducir la solución global y el coste del transformador para que la solución BTM sea competitiva frente a la solución BT a 580 m.	18
Tabla 6 Desglose del coste del transformador	18
Tabla 7 Diferencias entre VA y VE [12]	21
Tabla 8 Características de la parte activa de AUGIER 5kVA	23
Tabla 9 Características de la parte activa de Metal Transfo 5kVA	25
Tabla 10 Características de la parte activa de AUGIER Energy 3kVA	26
Tabla 11 Coste/ unidad conectores subcontratados.....	29
Tabla 12 Coste/ unidad conector AUGIER.....	29
Tabla 13 Comparación entre materiales para los conectores.....	30
Tabla 14 Comparación de costes de RYTON R7 y AKULON PA66 + GF25%.....	30
Tabla 15 Características del tanque TER-MM 950 V	31
Tabla 16 Dimensiones del tanque del modelo nuevo y el antiguo	32
Tabla 17 Comparación de características entre poliamida PA12 y resina epoxi CY 225.....	33
Tabla 18 Presupuesto fabricantes para la impresión 3D del tanque del transformador.....	34
Tabla 19 Presupuesto fabricantes para el molde del tanque del transformador	34
Tabla 20 Presupuesto para 25 unidades de EPMI para la fabricación en 3D de los tanques y 100 unidades de Laco Stampi para la inyección GPA.....	34
Tabla 21 Características aceite Shell S4-ZX-I Typical	36
Tabla 22 Precios de los aceites minerales de Shell.....	38
Tabla 23 Comparación precios Shell S4-ZX-I.....	38
Tabla 24 Comparación aceite vegetal frente al mineral	38
Tabla 25 Comparación entre diferentes aceites vegetales y minerales de diferentes proveedores....	40
Tabla 26 Comparación de los costes del transformador con el cambio de la parte activa.....	43
Tabla 27 Comparación costes del conector antes y después del rediseño	43
Tabla 28 Comparación de los costes del transformador con el cambio del conector	43
Tabla 29 Comparación de volumen de materia prima, peso y precio del tanque antes y después del rediseño.....	44
Tabla 30 Comparación de los costes del transformador con el cambio del tamaño del tanque.....	44
Tabla 31 Comparación de volumen de aceite y precio del mismo antes y después del rediseño.	44
Tabla 32 Comparación de los costes del transformador con el cambio de aceite.....	45
Tabla 33 Comparación costes del transformador antes y después del rediseño.....	45
Tabla 34 Coste de fabricación, precio de ventas y margen obtenidos con el rediseño del transformador	47
Tabla 35 Coste de fabricación, precio de ventas y margen esperados con el rediseño del transformador	47
Tabla 36 Comparación solución BT y BTM tras el rediseño del transformador	47
Tabla 37 Coste en sueldos del proyecto	49
Tabla 38 Datos economicos.....	49

Tabla 39 Cuenta de pérdidas y ganancias para los tres casos (50,100 y 150 unidades) para las situaciones 1 y 2	50
Tabla 40 VAN y Payback para los diferentes casos analizados.....	51

INDICE DE GRAFICOS

Gráfico 1 Comparación BT-BTM 950V	17
Gráfico 2 Distribución de los costes de fabricación del transformador TER-MM 950V.....	19
Gráfico 3 Distribución de los costes del conector	29
Gráfico 4 Distribución de los costes de fabricación antes y después del rediseño.....	46
Gráfico 5 Distribución de costes de los diferentes elementos del conector tras el rediseño.....	54

Capítulo 1. Introducción

1.1. Motivación del proyecto

La energía eléctrica presenta una demanda global con un incremento continuo, ya que representa la forma de energía más útil en la actualidad, estando presente en todos los sectores de la sociedad gracias a su gran variedad de aplicaciones.

Generalmente la generación de la energía eléctrica está alejada de los puntos de consumo y debido a la gran dificultad que supone su almacenamiento, se emplean equipos eléctricos entre los puntos de generación y consumo para mejorar la eficiencia del transporte y distribución. Para ello pueden emplearse transformadores, dispositivo que convierte la energía eléctrica alterna de un cierto nivel de tensión, en energía alterna de otro nivel de tensión, basándose en el fenómeno de la inducción electromagnética.

La empresa AUGIER ENERGY (Carros, Francia) ofrece en su catálogo un transformador monofásico 5 kVA, 950V/230V (TER-MM 950V) que se aplica para la compensación de caída de tensión en líneas de baja tensión largas. Cuando la caída de tensión en una línea de baja tensión larga requiere un cable de elevada sección, se propone una instalación con un transformador elevador 230V/950V, una línea con cable de sección reducida y un transformador reductor 950V/230V.

El diseño de este transformador no está optimizado en relación a su aplicación, concepción, componentes e industrialización.

Actualmente la optimización de costes es primordial para poder ser competitivo, pero hasta hace algunas décadas, optimizar costes no era una prioridad en el diseño de los transformadores. El diseño se enfocaba principalmente en cumplir con las condiciones de servicio, lo que conllevaba a diseños sobredimensionados de muchos de sus componentes para evitar problemas.

A la hora de diseñar y rediseñar un transformador hay que tener en cuenta los diferentes problemas que pueden surgir en los diversos campos de la ingeniería (electromagnéticos, electrostáticos, mecánicos, termodinámicos, etc). De manera general, el diseño de un transformador se afronta basándose en la experiencia y en diseños anteriores, a través de hipótesis, coeficientes, tablas y gráficas experimentales. El principal problema de esta solución es que da lugar a transformadores sobredimensionados y caros. Una segunda solución es emplear métodos numéricos para resolver cada uno de los problemas planteados. Entre los métodos numéricos más utilizados cabe destacar el de los elementos finitos.

Dado que un transformador está sometido a solicitaciones dieléctricas, térmicas y mecánicas, afrontar el rediseño del mismo no es sencillo, ya que algunas de las soluciones adoptadas para resolver un problema o reducir sus costes pueden influir negativamente en otro elemento o aumentar sus costes.

1.2. AUGIER Energy

AUGIER Energy, ubicado en l'Eco-vallée, motor económico de Niza Côte d'Azur, es el líder mundial en transporte y gestión de energía en media tensión, sobre distancias de hasta 50 kilómetros.

AUGIER Energy forma parte de un grupo de filiales: OCEM (Bologna, Italia), MultiElectric (Chicago, EE. UU.) e Industry Technology (Suzhou, China), líderes en el transporte de energía. Estas filiales están bajo el mando de Aretè & Cocchi Technology, un grupo industrial dedicado a la innovación, la tecnología y el crecimiento. Fundada en 2010 por Gino Cocchi, A&CT consta de ocho compañías que emplean a más de 400 personas en todo el mundo (Figura 1).

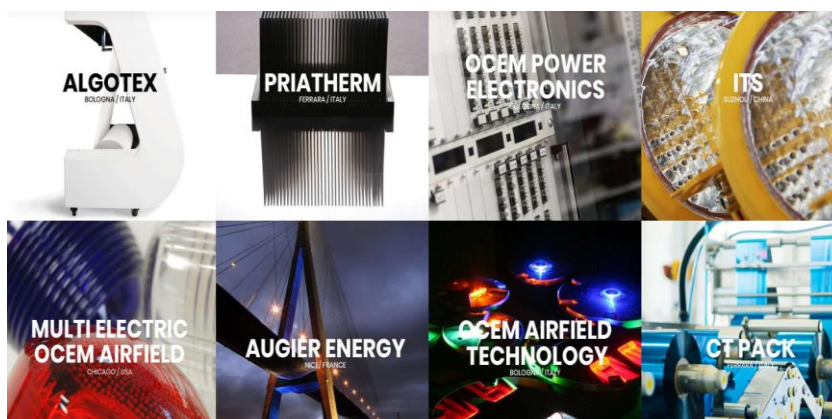


Figura 1 Filiales Aretè & Cocchi Technology [1]

A&CT brinda competencia administrativa y recursos financieros a empresas industriales de alta tecnología que atraviesan períodos de transición, desarrollo o relanzamiento, como es el caso de AUGIER Energy.

AUGIER Energy ha sido hasta el año 2015, año en el que paso a formar parte del grupo Technology Energy, una empresa de índole familiar. Fue creada en 1954 por George AUGIER, un joven ingeniero de Merlin-Gerin, Grenoble, especialista en resinas eléctricas.

En 1962, el Sr. Augier entró en la fabricación de transformadores y en 1966 descubrió la oportunidad de combinar las dos tecnologías en las que se especializa: la resina epoxi y el transformador. Esto da lugar al concepto "HTI" (alta tensión intermedia) y a toda una gama de transformadores recubiertos de epoxi. El concepto de HTI para la distribución de energía ha sido adoptado desde entonces en muchos países de los 5 continentes.

Posteriormente, en 1974, después de 10 años de trabajo, se inauguró el aeropuerto Roissy Charles de Gaulle, para el cual AUGIER creó la serie TSR (Transformer series Roissy). Se trata de un transformador encapsulado en epoxi, con una revolucionaria conexión enchufable hermética totalmente sumergible. Este transformador equipó muchos aeropuertos franceses y extranjeros hasta la década de 2000, cuando termina el uso de este tipo de transformadores debido a la estandarización que se lanza con el concepto de revestimiento de caucho americano y el estándar de diferentes conectores (FAA).

En 1978, AUGIER creó los transformadores de potencia en seco (las bobinas estaban recubiertas de resina), aprovechando la polémica sobre los piralenos, el aislante utilizado para los transformadores resistentes al fuego. Esto da lugar a la creación del transformador verde, o TTAIE

(transformador trifásico impregnado en resina epoxi con refrigeración por aire), para la red de 20 kV. Una de las primeras aplicaciones fue la alimentación de la Torre Eiffel en 1978.

En 1985, AUGIER innova con una protección electrónica para sus derivaciones, equipos complementarios a los transformadores de inyección, el primero en el concepto del campo de chispa giratoria, un concepto electrónico de energía totalmente estática: el IEP (protección electrónica integral). Equipará sus armarios de bypass hasta su cese de fabricación en 2002.

En 2001 AUGIER se asoció con la empresa italiana OCEM y desplegó su STB (Loop Remote Control System) a gran escala en Italia, equipando todos los principales aeropuertos italianos, como el de Roma. Este sistema, diseñado en 1995, fue el primer sistema de telecontrol Powerline en redes seriales, y fue elegido en 1996 por ADP para equipar sus primeras barras de parada y su supervisión.

En 2007 gracias a su larga experiencia en la variación de tensión para ahorrar energía, AUGIER crea el COMPACT, el primer regulador de atenuación compacto y autónomo totalmente estático, y extremadamente robusto gracias a una tecnología de trituración alternativa que funciona en la inyección. Rápidamente es aceptada en el mercado por su sencillez.

En 2015, tras el éxito de AUGIER-BOX I, un pequeño mando a distancia para la automatización de la iluminación, AUGIER crea el AUGIER-BOX II, un verdadero elemento de conectividad para todas las instalaciones eléctricas.

En 2016 crea el DIAM4200, su último regulador de corriente constante para aeropuertos, que utiliza la tecnología de chopper de alta frecuencia desarrollada por el COMPACT para conseguir un dispositivo de onda perfectamente sinusoidal, y no genera armónicos en la red. Se espera que el DIAM4200 sea la tecnología aeronáutica que equipare la futura tercera pista del aeropuerto de Hong Kong, donde se encuentra actualmente en las pruebas de calificación [1].

En la Figura 2 se muestra una descripción general de la historia de AUGIER Energy.

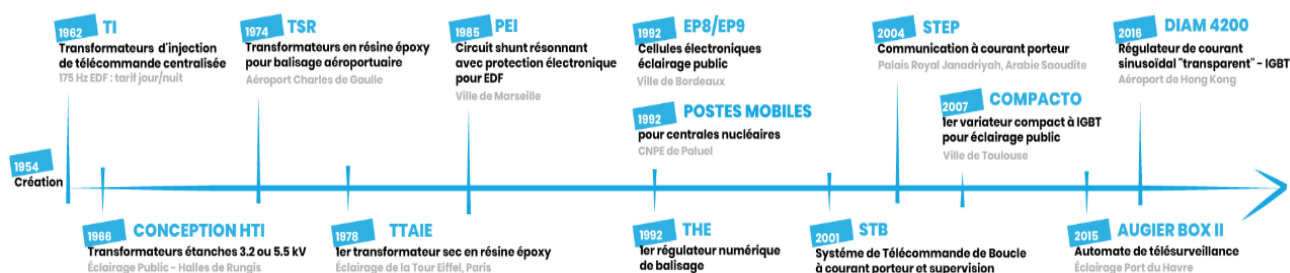


Figura 2 Visión general sobre la historia de AUGIER Energy [1]

1.3. Objetivos del proyecto

El objetivo de este trabajo fin de máster es el rediseño del transformador monofásico 5 kVA, 950V/230V (TER-MM 950V) de AUGIER ENERGY en relación a su aplicación, componentes e industrialización para reducir el coste de la solución completa y hacerla más competitiva.

En relación con la aplicación, se pretende reducir la longitud de la línea de baja tensión para la cual la solución es competitiva.

En relación con la concepción, se considerará emplear componentes y materiales específicos para baja tensión, que suponen un menor coste y mayor especificación del producto.

En relación con sus componentes, se identificarán los componentes que suponen mayor coste, con el fin de optimizarlos.

En relación con su industrialización, se considerará la utilización de materiales sostenibles, que vayan acorde con los requerimientos sociales y medioambientales.

1.4. Marco medioambiental

En la distribución de la energía eléctrica se emplean diferentes componentes como son interruptores, capacitores o transformadores. El paso de la electricidad a través de estos componentes y de los cables, da lugar a pérdidas de energía. Estas pérdidas suponen un total de un 9%.

El incremento de la demanda de energía y de las materias primas, junto a la preocupación por el calentamiento global, está requiriendo a las empresas producir y diseñar equipos sostenibles y respetuosos con el medio ambiente, con una mayor eficiencia individual y con un menor uso de material.

En el reglamento (UE) Nº 548/2014 de la Comisión de 21 de mayo de 2014 por el que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE de ecodiseño para transformadores de potencia, se detallan los requisitos de diseño ecológico que deben cumplir los transformadores [2]. Estos son equipos de alto consumo, que durante años han sido contruidos con materiales altamente contaminantes. Es por ello, que es primordial lograr que sean equipos menos contaminantes, más eficientes y con el menor uso de materia prima, como cobre, hierro, resina o aluminio para su fabricación.

Los transformadores son equipos contaminantes principalmente debido al dióxido de carbono y otros productos químicos emitidos por la quema de combustibles fósiles necesarios para mantener a los transformadores en funcionamiento. Ciertos componentes de los fluidos refrigerantes como pueden ser hidrocarburos de petróleo, halógenos o silicona, pueden ser nocivos si se liberan al medio ambiente. Es por ello, que se está tratando de reducir el uso de aceite en transformadores, así como trabajar con aceites vegetales en lugar de minerales. Los aceites vegetales, como el aceite *Enviortemp FR3*, se caracterizan por biodegradarse rápidamente, no ser tóxicos y tener una baja probabilidad de contaminar sistemas de aguas subterráneas. Además, ofrecen mucha mayor resistencia al fuego.

Empresas como ABB, trabajan por sustituir el aceite mineral por vegetal en sus transformadores. ABB fue pionera en el uso de ésteres obtenidos a partir de aceites vegetales como aislantes. Es por ello que dispone de extensos conocimientos y de datos de investigación de los resultados de este aislante para diferentes tipos de transformadores y niveles de tensión.

ABB ha probado con éxito en su fábrica de Córdoba una forma económica de sustituir el aceite aislante derivado del petróleo de los transformadores por aceite vegetal, en el mayor

autotransformador sellado del mundo, de 200 mega voltamperios (MVA) y 420 kilovoltios (kV). Esta importante innovación tecnológica supone un avance sustancial en el desarrollo de transformadores de alta tensión respetuosos con el medio ambiente. [3]

1.5. Metodología

Para alcanzar los objetivos enumerados se deberán realizar las siguientes tareas:

- Análisis económico de la solución BTM, fijando el coste objetivo de la solución para que sea competitiva en el mercado.
- Análisis económico de la solución BT
- Análisis económico de los costes del transformador TER-MM 950V 5kVA, delimitando el porcentaje que se debe reducir el coste del mismo e identificar los elementos que suponen el mayor coste.
- Identificar componentes que se van a rediseñar en función de su coste.
- Acciones de rediseño de los componentes y construcción de un prototipo.
- Conclusiones y posibles futuras mejoras por implementar.

En la Tabla 1 se muestra el plan de trabajo llevado a cabo:

Tabla 1 Planificación P19003: solución 950V

PLANNING P19003: 950V solution (reduced cost)																																		
					AFS					FR					DR					AFPP PR														
Month					January					February					March					April					May					June				
Week					1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26				
1. Calculate existing BT cost 1.1. Define distance and section of the cable 1.2. Total cost BT																																		
2. Calculate existing BTM(950V) cost 2.1. Define distance, Fuse and section of the cable 2.2. Define indoor, outdoor transformer and cab 2.3. Total cost 2 transf solution																																		
3. Economic analysis 3.1. Reduction cost of the solution 3.2. Reduction cost of the transformer TER-MM 950V																																		
4. Calculate autotransforler total cost 4.1. Evaluate viability of an autotransformer 4.2. Define characteristics																																		
5. Technical decisions 5.1. Set the specification for the active part (Augier design or adjusted power) 5.2. Quotation AP MT for AUGIER design and MT design 5.3. Define AP dimension 5.4. Make prototipe 3D printing 5.5. Theoretical calculation 5.6. Analysis of the prototype 5.7. Validation test of the active part Augier and supplier 5.8. Tank+cover (Size, shape, material?) 5.9. Connectors(focus in something standar), redesign (smaller) with 3D printing 5.10. Reduce assembly cost																																		
6. Transformer cost 6.1. Identify cost of each component of the transformer																																		

1.6. Estructura de la memoria

Para alcanzar los objetivos mencionados anteriormente, se ha distribuido el proyecto en 6 capítulos y la bibliografía:

- Capítulo 1. Incluye la motivación del proyecto, presentación de AUGIER Energy, identificación de los objetivos, metodología del proyecto, el marco medioambiental y la estructura del TFM.
- Capítulo 2. Explica los aspectos generales de un transformador, principio de funcionamiento y elementos.
- Capítulo 3. Revisión de la aplicación y del producto TER-MM 950V.
- Capítulo 4. Se explica el proceso de rediseño del producto en relación a sus componentes. En este capítulo se realiza un análisis técnico de las diferentes modificaciones que se ejecutaran sobre la parte activa, los conectores, el tanque y el aceite dieléctrico.
- Capítulo 5. Se analizan los resultados obtenidos con las acciones ejecutadas sobre cada uno de los componentes desde el punto de vista económico.
- Capítulo 6. Conclusiones y detalle de las futuras acciones que podrían realizarse sobre el transformador TER-MM 950V, con la finalidad de continuar optimizando los costes de producción y fabricación.

Adicionalmente, se han incluido Anexos a la memoria.

- Anexo A. Contiene el desglose de costes del transformador, fundamentales para comprender las acciones llevadas sobre cada una de sus partes.
- Anexo B. Análisis económicos de las soluciones BTM (950V) y BT.
- Anexo C. Incluye los criterios y cálculos de las secciones de los cables realizados para poder hacer el análisis económico del ANEXO B.

Así como un apartado de documentación planimétrica.

Capítulo 2. Aspectos generales de un transformador

Los transformadores son máquinas eléctricas que tienen la función de modificar parámetros de distribución de energía, utilizando para ello principios de inducción electromagnética. Las aplicaciones de estas máquinas en circuitos eléctricos son diversas. Los más comunes son los transformadores de tensión, de corriente o transformadores de potencia.

Los transformadores de tensión son más pequeños, se emplean para medición de voltaje y protección. Los de potencia son transformadores de gran tamaño. Se utilizan para transportar grandes potencias de energía eléctrica (elevando y reduciendo el voltaje). Mientras que los de corriente, por lo general son del tipo toroide, son para medición de corriente y protección [4].

A continuación, se tratará de describir los aspectos más generales de un transformador, permitiendo de esta forma tener una visión general de este tipo de máquinas eléctricas, facilitando el entendimiento del proyecto.

2.1. Principio de funcionamiento de un transformador

El transformador consta de un núcleo ferromagnético, que forma el circuito magnético, y dos arrollamientos aislados eléctricamente entre si y devanados sobre el núcleo de hierro, formando el circuito eléctrico.

El funcionamiento de los transformadores se basa en el fenómeno de la inducción electromagnética, cuya explicación matemática se resume en las ecuaciones de Maxwell. Al aplicar una corriente variable en el devanado primario, se crea un flujo magnético variable en el núcleo del transformador. La mayor parte de este flujo atraviesa el otro arrollamiento e induce en él una fuerza electromotriz (fem) alterna, según la ley de Faraday. La potencia es transmitida de un arrollamiento a otro por medio del flujo magnético del núcleo. El arrollamiento al que se suministra potencia se denomina primario y el que cede potencia al secundario. En un transformador real, las líneas del flujo magnético no están confinadas enteramente en el hierro, sino que algunas de ellas se cierran a través del aire.

La parte del flujo que atraviesa los dos arrollamientos se llama flujo común o útil. La parte del flujo que se cierra a través del aire se denomina flujo de dispersión [5].

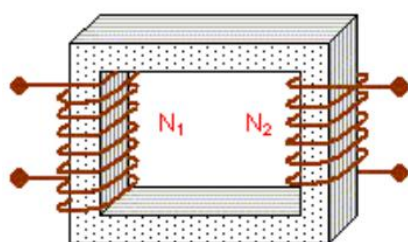


Figura 3 Devanados y arrollamientos del núcleo del transformador [5]

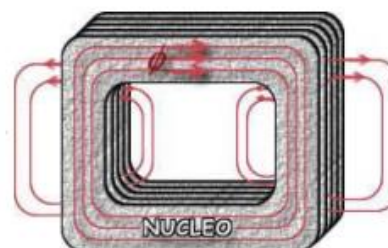


Figura 4 Flujo común y flujo disperso en el núcleo de un transformador [5]

La tensión que se aplica en el devanado primario induce un voltaje E_1 , que será igual y de sentido opuesto al voltaje aplicado, V_1 . De la ley de inducción electromagnética, se sabe que este voltaje inducido en el devanado primario es:

$$V_1 = -E_1$$

$$E_1 \propto N_1 \frac{\Phi}{T}$$

Al mismo tiempo que el flujo cambia en la bobina primaria, también cambia en la bobina secundaria. Este cambio en el flujo inducirá un flujo E_2 en la bobina secundaria que será proporcional al número de espiras en el devanado secundario N_2 . Si se considera que no se tiene carga conectada al circuito secundario, el voltaje inducido E_2 es el voltaje que aparece en las terminales del secundario, por lo que se tienen dos relaciones adicionales:

$$E_2 \propto N_2 \frac{\Phi}{T}$$

$$E_2 = V_2$$

Dado que ambas bobinas se encuentran devanadas en el mismo circuito magnético, los factores de proporcionalidad para las ecuaciones de voltaje son iguales, de manera que, si se dividen las ecuaciones, se obtiene:

$$\frac{E_1}{E_2} = \frac{N_1}{N_2}$$

Conocida como relación de transformación, que indica el aumento o decremento que sufre el valor de la tensión de salida con respecto a la tensión de entrada. Además, como numéricamente E_1 debe ser igual a V_1 y E_2 a V_2 la ecuación anterior se puede escribir como:

$$\frac{V_1}{V_2} = \frac{N_1}{N_2} = m$$

La relación de transformación (m) de la tensión entre el bobinado primario y el bobinado secundario depende de los números de vueltas que tenga cada uno. La relación entre las tensiones del arrollamiento primario y secundario en vacío, coincide, en el caso de transformadores monofásicos y algunos grupos de conexión trifásicos con bastante aproximación. Dicha relación determina la relación de transformación del transformador, punto fundamental de estos equipos.

La potencia obtenida de un transformador es inferior a la potencia suministrada al mismo, debido a que existen:

- *Pérdidas en el cobre:* pérdidas en forma de calor que se producen por efecto Joule en la resistencia de los arrollamientos primario y secundario.
- *Pérdidas en el hierro:* pérdidas por histéresis y corrientes de Foucault en el núcleo. La histéresis se reduce al mínimo utilizando hierro que tenga un ciclo de histéresis estrecho, y las corrientes de Foucault se reducen construyendo el núcleo con láminas muy finas apiladas y aisladas entre sí.

2.2. Elementos de un transformador

2.2.1. Núcleo

El núcleo de hierro, formado por chapas ferromagnéticas eléctricamente aisladas sometidas a un tratamiento denominado “Carlite”, compone el circuito magnético del transformador. Por dicho núcleo circula el flujo magnético de un arrollamiento a otro.

El núcleo está formado por las columnas, partes rodeadas por los arrollamientos, y por las culatas, partes que realizan la unión entre las columnas. Las uniones entre ambas se denominan juntas y deben ser lo más pequeñas posibles para reducir la reluctancia del circuito. Estas uniones se pueden realizar a tope o bien a solape (entrelazadas).

Los núcleos se clasifican en núcleo de columnas o núcleo acorazado. En el primero existen dos columnas las cuales son rodeadas por los arrollamientos, estos arrollamientos son cilíndricos concéntricos y los flujos son dependientes (Core Type). El núcleo acorazado se conforma por tres columnas, las laterales quedan libres y la central se rodeada por ambos arrollamientos dispuestos de manera alterna. Los flujos son independientes (Shell Type) (Figura 5) [6].

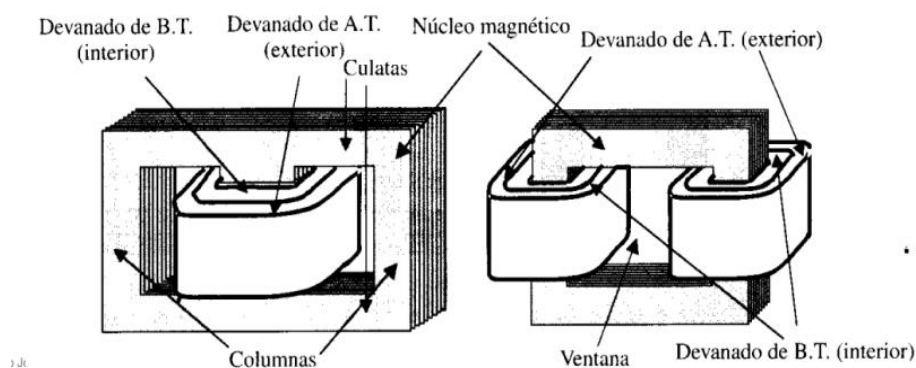


Figura 5 Núcleo acorazado frente a núcleo en columnas [7]

Para obtener un mejor aprovechamiento del área interior de los arrollamientos (de sección circular) la sección transversal de las columnas tiene forma de polígono escalonado, con un número de escalones que es tanto mayor cuanto más elevada sea la potencia del transformador (Figura 6). Con transformadores de muy elevada potencia es preciso aumentar aún más la superficie de refrigeración del núcleo, por lo que, además de adoptar columnas escalonadas, se dejan canales de ventilación en la masa de los núcleos (Figura 7) [7]



Figura 6 Área interior de las columnas [7]

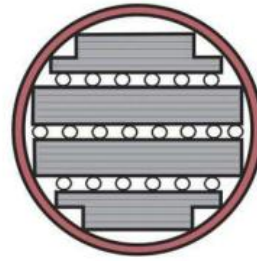


Figura 7 Interior de las columnas con canales de ventilación [7]

2.2.2. Devanado

Constituye el circuito eléctrico del transformador, con conductores de cobre en forma de hilos redondos o pletinas de cobre. Estos están recubiertos por una capa aislante, siendo de barniz en los transformadores más pequeños y de fibra de algodón o cinta de papel en el caso de las pletinas.

Según sea la disposición entre los arrollamientos, los devanados pueden ser concéntricos o alternados. En los devanados denominados concéntricos (Figura 8) los bobinados tienen forma de cilindros coaxiales y entre ellos se intercala un cilindro de cartón o papel baquelizado. En los concéntricos se coloca generalmente más próximo a las columnas el de B.T. puesto que es más fácil aislar el de A.T., y entre ambos arrollamientos se coloca un cilindro aislante de cartón o papel baquelizado.

En los alternados (Figura 9) los arrollamientos se subdividen en secciones o “galletas”, donde se suceden alternativamente los arrollamientos de A.T. y B.T.

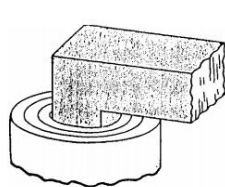


Figura 8 Arrollamientos concéntricos [8]

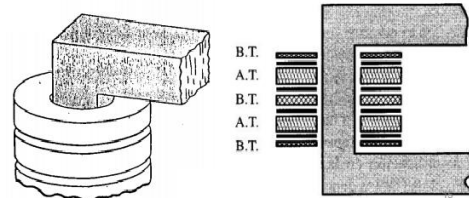
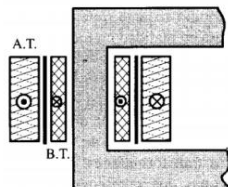


Figura 9 Arrollamientos alternados [8]

Los conductores redondos no suelen utilizarse en la construcción de máquinas grandes ya que no aprovechan muy bien la superficie, por lo que suelen ser reemplazados por conductores rectangulares. Estos se redondean en los cantos vivos para prevenir que el papel aislante con el que son recubiertos se rompa llegando el conductor a quedar desnudo. Es lo que suele llamarse como flat wire o pletina [9].

2.2.3. Bornas o conectores

Las bornas o conectores son las encargadas de conectar el transformador con los conductores y que haya continuidad entre ambos, además de mantener la conexión entre el aislamiento externo y el interno del transformador. Los parámetros más importantes para su diseño son:

- Tensión nominal
- El nivel de aislamiento (BIL)
- Intensidad nominal
- Línea de fuga requerida

2.2.4. Cuba

La cuba es la parte del transformador que recubre todas las partes activas del mismo y contiene el aceite en el que están sumergidas, en caso de ser un transformador de aceite.

2.2.5. Sistema de refrigeración

En un transformador hay pérdidas en forma de calor, pérdidas de Joule, que contribuyen al calentamiento de la máquina eléctrica. Para evitarlo, es necesario que el transformador cuente con un sistema de refrigeración adecuado, que mantenga al transformador dentro de unos niveles de temperatura aceptables, ya que en el caso de que se den sobre temperaturas en los aislamientos estos verán reducido su tiempo de vida útil de manera considerable.

La refrigeración puede ser en seco, cuando las potencias no son elevadas y es suficiente con la ventilación por aire. Sin embargo, a medida que aumenta la potencia del transformador es necesario incluir baños de aceite. De igual manera, a medida que aumenta la potencia es necesario incluir en la base de caja superficies de ondas o tubos o recurrir a radiadores.

La caja o tanque elimina el calor, normalmente por convección y radiación. La refrigeración externa de la caja puede darse por convección natural o forzada. Esto último se consigue disponiendo ventiladores que activen el flujo y la circulación del aire (es muy útil en el caso de los radiadores). Por ello existen transformadores con refrigeración natural y transformadores con refrigeración forzada.

La potencia de un transformador viene limitada por un valor máximo de calentamiento soportable, se comprende entonces que la ventilación forzada sería un medio óptimo para aumentar la potencia, es decir, economía en el coste. Lo anterior citado da como consecuencia la fabricación de ciertos transformadores caracterizados por dos potencias: potencia a base de ventilación natural y potencia con ventilación forzada [9].

Para la distinción de los tipos de refrigeración la normativa clasifica estos sistemas con un acrónimo de cuatro letras:

1. Primera letra: Designa el fluido refrigerante primario, que está en contacto con las partes activas del transformador.
 - Aire (Air): A
 - Aceite (Oil): O
 - Agua (Water): W
2. Segunda letra: Designa el método de circulación del fluido primario.
 - Natural: N
 - Forzada: F
 - Dirigida: D
3. Tercera letra: Designa el fluido refrigerante secundario.
4. Cuarta letra: Designa el método de circulación del fluido secundario.

Capítulo 3. Revisión de la aplicación y del producto TER-MM 950V.

El objetivo de este proyecto consiste en disminuir la distancia para la cual el uso del producto TER-MM 950V de AUGIER Energy, es competitivo para la reducción de caída de tensión en líneas largas.

Se conoce como caída de tensión a la diferencia de potencial que existe entre los extremos de cualquier conductor, semiconductor o aislante. Este valor se mide en voltios y representa el gasto de fuerza que implica el paso de la corriente por el mismo.

