



UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS, INGENIERÍA Y
AGRIMENSURA

ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

ÁREA Instalaciones Eléctricas, Generación de Energía Eléctrica.

PROYECTO DE INGENIERÍA

Diseño de iluminación autónoma de la Ciudad
Universitaria de Rosario

Autores: Axel Charchir (Legajo: C-6490/4)

David A. Muia (Legajo: M-6190/5)

Director Técnico: Ing. Raul Cacchione

Cátedra de Proyecto: Ing. Fernando Alonso

Julio 2021

INDICE

1.	RESUMEN	4
2.	ABSTRACT	5
3.	INTRODUCCIÓN	6
4.	ANTECEDENTES	8
5.	MARCO TEÓRICO.....	9
5.1.	Estudio lumínico	9
5.1.1.	Luz.....	9
5.1.2.	Flujo luminoso	9
5.1.3.	Intensidad luminosa	9
5.1.4.	Iluminancia	9
5.1.5.	Luminancia	10
5.1.6.	Rendimiento luminoso	10
5.1.7.	Curvas de distribución luminosa	10
5.1.8.	Curvas isolux.....	10
5.2.	Cálculo de fundaciones.....	15
5.3.	Estudio de instalaciones	21
5.3.1.	Flujo de carga:	21
5.4.	Estudio de corriente de cortocircuito	26
5.5.	Dimensionamiento térmico de tableros:	29
5.6.	Protecciones:.....	30
5.9.	Energía renovable.....	33
5.9.1.	Generación solar fotovoltaica	33
5.9.1.1.	Generador fotovoltaico.....	34
5.9.1.2.	Inversor	37
5.9.1.3.	Regulador	38
5.9.1.4.	Baterías	39
5.9.2.	Energía Eólica:	42
5.9.2.1.	Principio de funcionamiento de un aerogenerador:.....	43
5.9.2.2.	Clasificación de los aerogeneradores	47
5.9.2.2.1.	Aerogeneradores de eje horizontal	48
5.9.2.2.2.	Aerogenerador de velocidad fija.....	49
5.9.2.2.3.	Aerogenerador de velocidad variable.....	50
5.9.3.	Biomasa	51
5.9.3.1.	Etapas.....	53
5.9.3.2.	Factores a considerar	56

5.9.3.3.	Composición del biogás	56
5.9.3.4.	Tipos de biodigestores	57
5.9.3.4.1.	De flujo continuo.....	57
5.9.3.4.2.	De flujo semicontinuo	57
5.9.3.4.2.1.	Biodigestor de salchicha, tubular o taiwanés	58
5.9.3.4.3.	Biogás de flujo continuo.....	58
5.10.1.	Valor Actual Neto (VAN).....	59
5.10.2.	Tasa Interna de Retorno (TIR)	60
6.	DESARROLLO	61
6.1.	Estudio luminotécnico	61
6.2.	Iluminación inteligente.....	66
6.3.	Cálculo de fundaciones.....	70
6.4.	Topografía de la instalación	71
6.5.	Flujo de carga	76
6.6.	Estudio de cortocircuito S / IEC 60909	77
6.6.1.	Equipos de protección seleccionados	77
6.7.	Dimensionamiento térmico de tableros	78
6.8.	Coordinación de protecciones s / IEEE 242	82
6.9.	Estudio de arc flash s / IEEE 1584.....	83
6.10.	Alimentación del sistema a través de energía fotovoltaica	84
6.11.	Alimentación del sistema a través de energía eólica	99
6.12.	Alimentación del sistema a través de biomasa	104
6.13.	Análisis económico del proyecto.....	108
6.13.1.	Primer caso de estudio.....	109
6.13.2.	2do Caso de estudio:	113
6.13.3.	3er Caso de estudio:.....	116
7.	CONCLUSIONES	121
8.	REFERENCIAS	122
9.	AGRADECIMIENTOS.....	124
10.	ANEXOS.....	125

1. RESUMEN

En el presente proyecto se estudia la implementación de un nuevo diseño del sistema lumínico del Centro Universitario de Rosario (CUR), cambiando la tecnología actual de lámparas por tecnología LED. Además, se analiza su conexionado a la red eléctrica, la posibilidad de alimentación mediante tres tipos de energía renovable y el costo que esto implica. En el final se presentan cuatro escenarios distintos en los que se evaluará la mejor opción técnico-económica.

2. ABSTRACT

In this project, the implementation of a new design of the lighting system of the CUR is studied, changing the current bulb technology for LED technologies. In addition, its connection to the electricity grid, the possibility of electricity supply through three types of renewable energies and the cost that this implies is analyzed. At the end, four different scenarios are introduced in which the best technical - economic option is evaluated.

3. INTRODUCCIÓN

En el desarrollo de este proyecto se planteó la renovación del sistema de iluminación de la Ciudad Universitaria de Rosario, mejorando la distribución de flujo lumínico con la menor cantidad luminarias posible.

Se propone la implementación de un sistema de iluminación inteligente, el cual puede regular la intensidad del flujo luminoso, automatizar el encendido-apagado del sistema y tener información en tiempo real del consumo y estado de las luminarias. Como veremos durante el desarrollo del proyecto, la implementación del sistema de iluminación inteligente trae aparejada varias ventajas como son la disminución del mantenimiento, aumento de vida útil de la luminarias y disminución del consumo de la instalación, lo cual se traduce en un ahorro de la tarifa.

Una vez obtenida esta distribución, se diseñó la topografía de la nueva instalación, indicando la posición y cantidad de los tableros, el