Como viene determinado en la ITC-BT-19, [10] la sección de los conductores a utilizar se determinará de forma que la caída de tensión entre el origen de la instalación interior y cualquier punto de utilización sea, salvo lo prescrito en las Instrucciones particulares, menor del 3 % de la tensión nominal para cualquier circuito interior de viviendas, y para otras instalaciones interiores o receptoras, del 3 % para alumbrado y del 5 % para los demás usos.

Para reducir la caída de tensión se pueden llevar a cabo diferentes acciones.

- *Aumentar el número o el tamaño de los conductores.* Los conductores paralelos o sobredimensionados tienen menor resistencia por unidad de longitud que los conductores de tamaño mínimo requerido, con lo cual se reduce la caída de tensión y se aumenta el rendimiento energético con pérdidas menores en comparación con el conductor de tamaño mínimo requerido por el código [11].
- *Disminución de la corriente.* Al aumentar la tensión que circula por el cable, disminuirá la corriente que circula por este, reduciendo la caída de tensión, permitiendo emplear cables de menor sección.
- *Reducción de la longitud del conductor,* se reduce la resistencia de este, lo que reduce la caída de tensión. Las longitudes de los circuitos suelen ser fijas, pero se puede ejercer algún control en la etapa de diseño si los paneles o subpaneles (tableros) están situados lo más cerca posible de las cargas [11].
- *Ajuste de la temperatura del conductor,* que depende de cada uno de los tres factores anteriores, ya que los circuitos más cargados tienden a ser más calientes. La temperatura del conductor es un factor importante en la resistencia del conductor, y por lo tanto en la caída de tensión. El coeficiente de temperatura de resistencia eléctrica para el cobre α , es $0,00323/^{\circ}\text{C}$, o un cambio de resistencia de aproximadamente 0,3% para cada $^{\circ}\text{C}$ de cambio de temperatura.

El efecto de la temperatura puede determinarse mediante la siguiente ecuación:

$$R_2 = R_1 [1 + \alpha \cdot (T_2 - T_1)]$$

Donde R_1 es la resistencia (Ω) a la temperatura T_1 y R_2 es la resistencia a la temperatura T_2 .

La temperatura T_1 a menudo hace referencia a 75°C . Como se ha indicado, la caída de tensión es una preocupación particular en cargas altas, donde las temperaturas del conductor también serán altas [11].

3.1. Revisión de la aplicación

La solución estándar para la distribución de energía eléctrica a baja tensión (monofásica), denominada como BT, consiste en emplear un cable de baja tensión (LV) entre el punto de partida o fuente (A) y el punto de llegada o receptor (B).

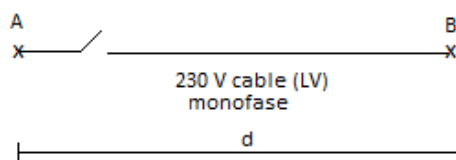


Figura 10 Esquema de distribución en baja tensión (BT)

Cuando la caída de tensión en una línea de baja tensión larga requiere un cable de elevada sección, AUGIER ENERGY propone una instalación con el transformador de su catálogo TER-MM 950V 5(kVA), es decir, usar un transformador elevador 230V/950V, una línea con cable de sección reducida y un transformador reductor 950V/230V. Generalmente se usará un transformador de interior (A) y uno de exterior (B). A esta solución se le denomina BTM.

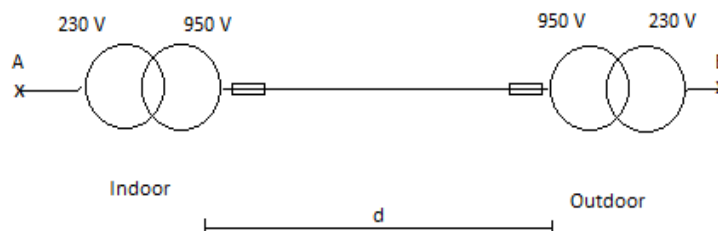


Figura 11 Esquema de distribución a 950V (BTM)

Trabajar con 950V no requiere las especificaciones técnicas necesarias para alta tensión (>1000V) lo que supone uno de los principales puntos de interés del proyecto. Es crucial conseguir reducir el coste del transformador TER-MM 950V (5kVA), para reducir el coste global de la solución planteada.

El objetivo es ser competitivo con la solución BTM 950 V frente a la solución BT a la menor distancia posible. Como se muestra en el Gráfico 1, a medida que aumenta la distancia se produce un incremento en los costes en distribución BT, mientras que con la solución BTM 950V se mantienen. El incremento del coste de la solución BT se debe al aumento del precio del cable debido al incremento de la sección para reducir la caída de tensión.

Los cálculos realizados de las diferentes secciones de los cables junto a los criterios seguidos para el análisis de las soluciones se encuentran en el ANEXO C. El cálculo de los costes de los cables y de las soluciones BT y BTM se encuentra en el ANEXO B.

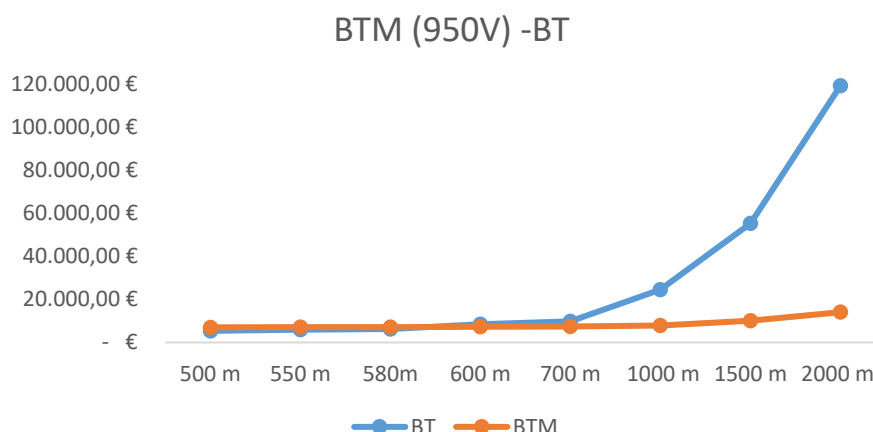


Gráfico 1 Comparación BT-BTM 950V

Puede observarse que a partir de 600 m es significativamente mejor la solución BTM. Hasta los 580 m, con los costes actuales del producto TER-MM 950V sigue siendo más económico trabajar con BT.

Tabla 2 Sección del cable y costes de las soluciones BT y BTM.

	5kVA	500 m	550 m	580m	600 m	700 m	1000 m	1500 m	2000 m
BT	Sección de cable	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x70+1x35	1x2x120+1x70	1x2x185+1x95	1x2x300+1x150
	Coste	5,404.00 €	5,945.00 €	6,269.00 €	8,401.00 €	9,801.00 €	24,476.00 €	55,368.00 €	119,194.00 €
BTM	Sección de cable	2x6	2x6	2x6	2x6	2x6	2x6	2x10	2x16
	Coste	7,045.78 €	7,131.78 €	7,183.78 €	7,217.78 €	7,389.78 €	7,905.64 €	10,083.78 €	14,068.78 €

En las siguientes tablas, se muestra el análisis económico realizado sobre la solución BTM a 550m y a 580m, con el fin de identificar la reducción necesaria del coste de la solución global y el coste del transformador para poder competir con la solución BT e identificar que distancia se fijara como objetivo.

Dichos cálculos se hacen en base a los costes actuales del transformador (Tabla 3).

Tabla 3 Precio de venta y coste de fabricación del producto TER-MM 950V

Coste de fabricación	Coste total (incluyendo 35% VM)	Margen operacional OM (%)	Precio de venta
1,034.84 €	1,397.03 €	40%	2,328.39 €

Tabla 4 Porcentaje que se debe reducir la solución global y el coste del transformador para que la solución BTM sea competitiva frente a la solución BT a 550 m.

Reduccion del coste de la solucion global		
*objetivo: Alcanzar el precio de la solución BT a 550 m	550 m	
	BTM	BT
Coste global	7,131.78 €	5,945.00 €
Objetivo reducción del coste de la solucion BTM	17%	

Reducción del coste del transformador	
Reducción del coste del precio de venta del transformador	593.39 €
Precio de venta final	1,735.00 €
OM%	40
Objetivo de coste total (Incl. VM)	1041 €
VM%	35
Objetivo de coste de fabricación	771.1 €
Coste de fabricación actual	1034.84 €
Reducción del coste de los transformadores	25%

Tabla 5 Porcentaje que se debe reducir la solución global y el coste del transformador para que la solución BTM sea competitiva frente a la solución BT a 580 m.

Reducción del coste de la solución global		
*objetivo: Alcanzar el precio de la solución BT a 580 m	580 m	
	BTM	BT
Coste global	7,183.78 €	6,269.00 €
Objetivo reducción del coste de la solución BTM	13%	

Reducción del coste del transformador	
Reducción del coste del precio de venta del transformador	457.39 €
Precio de venta final	1,871.00 €
OM%	40
Objetivo de coste total (incl. VM)	1122.6 €
VM%	35
Objetivo de coste de fabricación	831.6 €
Coste de fabricación actual	1034.84 €
Reducción del coste de los transformadores	20 %

Comparando las reducciones necesarias en ambas soluciones, la solución a 550m es más competitiva y tiene un objetivo más ambicioso que la solución BTM a 580m.

Por lo tanto, a nivel de aplicación el objetivo del proyecto es mejorar la solución BTM en un 17% para conseguir que sea competitiva frente a la solución BT a 550m. Esto supone una reducción del 25% de los costes en el transformador.

3.2. Revisión del producto

Con el fin de reducir el coste del transformador en un 25%, es necesario conocer el coste individual de cada una de las partes de las que se compone el transformador TER-MM 950V. En la Tabla 6 se puede observar el desglose de los precios de las diferentes partes del producto. Se distingue entre coste de materia prima y coste de mano de obra para aquellos componentes que deben montarse en la propia fábrica de AUGIER. (Ver ANEXO A).

Tabla 6 Desglose del coste del transformador

	Coste de Materia prima	Coste de mano de obra	Coste total
Coste total del transformador	868 €	167 €	1,035 €
Parte activa (incl. mano de obra)	368 €	25 €	393 €
Tanque	157 €	- €	157 €
Otros costes de montaje	- €	117 €	117 €
Conectores (incl. mano de obra)	68 €	13 €	81 €
Aceite	74 €	- €	74 €
Conmutador (incl. mano de obra)	57 €	13 €	70 €
Fusible	22 €	- €	22 €
Otros	122 €	- €	122 €

Como se observa en el Gráfico 2, la parte activa supone un 38% del coste total del transformador. Le siguen la cuba, el conector, el conmutador y el aceite refrigerante. Los costes de ensamblaje suponen un 11% sin tener en cuenta el tiempo de fabricación necesarios para la parte activa, conmutador y conector.

DISTRIBUCIÓN DE LOS COSTES DE FABRICACIÓN DEL TRANSFORMADOR

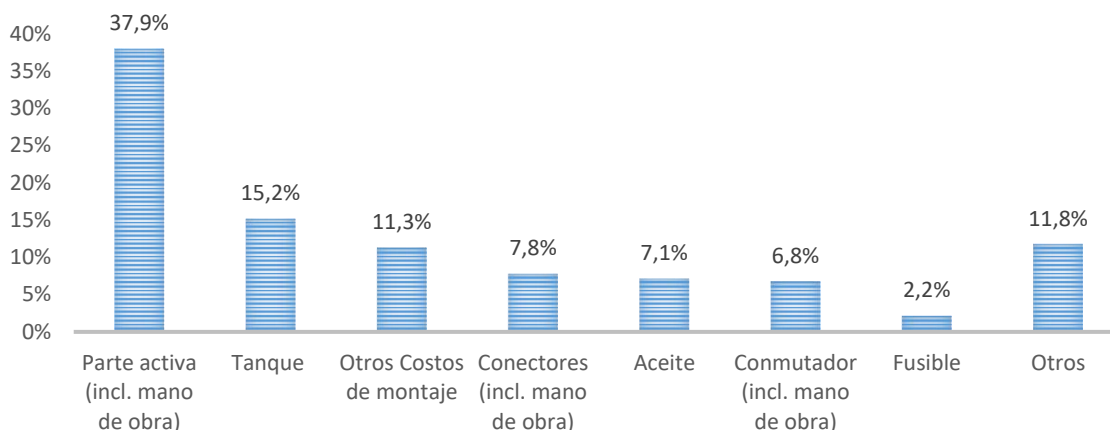


Gráfico 2 Distribución de los costes de fabricación del transformador TER-MM 950V

Paralelamente, se ha realizado un análisis comparativo con los transformadores de los competidores, dado que el cliente demanda un transformador de menor tamaño y más ligero.

Respecto al tamaño, el producto TER-MM 950V 5kVA tiene un volumen (incluyendo los conectores) de 86 dm^3 , mientras que el modelo DEFENSE de Abel, el principal competidor, tiene un volumen de 47 dm^3 . Por lo tanto, el objetivo es reducir el tamaño en un 45%.

Atendiendo al peso, el peso actual del transformador TER-MM 950V 5kVA es de 120 kg mientras que el del competidor es de 93 kg. Por ello, el objetivo es obtener un transformador con un peso inferior a los 90 kg, lo que supone una reducción del 25% del peso.

3.3. Objetivos sobre el producto y la aplicación

A nivel de aplicación el objetivo es:

- Reducir el coste en un 17%

A nivel de producto los objetivos son:

- Reducir el coste en un 25%
- Reducir el tamaño en un 45%
- Reducir el peso en un 25%

Capítulo 4. Rediseño del producto en relación con sus componentes e industrialización.

Existen diferentes metodologías de diseño, cuyo objetivo es reducir el coste en el diseño y desarrollo de los productos y su impacto en el coste de fabricación a lo largo del ciclo de vida del producto.

Entre las metodologías existentes cabe destacar la ingeniería concurrente, el análisis de valor y la ingeniería de valor.

La ingeniería concurrente requiere el trabajo coordinado de los diferentes departamentos para conseguir un buen impacto en el proceso de diseño y desarrollo del producto.

El Análisis de Valor y la Ingeniería de Valor, pueden definirse como la aplicación sistemática de un conjunto de técnicas que identifican las funciones necesarias, establecen valores para ellas y desarrollan alternativas para realizarlas, al menor coste posible. Su objetivo es poner a disposición de la empresa las herramientas adecuadas para el correcto uso de sus recursos.

La ingeniería de valor se basa en la mejora del diseño y de las especificaciones del producto en las fases de investigación, desarrollo y diseño. En otras palabras, VE se ocupa de los nuevos productos.

Por otro lado, el Análisis de Valor se centra en la mejora del diseño durante la producción. Busca mejoras para conseguir un producto mejor o más barato. VA se ocupa de los productos existentes [12].

Las principales diferencias entre el Análisis de Valor y la Ingeniería de Valor se muestran en la Tabla 7.

Tabla 7 Diferencias entre VA y VE [12]

Análisis de Valor	Ingeniería de Valor
Producto o servicio existente	Producto o servicio nuevo
Fabricación, post-venta	Prototipo, diseño o pre-fabricación
Innovación de procesos	Avance en la función
Coste incensarios Mejora del rendimiento	Aumenta el valor

La aplicación de estas metodologías tiene algunos de los siguientes beneficios:

- Menor complejidad en el prototipo.
- Aumento de la estandarización de los elementos.
- Mejora en los aspectos funcionales del producto.
- Mejor mantenimiento.
- Puede mejorar la vida útil del producto.
- Reducción de costes.

Por lo tanto, a través del análisis de valor (VA), se va a proceder al rediseño o modificación de los componentes del transformador. Para ello se harán preguntas como:

- ¿Qué es esto?
- ¿Qué es lo que hace?
- ¿Qué es lo que debería hacer?
- ¿Cuánto cuesta?
- ¿Qué otro material o método puede usarse para hacer lo mismo sin sacrificar el desempeño sin menoscabo de la seguridad, confiabilidad y mantenimiento?

En la primera fase o fase creativa, se desarrollarán una gran cantidad de ideas para desempeñar cada función seleccionada por el estudio. Se listarán las ventajas, desventajas, riesgos e incertidumbre de cada idea. Posteriormente se procede a la fase de desarrollo, donde el objetivo es seleccionar y preparar la mejor alternativa. Para lo que se debe recoger información técnica, de costes y de programa.

Tras el análisis económico del producto TER-MM 950V, las partes a rediseñar serán la parte activa, el conector y el tanque y se estudiara la posibilidad de modificar el tipo de aceite (ver Gráfico 2).

4.1. Análisis de rediseño de la parte activa

La parte activa de un transformador está compuesto por el núcleo o armazón magnético y los devanados. El núcleo está formado por un material magnético que forma un circuito cerrado y en cuyas columnas se encuentran los devanados.

4.1.1. Características de la parte activa

El transformador TER-MM 950V está destinado a la reducción de la caída de tensión, por ello el diseño de su núcleo es del tipo acorazado. Los núcleos acorazados cuentan con una menor tensión de cortocircuito comparado con los núcleos en columna, lo que se transforma en una menor caída de tensión. A su vez, los transformadores con núcleo del tipo acorazado pueden ser de menor tamaño, ya que son más compactos y robustos que los de columnas.

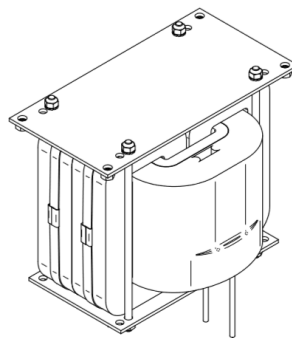


Figura 12 Parte activa de AGUIER Energy

AUGIER trabaja con un transformador del tipo ONAN, lo que significa que la parte activa es refrigerada con aceite mineral con circulación natural de aceite y aire. Las especificaciones de la parte activa de AUGIER son las siguientes:

Tabla 8 Características de la parte activa de AUGIER 5kVA

PARTE ACTIVA 5kVA	
Bobina BT 5kVA	
Dimensiones (mm)	75x112
Peso bobina (kg)	5.5
N° espiras	95
Bobina MT 5kVA	
Dimensiones (mm)	112.5x150
Peso bobina (kg)	8.5
N° espiras	400
Núcleo	
Peso núcleo (kg)	23.28
Dimensiones (mm) x 4	123x214x51.6
Dimensiones chapa superior (mm)	150x290
Dimensiones chapa inferior (mm)	140x240
Peso chapa (kg)	2.85
Peso parte active (kg)	40.13

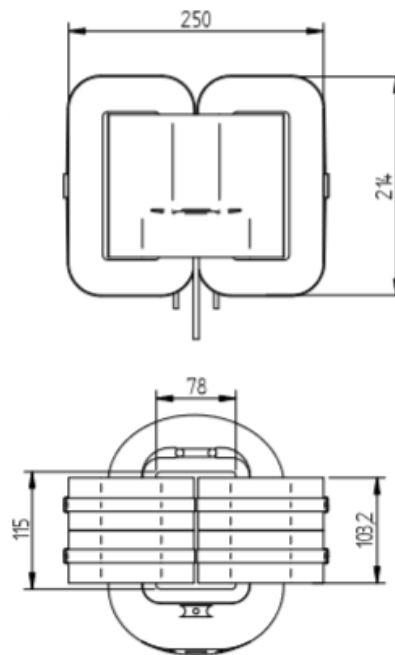


Figura 13 Dimensiones parte activa AGUIER Energy 5kVA

4.1.2. Acciones sobre la parte activa

▪ **Acciones propuestas:**

Acción	
1	Trabajar con una parte activa de aceite, refrigerada por aire.
2	Trabajar con una parte activa seca, refrigerada por aire.
3	Trabajar con una parte activa diseñada para una potencia nominal de 3kVA, a máxima potencia para obtener 5kVA.
4	Trabajar con una parte activa 5kVA diseño y fabricación subcontratada.

Acción	Ventajas	Desventajas	Riesgo	Incertidumbre
1	-Reducción significativa del coste del transformador, evitando trabajar con aceite, que es uno de los componentes que añade un 11% al coste global. - Reducción del peso del transformador.	Para trabajar con una parte activa refrigerada por aire, diseñada para ser refrigerada por aceite, se deben hacer diferentes pruebas/test para verificar su funcionamiento y seguridad. La realización del test internamente en AUGIER es arriesgado y tiene mucha incertidumbre.	Alto	Alta
2	- Reducción del tamaño del transformador	- Elevado coste parte activa seca	Bajo	Baja
3	- Reducción del coste de producción de la parte activa. - Reducción del tamaño del transformador.	- Testar la parte activa para comprobar que realmente se puede obtener una potencia de 5kVA con una parte activa (diseño de AUGIER) de 3kVA trabajando a la máxima potencia. - Menor vida útil del producto.	Alto	Media
4	- Reducción del coste de producción del transformador. El diseño de AUGIER es considerado de alta calidad (sobredimensionado).	- Verificar que la parte activa de los proveedores tiene las mismas propiedades que el diseño propio de AGUIER.	Bajo	Baja

Acción/es a ejecutar

Acción	Razón
4	Es la opción de menor riesgo e incertidumbre. Para llevar a cabo esta acción, hay que verificar que la parte activa de los proveedores tiene las mismas propiedades que el diseño propio de AGUIER. Debe testarse a través de un prototipo, que también servirá para testar nuevos conectores, materiales del tanque, así como comprobar la viabilidad de la reducción del tamaño.
3	Evita que los clientes dejen de confiar y valorar la marca AUGIER, ya que el diseño sigue siendo el propio. Necesidad de testar y comprobar que la parte activa de 3kVA es capaz de proporcionar una potencia de 5kVA y asegurar una vida útil de 25 años.

Análisis de viabilidad y ejecución de las acciones

Se ejecutan las dos acciones con el fin de verificar cuál de las dos es mejor. A continuación se muestran las características dimensionales de cada una de las partes activas.

Además de ser el elemento del transformador que más influye en el coste, la parte activa es el componente que afecta de manera más directa al diseño, ya que de esta dependerá el tipo de aceite a utilizar, así como las dimensiones del tanque, influyendo sobre el peso, el tamaño y el coste de fabricación.

Características parte activa de Metal Transfo

Tabla 9 Características de la parte activa de Metal Transfo 5kVA

PARTE ACTIVA 5kVA MT	
Bobina BT 5 kVA	
Dimensiones (mm)	118X140
Peso bobina (kg)	5
Nº espiras	96
Bobina MT 5kVA	
Dimensiones (mm)	144X181
Peso bobina (kg)	7.85
Nº espiras	385
Núcleo	
Peso núcleo (kg)	23.28
Dimensiones (mm) x 4	123x214x51.6
Dimensiones chapa superior (mm)	150x290
Dimensiones chapa inferior (mm)	140x240
Peso chapa (kg)	2.85
Peso parte activa (kg)	38.98

- **Características parte activa de AUGIER Energy**

Tabla 10 Características de la parte activa de AUGIER Energy 3kVA

PARTE ACTIVA 3kVA	
Bobina BT 3kVA	
Dimensiones (mm)	75x94
Peso bobina (kg)	3.7
Nº espiras	118
Bobina MT 3kVA	
Dimensiones (mm)	107x136
Peso bobina (kg)	7
Nº espiras	497
Núcleo	
Peso núcleo (kg)	11.64
Dimensiones (mm) x 2	123x214x47
Dimensiones chapa superior (mm)	150x290
Dimensiones chapa inferior (mm)	140x240
Peso chapa (kg)	2.85
Peso parte active (kg)	25.19

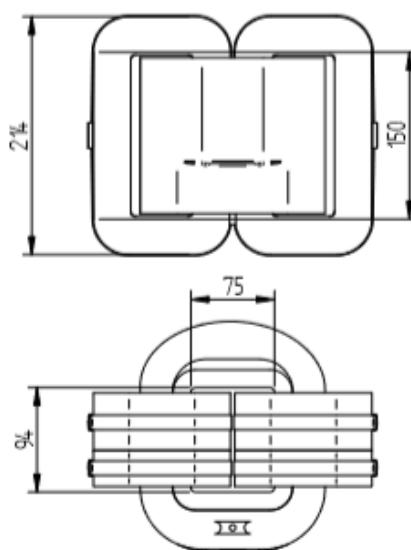


Figura 14 Dimensiones parte activa AUGIER Energy 3KVA

Atendiendo a las características de las partes activas, la parte activa 5kVA de Metal Transfo tiene prácticamente las mismas dimensiones que la parte activa 5kVA de AUGIER Energy. Trabajar con esta parte activa no permite reducir el tamaño del transformador, uno de los principales objetivos.

De igual manera, la parte activa de Metal Transfo tiene un peso de 38.98kg, similar al peso de la parte activa 5 kVA de AUGIER, 40.13 kg. Sin embargo, la parte activa de 3 kVA tiene un peso de 25.19 kg, lo que permite no solo reducir el tamaño sino también el peso del transformador en torno a un 12%.

▪ **Acción/es implementada/s**

Acción	Trabajar con una parte activa diseñada para una potencia nominal de 3kVA, a máxima potencia para obtener 5kVA.
3	Permite reducir las dimensiones del transformador y el peso.

❖ **Precauciones:**

Es necesario testar la parte activa 3kVA, para verificar que puede aportar una potencia de 5kVA.

4.2. Análisis de rediseño del conector

Las bornas o conectores son el conjunto de elementos destinados a conectar eléctricamente un cable a un aparato eléctrico.

Los conectores se emplean para que el cliente pueda conectar el transformador a su instalación.

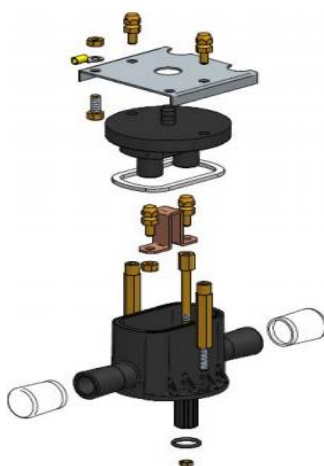


Figura 15 Conector AUGIER Energy

4.2.1. Características de los conectores

- Conexión de cable de 950V a la red: U 1000 R2V.
- Enchufe para conectar al cable: diseño para recibir todo tipo de cables de 6 a 50 mm².
- Intensidad máxima del terminal: 80 A (El borne unipolar ha sido diseñado para mantener 7.2 kV y soportar todas las pruebas de UTE anticipadas).
- Conector tipo: 1 entrada/ 2 salidas (1 de las salidas es para el cable y otra para el fusible).

4.2.2. Acciones sobre el conector

▪ Acciones propuestas

Acción	
1	Subcontratar un conector con una tensión máxima admisible de 1000V y 125 A, una entrada/una salida y modificar el diseño para obtener una entrada/dos salidas.
2	Subcontratar un conector con una tensión máxima admisible de 1000V y 125 A con una entrada y dos salidas.
3	Rediseño del conector existente en AUGIER.

Acción	Ventajas	Desventajas	Riesgo	Incertidumbre
1	- Bajo coste de producto.	- Se incurre en costes de fabricación y montaje	Medio	Alta
2	-Se subcontrata el producto completo, AUGIER no tiene gasto de fabricación, solo de montaje.	Tras una inspección en los productos que hay en el mercado, ningún producto con características 1 entrada/2 salidas cumplía con los requisitos, máxima tensión 1000V, máxima intensidad 80 A.	Medio	Media
3	- Fiabilidad de funcionamiento.	- Se incurre en costes de diseño, fabricación y montaje	Bajo	Media

▪ Acción/es a ejecutar

Acción	
1	El ahorro de coste que se obtiene comprando una pieza simple, se pierde modificando el diseño del conector para poder adaptarlo a las especificaciones del transformador (1 entrada/ 2 salidas). Es por ello que debe ser muy competitivo el precio del conector subcontratado, permitiendo reducir el coste, incluyendo los costes de fabricación y montaje. Es necesario tener en cuenta la necesidad de testar el nuevo conector, comprobando que cumple con los requisitos de protección y seguridad para 950V.
3	Se debe proceder a simplificar el modelo existente, de manera que se haga un conector con un diseño de menor tamaño, fabricado con piezas estándar y más simplificadas.

▪ Análisis de viabilidad y ejecución de las acciones

Debido a la alta incertidumbre de la acción 1, se decidió trabajar simultáneamente en las acciones 1 y 3.

Para la acción 1, se realizó un estudio de mercado de los diferentes conectores existentes que podían ser adaptados a la solución. Los conectores que mejor se ceñían a las especificaciones eran los modelos de Staübli:

- ❖ KBT10BV-AX/M25/6-16-C1 Douille noir
- ❖ KBT10BV-AX/M25/25-35-C1 Douille noir

Y los modelos de HIROSE:

- ❖ EV2-30R-1SB/EV2-03P-1PC
- ❖ EM03MSD

En la Tabla 11 se puede ver el coste unitario de cada uno de los modelos de los conectores:

Tabla 11 Coste/ unidad conectores subcontratados

MODELO	PRECIO
KBT10BV-AX/M25/6-16-C1 Douille noir	45.68 €
KBT10BV-AX/M25/25-35-C1 Douille noir	47.44 €
EV2-30R-1SB/EV2-03P-1PC	30.40 €
EM03MSD	50.15 €

Tabla 12 Coste/ unidad conector AUGIER

	Coste de materia prima	Coste de mano de obra	Coste total	Coste total (%)
Conector (incl. Mano de obra)	68 €	13 €	81 €	7.8%

Dado que el conector (macho/hembra) diseñado internamente en AUGIER tiene un coste total de fabricación de 81€, no es rentable subcontratar el conector, ya que se deben incluir los costes de transporte y mano de obra de la modificación del conector 1 entrada/ 2 salidas. De esta manera se iguala el coste al del conector existente.

Como puede verse en el Gráfico 3 el tipo de material plástico (PPS RYTON R7) con el que se fabrica el conector supone el 46% de los costes del conector.

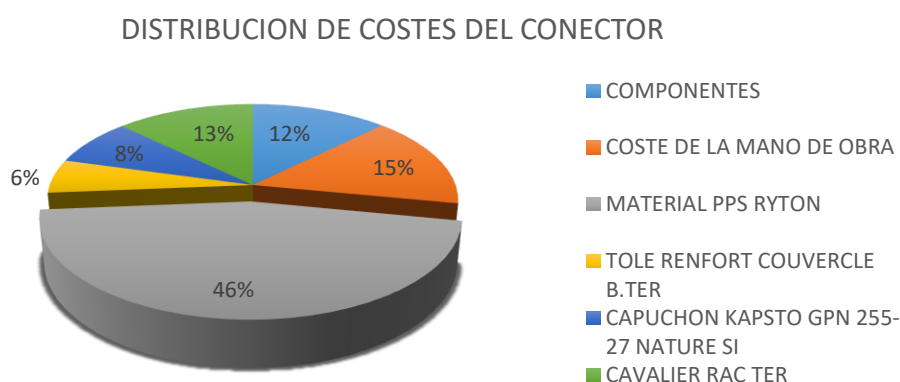


Gráfico 3 Distribución de los costes del conector

El principal objetivo de la acción 3, junto a la reducción del coste, era simplificar los elementos de unión y reducir el tamaño del conector. Esta acción conllevaba realizar un rediseño completo del conector, lo que suponía mucho tiempo y atrasaba el lanzamiento del primer prototipo, donde testar la validez de las modificaciones llevadas a cabo. Por ello, el rediseño completo del conector será una acción que se tendrá en cuenta en futuras mejoras del producto. Para este primer rediseño, se decidió modificar solo el material del conector debido a su gran influencia sobre el coste.

Hasta el momento, el conector se ha estado fabricando con PPS RYTON R7. La principal razón por la que se trabajaba con este material era por sus buenas propiedades en alta tensión, que no son necesarias en baja tensión (<1000V).

En la Tabla 13 se muestra el análisis comparativo entre el material usado anteriormente, el PPS RYTON R7 y el AKULON PA66, nuevo material.

En la Tabla 14 se puede ver la comparación de precios de los dos materiales.

Tabla 13 Comparación entre materiales para los conectores

	PPS RYTON R7	AKULON PA66
Densidad (g/cm ³)	1.99	1.34
Resistencia superficial específico (ohm)	10 ¹⁶	10 ¹⁴
Resistencia dielectrica (kV/mm)	16	35
Resistencia a la corriente fuga (CTI) (V)	250	550/475
Conductividad termica (W/(K*m))	0.59	0.39
Temperatura de fusion (°C)	265	254
Absorción de agua (%)	0.01	0.2

Tabla 14 Comparación de costes de RYTON R7 y AKULON PA66 + GF25%

COSTE DE LOS DIFERENTES MATERIALES PARA EL TRANSFORMADOR TER			
PPS RYTON R7		AKULON PA66 + GF25%	
Piezas	Precio/U	Piezas	Precio/U
10 27261-BOITIER RACC.TER DECONNECT. 3 NOIR R7	10.50 €	10 24768-BOITIER RACC.TER DECONNECT. 2 ROUGE PA66	3.90 €
10 27041-EMBASE RACC.TER DECONNECTABLE 3 NOIR	4.20 €	1022701-EMBASE RACC.TER DECONNECTABLE	2.48 €
10 27040-COUVERCLE RACC.TER DECONNECTABLE 3 NOIR	3.80 €	1022702-COUVERCLE RACC.TER DECONNECTABLE	2.10 €
Diferencia de coste de material proyecto 950V TER MM			
PPS RYTON R7		AKULON PA66 + GF25%	
37.00 €		16.96 €	

Las principales características del material PPS RYTON R7 frente al AKULON PA66 son:

- Buena estabilidad dimensional a lo largo del tiempo y bajo alta tensión (temperatura / humedad)
- Mayor aislamiento (resistencia de aislación superficial)
- La absorción del agua es casi nula

La absorción de humedad aumenta la corriente de conducción y baja significativamente la resistencia de aislación, factores de gran relevancia cuando se trabaja a alta tensión, ya que este aumento de la corriente de conducción puede provocar la inflamación del material. Sin embargo, a

baja tensión (<1000V) este efecto no se ve tan mayorado, por lo que las propiedades del material AKULON PA66 (resistencia superficial 10^{14} ohm y absorción del agua del 0.2%) son aceptables.

▪ **Acción/es implementada/s**

Acción	Rediseño del conector existente en AUGIER.
3	Se procede a la modificación del material del conector actual de AUGIER Energy. Se cambia el PSS RYTON R7 por AKULON PA66+ GF25%.

❖ **Precauciones:**

Es necesario testar el conector con el nuevo material para verificar que las suposiciones son correctas.

4.3. Análisis de rediseño de las dimensiones del tanque

4.3.1. Características del tanque



Figura 16 Tanque del transformador TER-MM 950V

Tabla 15 Características del tanque TER-MM 950 V

Dimensiones (mm)	Ø500 H=439
Volumen (dm ³)	86.15
Peso (kg)	120
Material	Resina epoxi

4.3.2. Acción/es sobre el tanque

▪ **Acción /es propuestas**

Acción	
1	Reducir el tamaño del tanque
2	Cambiar el material del tanque para fabricar con impresión 3D.

Acción	Ventajas	Desventajas	Riesgo	Incertidumbre
1	-Valorado por los clientes, quieren un transformador de menor tamaño	-Problemas de pérdidas en las paredes del tanque, debido a la reducción en la distancia a la parte activa.	Medio	Bajo
2	-Reducir el coste del transformador	-Problemas con el incumplimiento de las especificaciones IK10 e IP68	Medio	Medio

▪ Acción/es a ejecutar

Acción	
1	Se procede al rediseño con Solid-edge de la forma y las dimensiones del tanque
2	Se procede a la impresión 3D de la acción 1 (Reducción del tamaño del tanque) buscando otro tipo de material que no sea resina epoxi, con las solicitaciones IK 10 e IP 68, así como soportar entre -15 y 100°C y ser resistente al aceite mineral.

▪ Análisis de viabilidad y ejecución de las acciones

Se ejecuta la acción 1, reduciendo el tamaño del tanque en base a las dimensiones de la parte activa 3kVA diseño de AUGIER. La diferencia dimensional y volumétrica entre el tanque antiguo y el nuevo, se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 16 Dimensiones del tanque del modelo nuevo y el antiguo

	Antiguo	Nuevo
Dimensiones (mm)	Ø500 H=439	400 x 415 x 300
Volumen (dm ³)	86.15	49.80
Volumen de material (dm ³)	19.83	14.17
Peso (kg)	120	113

Se consigue reducir en un 41% el tamaño del transformador. Esta reducción del tamaño supone una reducción de la cantidad de materia prima (resina epoxi) empleada para la fabricación del tanque, lo que se transforma en una reducción del 4.22 % del peso del transformador.

Se estudia la viabilidad de modificar el material con el que está fabricado el tanque para fabricar los prototipos a través de impresión 3D. El material escogido ha sido el nylon de poliamida PA12. En la Tabla 17 se muestran sus características frente a la resina epoxi (CY 225):

Tabla 17 Comparación de características entre poliamida PA12 y resina epoxi CY 225

	EPOXI Araldite CY 225 25°C	PA12
Densidad (g/cm ³)	1.20	0.93
Resistencia a la tracción (ISO 527)	70-80 Mpa	47-53 Mpa
Módulo de resistencia a tracción (ISO 527)	10000-110000 Mpa	10000-110000 MPa
Alargamiento a ruptura (ISO 527)	1.-1.3%	24%
Resistencia a flexion	110-125 Mpa	68 Mpa
Resistencia a compresion	140-150 Mpa	24-55 Mpa
Resistencia al impacto	7-10 KJ/m ²	4.8 KJ/m ²
Temperatura de transicion vitrosa	105-125 °C	37 °C
Coeficiente de dilatación termica	35-37 10 ⁻⁶ K ⁻¹	16 10 ⁻⁵ K ⁻¹
Conductividad termica	0.8-0.9 W/Mk	0.144 W/Mk
Rígidez dieléctrica	18-20 KV/mm	92 KV/mm
Deformación térmica	200 °C	180°C

Analizando cada una de las propiedades de mayor interés, se puede observar que la rigidez dieléctrica es mucho mayor en la poliamida PA12 que en la resina Epoxi, lo que supone un beneficio.

Sin embargo, el coeficiente de dilatación es mayor. El coeficiente de dilatación es el cociente que mide el cambio relativo de longitud o volumen que se produce cuando un cuerpo sólido o un fluido dentro de un recipiente cambian de temperatura provocando una dilatación térmica. Para los sólidos, el tipo de coeficiente de dilatación más comúnmente usado es el coeficiente de dilatación lineal α_L .

$$\alpha_L = \frac{1}{L} \frac{\Delta L}{\Delta T}$$

Dado que el incremento de temperatura no superara los 100°C, el alargamiento que se se produce en el tanque es aceptable, por lo que el material podría utilizarse.

Respecto a la conductividad térmica, cuanto mayor sea la conductividad térmica de un material, mejor conductor del calor será. Cuanto menor sea, el material será más aislante. Por lo tanto, la poliamida es más aislante que la resina epoxi.

La temperatura de deformación para la poliamida es de 180°C, mientras que la temperatura de deformación de la resina epoxi es de 200°C. Atendiendo a las especificaciones, el transformador no superara temperaturas por encima de los 100°C, por lo que dicho material puede emplearse como sustitutivo a la resina epoxi.

Dada la validez de la PA12, se procede a la búsqueda de proveedores que fabriquen el tanque en poliamida PA12 a través de impresión 3D, ya que este método es más rápido y barato para la fabricación de una única pieza.

Paralelamente, se realizará el análisis comparativo de la fabricación de los tanques del transformador a través de impresión 3D o con inyección de plástico (método empleado actualmente).

❖ Impresión 3D

Para la fabricación del prototipo, se acudió a los siguientes fabricantes de impresión 3D, cuyos presupuestos están mostrados en la Tabla 18:

Tabla 18 Presupuesto fabricantes para la impresión 3D del tanque del transformador

FABRICANTE	Tanque	Cubierta	PRESUPUESTO
Materialise	2,900.00 €	590.00 €	3,490.00 €
Sculpteo	6,007.55 €	3,105.33 €	9,112.88 €
Additive	595 €	291 €	886 €
EMPI	465.00 €	235.00 €	700.00 €

❖ Tecnología GPA

A continuación, se muestran los costes de la fabricación del molde para el tanque y la cubierta del transformador, de dos proveedores diferentes.

Tabla 19 Presupuesto fabricantes para el molde del tanque del transformador

FABRICANTE	Tanque	Cubierta	PRESUPUESTO
Laco Stampi	21,000.00 €	13,000.00 €	34,000.00 €
RDI plastic	29,500 €	15,000 €	44,500 €

❖ Comparación impresión 3D y tecnología GPA

Atendiendo a los costes de la impresión 3D (Tabla 18), se procede a subcontratar la fabricación del tanque para el prototipo a la empresa EMPI, teniendo un coste de 700 €.

Respecto a la tecnología GPA, se decide trabajar con la empresa Laco Stampi; con la que se ha estado trabajando hasta ahora. Laco Stampi permite obtener los moldes a un precio de 34,000 € frente a los 44,500 € que ofrece la empresa RDI Plastic (Tabla 19).

Como puede verse en la Tabla 20, a pesar de la inversión que es necesaria hacer en los moldes, el coste por unidad en la impresión 3D es muy elevado, lo que hace que no sea competitivo frente a la tecnología GPA.

Tabla 20 Presupuesto para 25 unidades de EMPI para la fabricación en 3D de los tanques y 100 unidades de Laco Stampi para la inyección GPA

Tecnología	FABRICANTE	Unidades	Tanque	Cubierta	PRESUPUESTO
Impresión 3D	EMPI	25	390.00 €	72.00 €	462.00 €
GPA	Laco stampi	100	70.00 €	45.00 €	115.00 €

De igual manera, se vio que la impresión 3D no era un método válido para la fabricación de los tanques del producto TER-MM 950V, debido a la imposibilidad de hacer piezas en color rojo (RAL3013). Es un punto de gran relevancia, ya que el color rojo de los transformadores es la imagen de AUGIER Energy.

▪ **Acción/es implementada/s**

Acción	Reducción del tanque
1	Se realiza una reducción del tanque del 41% en volumen. El volumen será de 49.80 dm ³ . Esta acción conlleva la fabricación de nuevos moldes para la inyección de plástico con tecnología GPA.
Acción	Cambio del material del tanque para impresión 3D
2	Tras obtener un análisis favorable, se procederá a trabajar con poliamida PA12 en lugar de con resina epoxi (CY 225) para poder fabricar el prototipo.

❖ **Precauciones:**

Debido a la propuesta de reducción del tamaño del tanque, es importante tener en cuenta las pérdidas en la cuba, ya que forman una parte importante de las pérdidas en los transformadores. Será necesario realizar un ensayo para verificar que las pérdidas no superan los límites permitidos.

En los transformadores hay fundamentalmente dos tipos de excitación de la superficie, pérdidas en las paredes de la cuba y pérdidas en las tapas de la cuba que surgen por las altas corrientes producidas tanto en conductores como en arrollamientos.

4.4. Modificación del aceite dieléctrico

El aceite dieléctrico, es un lubricante estable a altas temperaturas que tiene propiedades aislantes eléctricas, las cuales dependen de la ausencia o no de impurezas, tales como suciedad, materias extrañas y agua, ya que pueden disminuir operacionalmente la rigidez dieléctrica.

Los aceites dieléctricos poseen una alta resistencia a la oxidación, lo que permite funcionar por largos períodos, tanto en transformadores de potencia y de distribución como en interruptores. Poseen alta estabilidad química y buenas propiedades refrigerantes debido a su baja viscosidad, lo cual le facilita la transferencia del calor generado en el transformador. Los aceites dieléctricos pueden utilizarse en:

- Transformadores de potencia y de distribución.
- Interruptores de potencia en baños de aceite.
- Condensadores.
- Como medio aislante en las bobinas de arranque de automóviles.

Como aceite dieléctrico en general.

Entre los tipos de aceite, se diferencian:

- Aceite mineral
- Aceite sintético
- Aceite vegetal

❖ Aceite mineral:

Los aceites dieléctricos de origen mineral se obtienen de un derivado secundario del petróleo en cuya composición predominan los hidrocarburos nafténicos. Las propiedades de un buen aceite de transformador no son propias o no están presentes, en forma exclusiva, en un determinado tipo de hidrocarburo, sino que por el contrario se encuentran repartidas entre varios (Nafténicos, parafínicos y aromáticos). Una composición típica de un buen aceite dieléctrico responde a las siguientes proporciones:

- Hidrocarburos Aromáticos: 4 a 7%
- Hidrocarburos Isoparafínicos: 45 a 55%
- Hidrocarburos Nafténicos: 50 a 60%

Los aceites minerales representan el 90% del volumen de ventas de aceites dieléctricos a nivel mundial, casi todo usado en transformadores e interruptores de potencia. Una cantidad menor es usada en capacitores y cables.

❖ Aceite sintético

El aceite sintético se obtiene por la optimización molecular por síntesis química.

La aplicación de aceites sintéticos como aislantes eléctricos ha sido muy limitada. Recientemente se han empleado fluidos sintéticos a base de silicona y ésteres de ftalato en aplicaciones especiales donde se requiere un alto grado de seguridad y un tiempo de servicio elevado.

Las pruebas y su interpretación son prácticamente las mismas para un aceite sintético a base de silicona que para un aceite mineral. El test de oxidación no se requiere para las siliconas debido a que este material no se oxida (no forma lodos).

❖ Aceite vegetal

El aceite dieléctrico vegetal, está compuesto a base de componentes vegetales con diversos aditivos. Las semillas proceden de cultivos existentes comunes, por tanto a diferencia de lo que ocurre con los aceites minerales, utilizan una materia prima renovable y por tanto inagotable.

El aceite vegetal es biodegradable, siendo amigable con el medio ambiente, excelente comportamiento a la resistencia de flameo y punto de ignición, por encima de los 320°C, superior a los valores que pueden obtenerse con otros fluidos tales como aceites de silicona, o ésteres sintéticos y por supuesto muy superiores a los aceites minerales convencionales. Esto evita la necesidad de instalar sistemas fijos de extinción de incendios en los centros de transformación.

Además mejora la capacidad de remoción de agua provocada por el envejecimiento disminuyendo la rata de envejecimiento del papel aislante [13].

4.4.1. Características del aceite dieléctrico utilizado por AUGIER Energy

Tabla 21 Características aceite Shell S4-ZX-I Typical

	S4 ZX-I Typical (mineral)
Viscosidad (mm ² /s)	9.4 a 40°C
Pto de fluidez (°C)	-57
Pto de inflamacion (°C)	144
Voltaje de ruptura (kV)	>60 max
Voltaje de rupture sin tratar (kV)	30

Además, el aceite Shell S4-ZX-I se caracteriza por estar fabricado a partir de aceites base cero de azufre, utilizando tecnología GTL de Shell (gas a liquido). Estos aceites de base ofrecen un alto grado de coherencia compositiva y tienen una excelente respuesta antioxidante. Están libres de PCB, DBDS y pasivadores.

4.4.2. Acción/es sobre el aceite dieléctrico

▪ Acción/es propuesta/s

Acción	
1	Cambiar el tipo de aceite mineral, por uno más barato.
2	Cambiar el aceite mineral por aceite vegetal.

Acción	Ventajas	Desventajas	Riesgo	Incertidumbre
1	- No compromete el funcionamiento del transformador.	-La reducción de coste puede que no sea elevada	Bajo	Baja
2	- No es contaminante - Mas barato que el aceite mineral	- Compromete el funcionamiento del transformador. Es necesario testarlo	Medio	Alta

▪ Acción/es a ejecutar

Acción	
1	Estudio económico de los diferentes aceites minerales del mercado
2	Viabilidad técnica y económica de trabajar con aceite vegetal en lugar de con aceite mineral.

▪ Análisis de viabilidad y ejecución de las acciones

Dado que la acción 2 aporta una solución económica y técnica más ambiciosa, pero de mayor riesgo e incertidumbre, se ha decidido implementar simultáneamente ambas acciones.

Actualmente AUGIER Energy cuenta con un único tipo de aceite en su fábrica, el S4 ZX- Typical de Shell, lo que le permite tener precios más ajustados con el proveedor debido a las grandes cantidades de aceite que compra. De esta manera se evitan a su vez problemas como poner en un transformador el aceite que no se debe.

A pesar de ello, el coste del aceite representa en torno a un 7% de los costes totales del transformador TER-MM 950V, por ello, a través de la acción 1 se ha procedido al análisis económico de los diferentes aceites minerales. Es una acción conservadora, pero que permite reducir el coste del transformador sin comprometer su funcionamiento.

En la tabla se puede ver la relación de precios entre los diferentes aceites minerales de Shell.

Tabla 22 Precios de los aceites minerales de Shell

	Shell		
	S4 ZX-I Typical (mineral)	S2 ZU-I (mineral)	S3 ZX-I (Mineral)
Precio/ 100 litros (eur/100 L)	303	245	273
Capacidad del tanque (L)	209	209	209
Precio/tanque	633,27	512.05	570.57

Puede verse que el precio actual del aceite mineral tipo S4 ZX-I Typical es más elevado que el resto de los aceites de Shell. Esto se debe a que de los tres tipos este es el de mayor calidad.

Con el fin de no comprometer la calidad del aceite, se decidió proceder a una negociación del precio del aceite mineral tipo S4 ZX-I Typical. Tras la negociación con los proveedores, se llegó a un acuerdo de reducción de precio de 96 euros por tanque de 209 litros.

Tabla 23 Comparación precios Shell S4-ZX-I

	S4 ZX-I (Antiguo precio)	S4 ZX-I (Nuevo precio)
Precio/ 100 litros (eur/100 L)	303	245
Capacidad del tanque (L)	209	209
Precio/tanque	633.27	537.27

Respecto a la acción 2, el primer paso necesario es realizar un análisis comparativo de las propiedades del aceite dieléctrico vegetal frente al mineral. Posteriormente se hará un análisis económico.

❖ Comparación entre aceite vegetal y mineral

Debido a que los aceites sintéticos son muy caros y su uso se limita a aplicaciones muy específicas, se va a proceder a realizar un análisis comparativo entre el aceite mineral (el que se emplea actualmente en los transformadores de AUGIER Energy) y el aceite vegetal.

En la Tabla 24 se muestran las principales propiedades para tener en cuenta a la hora de comparar aceites dieléctricos.

Tabla 24 Comparación aceite vegetal frente al mineral

	Aceite vegetal (FR3°)	Aceite mineral
Procedencia	Ester vegetal	Refino de petróleo
Biodegradación	Excepcional ($\geq 99\%$)	No biodegradable
Punto de combustión (°C)	360	165
Punto de inflamación (°C)	330	142
Densidad (kg/dm ³)	0.92	0.85
Rigidez dieléctrica (kV)	65	60
Esperanza de vida	35-40	25-30

El aceite vegetal presenta ventajas frente al mineral en lo que respecta al punto de combustión y al punto de inflamación, superior a los valores que pueden obtenerse con aceite mineral. Esto evita la necesidad de instalar sistemas fijos de extinción de incendios en los centros de transformación, de acuerdo con RAT - ITC 14 apartado 5.1 b2.

Es determinante analizar la durabilidad del papel aislante con el aceite vegetal en transformadores. Estudios publicados demuestran que, bajo las mismas condiciones, el

envejecimiento del papel kraft en aceite vegetal es mucho más lento que en aceite mineral convencional. Los principales factores de degradación del papel kraft en transformadores son: la temperatura (degradación termoquinética) y la cantidad de agua (degradación termo-hidrolítica) [14].

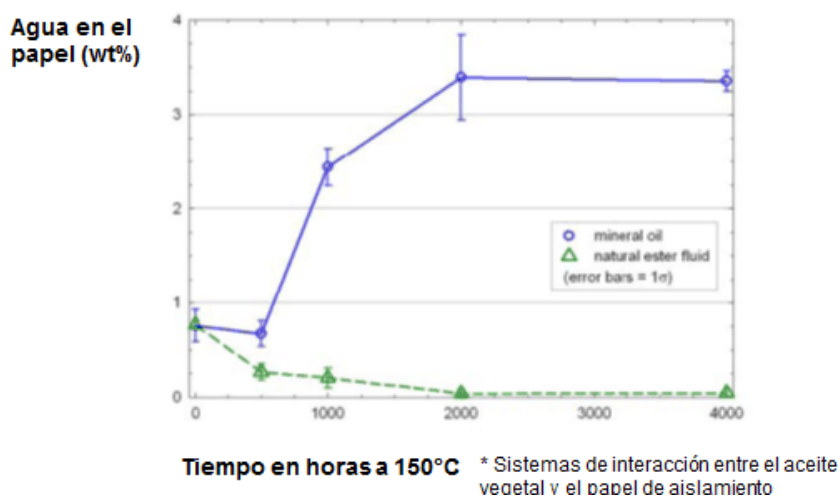


Figura 17 Cantidad de agua en el papel aislante [14]

En términos de saturación relativa, se debe obtener un punto de equilibrio entre el papel y el aceite aislante en funcionamiento normal. Los ésteres naturales pueden albergar una mayor cantidad de agua que los aceites minerales, haciendo que haya mayor cantidad de agua desplazada del papel hacia el fluido. Esta es una de las ventajas de los ésteres naturales utilizados como aislantes, ya que hay un aumento significativo de la vida útil del papel [14].

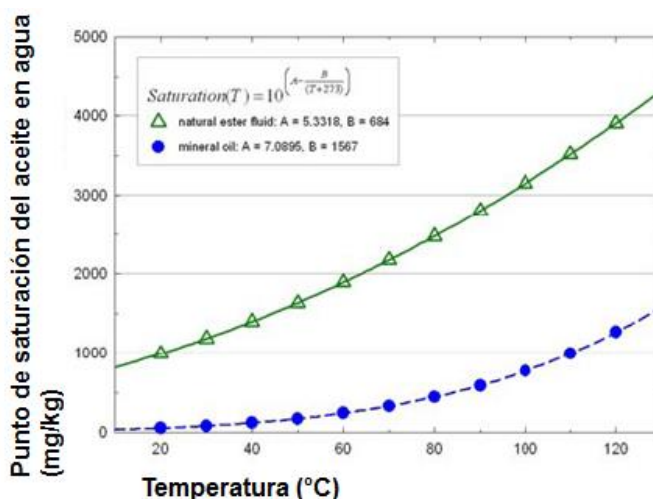


Figura 18 Capacidad del aceite vegetal en absorber el agua frente al mineral [14]

Pruebas comparativas de las tasas de envejecimiento del papel termoestabilizado con aceite mineral y con éster natural, demuestran que con éster natural es significativamente más lento el proceso de envejecimiento. Se estima que el papel termo estabilizado en un transformador con éster natural, con elevación promedio de temperatura de 85°C, tiene la misma vida útil que un papel idéntico en un transformador con aceite mineral con elevación promedio de temperatura de 65°C.

Este resultado es de gran relevancia dado que el aumento de la vida útil del aislamiento, se traduce en menores costes del proyecto o en el aumento de la vida útil del equipo.

Otra de sus propiedades, es que el éster vegetal es totalmente miscible con el aceite mineral, lo que hace que sea posible la sustitución de los aceites minerales de una forma fácil y económica.

Entre sus inconvenientes se encuentra el no poder emplearse en transformadores con respiración abierta a la atmosfera porque el enlace éster “gelifica”, por ello solo podrá utilizarse en transformadores sellados.

Otro problema podría ser su viscosidad, muy superior a la de los aceites minerales (35-45 mm²/s los ésteres frente a 9 ó 10 mm²/s los aceites minerales), sin embargo, la viscosidad del aceite vegetal se aproxima mucho a la del aceite mineral a temperaturas operacionales, y se suele hacer hincapié en el hecho de que el aceite vegetal presenta una mayor diferencia entre el valor medido y el valor máximo estipulado por las normas, razón por la cual el aceite vegetal es más eficaz a la hora de disipar calor cuando se desplaza por las partes internas y más calientes del transformador. Por tanto, la diferencia de viscosidades en tales condiciones, no representa inconveniente alguno, los fabricantes lo resuelven incrementando el número de radiadores y los mantenedores incrementando la ventilación cuando sustituyen el aceite por éster vegetal.

La literatura expresa la necesidad de considerar diseños particulares para los transformadores inmersos en aceite de origen vegetal. Resultados de estudios muestran que al conservar los mismos diseños, las distribuciones de campo eléctrico son diferentes entre las partes activas que conforman los transformadores (papel-aceite). Para el caso de transformadores con aceite vegetal, los esfuerzos eléctricos tanto en el papel como en el aceite se equilibran, dada una mayor similitud en las constantes dieléctricas de ambos materiales.

Con relación a la cromatografía de gases, es importante resaltar que aun cuando las composiciones de cada tipo de aceite son diferentes a causa de su materia prima, según la norma ASTM 6871 correspondiente a análisis de aceites vegetales, se pueden utilizar métodos de análisis cromatógrafos que se usan comúnmente para el análisis del aceite mineral en el análisis del aceite vegetal, siendo en este caso el aceite mineral el patrón de comparación.

Existe una falta de experiencia con relación a las concentraciones de gases para establecer los valores límites de DGA en ppm de los gases combustibles presentes en cada avería [15].

❖ Comparación proveedores y aceites

En la Tabla 25 se muestra una comparación entre los aceites vegetales de los proveedores ETF Fluid y Climatec y los aceites de Shell.

Tabla 25 Comparación entre diferentes aceites vegetales y minerales de diferentes proveedores

	ETF Fluids	Climatec	Shell		
	FR3 Fluid (Vegetal)	Envirotemp FR3 (Vegetale)	S4 ZX-I Typical (mineral)	S2 ZU-I (mineral)	S3 ZX-I (Mineral)
Viscosidad (mm ² /s)	< 50 a 40°C	<200 a 40°C	<9.6 a 40°C	9.4 a 40°C	8 a 40°C
Pto de fluidez (°C)	<-10	-20	-42	-57	-60
Pto de inflamación (°C)	275	360	191	144	138
Voltaje de ruptura (kV)	30	65	60 max	>60 maxi	>30
Voltaje de ruptura sin tratar (kV)	-	-	30	30	30
Precio/ 100 litros (eur/100 L)	124.59	135.20	245	245	273
Capacidad del tanque (L)	206	206	209	209	209
Precio/tanque	513.33 (2 tanques)	530.50 (2 tanques)	537.27	512.05	570.57

Comparando los aceites y atendiendo a las características explicadas anteriormente de los aceites vegetales frente a los aceites minerales, es necesario testar el aceite vegetal, con el fin de verificar que cumple con las especificaciones de los transformadores de AUGIER. Debido al tiempo que toma realizar estas pruebas y verificar que el funcionamiento del transformador es el correcto, esta acción quedara marcada para futuras mejoras y reducciones de coste.

Las principales razones por las que no se desecha profundizar en esta acción, son:

- El aceite vegetal es más barato que el aceite mineral, lo que permitirá reducir el coste del transformador.
- El aceite vegetal es un dieléctrico bio-degradable y reciclable. Se reduce riesgo de daño ecológico, en caso de derrame.
- El grado de inflamabilidad y el punto de combustión del aceite vegetal son mayores que el del aceite mineral.
- Mayor capacidad de absorción de humedad que el aceite mineral, lo que permite una mayor durabilidad de los papeles aislantes del transformador disminuyendo el envejecimiento de los mismos.
- Permite un incremento de sobrecarga admisible comparado con los de aceite mineral. Mayor longevidad del transformador.

▪ **Acción/es implementada/s**

Acción	Aceite mineral Shell S4-ZX-I (precio renegociado)
1	Tras la negociación del precio con el proveedor del aceite dieléctrico mineral Shell S4-X-I, se decidió seguir trabajando con este tipo, ya que es la acción de menos riesgo e incertidumbre. Se sabe que el transformador funcionara y permite reducir el coste.

Capítulo 5. Análisis económico del rediseño del transformador TER-MM 950 V.

En este capítulo se va a proceder al análisis económico de las diferentes acciones implementadas en la etapa de rediseño del transformador.

5.1. Análisis del impacto económico del rediseño

▪ Parte activa

Se va a trabajar con una parte activa 3kVA de diseño AUGIER. Esta parte activa tiene un coste de 293 €, lo que supone un ahorro de 100€ respecto a la parte activa de 5kVA con la que se estaba trabajando.

De manera individual, este cambio reduce en torno a un 9% el coste del transformador.

Tabla 26 Comparación de los costes del transformador con el cambio de la parte activa

	Antigua PA	Nueva PA
Coste transformador	1,035 €	940 €

▪ Conector

En el conector se realiza un cambio de material, de PPS RYTON R7 a AKULON PA66, ya que la influencia del material sobre el coste era significativa.

En la Tabla 27 se puede observar que el coste actual del conector es de 60.97 €, 20€ más barato que el antiguo.

Tabla 27 Comparación costes del conector antes y después del rediseño

	Costes antiguos	Costes nuevos
Componentes	10.14 €	10.14 €
Mano de obra	12.57 €	12.57 €
Material	37.00 €	16.96 €
TOLE RENFORT COUVERCLE B.TER	4.60 €	4.60 €
CAPUCHON KAPSTO GPN 255-27 NATURE SI	6.40 €	6.40 €
CAVALIER RAC TER	10.30 €	10.30 €
	81.01 €	60.97 €

Tabla 28 Comparación de los costes del transformador con el cambio del conector

	Antiguo conector	Nuevo conector
Coste transformador	1,035 €	1015 €

Con la modificación del tipo de material del conector se consigue reducir en un 1.94% el coste del transformador.

▪ Cuba

Los costes de fabricación de las nuevas cubas serán los mismos que los costes de las antiguas, ya que se seguirá trabajando con los mismos proveedores. El precio final será inferior al actual debido a la reducción de materia prima.

En la Tabla 29 se puede ver que con las modificaciones dimensionales de la cuba se consigue reducir la cantidad de materia prima empleada para la fabricación del tanque y la cubierta del transformador en un 29%.

Tabla 29 Comparación de volumen de materia prima, peso y precio del tanque antes y después del rediseño.

	Antiguo (Resina epoxy)		Nuevo(Resina epoxy)	
	Tanque	Cubierta	Tanque	Cubierta
Volumen material (dm ³)	11.5	8.33	8.75	5.42
Peso (kg)	13.8	10	10.5	6.5
Precio	90.00 €	69.00 €	70.00 €	45.00 €

	Antiguo	Nuevo
Coste Tanque + cubierta	159.00 €	115.00 €

Atendiendo a esto, se logra obtener un ahorro económico del 28% en la fabricación de los tanques. El impacto individual que tiene la reducción de tamaño del tanque sobre el coste total del transformador es del 5.98%.

Tabla 30 Comparación de los costes del transformador con el cambio del tamaño del tanque

	Antiguo tanque	Nuevo tanque
Coste transformador	1,035 €	973 €

▪ Aceite

Sobre el aceite influyen los cambios efectuados en el tanque del transformador, ya que es necesario emplear menos cantidad de aceite.

En la siguiente tabla se muestra la diferencia económica debido a la reducción del volumen de aceite, así como a la diferencia económica tras la negociación del precio del aceite Shell S4-ZX-I.

Como puede verse, la reducción del tamaño supone un impacto del 41% en el coste del aceite, mientras que la negociación del precio influye en un 19%. La reducción de la cantidad de aceite empleado para la refrigeración supone una reducción del peso del transformador del 8.59%, ya que se reduce el volumen de aceite empleado de 25.31 dm³ a 15 dm³. Dado que la densidad del aceite es próxima a 1g/dm³, puede asumirse que el peso del transformador pasa de 120 kg a 109 kg (Tabla 31).

Tabla 31 Comparación de volumen de aceite y precio del mismo antes y después del rediseño.

	Tamaño antiguo	Tamaño nuevo	Tamaño antiguo	Tamaño nuevo
	S4 ZX-I (Precio antiguo)	S4 ZX-I (Precio antiguo)	S4 ZX-I (Precio Nuevo)	S4 ZX-I (Precio Nuevo)
Precio/ 100 litros (eur/100 L)	303	303	245	245
Litros/transformador	25.31	15	25.31	15
Eur aceite/transformador	76.70	45.45	62.01	36.75

Por tanto, se ha reducido el coste del aceite en un 52%, que se refleja sobre el coste total del transformador como una reducción del 4.22%. (Tabla 32).

Tabla 32 Comparación de los costes del transformador con el cambio de aceite

	Antiguo volumen de aceite	Nuevo volumen de aceite
Coste transformador	1,035 €	991 €

▪ Transformador

El conjunto de estas modificaciones impacta sobre el transformador permitiendo reducir los costes de fabricación en un 20.14%.

Tabla 33 Comparación costes del transformador antes y después del rediseño

	Coste total antes del rediseño	Coste total después del rediseño
Parte activa (incl. mano de obra)	393 €	293 €
Tanque	157 €	105 €
Otros costes de montaje	117 €	117 €
Conectores (incl. mano de obra)	81 €	61 €
Aceite	74 €	36.75 €
Conmutador (incl. mano de obra)	70 €	70 €
Fusible	22 €	22 €
Otros	122 €	122 €
Coste total del transformador	1,035 €	826 €

Las modificaciones sobre los componentes del transformador que mayor impacto tenían sobre el coste hacen que ahora ese impacto sea inferior (véase el Gráfico 4.)

La parte activa sigue siendo el principal elemento que incrementa el precio del transformador. Tiene una influencia del 35% frente al 37.9% que tenía antes del rediseño.

Además el aceite ha perdido gran protagonismo, pasando a tener una presencia del 4% en los costes frente al 7% que tenía.

A pesar de las modificaciones, el conector se mantiene en torno al 7% y el tanque ha reducido en un 2% su influencia sobre el coste del transformador.

Los costes de fabricación, así como el resto de piezas, como pueden ser tuercas y arandelas, que no están normalizadas, han incrementado su influencia sobre el coste. En futuros rediseños entraran a formar parte de los elementos a modificar.

COMPARACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS COSTES DE FABRICACIÓN DEL TRANSFORMADOR ANTES Y DESPUÉS DEL REDISEÑO

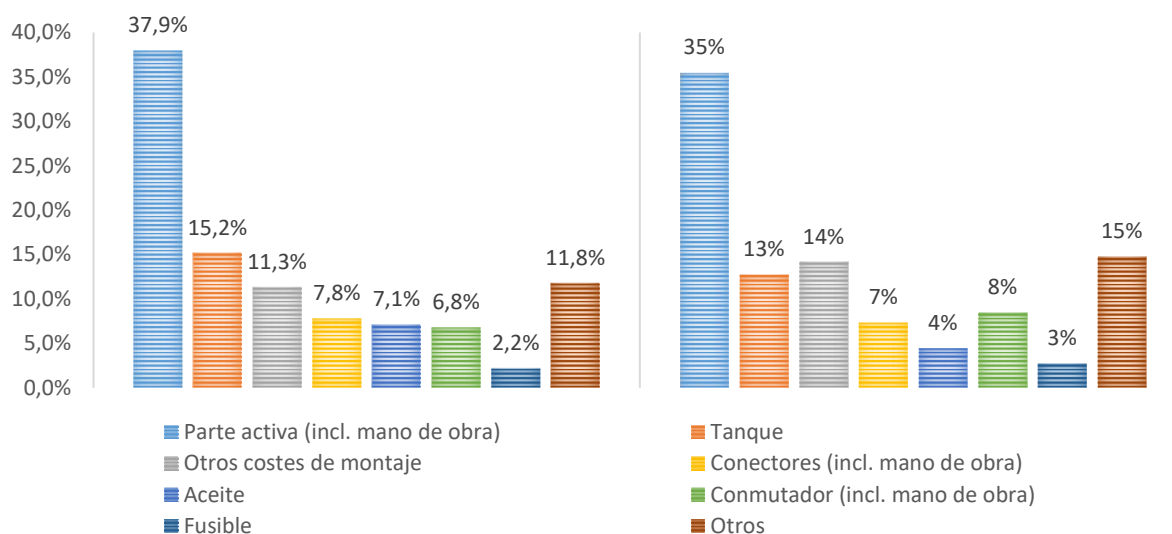


Gráfico 4 Distribución de los costes de fabricación antes y después del rediseño

5.2. Estudio económico y resultados

Como se ha indicado anteriormente, a través de los cambios llevados a cabo se ha conseguido reducir el coste de fabricación de los transformadores un 20.14%, inferior al 25% que se estimó.

Teniendo en cuenta que el margen operativo (OM) con el que trabaja AUGIER es del 40% e incluyendo el 35% de margen variable, el precio final de venta del transformador, para un coste de fabricación de 826€, quedaría en 1859.47€, permitiendo a AUGIER Energy tener un margen de beneficios de 743.79€ (Tabla 34).

Pero como se muestra en la Tabla 35, el precio objetivo de venta era de 1799.49 €, con el cual se conseguía reducir en un 17% el coste de la solución global para ser competitivo frente a la solución de distribución tipo BT (Tabla 4). Sin embargo, con este precio de venta no se consigue ser competitivo a una distancia de 550m con un margen operativo del 40%. Aun habría que mejorar el coste en un 4%. Con este precio de venta se consigue ser competitivo a una distancia de 580m (Tabla 36) y se incrementa en un 3% el margen de beneficios, respecto a los beneficios estimados.

Para ser competitivo a una distancia de 550m debería optarse por tener un margen operativo (OM) del 36%, con el cual el precio de venta sería de 1743.25 €, permitiendo reducir el coste de la solución global BTM en un 17%. Al reducir el precio de venta, se reduce el margen de beneficios de AUGIER entorno a un 12% respecto al margen estimado (Tabla 35).

Tabla 34 Coste de fabricación, precio de ventas y margen obtenidos con el rediseño del transformador

Nuevo Coste de fabricación	Coste total (incluyendo 35% de MV)	Margen operacional : OM (%)	Nuevo precio de venta	Margen para AUGIER
826.43 €	1,116 €	30%	1,593.83 €	478.15 €
826.43 €	1,116 €	32%	1,640.71 €	525.03 €
826.43 €	1,116 €	34%	1,690.43 €	574.75 €
826.43 €	1,116 €	36%	1,743.25 €	627.57 €
826.43 €	1,116 €	38%	1,799.49 €	683.81 €
826.43 €	1,116 €	40%	1,859.47 €	743.79 €
826.43 €	1,116 €	42%	1,923.59 €	807.91 €
826.43 €	1,116 €	44%	1,992.29 €	876.61 €
826.43 €	1,116 €	46%	2,066.08 €	950.40 €

Tabla 35 Coste de fabricación, precio de ventas y margen esperados con el rediseño del transformador

Coste de fabricación previsto	Coste total (incluyendo 35% de MV)	Margen operacional : OM (%)	Precio de venta esperado	Margen para AUGIER
799.77 €	1,080 €	40%	1799.49 €	720 €

Tabla 36 Comparación solución BT y BTM tras el rediseño del transformador

		550m	
		BTM	BT
2 x TER-MM 950V (5kVA)	Precio de venta	3,718.94 €	
2 x Regard	Precio externo	1,528.00 €	
Cable	Precio externo	947.00 €	5,945.00 €
		6,193.94 €	5,945.00 €

*Objetivo: alcanzar el precio de la solución BT a 550 m

Reducción del coste de la solución BTM		
Coste Global	7,131.78 €	5,945.00 €
Coste global real	6,193.94 €	5,945.00 €
Objetivo de reducción de costes	17%	
Reducción de costes alcanzado	13%	

		550m	
		BTM	BT
2 x TER-MM 950V (5kVA)	Precio de venta	3,486.51 €	
2 x Regard	Precio externo	1,528.00 €	
Cable	Precio externo	947.00 €	5,945.00 €
		5,961.51 €	5,945.00 €

*Objetivo: alcanzar el precio de la solución BT a 550 m

Reducción del coste de la solución BTM		
Coste Global	7,131.78 €	5,945.00 €
Coste global real	5,961.51 €	5,945.00 €
Objetivo de reducción de costes	17%	
Reducción de costes alcanzado	17%	

		580 m	
		BTM	BT
2 x TER-MM 950V (5kVA)	Precio de venta	3,718.94 €	
2 x Regard	Precio externo	1,528.00 €	
Cable	Precio externo	999.00 €	6,269.00 €
		6,245.94 €	6,269.00 €

*Objetivo: alcanzar el precio de la solución BT a 580 m

Reducción del coste de la solución BTM		
Coste Global	7,183.78 €	6,269.00 €
Coste global real	6,245.94 €	6,269.00 €
Objetivo de reducción de costes	13%	
Reducción de costes alcanzado	13%	

Para analizar qué situación es más beneficiosa para AUGIER y poder tomar una decisión, se procede a hacer un análisis del VAN y el payback del proyecto en base a las ventas estimadas, los costes fijos como los moldes y los costes de ejecución, como gasto en ingenieros y en la fabricación de prototipos. Se diferenciarán las dos situaciones como situación 1 (OM=40% / 580m) y situación 2 (OM=36% / 550m).

El Valor Actual Neto de un proyecto es el valor actual/presente de los flujos de efectivo netos de una propuesta, entendiéndose por flujos de efectivo netos la diferencia entre los ingresos y los egresos periódicos. Para actualizar esos flujos netos se utiliza una tasa de descuento denominada tasa de expectativa o alternativa/oportunidad, que es una medida de la rentabilidad mínima exigida por el proyecto que permite recuperar la inversión, cubrir los costos y obtener beneficios.

Según el valor de este indicador, se puede llegar a conocer si una inversión será rentable con el tiempo y si se debe realizar esta inversión. El VAN se calcula de la siguiente manera:

$$VAN = \frac{D_0}{1+i} + \frac{D}{(1+i)^2} + \dots + \frac{D}{(1+i)^n}$$

Donde:

D_0 : Inversión inicial necesaria para realizar el proyecto.

D : Flujos de caja en cada periodo de tiempo.

n : Horizonte temporal

i : tasa de descuento

Según el valor de este y el criterio:

- Si $VAN < 0$, la inversión no se recuperará en el tiempo previsto, por lo que resulta desaconsejable realizarla.
- Si $VAN > 0$ o igual, el dinero se recuperará por lo que sí es aconsejable realizar la inversión. Para calcular el VAN de nuestro proyecto, primero es necesario calcular la inversión inicial.

El payback es el plazo que se debe esperar para que el valor de la inversión inicial sea superado por el resultado. Es decir, en cuánto tiempo el emprendimiento llegará al punto de equilibrio. Cuanto mayor sea ese plazo, más alto también será el grado de incertidumbre del negocio.

El payback se calcula de la siguiente manera:

$$\text{Payback} = \left[\text{periodo ultimo con flujo acumulado negativo} \right] + \left[\frac{\text{Valor absoluto del ultimo flujo acumulado negativo}}{\text{Valor de flujo de caja en el siguiente periodo}} \right]$$

La principal desventaja del payback es que no se toma en cuenta el valor del dinero en el tiempo, solo mide cuánto se tarda en recuperar la inversión.

Se van a estudiar tres casos. Caso pesimista, vender 50 transformadores al año, una situación realista, vender 100 y un caso optimista, vender 150 transformadores.

Es necesario conocer los costes, tanto fijos como variables, que se estimarán en función a su valor en el año actual. En concepto de costes se tiene en cuenta:

- Costes de ventas: todos los costes para la fabricación y venta de los productos.
- Amortización de la maquinaria.
- Salarios.

En el proyecto participaran dos ingenieros, un operario y un becario, lo que supone los costes que se muestran a continuación:

Tabla 37 Coste en sueldos del proyecto

Puesto	Numero de trabajadores	Coste/ hora	Horas trabajadas	Coste total
Operario	1	58	40	2,320.00 €
Ingeniero	2	84	160	13,440.00 €
Becario	1	20	640	12,800.00 €
Total proyecto				28,560.00 €

Además, se pretende construir un prototipo para testar las modificaciones, por lo que se estima un coste aproximado de 5.000€.

En las siguientes tablas se muestran los datos económicos del proyecto (Tabla 38 y

Tabla 39). El impuesto al valor agregado (IVA o TVA) es del 20% en Francia y al caso a estudiar no se aplica inflación.

Tabla 38 Datos economicos

	Situacion 1	Situacion 2
	OM 40% 580 m	OM 36% 550 m
Coste de fabricación	826.43 €	826.43 €
Precio de venta	1,859.47 €	1,743.25 €
TD	12%	
Ingeniería	28,560.00 €	
Prototipo	5.000 €	
Inversión	33,560.00 €	
Años	5	
Molde	34,000.00 €	
Amortización (eur/año)	6,800.00 €	

Tabla 39 Cuenta de pérdidas y ganancias para los tres casos (50,100 y 150 unidades) para las situaciones 1 y 2

Situación 1

OM 40% 580 m						
CASO 1: 50 unidades						
Año	0	1	2	3	4	5
Ventas		92,973.56 €	92,973.56 €	92,973.56 €	92,973.56 €	92,973.56 €
Costes		41,321.58 €	41,321.58 €	41,321.58 €	41,321.58 €	41,321.58 €
EBITDA		51,651.98 €	51,651.98 €	51,651.98 €	51,651.98 €	51,651.98 €
Amortizacion		6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €
EBIT		44,851.98 €	44,851.98 €	44,851.98 €	44,851.98 €	44,851.98 €
Tax		8,970.40 €	8,970.40 €	8,970.40 €	8,970.40 €	8,970.40 €
NOPAT		35,881.58 €	35,881.58 €	35,881.58 €	35,881.58 €	35,881.58 €
OCF	- 33,560.00 €	42,681.58 €	42,681.58 €	42,681.58 €	42,681.58 €	42,681.58 €
OM 40% 580 m						
CASO 2: 100 unidades						
Año	0	1	2	3	4	5
Ventas		185,947.12 €	185,947.12 €	185,947.12 €	185,947.12 €	185,947.12 €
Costes		82,643.16 €	82,643.16 €	82,643.16 €	82,643.16 €	82,643.16 €
EBITDA		103,303.95 €	103,303.95 €	103,303.95 €	103,303.95 €	103,303.95 €
Amortizacion		6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €
EBIT		96,503.95 €	96,503.95 €	96,503.95 €	96,503.95 €	96,503.95 €
Tax		19,300.79 €	19,300.79 €	19,300.79 €	19,300.79 €	19,300.79 €
NOPAT		77,203.16 €	77,203.16 €	77,203.16 €	77,203.16 €	77,203.16 €
OCF	- 33,560.00 €	84,003.16 €	84,003.16 €	84,003.16 €	84,003.16 €	84,003.16 €
OM 40% 580 m						
CASO 3: 150 unidades						
Año	0	1	2	3	4	5
Ventas		278,920.68 €	278,920.68 €	278,920.68 €	278,920.68 €	278,920.68 €
Costes		123,964.74 €	123,964.74 €	123,964.74 €	123,964.74 €	123,964.74 €
EBITDA		154,955.93 €	154,955.93 €	154,955.93 €	154,955.93 €	154,955.93 €
Amortizacion		6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €
EBIT		148,155.93 €	148,155.93 €	148,155.93 €	148,155.93 €	148,155.93 €
Tax		29,631.19 €	29,631.19 €	29,631.19 €	29,631.19 €	29,631.19 €
NOPAT		118,524.74 €	118,524.74 €	118,524.74 €	118,524.74 €	118,524.74 €
OCF	- 33,560.00 €	125,324.74 €	125,324.74 €	125,324.74 €	125,324.74 €	125,324.74 €

Situación 2

OM 36% 550m						
CASO 1: 50 unidades						
Año	0	1	2	3	4	5
Ventas		87,162.71 €	87,162.71 €	87,162.71 €	87,162.71 €	87,162.71 €
Costes		41,321.58 €	41,321.58 €	41,321.58 €	41,321.58 €	41,321.58 €
EBITDA		45,841.13 €	45,841.13 €	45,841.13 €	45,841.13 €	45,841.13 €
Amortizacion		6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €
EBIT		39,041.13 €	39,041.13 €	39,041.13 €	39,041.13 €	39,041.13 €
Tax		7,808.23 €	7,808.23 €	7,808.23 €	7,808.23 €	7,808.23 €
NOPAT		31,232.90 €	31,232.90 €	31,232.90 €	31,232.90 €	31,232.90 €
OCF	- 33,560.00 €	38,032.90 €	38,032.90 €	38,032.90 €	38,032.90 €	38,032.90 €
OM 36% 550m						
CASO 2: 100 unidades						
Año	0	1	2	3	4	5
Ventas		174,325.42 €	174,325.42 €	174,325.42 €	174,325.42 €	174,325.42 €
Costes		82,643.16 €	82,643.16 €	82,643.16 €	82,643.16 €	82,643.16 €
EBITDA		91,682.26 €	91,682.26 €	91,682.26 €	91,682.26 €	91,682.26 €
Amortizacion		6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €
EBIT		84,882.26 €	84,882.26 €	84,882.26 €	84,882.26 €	84,882.26 €

Tax		16,976.45 €	16,976.45 €	16,976.45 €	16,976.45 €	16,976.45 €
NOPAT		67,905.81 €	67,905.81 €	67,905.81 €	67,905.81 €	67,905.81 €
OCF	- 33,560.00 €	74,705.81 €	74,705.81 €	74,705.81 €	74,705.81 €	74,705.81 €
OM 36% 550m						
CASO 3: 150 unidades						
Año	0	1	2	3	4	5
Ventas		261,488.13 €	261,488.13 €	261,488.13 €	261,488.13 €	261,488.13 €
Costes		123,964.74 €	123,964.74 €	123,964.74 €	123,964.74 €	123,964.74 €
EBITDA		137,523.39 €	137,523.39 €	137,523.39 €	137,523.39 €	137,523.39 €
Amortizacion		6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €	6,800.00 €
EBIT		130,723.39 €	130,723.39 €	130,723.39 €	130,723.39 €	130,723.39 €
Tax		26,144.68 €	26,144.68 €	26,144.68 €	26,144.68 €	26,144.68 €
NOPAT		104,578.71 €	104,578.71 €	104,578.71 €	104,578.71 €	104,578.71 €
OCF	- 33,560.00 €	111,378.71 €	111,378.71 €	111,378.71 €	111,378.71 €	111,378.71 €

Con estos flujos de caja y suponiendo una tasa de descuento del 12%, se obtienen los resultados mostrados en la Tabla 40.

La situación 1 es mejor para AUGIER Energy frente a la solución 2 en los tres casos a analizar (pesimista, realista y optimista).

Con esta inversión en la situación 1, los beneficios empezarían a obtenerse antes de finalizar el primer año en el peor de los casos y a partir del primer trimestre en el mejor. No obstante, estas suposiciones están basadas en escenarios en los cuales los beneficios se mantienen constantes con los años. El VAN > 0, por lo que conviene aceptar el proyecto, ya que proporciona una ganancia total neta actualizada, es decir, genera unos flujos netos de caja más que suficientes para amortizar y retribuir al capital invertido.

En la situación 2, en el caso más optimista (150 ventas al año) se recupera la inversión a partir del primer trimestre.

Tabla 40 VAN y Payback para los diferentes casos analizados

	Situacion 1: OM 40% 580m			Situacion 2: OM 36% 550 m		
Unidades	50	100	150	50	100	150
VAN	120,297.55 €	269,252.60 €	418,207.66 €	103,540.11 €	235,737.72 €	367,935.33 €
Payback (años)	0.79	0.40	0.27	0.88	0.45	0.30

A pesar de que la situación 2 es más competitiva porque permite trabajar a una distancia menor que la solución 1 (550m frente a 580m), se decide trabajar con la solución 1 en lugar de con la solución 2.

La diferencia entre ambas soluciones es de 30 m y como se ha ido explicando y analizando a lo largo del documento, se pretende continuar mejorando el producto, lo que permitirá reducir el coste y llegar a ser competitivo a distancias menores de los 580m. Por tanto, trabajar con la solución 1, permite mantener un margen operativo del 40% y mejora en un 3% el margen de beneficios respecto a lo estimado.

Capítulo 6. Conclusiones y futuras acciones

A través de metodologías como el Lean Manufacturing, la ingeniería concurrente o el Análisis de Valor, se ha procedido a rediseñar el producto TER-MM 950V, identificando las acciones más beneficiosas para actuar sobre cada uno de los elementos.

La reducción conseguida de los costes del transformador es de un 20%, a pesar de que se esperaba una reducción en torno al 25%.

Por otra parte se ha alcanzado una reducción del 13% sobre el coste de la solución global BTM siendo competitivos a 580m, e incrementando en un 3% el margen de beneficios respecto a lo estimado (El objetivo era reducir en un 17% el coste de esta solución para ser competitivo a 550m)

En caso de querer ser competitiva a 550m con la reducción de costes alcanzada, sería necesario reducir el margen operativo (OM) al 36%, ya que todos los cálculos realizados son para un margen operativo del 40%. Esto supondría una reducción del 12% del margen de beneficios.

Dentro de los objetivos del proyecto también estaba reducir el tamaño y el peso del producto. Al cambiar la parte activa, se ha podido construir un transformador de menor tamaño; Se ha conseguido reducir en un 41% el tamaño respecto al 45% que se estimó.

Respecto al peso del transformador se ha logrado el objetivo marcado, reducción del 25%. Esto se ha logrado con la reducción del tamaño del transformador (4.22%), el cambio de la parte activa (12%) y la reducción del volumen de aceite empleado para la refrigeración (8.59%).

A lo largo de la memoria se han resaltado algunas acciones que se preveía ejecutar en este primer rediseño del transformador pero que finalmente no se han llevado a cabo. En este capítulo se va a proceder a enumerarlas de cara a futuros proyectos de rediseño del producto TER-MM 950V.

La principal razón por la que algunas de las acciones no se han implantado, a pesar de la relevancia e impacto que tenían sobre el diseño y el coste del transformador, es porque se ha decidido trabajar extrapolando conocimientos de la metodología lean al rediseño del transformador.

La metodología lean, o también conocida como enfoque lean startup, consiste en mejorar todos los procesos en la creación, puesta en marcha y desarrollo de una empresa o producto. Lo principal de la metodología lean es evitar desperdicios, usar al máximo los recursos ya disponibles y mejorar constantemente los procesos para obtener cada vez resultados más eficientes.

Como expone Eric Ries en el libro “el método lean startup” [16], es mejor lanzar un producto que no está 100% mejorado e ir recibiendo feedback de los clientes, que demorarse en el lanzamiento del mismo, invirtiendo gran cantidad de tiempo y dinero en hacerlo perfecto, pero que al final quede obsoleto o no esté acorde a lo esperado por parte de los clientes.

Por tanto, en el rediseño del transformador se decidió actuar de la manera más sencilla y básica que permitía reducir el coste de venta del transformador para que su uso en la solución BTM fuese competitivo frente a la solución BT. Una vez aceptado por los clientes, tanto el precio del transformador como las modificaciones del tamaño y el peso, se podrá continuar mejorando el producto con el fin de poder ajustar más el precio de venta del transformador, permitiendo a AUGIER Energy obtener un mayor margen de beneficio con cada uno de los transformadores.⁷

Por tanto, las principales acciones serán:

- **Modificar la parte activa:** Finalmente para la fabricación de este primer prototipo se decidió trabajar con una parte activa 3kVA diseño interno de AUGIER. Permite reducir el tamaño y el coste. Esta parte activa es 3kVA y aunque está sobredimensionada, se corre el riesgo de que no tenga la esperanza de vida estimada.
- **Rediseño del conector:** El principal objetivo en el conector era simplificarlo y estandarizar sus piezas, con el fin de poder reducir los tiempos de montaje del mismo y comprar piezas estándar en lugar de tener que fabricarlas, lo que incrementa el coste.

Se vio que para la reducción esperada, bastaba con cambiar el tipo de material de fabricación y no incurrir en costes de moldes del conector, dado la gran influencia que este tenía sobre los costes.

Tras este cambio, como se muestra en el gráfico, el material del conector supone el 28% de los costes frente al 46% que era antes.

De cara a futuras mejoras del conector, los componentes en los que se debería actuar son el capuchón y el cavalier, que afectan en un 10% y un 17% respectivamente al coste total del conector (Gráfico 5). De igual modo, a través de la simplificación y estandarización de las piezas se podrá reducir el coste del conector, dado que influyen en un 17%.

A su vez, diseñar un conector más simple permitirá reducir el tiempo de producción y por tanto el coste de mano de obra.

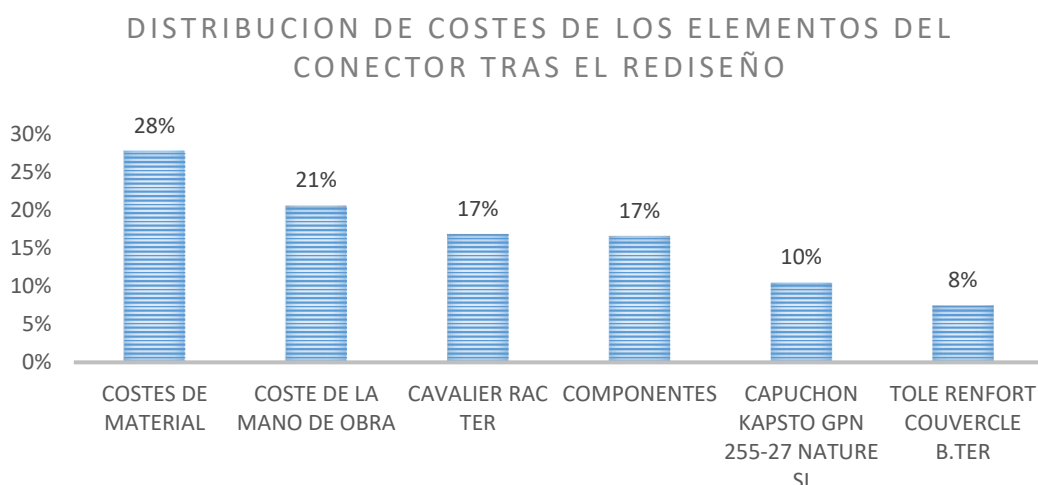


Gráfico 5 Distribución de costes de los diferentes elementos del conector tras el rediseño

- **Aceite dieléctrico vegetal:** Como se explicó en la sección referente a los aceites, las ventajas del aceite vegetal son numerosas, entre las cuales se incluye que su coste es menor y también su densidad. Permite reducir el peso y el coste.

El principal problema para implementar este cambio en el desarrollo de este primer prototipo es que se deben realizar test específicos, ya que los campos eléctricos no se distribuyen de igual manera ni los gases.

En un futuro proyecto de rediseño sería muy interesante testar diferentes aceites vegetales para comprobar si es viable sustituirlo por el aceite mineral con el que se trabaja actualmente.

- **Autotransformador:** AUGIER Energy se diferencia de sus competidores por tener productos para la distribución de energía eléctrica de baja tensión (950V). Es de interés hacer un análisis de la viabilidad de trabajar con un autotransformador 230V/400V en lugar de con el transformador con el que se trabaja actualmente, dado que los autotransformadores son más compactos y baratos.
- **Nuevos proveedores inyección de plástico GPA:** Con el fin de obtener un precio más ajustado y poder negociar con el proveedor actual, se decidió hacer un estudio de mercado de posibles proveedores.
LESCOP es una empresa situada en Barcelona que podía ser competitiva y servirla a AUGIER Energy para la fabricación de los tanques de los transformadores, no solo para el modelo TER-MM 950V.
El principal problema de esta empresa es que ellos trabajaban con resina epoxi en color marrón; AUGIER Energy fabrica todos sus transformadores en resina epoxi en rojo, es la marca de la firma.
El cambio del colorante de la resina suponía un incremento muy grande de los costes y la fabricación de los transformadores en un color diferente al rojo es impensable, por lo que finalmente no resulto una opción a tener en cuenta.
De cara a futuros proyectos, será interesante realizar de nuevo un estudio de los diferentes proveedores existentes e intentar reducir los costes de fabricación de los tanques de los conectores.

Bibliografía

- [1] A. Energy, «AUGIER Energy SA,» [En línea]. Available: <https://augier.com/>. [Último acceso: 05 15 2019].
- [2] B. o. d. e. 2. N. L. 152/1, *Reglamento (UE) N° 548/2014 de la comision de 21 de mayo de 2014 por la que se desarrolla la Directiva 2009/125/CE del Parlamento Europeo y del Consejo en lo que respecta a los transformadores de potencia pequeños, medianos y grandes.*
- [3] ABB. [En línea]. Available: <https://new.abb.com/es/prensa/abb-reduce-el-impacto-ambiental-de-los-transformadores-de-alta-tension>. [Último acceso: 15 05 2019].
- [4] «Variaciones de voltaje,» [En línea]. Available: <https://www.variacionesdevoltaje.com/transformadores-voltaje/tipos-de-transformadores.html>. [Último acceso: 30 01 2019].
- [5] Geocities.we. [En línea]. Available: <http://www.geocities.ws/electricidadarboit/transfo.pdf>. [Último acceso: 04 04 2019].
- [6] A. G. Vergara, *Estudio de la acoplabilidad de transformadores de potencia*, 2009.
- [7] e. e. v. Transformadores y autotransformadores, «educarchile,» [En línea]. Available: http://ww2.educarchile.cl/UserFiles/P0029/File/Objetos_Didacticos/ELE_06/Recursos%20Conceptuales/Transformadores.pdf. [Último acceso: 04 04 2019].
- [8] J. J. Roberts, «Universidad nacional de mar de la plata,» Maquinas electricas, transformadores, [En línea]. Available: http://www3.fi.mdp.edu.ar/dtoelectrica/files/maquiasmec/ME_342_2018_02_Transformadores_2-1_v4.pdf. [Último acceso: 04 04 2019].
- [9] J. F. P. Munoz, *Calculo de fuerzas entre arrollamientos de un transformador en cortocircuito a traves de elementos finitos*, 2014.
- [10] «Instalaciones interiores o receptoras. Prescripciones generales,» de *ITC-BT-19*.
- [11] E. aplicada. [En línea]. Available: <https://www.electricaplicada.com/como-minimizar-los-problemas-de-caida-de-tension/>. [Último acceso: 05 04 2019].
- [12] U. P. d. Comillas, *Tema 2: Diseño y desarrollo de productos*, Madrid, 2018.
- [13] Brettis, «Brettis soluciones para la industria,» [En línea]. Available: <https://www.brettis.com/Tutorial/08Transformadores.pdf>. [Último acceso: 16 05 2019].
- [14] A. Granero, *Ventajas e inconvenientes de los aceites vegetales como dielectricos y refrigerante de transformador*, 2015.
- [15] N. P. J. F. A. M. F. Labarca, *Estudio del aceite vegetal como sustituto del aceite mineral en Transformadores de distribución*.

- [16] E. Ries, El metodo lean startup, Crown Publishing Group, 2011.
- [17] «Instalaciones interiores o receptoras. Sistemas de instalación,» de *ITC-BT-20*.
- [18] «Tubos y canales protectoras,» de *ITC-BT-21*.
- [19] «Instalaciones electricas en edificio,» de *Norma UNE 20460-5-523:2004*.
- [20] Cmf. [En línea]. Available: http://www.cmfpllodio.com/web/tpie/SEA1/clculo_de_secciones_de_los_cables_y_conductores_en_lineas_de_baja_tensin.html. [Último acceso: 10 04 2019].
- [21] «Instalaciones interiores en viviendas,» de *ITC-BT-25*.
- [22] «Sistemas de conexión del neutro y de las masas en redes de distribución de energía eléctrica,» de *ITC-BT-08*.
- [23] «Proteccion contra los contactos directos e indirectos,» de *ITC-BT-24*.
- [24] Norma UNE 211435.
- [25] Norma UNE 60364-5-52.
- [26] Norma UNE 2046-5-523.
- [27] U. P. d. Comillas, *Tema2: Diseño y desarrollo de productos*, Madrid, 2018.
- [28] J. R. Arriba, *Calculo de perdidas en la cuba de un transformador por metodo de los elementos finitos*, Madrid, 2011.
- [29] Monografias. [En linea]. Available: <https://www.monografias.com/trabajos13/fast/fast.shtml>. [Accessed 05 04 2019].

REDISEÑO DE UN TRANSFORMADOR DE BAJA TENSIÓN/BAJA TENSIÓN MONOFÁSICO PARA COMPENSACIÓN DE CAÍDA DE TENSIÓN EN LÍNEAS LARGAS



ANEXOS A LA MEMORIA

ÍNDICE

ANEXO A: Desglose de costes del transformador antes del rediseño	63
ANEXO B : Análisis de las soluciones.....	69
ANEXO C: Cálculo de las soluciones BT y BTM (950V)	77

ANEXO A: Desglose de costes del transformador antes del rediseño

Para poder proceder con el proceso de rediseño del transformador es necesario identificar los costes de cada una de las partes del transformador, así como actualizarlos. Para ello, se ha identificado el coste de cada uno de los elementos que componen cada una de las partes.

COLOR CODE
Connector
Commutator
3 32 05040 B
3 32 04882 B
3 32 06647
3 32 06648
Active Part
Tank
Oil
Other
Fuse

Gamme	Code	Libellé	Qté	UM	Matière	M/O	Total
M	66 10795	TER MM 5KVA 950/230 +-5%	1	UN	812.92 €	59.81 €	872.73 €
O	2051-1	EXPEDITION TE	1	CH	- €	11.53 €	11.53 €
O	2054-1	MARQUAGE TED	1	CH	- €	0.55 €	0.55 €
O	2025-1	MONTAGE TED	1	CH	- €	36.51 €	36.51 €
M	30 11418	BOB.TE M 5KVA 950/230V +-5%	1	UN	240.00 €	- €	240.00 €
M	30 13298	SHUNT ASSEMBLE B.COMMUT.2 TER	1	UN	- €	- €	4.32 €
O	00 02048	CONTROLE RECEPTION	1	CH	- €	0.27 €	0.27 €
O	00 02025	MONTAGE TE-TS	1	CH	- €	0.27 €	0.27 €
M	10 27997	TER 3P-19A	1	UN	1.50 €	- €	1.50 €
M	10 27966	SUPPORT FICHE COMMUT. TER 3P-19A	1	UN	1.80 €	- €	1.80 €
M	10 22898	FICHE LS4N MC	1	UN	0.48 €	- €	0.48 €
M	30 12976	SOUD.CT DOUILLE B-EB4	3	UN	- €	- €	12.11 €
M	10 28143	PRESTA. SOUD.CT. DOUILLE B-EB4	3	UN	6.48 €	- €	6.48 €
O	00 02062	SOUS TRAITANCE	3	CH	- €	4.12 €	4.12 €
M	10 22899	DOUILLE B-EB4	3	UN	1.21 €	- €	1.21 €
M	05 00003	CU-A1 ROND DIAM 2 RECUIT	0.03	KG	0.30 €	- €	0.30 €
M	10 22902	ISOLANT SUPP.CONTACT COMMUT TER	1	UN	1.50 €	- €	1.50 €
M	10 22903	RONDELLE ISOLANTE COMMUT.TER	1	UN	1.10 €	- €	1.10 €
M	30 10900	SOUD. CT SUP B.COMMUT TER	1	UN	- €	- €	5.04 €
O	10 28195	PRESTA. SOUD. CT SUP B.COMMUT TER	1	UN	2.16 €	- €	2.16 €
O	00 02062	SOUS TRAITANCE	1	CH	- €	1.37 €	1.37 €
M	10 22904	CONTACT SUP. COMMUT NTE	1	UN	1.50 €	- €	1.50 €
M	05 00003	CU-A1 ROND DIAM 2 RECUIT	0	KG	0.01 €	- €	0.01 €
M	10 22906	ENVELOPPE COMMUT TER	1	UN	4.46 €	- €	4.46 €
M	10 22912	BOUCHON COMMUT TER	1	UN	2.40 €	- €	2.40 €
M	10 22905	JOINT TORIQUE D: 33 X 4	2	UN	0.28 €	- €	0.28 €
M	10 24028	ECROU 1" DELRIN TER	1	UN	1.50 €	- €	1.50 €

M	10 27478	TUBE COULEE RES. COMMUT. TER ≤10kVA	1	UN	3.20 €	- €	3.20 €
M	10 27184	JOINT TORIQUE D: 1,78 X 1,78	4	UN	0.08 €	- €	0.08 €
M	10 21243	FUS. 1000V 20x127 20A PERC	1	UN	22.38 €	- €	22.38 €
M	10 27041	EMBASE RACC.TER DECONNECTABLE 3 NOIR	1	UN	4.20 €	- €	4.20 €
M	10 22804	TUBE SUPP.FUSIBLE RACC.NTE DECONNECTABLE	1	UN	3.20 €	- €	3.20 €
M	10 24028	ECROU 1" DELRIN TER	1	UN	1.50 €	- €	1.50 €
M	10 27039	JOINT PLAT D: 24 X 30 X 3	1	UN	0.40 €	- €	0.40 €
M	10 04995	JOINT TORIQUE D: 11,3 X 2,4	1	UN	0.01 €	- €	0.01 €
M	10 03196	JOINT TORIQUE D: 64 X 5	1	UN	0.22 €	- €	0.22 €
M	10 07697	RONDELLE M 6 U LAITON	3	UN	0.08 €	- €	0.08 €
M	30 11126	CONTACT INF.RACC.TER PFF 20X127 SOUD. CONTACT INF.RACC.TER PFF 20X127	1	UN	- €	- €	7.82 €
O	10 28183	SOUS TRAITANCE	1	CH	2.16 €	- €	2.16 €
O	00 02062	TIGE FILETEE M 6 X 90 LAITON	1	CH	- €	1.37 €	1.37 €
M	10 27868	CONTACT INFERIEUR B.FUS D:20	1	UN	0.29 €	- €	0.29 €
M	10 24262	ECROU HU M 6 LAITON	1	UN	4.00 €	- €	4.00 €
M	10 07344	COSSE RONDE 2,5 à 6 MM2 D: 6	2	UN	0.07 €	- €	0.07 €
M	10 09609	JOINT FIBRE ROUGE D: 6,2 X 12 X 1	1	UN	0.07 €	- €	0.07 €
M	10 06995	RESSORT COMPRESS. 1,5X17,5 L:20	1	UN	0.03 €	- €	0.03 €
M	10 22375	ECROU PAL M 6 AC Z	1	UN	4.21 €	- €	4.21 €
M	10 07399	TRESSE 6MM2	1	UN	0.02 €	- €	0.02 €
M	05 00198	CABLE H07RN-F AD8 2 X 6 MM2	0.1	ML	0.16 €	- €	0.16 €
M	05 00568	ENV. DELRIN SORTIE CABLE TER	1.7	ML	2.75 €	- €	2.75 €
M	10 24321	JOINT PLAT D: 13 X 28 X 5	1	UN	4.16 €	- €	4.16 €
M	10 24485	JOINT TORIQUE D: 33 X 4	1	UN	0.35 €	- €	0.35 €
M	10 22905	JOINT PLAT D: 22 X 30 X 3	1	UN	0.14 €	- €	0.14 €
M	10 16811	BOUCHON 1" DELRIN PERCE TER	1	UN	0.25 €	- €	0.25 €
M	10 22914	ECROU 1" DELRIN TER	1	UN	2.03 €	- €	2.03 €
M	10 24028	TUBE SORTIE CABLE TER	1	UN	1.50 €	- €	1.50 €
M	10 23876	CONTROLE RECEPTION	1	UN	- €	- €	7.34 €
O	00 02048	REPRISE TUBE SORTIE CABLE TER	1	CH	- €	0.27 €	0.27 €
M	10 27869	SOUS TRAITANCE	1	UN	- €	1.37 €	1.37 €
O	00 02062	TUBE SUPP.FUSIBLE RACC.NTE DECONNECTABLE	1	CH	3.20 €	- €	3.20 €
M	10 22804	CU-A1 ROND DIAM 4 RECUIT	1	UN	0.24 €	- €	0.24 €
M	05 00010	PROLONG. 6 à 10 MM2	0.03	KG	0.95 €	- €	0.95 €
M	10 03718	CABLE H07RN-F AD8 2 X 1,5 MM2	3	UN	0.89 €	- €	0.89 €
M	05 00566	ENV. DELRIN SORTIE CABLE TER	1.7	ML	4.16 €	- €	4.16 €
M	10 24321	JOINT PLAT D: 7.5 X 28 X 4	1	UN	0.28 €	- €	0.28 €
M	10 22322	JOINT PLAT D: 22 X 30 X 3	1	UN	0.25 €	- €	0.25 €
M	10 16811	JOINT TORIQUE D: 33 X 4	1	UN	0.25 €	- €	0.25 €
M	10 22905	BOUCHON 1" DELRIN PERCE TER	1	UN	0.14 €	- €	0.14 €
M	10 22914	ECROU 1" DELRIN TER	1	UN	2.03 €	- €	2.03 €
M	10 24028	TUBE SORTIE CABLE TER	1	UN	1.50 €	- €	1.50 €
M	10 23876	CONTROLE RECEPTION	1	UN	- €	- €	7.34 €
O	00 02048	REPRISE TUBE SORTIE CABLE TER	1	CH	- €	0.27 €	0.27 €
M	10 27869	SOUS TRAITANCE	1	UN	- €	1.37 €	1.37 €
O	00 02062	TUBE SUPP.FUSIBLE RACC.NTE DECONNECTABLE	1	CH	3.20 €	- €	3.20 €
M	10 22804	CU-A1 ROND DIAM 2 RECUIT	1	UN	0.24 €	- €	0.24 €
M	05 00003	PROLONG. 1 à 2,5 MM2	0	KG	0.01 €	- €	0.01 €
M	10 05385	SONDE THERM.F 105°C 2A-250V	3	UN	0.24 €	- €	0.24 €
M	30 01207		1	UN	5.94 €	- €	5.94 €

M	10 27862	RESINE POLYURETHANE UR5597 SACHET 500G	0.5	UN	7.17 €	- €	7.17 €
M	10 25540	TOLE RENFORT COUVERCLE B.TER CAPUCHON KAPSTO GPN 255-27	2	UN	4.60 €	- €	4.60 €
M	10 27410	NATURE SI	4	UN	6.40 €	- €	6.40 €
M	10 27669	RONDELLE CONTACT D: 8 INOX A4	4	UN	0.52 €	- €	0.52 €
M	10 24835	ENTRETOISE SERRAGE MF TER BOITIER RACC.TER DECONNECT. 3	4	UN	4.60 €	- €	4.60 €
M	10 27261	NOIR R7	2	UN	21.00 €	- €	21.00 €
M	10 22707	CONTACT EMBROCHABLE B.TER	2	UN	3.80 €	- €	3.80 €
M	10 22705	CAVALIER RAC TER	2	UN	10.30 €	- €	10.30 €
M	10 22704	VIS A PREHENSEUR M8 COUVERCLE RACC.TER	8	UN	6.72 €	- €	6.72 €
M	10 27040	DECONNECTABLE 3 NOIR	2	UN	7.60 €	- €	7.60 €
M	10 26990	ECROU HH M 8 LAITON	2	UN	1.54 €	- €	1.54 €
M	10 03915	ECROU CONTACT PHASE B.3P	2	UN	0.66 €	- €	0.66 €
M	10 27739	JOINT TORIQUE D: 18,64 X 3,53	2	UN	0.30 €	- €	0.30 €
M	10 25175	BOUCHON BORNE COUVERCLE TER	1	UN	1.91 €	- €	1.91 €
M	10 03107	JOINT TORIQUE D: 29,2 X 3	1	UN	0.03 €	- €	0.03 €
M	10 24028	ECROU 1" DELRIN TER	1	UN	1.50 €	- €	1.50 €
M	10 07346	ECROU HU M 10 LAITON	1	UN	0.16 €	- €	0.16 €
M	10 17990	PL.SIGNAL.TED PUIS.VIERGE	1	UN	3.30 €	- €	3.30 €
M	10 16262	CLOU CANNELE D:3 L: 6 INOX	4	UN	0.35 €	- €	0.35 €
M	10 05842	GOIJON COURT TED	4	UN	2.07 €	- €	2.07 €
M	10 07407	ECROU A BAGUE NYLON M 8 ZJ	12	UN	0.22 €	- €	0.22 €
M	10 25145	PL.SUSPENSION CM TED MT.3à10KVA	1	UN	2.60 €	- €	2.60 €
M	10 25144	PL.SERRAGE CM TED M.1à 10KVA	1	UN	2.90 €	- €	2.90 €
M	10 25151	TIGE FILETEE M 8 X 248 A33 Z	4	UN	0.48 €	- €	0.48 €
M	10 18880	AGRAFE DE SERTISSAGE	4	UN	0.19 €	- €	0.19 €
M	05 00198	TRESSE 6MM2	0.75	ML	1.21 €	- €	1.21 €
M	05 02455	FEUILLARD ACIER BLEU 13MM	0.25	KG	0.58 €	- €	0.58 €
M	10 14963	COUVRE CULASSE 2CM FA 30 AJ51	2	UN	1.22 €	- €	1.22 €
M	10 05385	PROLONG. 1 à 2,5 MM2	3	UN	0.24 €	- €	0.24 €
M	10 03719	PROLONG. 2,5 à 6 MM2	2	UN	0.18 €	- €	0.18 €
M	10 05102	COLLIER POLYAMIDE 2,4X 95	3	UN	0.01 €	- €	0.01 €
M	05 00140	TUBE PAPIER CREPE D: 8 X 10	0.2	ML	0.17 €	- €	0.17 €
M	05 00005	SOUD.ETAIN D:2	12	GR	0.33 €	- €	0.33 €
M	05 00558	FIL DE CUIVRE ETAME 0.5MM	0.01	KG	0.22 €	- €	0.22 €
M	10 27041	EMBASE RACC.TER DECONNECTABLE 3 NOIR	1	UN	4.20 €	- €	4.20 €
M	10 05621	COSSE RONDE 2,5 à 6 MM2 D: 8	1	UN	0.02 €	- €	0.02 €
M	10 07698	RONDELLE M 8 U LAITON	3	UN	0.27 €	- €	0.27 €
M	10 07345	ECROU HU M 8 LAITON	2	UN	0.15 €	- €	0.15 €
M	10 22706	CONTACT EMBROCHABLE FIXE	1	UN	1.06 €	- €	1.06 €
M	10 19828	JOINT FIBRE ROUGE D: 8 X 13 X 1	1	UN	0.05 €	- €	0.05 €
M	10 03196	JOINT TORIQUE D: 64 X 5	1	UN	0.22 €	- €	0.22 €
M	10 16811	JOINT PLAT D: 22 X 30 X 3	1	UN	0.25 €	- €	0.25 €
M	10 24029	BOUCHON 1" DELRIN PERCE TER	1	UN	1.10 €	- €	1.10 €
M	10 24028	ECROU 1" DELRIN TER	1	UN	1.50 €	- €	1.50 €
M	10 07691	RONDELLE Z 10 U LAITON	1	UN	0.09 €	- €	0.09 €
M	10 17125	ANNEAU AUTOBLOQUANT INT D:22	1	UN	0.05 €	- €	0.05 €
M	30 01100	MANCHON D:7 ENTIER B.3P	1	UN	- €	- €	1.63 €
O	00 02048	CONTROLE	1	CH	- €	0.27 €	0.27 €
O	00 01003	MECANIQUE	1	CH	- €	0.27 €	0.27 €
M	10 02493	RESSORT MANCHON ELAS.D: 7 B.3P	4	UN	0.09 €	- €	0.09 €
M	10 02490	MANCHON ELASTIQUE D:7 B.3P	1	UN	1.00 €	- €	1.00 €

M	10 22311	VIS HM 8 - 60/22 INOX A2-70	8	UN	1.56 €	- €	1.56 €
M	10 07355	ECROU HU M 8 INOX	8	UN	0.31 €	- €	0.31 €
M	10 20232	RONDELLE M 8 U INOX	8	UN	0.12 €	- €	0.12 €
M	05 00188	CORDE POLYAMIDE DIAM: 6	2	ML	0.76 €	- €	0.76 €
M	10 03195	JOINT TORIQUE D:439,3 X 5,7	1	UN	1.51 €	- €	1.51 €
M	05 00996	MASTIC SILICONE "SANITARY"	0.1	TU	0.34 €	- €	0.34 €
M	10 03411	JOINT TORIQUE D: 7,3 X 2,4	1	UN	0.01 €	- €	0.01 €
M	10 07690	RONDELLE Z 8 U LAITON	2	UN	0.09 €	- €	0.09 €
M	10 03388	COSSE RONDE 10MM2 D: 8	1	UN	0.11 €	- €	0.11 €
M	10 07698	RONDELLE M 8 U LAITON	1	UN	0.09 €	- €	0.09 €
M	10 07345	ECROU HU M 8 LAITON	2	UN	0.15 €	- €	0.15 €
M	10 23536	BORNE DE TERRE TER 10KVA	1	UN	2.13 €	- €	2.13 €
		COUV.TER MT 10KVA					66.80
M	10 23392	3TER+C+SBT+ST	1	UN	66.80 €	- €	€
							116.12
M	10 05057	CM FA30AJ51	4	UN	116.12 €	- €	€
							90.00
M	10 14873	CUVE TED MT. 5KVA	1	UN	90.00 €	- €	€
							73.60
M	05 01669	HUILE DIELECTRIQUE/TRANSFO	23	L	73.60 €	- €	€

Además del coste de materia prima, se ha identificado el coste de montaje. El coste de montaje se divide entre el coste de montaje del transformador, así como el coste individual de aquellas piezas que precisan ser montadas antes que el transformador.

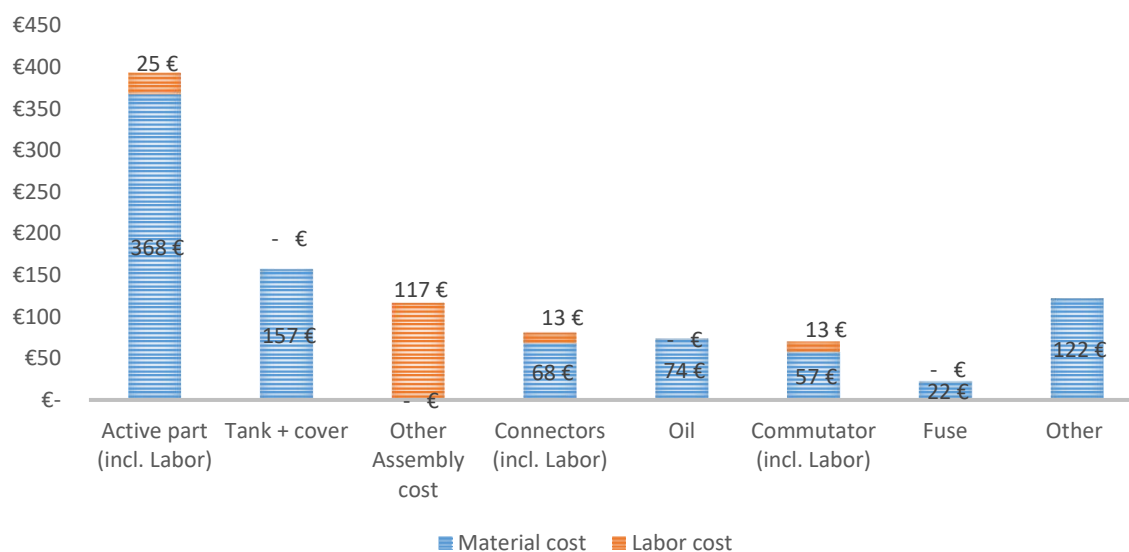
Labor cost		
Actual labor cost	75.4	€/h
Hours	2.22	h
Total Labor cost	167.02	€

Active part time	0.33	h
Labor cost of the active part	25.13	€
Connector time	0.33	h
Labor cost of the connector	25.13	€
Commutator time	0.17	h
Labor cost of the commutator	12.57	€

Una vez identificados todos los elementos, la distribución de costes del transformador es la siguiente:

	Material Cost	Labor cost	Total cost	% Total cost
Total cost of trans	868 €	167 €	1,035 €	100.0%
Active part (incl. Labor)	368 €	25 €	393 €	37.9%
Tank + cover	157 €	- €	157 €	15.2%
Other Assembly cost	- €	117 €	117 €	11.3%
Connectors (incl. Labor)	68 €	13 €	81 €	7.8%
Oil	74 €	- €	74 €	7.1%
Commutator (incl. Labor)	57 €	13 €	70 €	6.8%
Fuse	22 €	- €	22 €	2.2%
Other	122 €		122 €	11.8%

MANUFACTURING COST DISTRIBUTION



De los elementos del transformador, la parte activa, la cuba, los conectores y el aceite son los componentes que mayor influencia tienen en los costes.

El tanque depende de los costes de los moldes y del coste de la materia prima. El coste del aceite depende del volumen empleado y el precio negociado con los proveedores. La parte activa depende de la negociación de los precios de fabricación con los proveedores. Sin embargo el conector tiene más elementos que influyen en los costes, es un diseño propio de AUGIER y tiene muchos componentes no estándar que incrementan los costes. A continuación se ve un desglose de los costes del mismo:

Distribution cost of the connector		
COMPONENTS	10.14 €	13%
LABOR COST	12.57 €	16%
MATERIAL COST (PPS RYTON)	37.00 €	46%
TOLE RENFORT COUVERCLE B.TER	4.60 €	6%
CAPUCHON KAPSTO GPN 255-27 NATURE SI	6.40 €	8%
CAVALIER RAC TER	10.30 €	13%
TOTAL COST	81.01 €	100%

ANEXO B : Análisis de las soluciones

En el siguiente anexo se detalla el proceso de análisis económico de las soluciones BT y BTM (950V). El análisis se ha realizado para un rango de distancias de entre 500 y 2000m.

Es necesario conocer el precio de venta de los transformadores y el coste del cable según su sección y longitud para poder hacer una valoración.

ANEXO B.I: Análisis del margen operativo (OM)

El margen operativo o el margen de ganancia operativa miden qué proporción de los ingresos de una empresa quedan, después de deducir los costes directos y generales y antes de impuestos y otros costes indirectos, como los intereses.

La fórmula del margen operativo es:

$$OM = \frac{\text{Operating income}}{\text{Net sales}} \cdot 100$$

En el caso que se trata, se calcula el precio de venta para los diferentes porcentajes de margen operativo (OM). Finalmente se decide que AUGIER trabajara con un 40% de OM para el producto TER-MM 950V, que es el mismo margen que usa para el resto de transformadores.

Manufacturing cost	Full Cost (is Mfg cost incl. 35% charges)	Op. Margin : OM (%)	Selling price	Margin for AUGIER (EUR)
1,034.84 €	1,397 €	20%	1,746.29 €	349.26 €
1,034.84 €	1,397 €	22%	1,791.07 €	394.04 €
1,034.84 €	1,397 €	24%	1,838.20 €	441.17 €
1,034.84 €	1,397 €	26%	1,887.88 €	490.85 €
1,034.84 €	1,397 €	28%	1,940.33 €	543.29 €
1,034.84 €	1,397 €	30%	1,995.76 €	598.73 €
1,034.84 €	1,397 €	32%	2,054.46 €	657.43 €
1,034.84 €	1,397 €	34%	2,116.72 €	719.68 €
1,034.84 €	1,397 €	36%	2,182.87 €	785.83 €
1,034.84 €	1,397 €	38%	2,253.28 €	856.25 €
1,034.84 €	1,397 €	40%	2,328.39 €	931.36 €
1,034.84 €	1,397 €	42%	2,408.68 €	1,011.65 €
1,034.84 €	1,397 €	44%	2,494.70 €	1,097.67 €
1,034.84 €	1,397 €	46%	2,587.10 €	1,190.07 €
1,034.84 €	1,397 €	48%	2,686.60 €	1,289.57 €
1,034.84 €	1,397 €	50%	2,794.07 €	1,397.03 €
1,034.84 €	1,397 €	52%	2,910.49 €	1,513.45 €
1,034.84 €	1,397 €	54%	3,037.03 €	1,640.00 €
1,034.84 €	1,397 €	56%	3,175.08 €	1,778.04 €
1,034.84 €	1,397 €	58%	3,326.27 €	1,929.24 €
1,034.84 €	1,397 €	60%	3,492.59 €	2,095.55 €
1,034.84 €	1,397 €	62%	3,676.41 €	2,279.37 €
1,034.84 €	1,397 €	64%	3,880.65 €	2,483.62 €
1,034.84 €	1,397 €	66%	4,108.92 €	2,711.89 €
1,034.84 €	1,397 €	68%	4,365.73 €	2,968.70 €
1,034.84 €	1,397 €	70%	4,656.78 €	3,259.75 €

ANEXO B.II: Precio del cable según la sección y la longitud

Prix prysmian avec 50% de remise

Câble BT U1000 R2V prix /km

Câble BT H07RF prix /km

L (m)	500	700	1000	1500	2000	550	600	580
S (mm²)								
1 X 10	479	671	958	1437	1916	527	575	556
1 X 16	732	1025	1463	2195	2926	805	878	849
1 X 25	1136	1590	2271	3407	4542	1250	1363	1318
1 X 35	1418	1985	2835	4253	5670	1560	1701	1645
1 X 50	1918	2685	3835	5753	7670	2110	2301	2225
1 X 70	2791	3908	5582	8373	11164	3071	3350	3238
1 X 95	3794	5312	7588	11382	15176	4174	4553	4402
1 X 120	4724	6613	9447	14171	18894	5196	5669	5480
1 X 150	5870	8218	11739	17609	23478	6457	7044	6809
1 X 185	7331	10264	14662	21993	29324	8065	8798	8504
1 X 240	9588	13424	19176	28764	38352	10547	11506	11123
1 X 300	11965	16751	23929	35894	47858	13161	14358	13879
2 X 6	861	1205	1720.86	2582	3442	947	1033	999
2 X 10	1300	1820	2598.98	3899	5198	1430	1560	1508
2 X 16	1971	2760	3941.68	5913	7884	2168	2366	2287
2 X 25	3206	4488	6410.74	9617	12822	3526	3847	3719
2 X 35	3170	4438	6340	9510	12680	3487	3804	3678
2 X 50	4268	5976	8536	12804	17072	4695	5122	4951
3 X 6	920	1288	1840	2760	3680	1012	1104	1068
3 X 10	1555	2177	3109	4664	6218	1710	1866	1804
3 X 16	2198	3078	4396	6594	8792	2418	2638	2550
3 X 25	3533	4946	7065	10598	14130	3886	4239	4098
3 X 35	4560	6384	9120	13680	18240	5016	5472	5290
3 X 50	6056	8479	12112	18168	24224	6662	7268	7025
3 X 70	9180	12852	18360	27540	36720	10098	11016	10649
3 X 95	12125	16975	24249	36374	48498	13337	14550	14065
3 X 120	15189	21265	30378	45567	60756	16708	18227	17620
3 X 185	23371	32719	46741	70112	93482	25708	28045	27110
4 X 6	1185	1659	2370	3555	4740	1304	1422	1375
4 X 10	1867	2614	3734	5601	7468	2054	2241	2166
4 X 16	2877	4028	5754	8631	11508	3165	3453	3338
4 X 25	4544	6361	9087	13631	18174	4998	5453	5271
4 X 35	5864	8209	11727	17591	23454	6450	7037	6802
4 X 50	7842	10979	15683	23525	31366	8626	9410	9097
4 X 70	11511	16115	23021	34532	46042	12662	13813	13353
4 X 95	15746	22044	31491	47237	62982	17321	18895	18265
4 X 120	19903	27865	39806	59709	79612	21894	23884	23088
4 X 150	24612	34457	49224	73836	98448	27074	29535	28550
3G6	908	1271	1815	2723	3630	999	1089	1053
3G10	1438	2014	2876	4314	5752	1582	1726	1669
3G16	2171	3039	4341	6512	8682	2388	2605	2518
3G25	3783	5296	7565	11348	15130	4161	4539	4388
3G35	5659	7923	11318	16977	22636	6225	6791	6565
3G50	7949	11129	15898	23847	31796	8744	9539	9221
4G6	1185	1659	2370	3555	4740	1304	1422	1375
4G10	1867	2614	3734	5601	7468	2054	2241	2166
4G16	2877	4028	5754	8631	11508	3165	3453	3338
4G25	4544	6361	9087	13631	18174	4998	5453	5271
4G35	5875	8225	11749	17624	23498	6462	7050	6815
4G50	7889	11044	15777	23666	31554	8678	9467	9151
4G70	14837	20772	29673	44510	59346	16321	17804	17211

4G95	19551	27372	39102	58653	78204	21507	23462	22680
4G120	24488	34284	48976	73464	97952	26937	29386	28407
5G6	1463	2048	2925	4388	5850	1609	1755	1697
5G10	2272	3181	4543	6815	9086	2499	2726	2635
5G16	3534	4948	7068	10602	14136	3888	4241	4100
5G25	5605	7847	11209	16814	22418	6165	6726	6502
5G35	7297	10216	14593	21890	29186	8027	8756	8464
5G50	9821	13749	19641	29462	39282	10803	11785	11392

ANEXO B.III: Análisis económico de las soluciones

La solución BTM cuenta con dos transformadores, cabina para cada uno de ellos, coste del cable y coste de instalación. La solución BT tan solo cuenta con el coste del cable ¹ y el coste de la instalación. Debido a que el coste de instalación es similar en ambas opciones, se ha omitido en los cálculos.

▪ Solución BTM:

	External price	AUGIER Price	Selling price	Total selling price
Price of transformer		1,034.84 €	2,328.39 €	4,656.78 €
Regard béton	764.00 €			1,528.00 €
			Total cost TR+RB	6,184.78 €

Cable U1000 RV2			
* Fuse not including			
CASE 1: Solution 2 transformer (OUTDOOR) + BT CABLE U1000 R2V(2x6): d=500 m			
Cable cost 1000 m		1,720.86 €	
Cable cost 500 m		861.00 €	
Final cable cost		861.00 €	
TOTAL COST BTM = Final cable cost+ Total cost TR+RB			7,045.78 €
CASE 2: Solution 2 transformer (OUTDOOR) + BT CABLE U1000 R2V(2x6): d=550 m			
Cable cost 1000 m		1,720.86 €	
Cable cost 550 m		947.00 €	
Final cable cost		947.00 €	
TOTAL COST BTM = Final cable cost+ Total cost TR+RB			7,131.78 €
CASE 3 : Solution 2 transformer (OUTDOOR) + BT CABLE U1000 R2V(2x6): d=580 m			
Cable cost 1000 m		1720.86 €	
Cable cost 580 m		999 €	
Final cable cost		999 €	
TOTAL COST BTM = Final cable cost+ Total cost TR+RB			7,183.78 €
CASE 4: Solution 2 transformer (OUTDOOR) + BT CABLE U1000 R2V(2x6): d=600 m			
Cable cost 1000 m		1,720.86 €	
Cable cost 600 m		1,033.00 €	
Final cable cost		1,033.00 €	
TOTAL COST BTM = Final cable cost+ Total cost TR+RB			7,217.78 €
CASE 5: Solution 2 transformer (OUTDOOR) + BT CABLE U1000 R2V(2x6): d=700 m			
Cable cost 1000 m		1,720.86 €	
Cable cost 700 m		1,205.00 €	
Final cable cost		1,205.00 €	
TOTAL COST BTM = Final cable cost+ Total cost TR+RB			7,389.78 €
CASE 6: Solution 2 transformer (OUTDOOR) + BT CABLE U1000 R2V(2x6): d=1000 m			

¹ Cálculo de las secciones de los cables en el ANEXO C

Cable cost 1000 m	1720.86	
Cable cost 1000 m	1720.86	
<i>Final cable cost</i>	1720.86	
TOTAL COST BTM = Final cable cost+ Total cost TR+RB		7,905.64 €
CASE 7: Solution 2 transformer (OUTDOOR) + BT CABLE U1000 R2V (2x10): d=1500 m		
Cable cost 1000 m	2,598.98 €	
Cable cost 1500 m	3,899.00 €	
<i>Final cable cost</i>	3,899.00 €	
TOTAL COST BTM = Final cable cost+ Total cost TR+RB		10,083.78 €
CASE 8: Solution 2 transformer (OUTDOOR) + BT CABLE U1000 R2V(2x16): d=2000 m		
Cable cost 1000 m	3,941.68 €	
Cable cost 2000 m	7,884.00 €	
<i>Final cable cost</i>	7,884.00 €	
TOTAL COST BTM = Final cable cost+ Total cost TR+RB		14,068.78 €

▪ **Solución BT:**

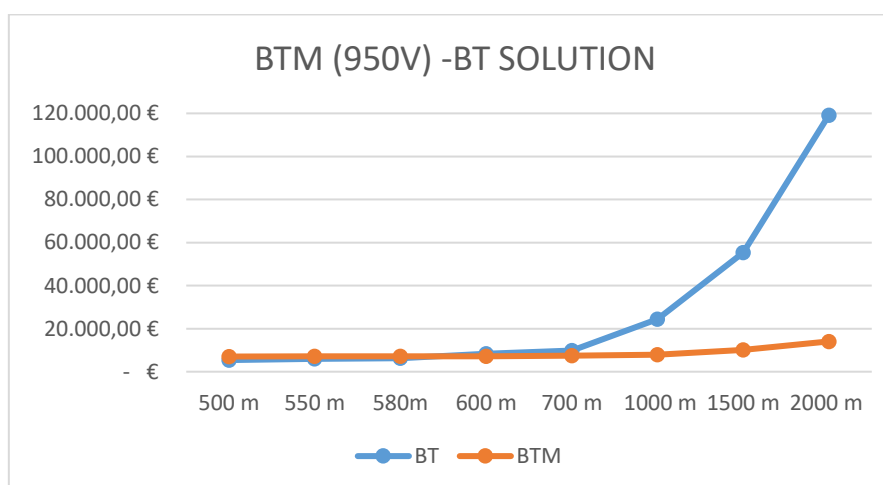
Cable U1000 RV2	
* Fuse not including	
CASE 1: Solution BT d=500 m 1x2x50+1x25	
Cable cost 1000 m	10,807.00 €
Cable cost 500 m	5,404.00 €
<i>Final cable cost</i>	5,404.00 €
TOTAL COST = Final cable cost	5,404.00 €
CASE 2: Solution BT d=550 m 1x2x50+1x25	
Cable cost 1000 m	10,807.00 €
Cable cost 550 m	5,945.00 €
<i>Final cable cost</i>	5,945.00 €
TOTAL COST = Final cable cost	5,945.00 €
CASE 3: Solution BT d=580 m 1x2x50+1x25	
Cable cost 1000 m	10807 €
Cable cost 580 m	6269 €
<i>Final cable cost</i>	6269 €
TOTAL COST = Final cable cost	6269 €
CASE 4: Solution BT d=600 m 1x2x70+1x35	
Cable cost 1000 m	13999 €
Cable cost 600 m	8,401.00 €
<i>Final cable cost</i>	8,401.00 €
TOTAL COST = Final cable cost	8,401.00 €
CASE 5: Solution BT d=700 m 1x2x70+1x35	
Cable cost 1000 m	13,999.00 €
Cable cost 700 m	9,801.00 €
<i>Final cable cost</i>	9,801.00 €
TOTAL COST = Final cable cost	9,801.00 €
CASE 6: Solution BT d=1000 m 1x2x120+1x70	
Cable cost 1000 m	24,476.00 €
Cable cost 1000 m	24,476.00 €
<i>Final cable cost</i>	24,476.00 €
TOTAL COST = Final cable cost	24,476.00 €
CASE 7: Solution BT d=1500 m 1x2x185+1x95	
Cable cost 1000 m	36,912.00 €

Cable cost 1500 m	55,368.00 €
Final cable cost	55,368.00 €
TOTAL COST = Final cable cost	55,368.00 €
CASE : Solution BT d=2000 m 1x2x300+1x150	
Cable cost 1000 m	59,597.00 €
Cable cost 2000 m	119,194.00 €
Final cable cost	119,194.00 €
TOTAL COST = Final cable cost	119,194.00 €

▪ Evaluación de la solución:

		CASE 1	CASE 2	CASE 3	CASE 4	CASE 5	CASE 6	CASE 7	CASE 8
	5kVA	500 m	550 m	580m	600 m	700 m	1000 m	1500 m	2000 m
BT	Cable section	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x50+1x25	1x2x70+1x35	1x2x70+1x35	1x2x120+1x70	1x2x185+1x95	1x2x300+1x150
	Cost	5,404.00 €	5,945.00 €	6,269.00 €	8,401.00 €	9,801.00 €	24,476.00 €	55,368.00 €	119,194.00 €

BT M	Cable section	2x6	2x6	2x6	2x6	2x6	2x6	2x10	2x16
	Cost	7,045.78 €	7,131.78 €	7,183.78 €	7,217.78 €	7,389.78 €	7,905.64 €	10,083.78 €	14,068.78 €



ANEXO B.IV: Reducción de coste en la solución BTM y transformador para que sea competitiva frente a la solución BT

Reduction global solution		
* Target: achieve price BT 500 m solution	500 m	
	BTM	BT
Global cost	7,045.78 €	5,404.00 €
Target Reduction BTM cost by	23%	

Reduction cost transformer	
Target Reduction cost in selling price for transformer	820.89 €
Final selling price	1,507.50 €
Full cost target	904.5 €
OM%	40
Manufacturing cost target	670.0 €
VM%	35
Current Manufacturing cost	1034.84 €
Reduction of transformer cost by	35%

Reduction global solution		
*target: achieve price BT 550 m solution	550 m	
	BTM	BT
Global cost	7,131.78 €	5,945.00 €
Target Reduction BTM cost by	17%	

Reduction cost transformer	
Target Reduction cost in selling price for transformer	593.39 €
Final selling price	1,735.00 €
Full cost target	1041
OM%	40
Manufacturing cost target	771.1
VM%	35
Current Manufacturing cost	1034.84
Reduction of transformer cost by	25%

Reduction global solution		
*target: achieve price BT 580 m solution	580 m	
	BTM	BT
Global cost	7,183.78 €	6,269.00 €
Target Reduction BTM cost by	13%	

Reduction cost transformer	
Target Reduction cost in selling price for transformer	457.39 €
Final selling price	1,871.00 €
Full cost target	1122.6 €
OM%	40
Manufacturing cost target	831.6 €
VM%	35
Current Manufacturing cost	1034.84 €
Reduction of transformer cost by	20 %

Reduction global solution		
*target: achieve price BT 600 m solution	600 m	
	BTM	BT
Global cost	7,217.78 €	8,401.00 €
Target Reduction BTM cost by	-16%	

Reduction cost transformer	
Target Reduction cost in selling price for transformer	- 591.61 €
Final selling price	2,920.00 €
Full cost target	1752
OM%	40
Manufacturing cost target	1297.8
VM%	35
Current Manufacturing cost	1034.84
Reduction of transformer cost by	-25%

Por lo tanto, la distancia objetivo para ser competitiva la solución BTM frente a BT será de 550m, reduciendo el coste de la solución en un 17% y el coste del transformador en un 25%.

ANEXO C: Cálculo de las soluciones BT y BTM (950V)

Dado que tanto la NF C 15 100 como el REBT (UNE 20460) están basados en el HD 384, los cálculos referentes a este documento se han realizado en base el reglamento de baja tensión español, ya que la NF C 15 100 es más extensa.

ANEXO C.I: Criterios para el cálculo de la sección del cable

La sección mínima no reglamentaria de un cable o conductor deberá satisfacer a la vez los tres criterios siguientes, en líneas de baja tensión, consideradas en principio no inductivas.

1. CRITERIO DE LA INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.
2. CRITERIO DE LA CAÍDA DE TENSIÓN MÁXIMA PERMITIDA.
3. CRITERIO DE LA INTENSIDAD DE CORTOCIRCUITO (LONGITUD MÁXIMA).

1. Criterio de la intensidad máxima admisible:

La sección del cable o conductor deberá ser elegida de tal forma que la intensidad máxima admisible sea superior a la intensidad prevista.

$$I = \frac{S}{U}$$

La intensidad máxima admisible en un cable o conductor es el valor máximo de la intensidad que el cable o conductor es capaz de soportar permanentemente. Para que en dicho cable o conductor no se supere el valor de la temperatura máxima que soporta el aislamiento del mismo.

Esta temperatura se estima en 70°C si el aislamiento es termoplástico: aislamiento de PVC o de poli olefina (Z1). Y 90°C si el aislamiento es termoestable: XLPE ó EPR.

Por tanto, las intensidades máximas admisibles son según norma UNE-HD 60.364-5-52. Los métodos de instalación, factores de corrección y características de los cables serán los indicados en ITC-BT-19 [10]; -20 [17]; y -21 [18]

Cuando las condiciones de instalación son las reflejadas en las tablas, llamadas condiciones tipo de instalación (por ejemplo, temperatura ambiente de 30° ó 40°C en instalaciones no subterráneas; un solo circuito por tubo; resistividad térmica del terreno 2.5k*m/W, etc.), el valor reflejado en la tabla correspondiente da la intensidad máxima admisible en un cable o conductor bajo dichas condiciones tipo.

Cuando las condiciones de instalación varían con arreglo a las condiciones consideradas como tipo, la intensidad máxima admisible en un cable o conductor ya no es la reflejada en la tabla correspondiente y puede variar muy considerablemente. Si el dispositivo de protección es un magnetotérmico, la nueva intensidad máxima admisible se obtiene como producto del valor de la intensidad obtenida en la tabla correspondiente de la norma, por todos los factores de corrección (fc) a tener en cuenta:

$$I_{\text{maxima_admisible}} = I_{\text{tabla}} \cdot f_{c1} \cdot f_{c2} \cdot f_{c3}$$

Si el dispositivo de protección es un fusible (caso de la LGA), además de los correspondientes factores debidos al tipo de instalación, hemos de tener en cuenta el factor 0.906. Lo cual se expresa por:

$$I_{\text{maxima_admisible}} = I_{\text{tabla}} \cdot f_{c1} \cdot f_{c2} \cdot f_{c3} \cdot 0,906$$

Los factores de corrección más comunes son:

- Factor de corrección por temperatura ambiente / terreno
- Factor de corrección por agrupamiento.
- Factor de resistividad térmica del terreno.

Es necesario diferenciar entre:

- Conductores al aire
- Conductores enterrados en las proximidades de un edificio
- Conductores enterrados alejados de un edificio

Para conductores al aire existen dos tablas: A.52-1 (Temperatura ambiente 30°C) y A.52-1 bis (Temperatura ambiente 40°C). Para temperaturas diferentes se utiliza la tabla de 30°C: A.52-1 y se multiplica por un factor de corrección (A52-D1) al valor de tabla [19].

Para conductores enterrados en la proximidad de un edificio existen dos tablas: A.52-2 (Temperatura ambiente 20°C) y A.52-2 bis (Temperatura ambiente 25°C). Para temperaturas diferentes se empleará la tabla de 20°C: A.52-2 y multiplicando al valor de tabla de un factor de corrección que leeremos en la tabla: A52-D2 [19].

Conductores enterrados alejados de un edificio: Cuando se trate de líneas enterradas fuera de la proximidad de un edificio se aplica REBT ITC-BT 7.

Por último, es importante tener en cuenta el factor de corrección por agrupamiento, donde se pueden diferenciar tres situaciones:

1. Líneas con conductores de igual sección (homogéneos). En este caso se emplearán las tablas: A.52-3 si se trata de casos en los que varias líneas van en el mismo tubo (empotrados o embutidos) o en bandejas perforadas (capa única en una bandeja perforada). Para este último caso puede ser preciso aplicar otro factor de corrección según el número de capas (Tabla F). En el caso de los agrupamientos sean de tubos, existe la tabla G.
2. Líneas con conductores no homogéneos, porque alguna de las líneas tiene diferente sección a las otras. Se utiliza el factor de corrección por agrupamiento seguro: $1/\sqrt{n}$. Siendo n el número de líneas.
3. Una línea que tuviera una corriente igual o inferior al 30% de la corriente que podría soportar, no cuenta como línea que comparte tubo o canal con otras.

Cuando se trate de líneas enterradas en el interior o próximas a un edificio, además se tendrá en cuenta el factor de corrección cuando la resistividad térmica del terreno es diferente de 2,5 K.m/W en la tabla: A 52 – D3 (profundidad máxima 0,8 m) [20].

2. Criterio de la caída de tensión máxima permitida.

La corriente eléctrica al circular por los conductores provoca una caída de tensión. Esta caída de tensión es la diferencia de las tensiones medidas, entre el origen y el final de la línea. Dicha caída de tensión debe ser, en principio, inferior a los valores máximos permitidos por el REBT, para todas y cada una de las partes en que se divide la instalación.

No obstante, según la ITC-BT 19 [10], apartado 2.2.2, e ITC-BT 25 [21], apartado 3, dicha caída de tensión se podrá compensar entre las caídas de tensión que se produce en la derivación individual

y la caída de tensión que se produce en la instalación interior. De tal forma, que la caída de tensión total sea inferior a la suma de los valores especificados para ambos tramos.

Líneas de sección uniforme, y no ramificadas, son aquellas que alimentan un solo receptor. O aquellas líneas en las que se considera toda la carga al final de dicha línea.

Caídas de tensión máximas permitidas por el REBT en instalaciones interiores o receptoras (ITC-BT 19, apartado 2.2.2)

- 3% en cualquier circuito de viviendas (También ITC-BT 25 apartado 3)
- 3% en alumbrado de otras instalaciones
- 5% para los demás usos de otras instalaciones.

Para instalaciones industriales que se alimenten desde un transformador propio, se considera que la instalación interior de baja tensión tiene su origen en la salida del transformador. En este caso las caídas de tensión máximas admisibles serán del 4.5% en alumbrado y del 6.5% en otros usos.

La caída de tensión máxima permitida en una línea, en valor absoluto, viene dada por la expresión:

La longitud del cable será conocida, por lo que la caída de tensión será:

$$\Delta e = \frac{2 \cdot l \cdot Z \cdot I}{U} \cdot 100$$

Siendo

- U: Valor de la tensión
- l : Valor de la longitud del cable
- Z : valor de la impedancia del cable
- I: Intensidad que circula por el cable

Cuando a una misma línea se conecten varios receptores por tramos, se formará una tabla donde se completen los distintos tramos, así como los valores de las magnitudes que intervienen en la fórmula de la caída de tensión y que corresponden a cada uno de los tramos

Previamente se habrá calculado la sección de cada tramo por el criterio de la intensidad máxima admisible.

3. Criterio de la intensidad de cortocircuito (longitud máxima)

La temperatura que puede alcanzar el aislamiento del cable, como consecuencia de un cortocircuito, no debe sobrepasar la temperatura máxima admisible de corta duración (menos de 5 segundos) asignada a los materiales utilizados para el aislamiento del cable.

Dicha temperatura se considera de 160°C para cables con aislamientos termoplásticos (PVC o Z1) y de 250°C para cables con aislamientos termoestables (XLPE o EPR).

Se debe comprobar que la línea está perfectamente protegida para que ante un cortocircuito en cualquier punto de la misma (caso más desfavorable al final de dicha línea), actúe obligatoriamente el disparador magnético del magnetotérmico. Para ello se emplea el criterio de la longitud máxima, que viene definida por:

$$L_{max} = \frac{0.08 \cdot S \cdot U}{2 \cdot R \cdot Id5s}$$

Donde:

- S : es la potencia aparente
- U: es la tensión
- R: es la resistividad del cobre (0.028)
- Ids5: Corriente de corte del fusible en 5 s (A)

Debe cumplirse la condición

$$L_{\max} > L$$

Siendo L la distancia entre generador y receptor.

ANEXO C.II: Protección contra contactos directos e indirectos.

❖ Tipos de esquemas:

Para la determinación de las características de las medidas de protección contra choques eléctricos en caso de defecto (contactos indirectos) y contra sobreintensidades, así como de las especificaciones de la aparamenta encargada de tales funciones, será preciso tener en cuenta el esquema de distribución empleado. Los esquemas de distribución se establecen en función de las conexiones a tierra de la red de distribución o de la alimentación, por un lado, y de las masas de la instalación receptora, por otro.

La denominación se realiza con un código de letras con el significado siguiente:

Primera letra: Se refiere a la situación de la alimentación con respecto a tierra.

- T = Conexión directa de un punto de la alimentación a tierra.
- I = Aislamiento de todas las partes activas de la alimentación con respecto a tierra o conexión de un punto a tierra a través de una impedancia.

Segunda letra: Se refiere a la situación de las masas de la instalación receptora con respecto a tierra.

- T = Masas conectadas directamente a tierra, independientemente de la eventual puesta a tierra de la alimentación.
- N = Masas conectadas directamente al punto de la alimentación puesto a tierra (en corriente alterna, este punto es normalmente el punto neutro). [22]

Esquema TN: Los esquemas TN tienen un punto de la alimentación, generalmente el neutro o compensador, conectado directamente a tierra y las masas de la instalación receptora conectadas a dicho punto mediante conductores de protección. Se distinguen tres tipos de esquemas TN según la disposición relativa del conductor neutro y del conductor de protección.

En los esquemas TN cualquier intensidad de defecto franco fase-masa es una intensidad de cortocircuito. El bucle de defecto está constituido exclusivamente por elementos conductores metálicos.

Esquema TT: El esquema TT tiene un punto de alimentación, generalmente el neutro o compensador, conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están conectadas a una toma de tierra separada de la toma de tierra de la alimentación.

En este esquema las intensidades de defecto fase-masa o fase-tierra pueden tener valores inferiores a los de cortocircuito, pero pueden ser suficientes para provocar la aparición de tensiones peligrosas.

En general, el bucle de defecto incluye resistencia de paso a tierra en alguna parte del circuito de defecto, lo que no excluye la posibilidad de conexiones eléctricas voluntarias o no, entre la zona de la toma de tierra de las masas de la instalación y la de la alimentación. Aunque ambas tomas de tierra no sean independientes, el esquema sigue siendo un esquema TT si no se cumplen todas las condiciones del esquema TN. Dicho de otra forma, no se tienen en cuenta las posibles conexiones entre ambas zonas de toma de tierra para la determinación de las condiciones de protección.

Esquema IT : El esquema IT no tiene ningún punto de la alimentación conectado directamente a tierra. Las masas de la instalación receptora están puestas directamente a tierra. En este esquema la intensidad resultante de un primer defecto fase-masa o fase-tierra, tiene un valor lo suficientemente reducido como para no provocar la aparición de tensiones de contacto peligrosas. La limitación del valor de la intensidad resultante de un primer defecto fase-masa o fase-tierra se obtiene bien por la ausencia de conexión a tierra en la alimentación, o bien por la inserción de una impedancia suficiente entre un punto de la alimentación (generalmente el neutro) y tierra. A este efecto puede resultar necesario limitar la extensión de la instalación para disminuir el efecto capacitivo de los cables con respecto a tierra. En este tipo de esquema se recomienda no distribuir el neutro.

❖ Protección contra contactos directos

Para la protección contra contactos directos, se emplean medidas destinadas a proteger las personas contra los peligros que pueden derivarse de un contacto con la parte activa de los materiales eléctricos. Los medios empleados son habitualmente:

- Protección por aislamientos de las partes activas.
- Protección por medio de barreras o envolventes.
- Protección por medio de obstáculos
- Protección por puesta fuera de alcance por alejamiento
- Protección complementaria por dispositivos de corriente diferencial residual

❖ Protección contra contactos indirectos

Por tanto para el caso a tratar, se ha escogido trabajar con un esquema TT. Para la protección contra contactos indirectos, todas las masas de los equipos eléctricos protegidos por un mismo dispositivo de protección deben ser interconectadas y unidas por un conductor de protección a una misma toma de tierra. El punto de cada generador o transformador, o si no existe, un conductor de fase de cada generador o transformador, debe ponerse a tierra.

Se cumplirá la siguiente condición:

$$R_A \times I_a \leq U$$

Donde:

- R_A es la suma de las resistencias de la toma de tierra y de los conductores de protección de masas.
- I_a es la corriente que asegura el funcionamiento automático del dispositivo de protección. Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de corriente diferencial- residual es la corriente diferencial-residual asignada.

- U es la tensión de contacto límite convencional.

En el esquema TT se emplean dispositivos de protección

- Dispositivos de protección de corriente diferencial-residual
- Dispositivos de protección de máxima corriente, tales como fusibles, interruptores automáticos (solo aplicables cuando la resistencia R_A es muy pequeña).

Cuando el dispositivo de protección es un dispositivo de protección contra sobreintensidades deber ser, bien un dispositivo que posea una característica de funcionamiento de tiempo inverso e I_a debe ser la corriente que asegure el funcionamiento automático en 5s como máximo. O un dispositivo que posea una característica de funcionamiento instantánea e I_a debe ser la corriente que asegura el funcionamiento instantáneo [23]

Protección contra sobreintensidades:

Para la protección de los cables ante sobrecargas se sigue el ICT-BT-22. Las características de funcionamiento de un dispositivo que protege contra sobrecargas deben satisfacer las dos condiciones siguientes:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

$$I_2 \leq 1,45 \cdot I_z$$

Donde:

- I_b = Corriente para la que se ha diseñado el circuito según la previsión de cargas
- I_z = Corriente admisible del cable en función del sistema de instalación utilizado (ITC-BT-19 y UNE 20460-5-523).
- I_n = Corriente asignada del dispositivo de protección.
- Nota: en dispositivos de protección regulable, I_n =Intensidad de regulación seleccionada.
- I_2 = Corriente que asegura la actuación del dispositivo de protección para un tiempo largo (t_c es el tiempo convencional según norma). El valor I_2 se indica en la norma de producto o se puede leer en las instrucciones o en especificaciones proporcionadas por el fabricante. En el caso de los fusibles, I_2 es la denominada I_f intensidad de funcionamiento.

ANEXO C.III: Cálculo de la sección del cable para las soluciones BT y BTM para un rango de longitudes de 500 a 2000m

Atendiendo al criterio de la intensidad máxima admisible en régimen permanente que soporta un cable, para el cálculo de la sección, se ha de tener en cuenta que la temperatura del conductor en régimen permanente no debe superar la temperatura máxima admisible del material utilizado en el aislamiento del cable. La Tabla 1 muestra las temperaturas máximas admisibles para el conductor en función de tipo de aislamiento del cable [24].

Tabla 1 Temperaturas máximas en el conductor. Tabla 2 de la UNE 211435

Tipo de aislamiento		Temperatura máxima admisible en el conductor	
		Régimen permanente	Régimen de cortocircuito (máximo 5s de duración)
XLPE	Polietileno reticulado	90 °C	250 °C
EPR	Etileno propileno	90 °C	250 °C
HEPR	Etileno propileno de alto módulo	105 °C	250 °C
PVC	Policloruro de vinilo	85 °C	200 °C
Z1	Compuestos de PE	85 °C	180 °C

La Tabla 2 muestra la intensidad máxima admisible para cables de cobre enterrados según el método D para una temperatura del terreno de 25°C (ITC-BT-19 TABLA D). [10]

Tabla 2 Intensidad admisible (A) para cables soterrados bajo tubo (tensión asignada hasta 0.6/1kV).

SECCIÓN mm ²	3 XLPE (3 cables unipolares o 1 tripolar)		2 XLPE (2 cables unipolares o 1 bipolar)	
	Cobre	Aluminio	Cobre	Aluminio
1,5	23	--	27	--
2,5	30	23	36	27
4	39	30	46	36
6	48	37	58	44
10	64	49	77	58
16	82	62	100	77
25	105	82	130	98
35	130	98	155	120
50	155	115	183	139
70	190	145	225	170
95	225	175	265	205
120	260	200	305	230
150	300	230	340	265
185	335	260	385	295
240	400	305	440	340
300	455	350	500	385
400	530	405	570	445
500	610	465	660	510
630	710	530	735	575
Condiciones de cálculo	Resistividad térmica del terreno: 1,5 K.m/W			
	Temperatura del terreno: 25°C			
	Profundidad de la instalación: 70 cm			

Debido a que cada instalación posee unas condiciones, es necesario aplicar un factor de corrección que tenga en cuenta todas las desviaciones respecto a las condiciones de referencia. Intensidad máxima admisible corregida (A):

$$I_{\text{maxima_admisible}} = I_{\text{tabla}} \cdot f_{c1} \cdot f_{c2} \cdot f_{c3}$$

- f_{c1} – Factor de corrección por agrupamiento de cables.
- f_{c2} – Factor de corrección por temperatura ambiente.
- f_{c3} – Factor de corrección por resistividad térmica del terreno.

Tabla 3 Factores de reducción para más de un circuito, cables en conductores enterrados (Tabla B 52 19). [25]

Número de cables	A) Cables multipolares en conductos individuales				B) Cables unipolares en conductos individuales no magnéticos			
	Distancia entre cables ^a				Distancia entre conductores ^b			
	Nula (cables en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m	Nula (cables en contacto)	0,25 m	0,5 m	1,0 m
2	0,85	0,90	0,95	0,95	0,80	0,90	0,90	0,95
3	0,75	0,85	0,90	0,95	0,70	0,80	0,85	0,90
4	0,70	0,80	0,85	0,90	0,65	0,75	0,80	0,90
5	0,65	0,80	0,85	0,90	0,60	0,70	0,80	0,90
6	0,60	0,80	0,80	0,90	0,60	0,70	0,80	0,90
7	0,57	0,76	0,80	0,88	0,53	0,66	0,76	0,87
8	0,54	0,74	0,78	0,88	0,50	0,63	0,74	0,87
9	0,52	0,73	0,77	0,87	0,47	0,61	0,73	0,86
10	0,49	0,72	0,76	0,86	0,45	0,59	0,72	0,85
11	0,47	0,70	0,75	0,86	0,43	0,57	0,70	0,85
12	0,45	0,69	0,74	0,85	0,41	0,56	0,69	0,84
13	0,44	0,68	0,73	0,85	0,39	0,54	0,68	0,84
14	0,42	0,68	0,72	0,84	0,37	0,53	0,68	0,83
15	0,41	0,67	0,72	0,84	0,35	0,52	0,67	0,83
16	0,39	0,66	0,71	0,83	0,34	0,51	0,66	0,83
17	0,38	0,65	0,70	0,83	0,33	0,50	0,66	0,82
18	0,37	0,65	0,70	0,83	0,31	0,49	0,66	0,82
19	0,35	0,64	0,69	0,82	0,30	0,48	0,67	0,82
20	0,34	0,63	0,68	0,82	0,29	0,47	0,63	0,81

^a Cables multipolares



^b Cables unipolares



Tabla 4 Corrección por temperatura del suelo

Temperatura ambiente real [°C]	Factor de corrección
0-10	1.07
11-15	1.04
16-20	1.00
21-25	0.96
26-30	0.93
31-35	0.89
36-40	0.85
41-45	0.80
46-50	0.76

Tabla 5 Corrección por resistividad térmica del suelo (Tabla A.52-D2). [26]

Resistividad térmica del suelo [K.m/W]	Factor de corrección		
	Sección 0-50mm ²	Sección 51-150mm ²	Sección >150mm ²
0.7	1.29	1.33	1.35
0.8	1.24	1.27	1.29
0.9	1.19	1.22	1.23
1	1.15	1.17	1.18
1.5	1.0	1.0	1.0
2	0.89	0.88	0.88
2.5	0.81	0.80	0.79
3	0.74	0.74	0.73

En las siguientes tablas se muestra la sección de los cables para las soluciones BT y BTM (950V) que cumplen con el criterio de máxima intensidad y caída de tensión (<5%).

SOLUCION BTM 950 V										
Longitud (m)	Tipo de cable	I _{nominal} (A)	Secc Cable (mm2)	I _{max} Cable (A)	Factores de corrección				I _{max} Corregida (A)	AU (U)
					Tº Amb	Tº terreno	Res Termica	AGRUP		
500	2XLPE	5.26	6	58	1	0.97	1	0.9	50.63	2.08%
550	2XLPE	5.26	6	58	1	0.97	1	0.9	50.63	2.29%
580	2XLPE	5.26	6	58	1	0.97	1	0.9	50.63	2.41%
600	2XLPE	5.26	6	59	1	0.97	1	0.9	51.51	2.49%
700	2XLPE	5.26	6	58	1	0.97	1	0.9	50.63	2.91%
1000	2XLPE	5.26	6	58	1	0.97	1	0.9	50.63	4.16%
1500	2XLPE	5.26	10	77	1	0.97	1	0.9	67.22	3.74%
2000	2XLPE	5.26	16	100	1	0.97	1	0.9	87.30	3.12%

SOLUCION BT 230 V										
Longitud (m)	Tipo de cable	I _{nominal} (A)	Secc Cable (mm2)	I _{max} Cable (A)	Factores de corrección				I _{max} Corregida (A)	AU (U)
					Tº Amb	Tº terreno	Res Termica	AGRUP		
500	2XLPE	21.74	50	183	1	0.97	1	0.9	159.76	4.25%
550	2XLPE	21.74	50	183	1	0.97	1	0.9	159.76	4.68%
580	2XLPE	21.74	50	183	1	0.97	1	0.9	159.76	4.93%
600	2XLPE	21.74	70	225	1	0.97	1	0.9	196.43	3.65%
700	2XLPE	21.74	70	225	1	0.97	1	0.9	196.43	4.25%
1000	2XLPE	21.74	120	265	1	0.97	1	0.9	231.35	3.54%
1500	2XLPE	21.74	185	340	1	0.97	1	0.9	296.82	3.45%
2000	2XLPE	21.74	300	385	1	0.97	1	0.9	336.11	2.84%

ANEXO C.IV: Calculo de la sección del cable y calibre del fusible para las soluciones BT y BTM para 550 m.

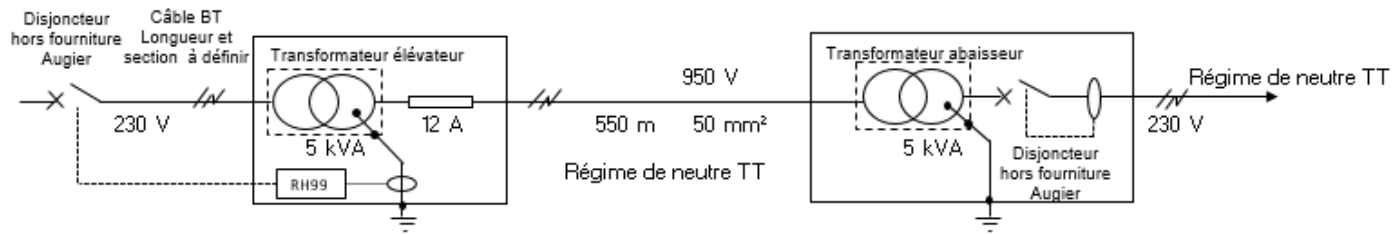
Una vez analizada la distancia para la cual la solución BTM puede ser competitiva frente a la solución BT, se procede al cálculo de la sección del cable contando con la protección del fusible (20x127).

Cuivre								
S(mm²)	6	10	16	25	35	50	70	95
PE(mm²)	25	25	25	25	25	25	25	25
Zs (65°)	2.9	1.7	1.13	0.73	0.54	0.4	0.3	0.23
m	0.24	0.4	0.64	1	1.4	2	2.8	3.8
Uc (V)	147.10	217.14	296.59	380.00	443.33	506.67	560.00	601.67
t ₀ (s)	0.27	0.17	0.08	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04

Transformateurs														
Puissance	0.4	0.63	1	2	3	4	5	6	8	10	16	25	32	50
Fusible 950 V 36 x 190	5	5	8	16	16	20	25	25	32	32	50	63	80	Non
Fusible 950 V 20 x 127	4	4	6	8	8	10	12	12	16	20	25	40	50	Non
UCC %	3.4	3.4	2.9	2.5	2.5	2.5	2.5	3	3	3	5.5	5	5	6.5

Fusibles 20 X 127														
Calibre	4	6	8	10	12	16	20	25	32	40	50	63	80	100
taille	20x126	20x127	20x128	20x127	20x127	20x127	20x127	20x127	20x127	20x127	20x127	20x127	20x127	20x127
5	0	30	41	50	70	83	125	150	187	222	272	350	440	525
0.45	0	50	68	83	117	150	200	255	343	378	480	650	815	1000
0.27	0	55	75	92	137	165	222	277	371	440	550	750	960	1250
0.17	0	60	80	100	150	178	244	300	400	480	600	800	1060	1375
0.12	0	65	90	118	162	187	266	328	440	513	650	900	1156	1468
0.08	0	70	95	128	168	200	283	343	470	528	690	950	1281	1593
0.04	0	80	112	156	200	255	342	430	595	670	870	1250	1625	1906

- Distribución BTM (950V)



Elevator transformer:	Power (kVA)	5
	Primary voltage (V)	230
	Secondary voltage (V)	950
	Nominal current side 950 V - I (A) I	5.26
	Short circuit voltage (%) Ucc	2.5
	Short circuit current (A) Icc	211
Network:	L (m)	550
	Cable U1000 R2V copper section S (mm²)	6
	Cable impedance (W/km)	2.9
Step-down transformer:	Power (kVA)	5
	Primary voltage (V)	950
	Secondary voltage under load (V)	230
	Nominal current side 950 V - I (A)	5.26
	Fuse rating 950 V (A)	Sans
Fuse on elevator:	Calibre 950 V (A)	12
	Fuse breaking current in 5 s (A)	70

$$\Delta U = 2 \cdot L \cdot I \cdot Z = 16.79 \text{ V}; \quad \Delta U = 1.8\% < 5\% \text{ OK}; \quad L_{max} = \frac{0.8 \cdot U \cdot S}{2 \cdot R \cdot I_{ds5}} = 1163 \text{ m} > 550 \text{ m OK}$$

- Distribución BT

	Power (kVA)	5
	Voltage (V)	230
	Nominal current side 950 V - I (A) I	21.74
	Short circuit voltage (%) Ucc	2.5
	Short circuit current (A) Icc	870
Network:	L (m)	550
	Cable U1000 R2V copper section S (mm²)	50
	Cable impedance (W/km)	0.45

$$\Delta U = 2 \cdot L \cdot I \cdot Z = 10.76 \text{ V}; \quad \Delta U = 4.7\% < 5\% \text{ OK}; \quad L_{max} = \frac{0.8 \cdot U \cdot S}{2 \cdot R \cdot I_{ds5}} = 2347 \text{ m} > 550 \text{ m OK}$$

REDISEÑO DE UN TRANSFORMADOR DE BAJA TENSIÓN/BAJA TENSIÓN MONOFÁSICO PARA COMPENSACIÓN DE CAÍDA DE TENSIÓN EN LÍNEAS LARGAS



DOCUMENTACION PLANIMÉTRICA

CONTENIDO:

Lamina 1: Desglose de los componentes del transformador

Lamina 2: Parte activa 5kVA en el transformador

Lamina 3: Desglose de los componentes del conector

Lamina 4: Dimensiones base del conector

Lamina 5: Dimensiones tapa del conector

Lamina 6: Dimensiones cuba antigua

Lamina 7: Dimensiones cuba nueva

Lamina 8: Dimensiones núcleo magnético 5kVA

Lamina 9: Dimensiones chapa superior parte activa 5kVA

Lamina 10: Dimensiones chapa inferior parte activa 5kVA

Lamina 11: Ensamblaje parte activa 5kVA

Lamina 12: Bobina BT parte activa 5kVA

Lamina 13: Bobina MT parte activa 5kVA

Lamina 14: Dimensiones núcleo magnético 3kVA

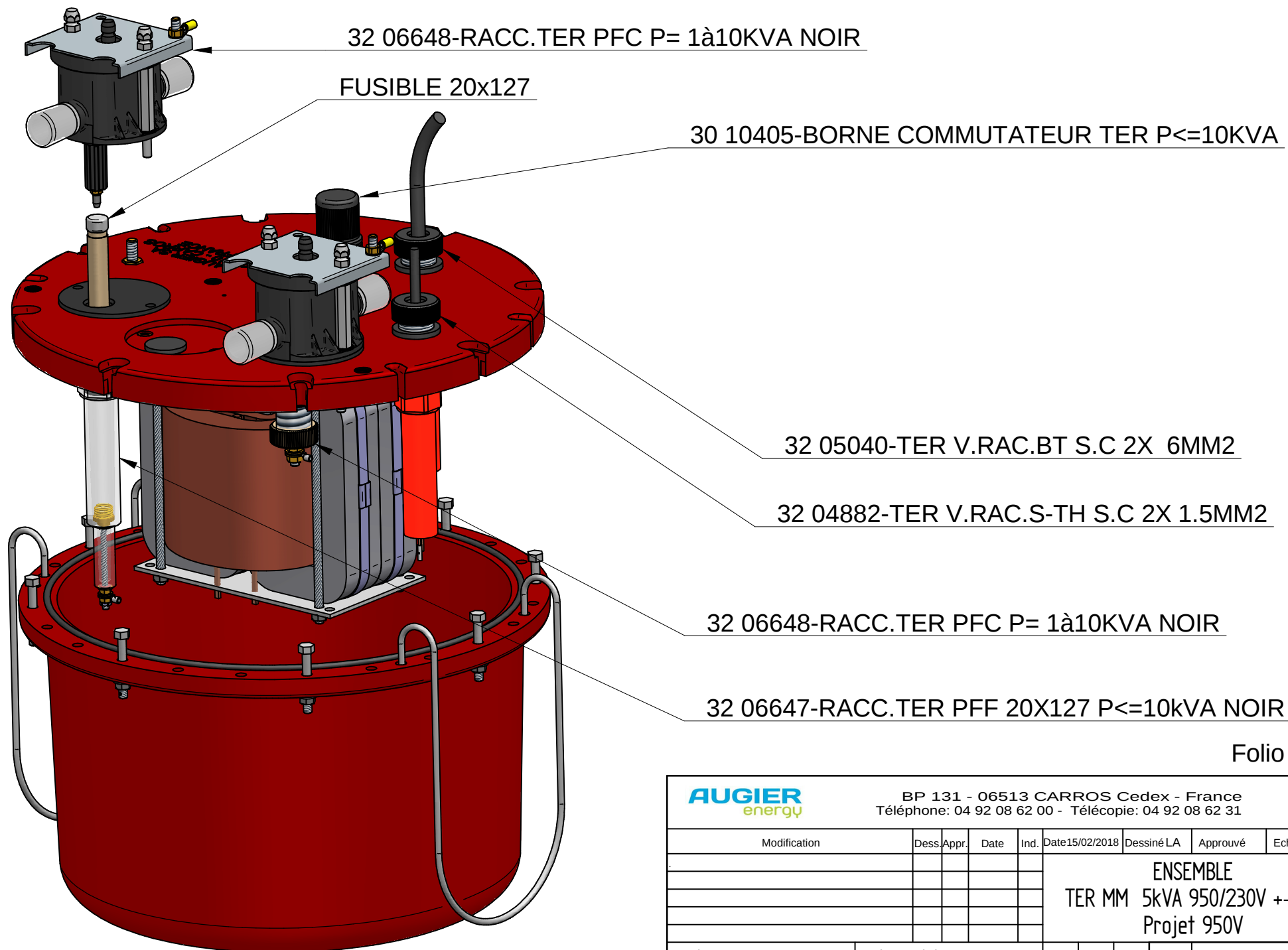
Lamina 15: Dimensiones chapa superior parte activa 3kVA

Lamina 16: Dimensiones chapa inferior parte activa 3kVA

Lamina 17: Bobina MT parte activa 3kVA

Lamina 18: Bobina BT parte activa 3kVA

Lamina 19: Ensamblaje parte activa

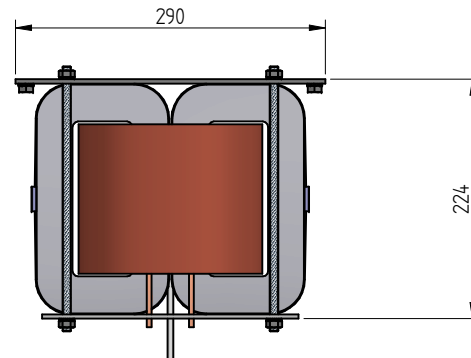
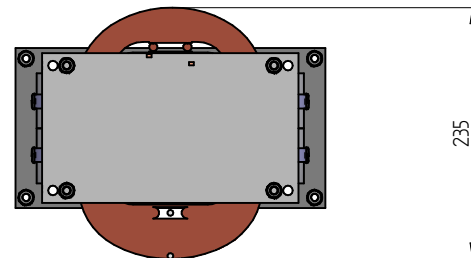
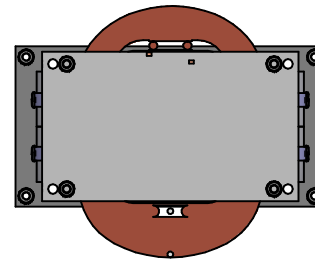
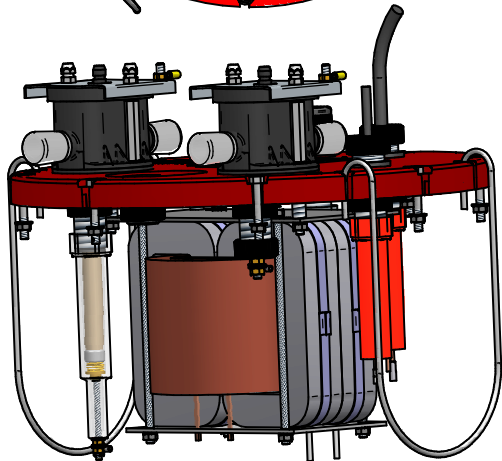
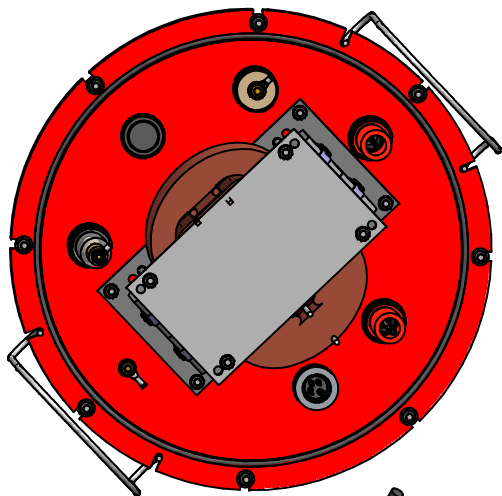
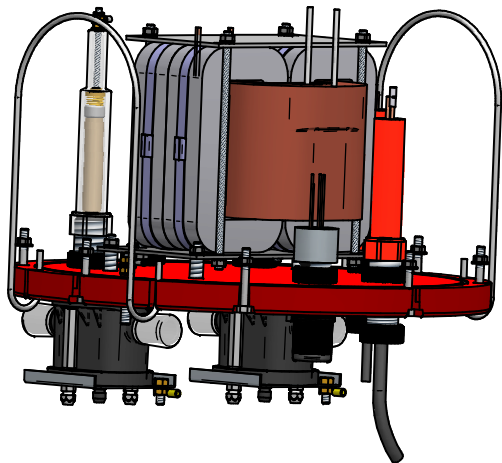


Folio 2/3

AUGIER
energy

 BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France
 Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31

Modification	Dess.	Appr.	Date	Ind.	Date	15/02/2018	Dessiné LA	Approuvé	Echelle /
ENSEMBLE TER MM 5kVA 950/230V +-5% Projet 950V									
Matière:	Tolérance générale:				N°	N	3	66	10795
Fin de la pièce:	Observations:								



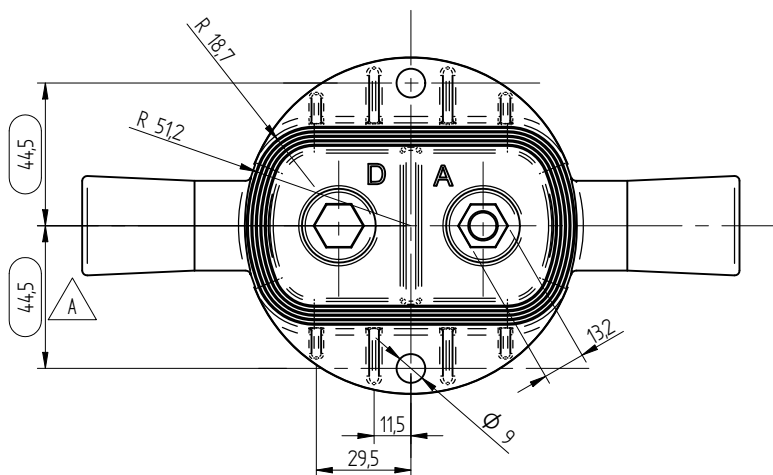
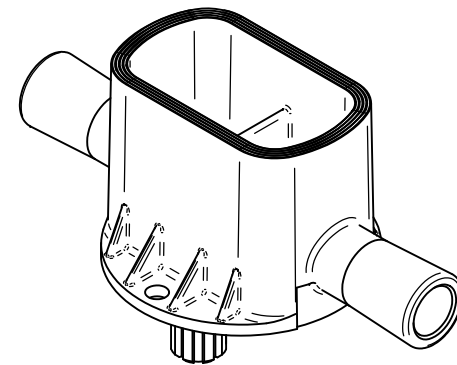
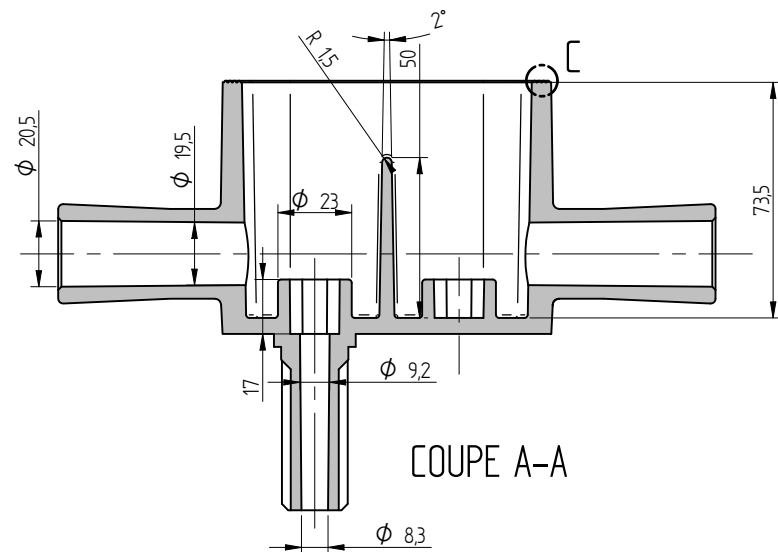
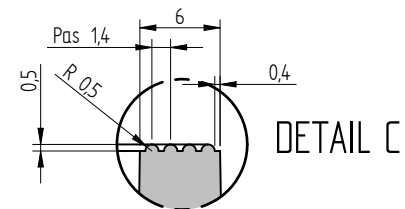
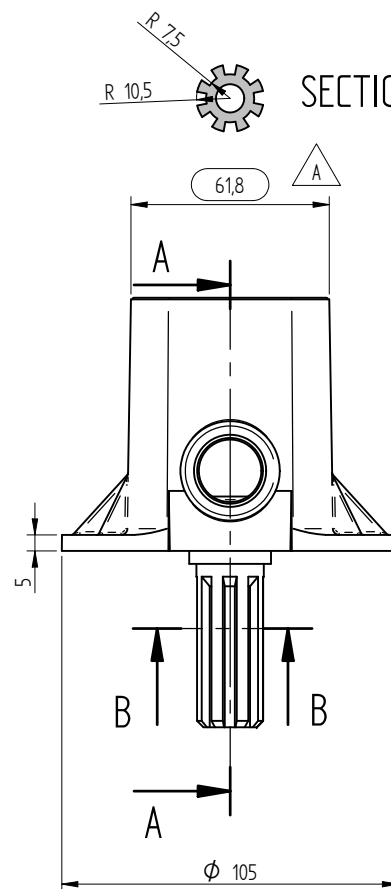
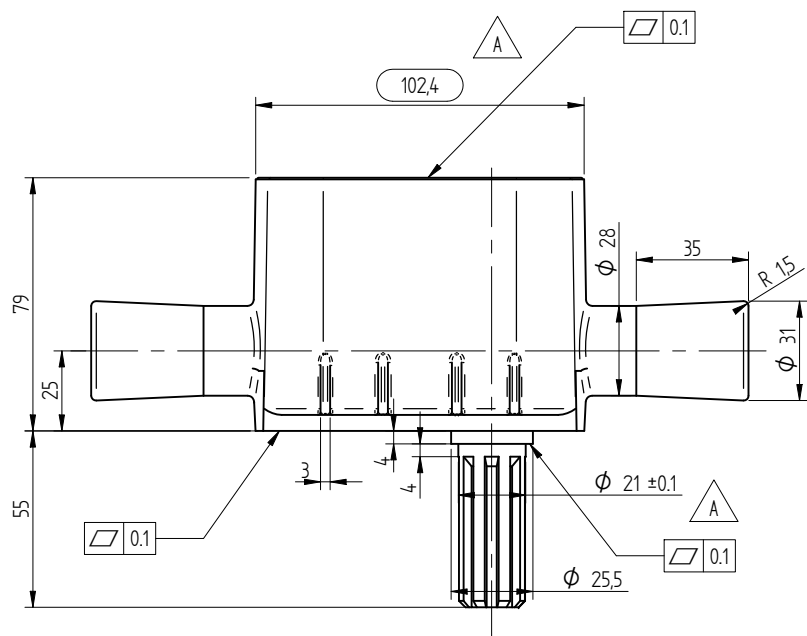
Folio 3/3

		BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31									
Modification		Dess.	Appr.	Date	Ind.	Date15/02/2018	Dessiné LA	Approuvé	Echelle /		
						ENSEMBLE TER MM 5kVA 950/230V +-5% Projet 950V					
Matière:		Tolérance générale:				N°	N	3	66	10795	
Fini de la pièce:		Observations:									



BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France
Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31

Modification		Dess.	Appr.	Date	Ind.	Date 05/07/2016	Dessiné LA		Approuvé	Echelle 1	
Joint 10 00520 remplacé par 10 27738 + rondelles 10 27669		LA		27/10/17	A	PARTIE MOBILE RACC.TER DECONNECTABLE 3 NOIR					
Matière:		Tolérance générale:				N°	N	3	32	06614	A
Fin de la pièce:		Observations: Masse : 1.254 kg									



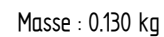
Masse : 0,327 kg



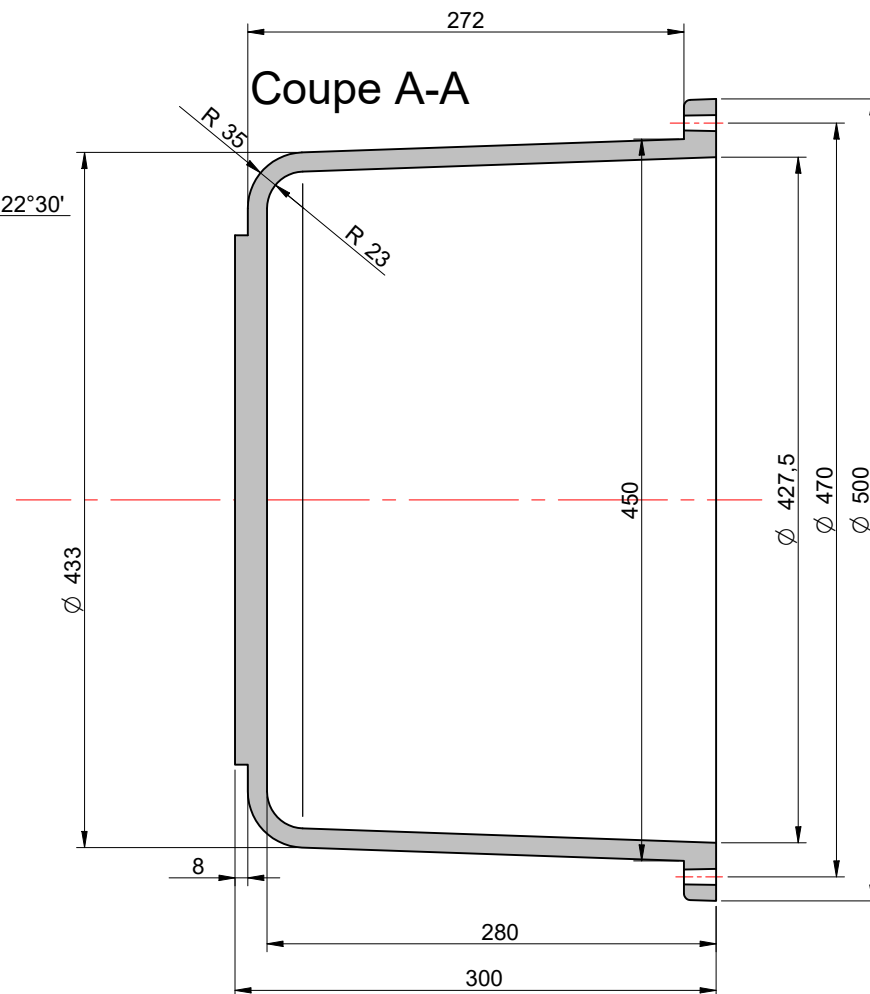
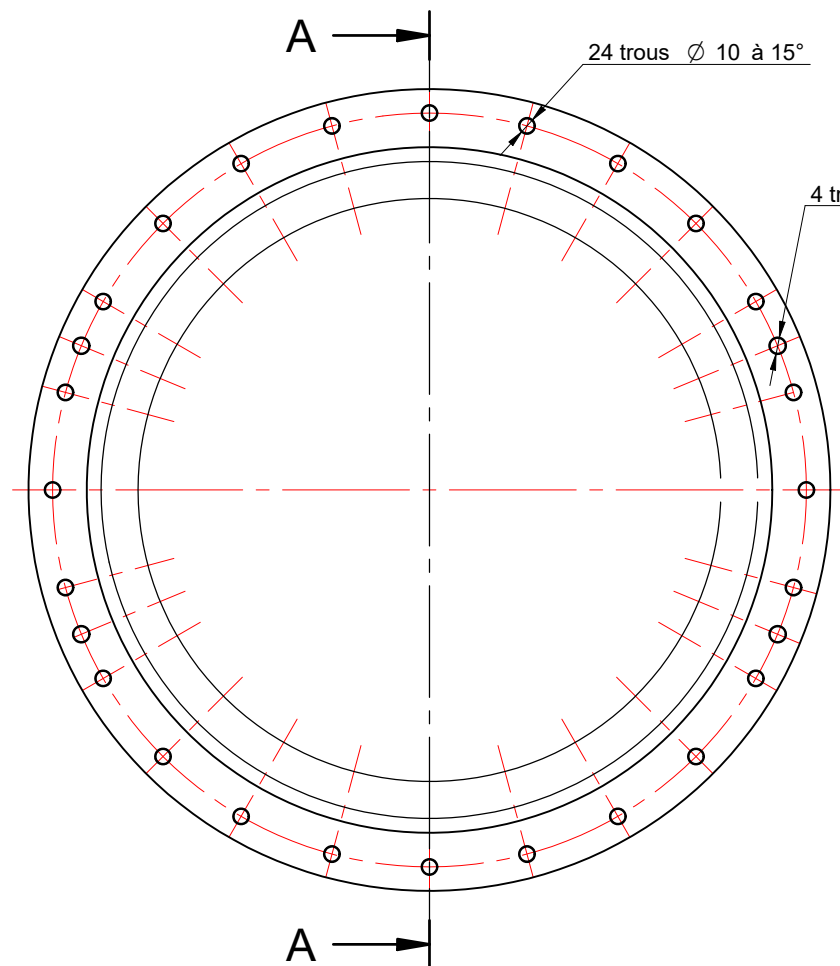
BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France
Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31

Modification		Dess	Appr.	Date	Ind.	Date	01/06/2011	Dessiné PL	Approuvé	Echelle	1
CHGT matière PA66 + 30FV--> PA6-GF25 + tolérances		LA		10/10/2014	A	BOITIER DECONNECTABLE RACCORD TER					
Matière: PA6-GF25		Tolérance générale:				N°	N	3	10	24768	A
Finition:couleur : rouge RAL 3000		Observations: 10 22700 modifié									

Retrait au moulage : 1,1%



		BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31									
Modification		Dess	Appr.	Date	Ind.	Date 13/10/2008	Dessiné PL	Approuvé	Echelle 1		
Modification forme emboitage		PL		11/03/08	a	COUVERCLE RACCORD TER					
Modification chicanes h3->23 & 35->50		PL		22/09/08	b						
Remplacé 2 trous polygonaux par trous cylindriques		PL		13/10/08	c						
Matière: PA66+30%FDV		Tolérance générale:				N°	N	3	10	22702	C
Finition : couleur : rouge RAL 3000		Observations: Ex NTE003									



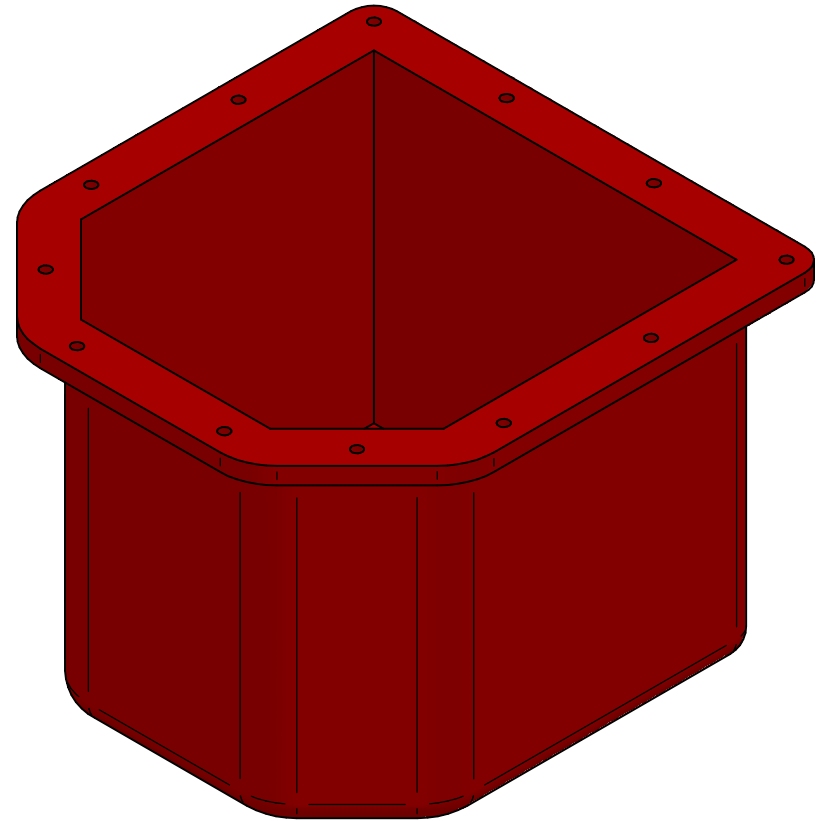
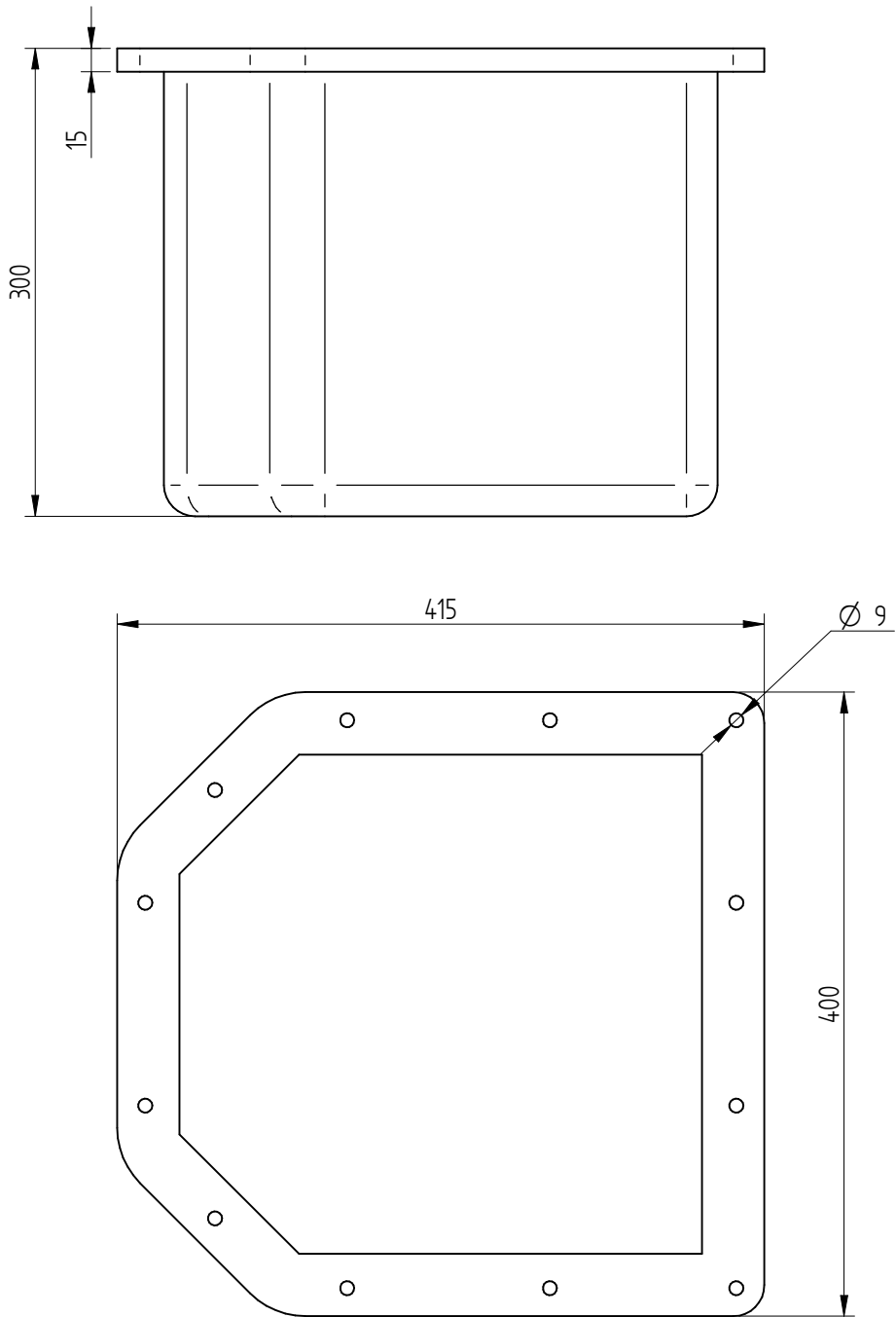
Matière : Mel.résine CY 225 20% / HY 925 20% + Silice 60% Rouge RAL 3013

AUGIER
energy

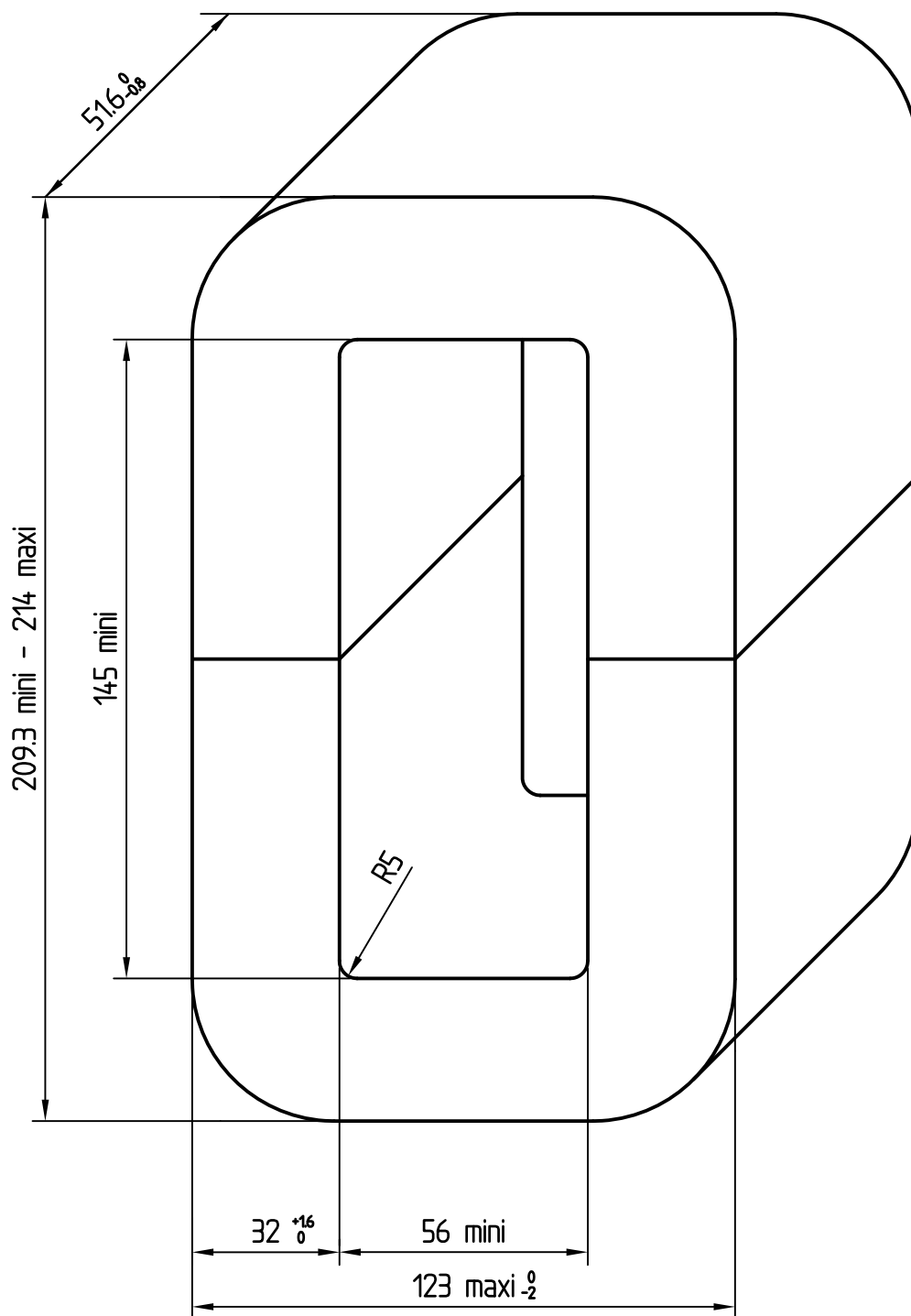
BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France
Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31

Modification		Dess	Appr.	Date	Ind.	Date 11/07/2003	Dessiné PL	Approuvé	Echelle 1		
Mise à jour / Solidedge		PL		11/07/03	d	CUVE TED P= 5KVA					
Suppression trou central		PL		31/07/12	E						
Matière: EPOXY		Tolérance générale:				N°	N	3	10	14873	E
Fin de la pièce:		Observations: masse : 13.5kg									

CUVE
TED P= 5KVA



AUGIER energy		BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31										
Modification			Dess	Appr.	Date	Ind.	Date12/04/2019	Dessiné LA	Approuvé	Echelle		
								CUVE Projet 950V				
Matière: EPOXY			Tolérance générale:				N°	N	3			
Fini de la pièce:			Observations: Masse : 10.239 kg									



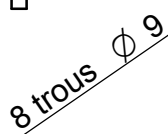
- VA d'excitation maxi : 64.65 VA
- Perte en watt maxi/CM : 12.80W
- Perte moyenne en watt maxi/10CM : 11.05W
- Section noyau : 15.5 cmxcm
- Masse en kg : 5.820
- Induction : 1.8 T



AUGIER
energy

BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France
Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31

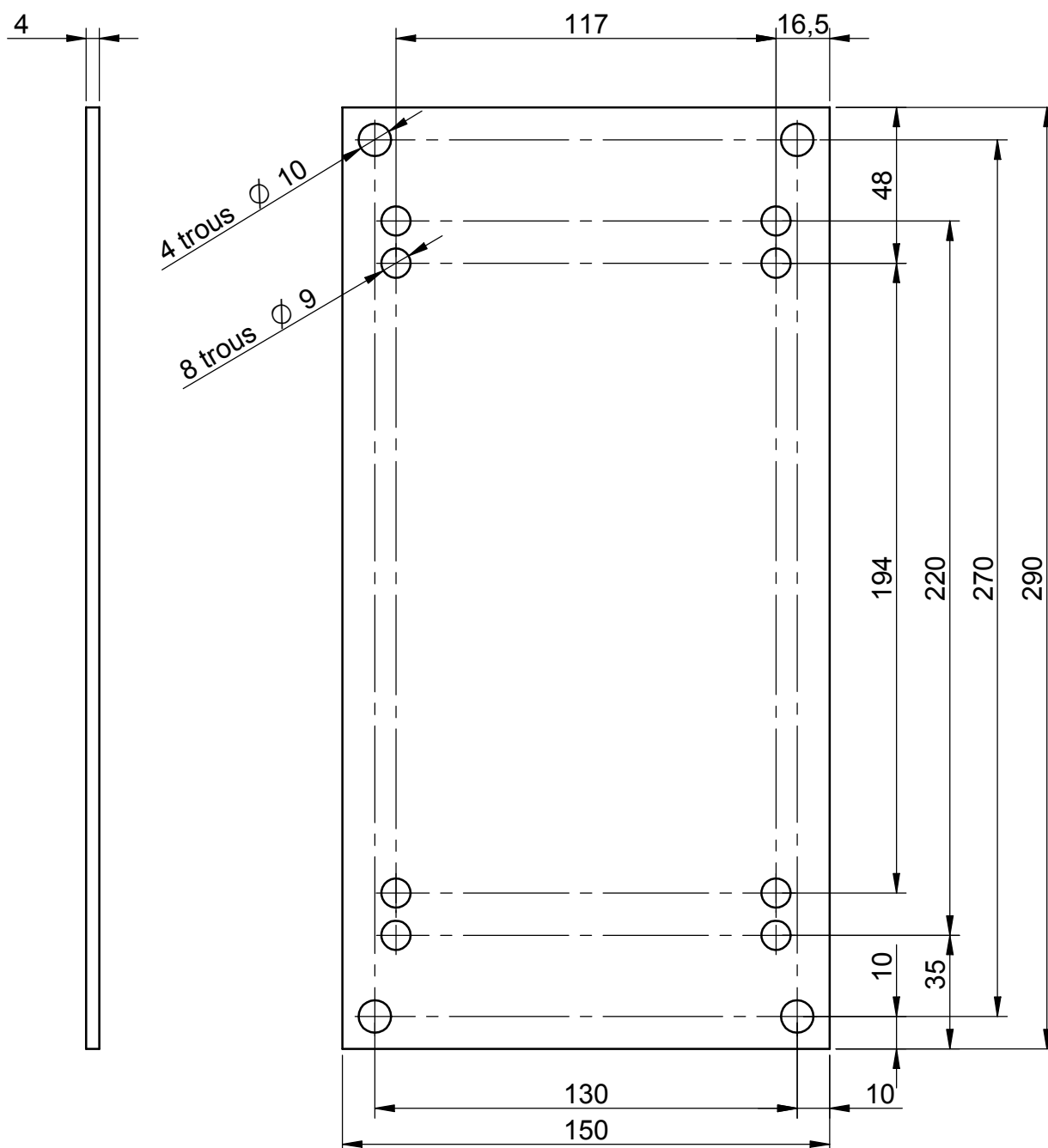
Modification		Dess.	Appr.	Date	Ind.	Date	25/03/94	Dessiné	M.M	Approuvé	Echelle /
Mise à jour sur AUTOCAD		M.M		25/03/94	c	CIRCUIT MAGNETIQUE FA 30 AJ 51					
Matière: M1H ou M0H M2H-30/100		Tolérance générale: /				N°	N	4	10	05057	e
Fin de la pièce: /		Observations: NFC 93325									



```
**** Traitement de surface :
```



Modification		Des.	App.	Date	Ind.	Date 18/01/2012	Dessiné PL		Approuvé	Echelle 1
		PL				PLSERRAGE CM TED M. 1à 10KVA				
Matière: *		Tolérance générale: **				N°	N	4	10	25144
Fini de la pièce: ****		Observations: ***								



* Matière : TOLE E24 EP: 4

** Tolérance : longueur Js14 Alésages/Arbres H11 d11

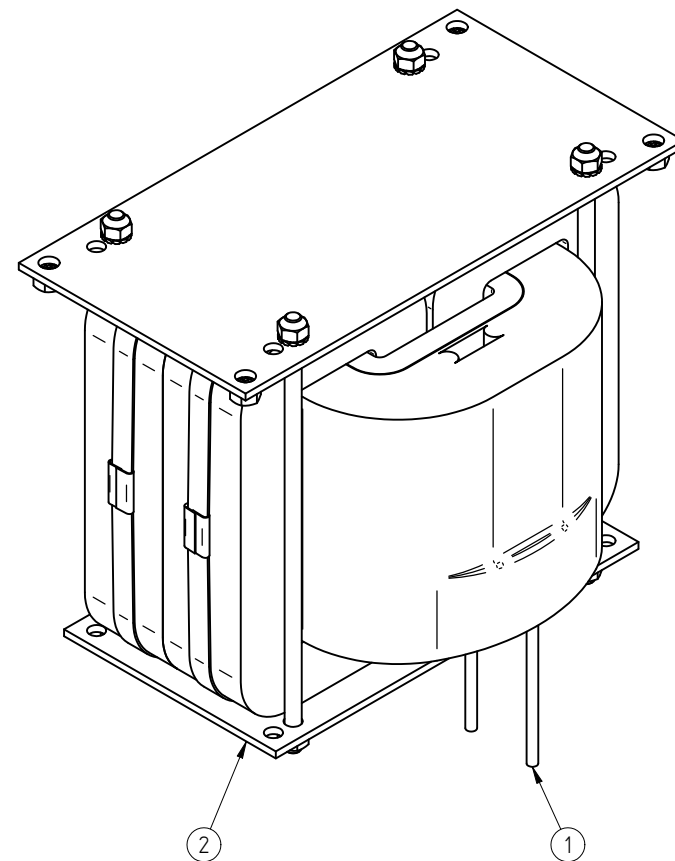
*** Contrôle Réception : Total sur échantillon

**** Traitement de surface : Sans



BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France
Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31

Modification		Des.	App.	Date	Ind.	Date18/01/2012	Dessiné PL		Approuvé	Echelle 1
		PL				PL.SUSPENSION CM TED MT.3à 10KVA				
Matière: *		Tolérance générale: **				N°	N	4	10	25145
Fin de la pièce: ****		Observations: ***								



N°	Qté	Description	Titre	Matière
1	1	3207152-1	PARTIE ACTIVE ASSEMBLE	
2	1	3207152-2	SUSPENSION PA	



BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France
Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31

Modification		Dess	Appr.	Date	Ind.	Date21/01/2019		Dessiné PL		Approuvé		Echelle 1	
						MONTAGE PARTIE ACTIVE 950V TE M. 5KVA							
Matière:		Tolérance générale:				N°	N	3	32	07152			
Fin de la pièce:		Observations: Masse : 39.901 kg											

BOBINAGE BT UNITAIRE

TER
5 Kva
950V / 237V +-5%
Abaisseur

PREPARATION

DEPART : Transformer board 1 mm

ENTRE-COUCHE : NPN 0.2 mm

FAUSSE SPIRE : Transformer board

GAINE ISOLANTE : Entrée et sortie : Ø 5 L = 150 X 2 PM : Ø L =

EXECUTION

FIL de CUIVRE : meplat 3.15 X 4.5

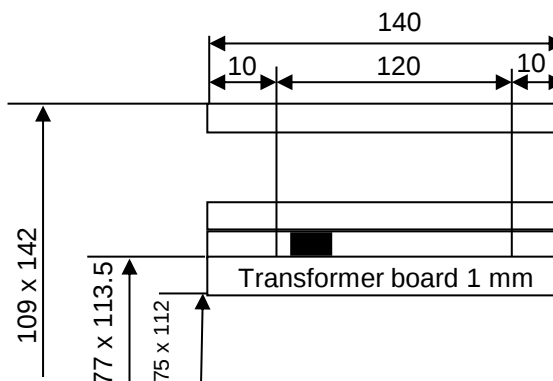
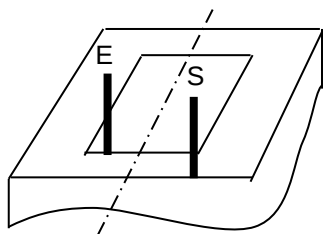
Poids : 5.5Kg/bob

95 spires en 3 couches de 24 spires
et 1 couches de 23 spires

COMPTE : 0-24-48-72-95

ENTREE : FIL DE CUIVRE : meplat 3.15 x 4.5 L = 210

SORTIE : FIL DE CUIVRE : meplat 3,15 X 4,5 L = 210

DIMENSIONS BOBINE :
CM : 4 MY 30 AJ51 HIB

POSITIONNEMENT :


Modification	Ind	Date	Modifié par	Approuvé par
Position S et prise - Vue Sophie	a	22/11/2012	JLG	JLG
Changmement isolant	b	14/10/2014	JLG	JLG
Mise à jour du plan	C	17/12/2018	MG	MG
Rédigé par : JLG	Le: 13/09/2011	N °	30 11418	C
Approuvé par :	Le:			
				1/2

BOBINAGE MT UNITAIRE

TER
5 Kva
950V / 237V +-5%
Abaisseur

PREPARATION

DEPART : 1 tour delmat 0.8 mm et 3 tours de Nomex/polyestere/Nomex 0.2 mm (NPN)

ENTRE-COUCHE : Kraft 0.2 mm

FAUSSE SPIRE : Transformer board

CALES BOIS Ø 8 : L = 140 **Nbre :** 2 x 4

SUPPORT CALES : Transformer board 0.5mm **DIMENSIONS :** **Nbre :**

EXECUTION

FIL de CUIVRE : Ø 2.12

Poids : 8.5Kg/bob

400 spires en 8 couches de 50 spires

COMPTE : 0-50-100-150-200-250-300-350-400

ENTREE : Fil de cuivre Ø2.12 + gaine Ø2.5 **L =** 210

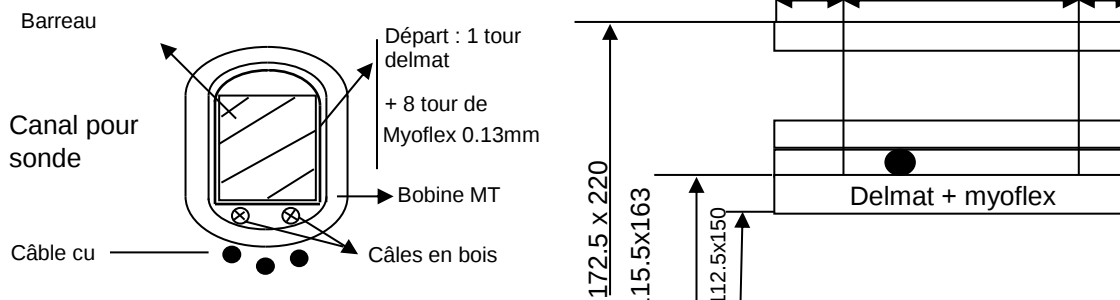
PRISE A LA 362 SPIRE **FIL DE CUIVRE :** Ø 2.12 **L =** 210

ET A LA 381 SPIRE + gaine Ø2.5

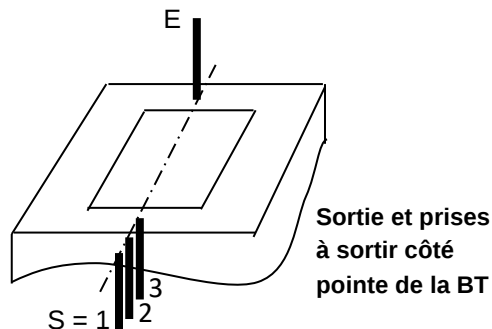
SORTIE : Fil de cuivre Ø2.12 + gaine Ø2.5 **L =** 210

DIMENSIONS BOBINE :

Ruban soie de verre entracé pour maintien de la bobine



POSITIONNEMENT :

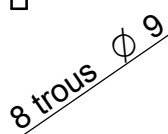


Modification	Ind	Date	Modifié par	Approuvé par
Position S et prise - Vue Sophie	a	22/11/2012	JLG	JLG
Changmement isolant	b	14/10/2014	JLG	JLG
muse à jour du plan	C	17/12/2018	MG	MG
Rédigé par : JLG	Le: 13/09/2011	N ° 30 11418		
Approuvé par :	Le:			
		C	2/2	

- VA d'excitation maxi : 40.53 VA
- Perte en watt maxi/CM : 8.00W
- Perte moyenne en watt maxi/10CM : 7W
- Section noyau : 9.73 cmxcm
- Masse en kg : 3.650
- Induction : 1.8 T

BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France
Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31

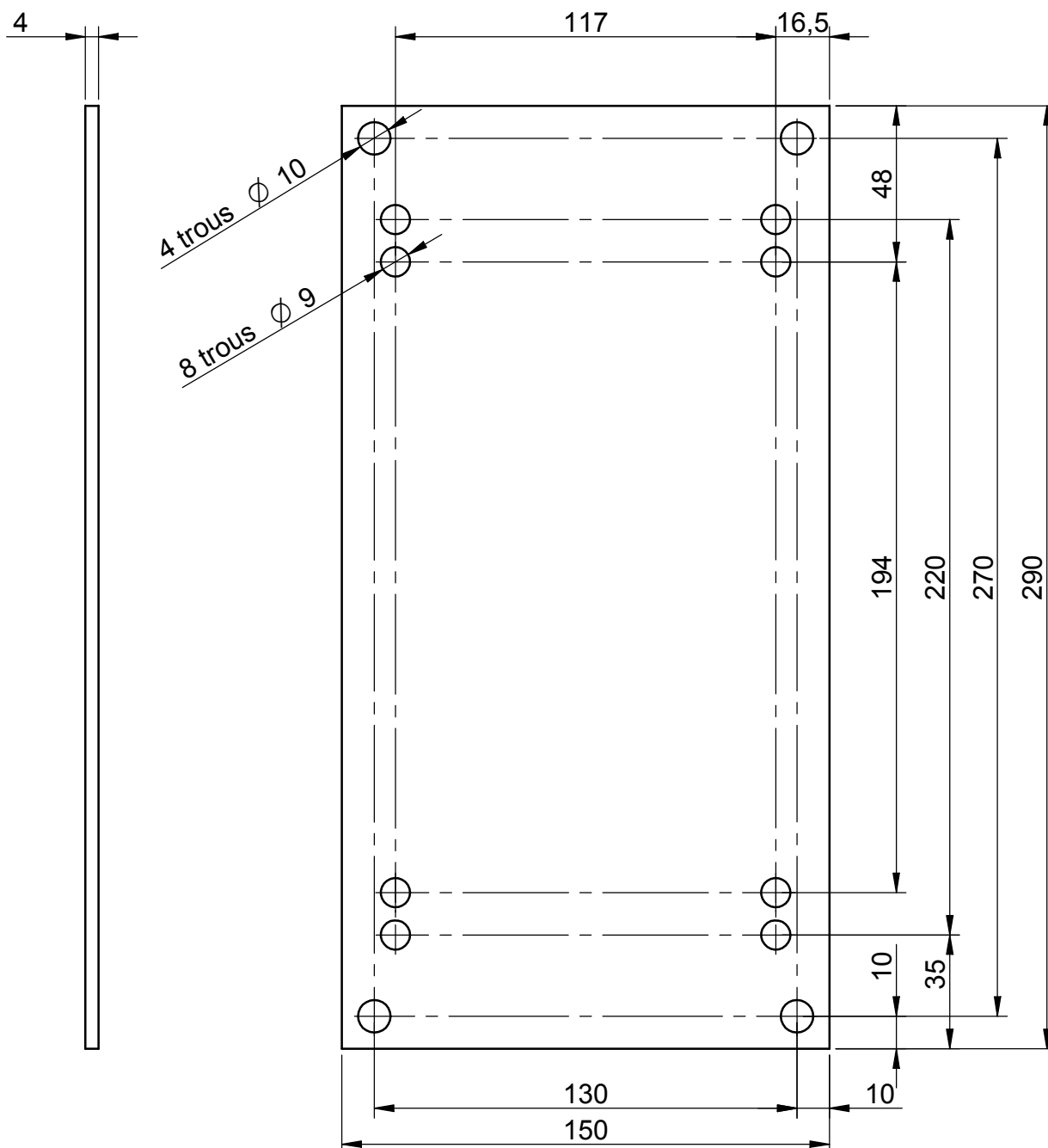
Modification		Dess.	Appr.	Date	Ind.	Date	25/03/94	Dessiné	M.M	Approuvé	Echelle	/
Mise à jour sur AUTOCAD		M.M		25/03/94	e	CIRCUIT MAGNETIQUE FA 30 AJ 32						
Matière: M1H ou M0H M2H-30/100		Tolérance générale: /				N°	N	4	10	05056	e	
Fin de la pièce: /		Observations: NFC 93325										



```
**** Traitement de surface :
```



Modification		Des.	App.	Date	Ind.	Date18/01/2012	Dessiné PL		Approuvé	Echelle 1
		PL				PLSERRAGE CM TED M. 1à 10KVA				
Matière: *		Tolérance générale: **				N°	N	4	10	25144
Fin de la pièce: ****		Observations: ***								



* Matière : TOLE E24 EP: 4

** Tolérance : longueur Js14 Alésages/Arbres H11 d11

*** Contrôle Réception : Total sur échantillon

**** Traitement de surface : Sans

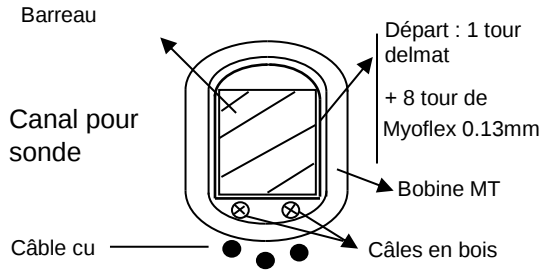
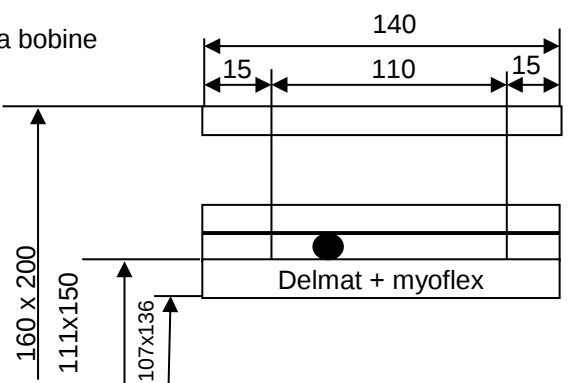
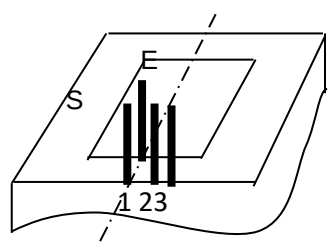
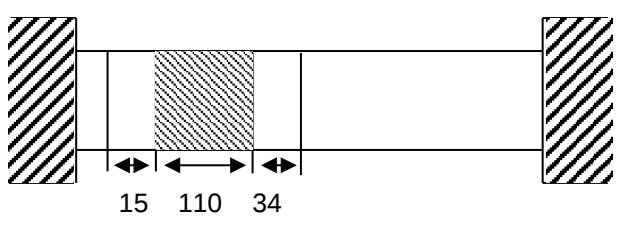


BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France
Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31

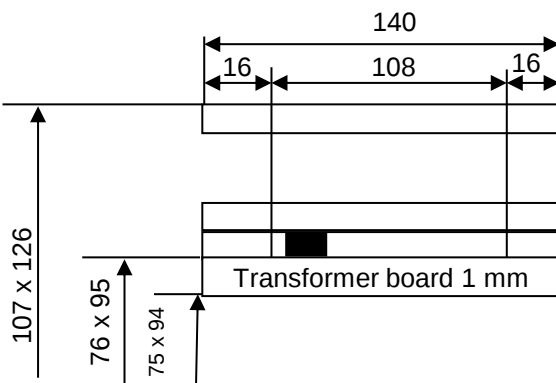
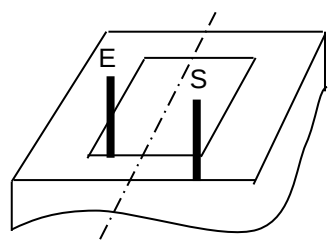
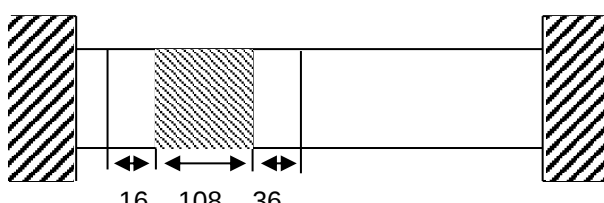
Modification		Des.	App.	Date	Ind.	Date18/01/2012	Dessiné PL		Approuvé	Echelle 1
		PL				PL.SUSPENSION CM TED MT.3à 10KVA				
Matière: *		Tolérance générale: **				N°	N	4	10	25145
Fini de la pièce: ****		Observations: ***								

PL.SUSPENSION CM
TED MT.3à 10KVA

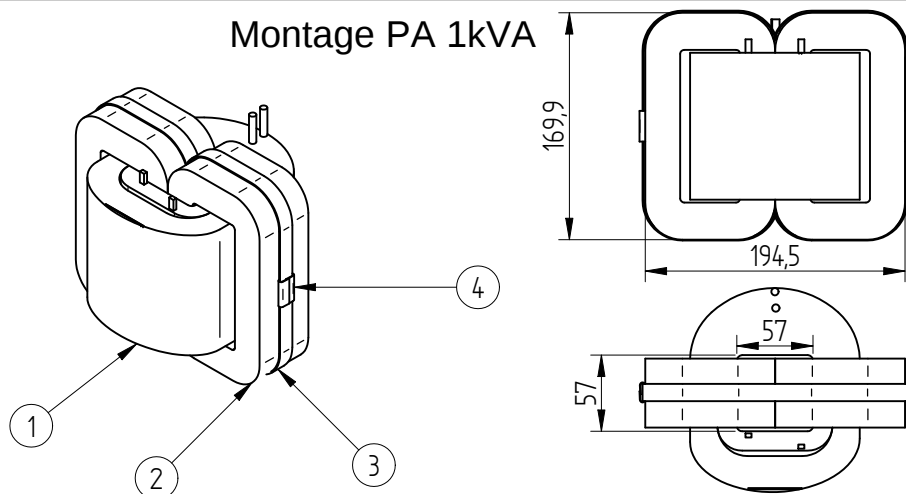
BOBINAGE MT UNITAIRE

TSA	3 Kva	950V /237V +-5%	Abaisseur				
PREPARATION							
DEPART : 1 tour delmat 0.8 mm et 8 tours Myoflex 0.13 mm		DIMENSIONS : DIMENSIONS : DIMENSIONS : DIMENSIONS :	Nbre : Nbre : Nbre : Nbre :				
ENTRE-COUCHE : Kraft 0.2 mm							
FAUSSE SPIRE : Transformer board							
CALES BOIS Ø 8 : L =		Nbre :					
SUPPORT CALES : Transformer board 0.5mm		DIMENSIONS :	Nbre :				
EXECUTION							
BARREAU : 3 KVA MT		DIMENSIONS : 107 X 136 X 650					
Nbre BOBINES/BARREAU : 4		FIL DE CUIVRE : Ø 1.8	Poids : 7Kg/bob				
REGLAGE MACHINE : Levier de la boite de pas :							
Levier commande de pas :		Indicateur de pas :					
497 spires en 8 couches de 56 spires et 1 couches de 49 spires							
COMPTE : 0-56-112-168-224-280-336-392-448-497							
ENTREE : Fil de cuivre Ø1.8 + gaine Ø2		L = 140					
PRISE A LA	449 SPIRE 3	FIL DE CUIVRE : Fil de cuivre Ø1.8 + gaine Ø2					
ET A LA	473 2	L = 200					
SORTIE : Fil de cuivre Ø1.8 + gaine Ø2		L = 200					
DIMENSIONS BOBINE : Ruban soie de verre entrlacé pour maintien de la bobine							
 							
POSITIONNEMENT : 		DISPOSITION DES BOBINES SUR LE BARREAU : 					
Modification		Ind	Date	Modifié par	Approuvé par		
Mise à jour longueurs		a	05/03/2012	JLG	JLG		
Rédigé par : JLG		Le: 14/02/2012		N °	30 11580	A	2/2
Approuvé par :		Le:					

BOBINAGE BT UNITAIRE

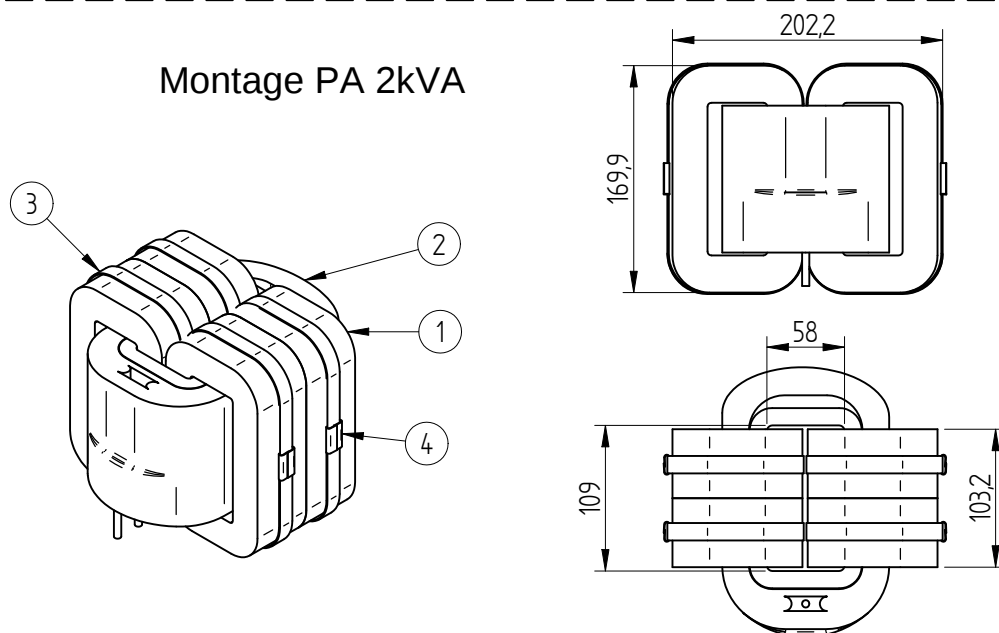
TSA	3 Kva	950V / 237V +-5%	Abaisseur		
PREPARATION					
DEPART : Transformer board 1 mm		DIMENSIONS :	Nbre :		
ENTRE-COUCHE : Kraft 0.2 mm		DIMENSIONS :	Nbre :		
FAUSSE SPIRE : Transformer board		DIMENSIONS :	Nbre :		
TRESSE POINT MILIEU : section : 3 mm ²		L =	Nbre :		
ISOLATION SOUDURE PM : 2 Myoflex de 0.13		et 1 Transformer board de 1			
DIMENSIONS : 300 X 30		Nbre :	ensembles		
GAINE ISOLANTE : Entrée et sortie : Ø		L =	PM : Ø L =		
EXECUTION					
BARREAU : 3 KVA BT		DIMENSIONS : 75 X 94 X 675			
Nbre BOBINES/BARREAU : 3		FIL de CUIVRE : meplat 2.24 X 4	Poids : 3.7Kg/bob		
REGLAGE MACHINE : Levier de la boîte de pas :					
Levier commande de pas :		Indicateur de pas :			
118 spires en		4 couches de	24 spires		
et 1		couches de	22 spires		
COMPTE : 0-24-48-72-96-118					
ENTREE : FIL DE CUIVRE : meplat 2.24 X 4		L = 170			
PRISE A LA	SPIRE	FIL DE CUIVRE :	L =		
POINT MILIEU A LA	SPIRE	TRESSE :	L =		
SORTIE : FIL DE CUIVRE : meplat 2.24 X 4		L = 170			
DIMENSIONS BOBINE : CM : 2 MY 30 AJ32 HIB 2 MY 30 AJ51 HIB 					
POSITIONNEMENT : 		DISPOSITION DES BOBINES SUR LE BARREAU : 			
Modification		Ind	Date	Modifié par	Approuvé par
Mise à jour longueurs		a	05/03/2012	JLG	JLG
Rédigé par : JLG		Le: 14/02/2012		N °	30 11580
Approuvé par :		Le:			
				A	1/2

Montage PA 1kVA



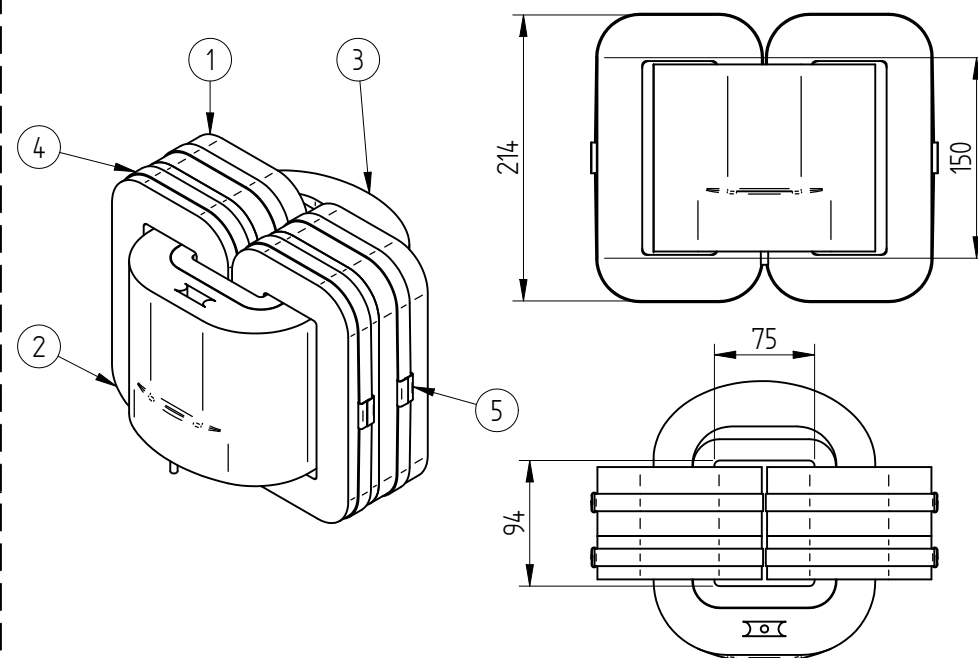
N°	Qté	Description	Titre	Matière
1	1	3011852	BOB.TE M 1KVA 6600/230V +-5%	
2	2	1005055	CM FA30AD51	M1H
3	2	6609466-PA-FEUI	FEUILLARD ACIER BLEU 13MM	05 02455
4	2	1018880	AGRAFE DE SERTISSAGE	ACIER

Montage PA 2kVA



N°	Qté	Description	Titre	Matière
1	4	1005055	CM FA30AD51	M1H
2	1	3012207	BOB.TE MT 2KVA 5500/230V +-5%	
3	4	6609466-PA-FEUI	FEUILLARD ACIER BLEU 13MM	05 02455
4	4	1018880	AGRAFE DE SERTISSAGE	ACIER

Montage PA 3kVA



N°	Qté	Description	Titre	Matière
1	2	1005057	CM FA30AJ51	M1H
2	2	1005056	CM FA30AJ32	M1H
3	1	3012119	BOB.TED M 3KVA 5500V/230V +-5%	
4	4	3205842-11	FEUILLARD ACIER BLEU 13MM	05 02455
5	4	1018880	AGRAFE DE SERTISSAGE	ACIER



BP 131 - 06513 CARROS Cedex - France
Téléphone: 04 92 08 62 00 - Télécopie: 04 92 08 62 31

Modification		Dess.	Appr.	Date	Ind.	Date 26/02/2019	Dessiné LA	Approuvé	Echelle		
.						MONTAGE PA TE 1kVA - 2kVA - 3kVA 5kVA - 10kVA 1/2					
Matière:		Tolérance générale:				N°	N	3	55	01934	
Fin de la pièce:		Observations: Masse : 37.095 kg									

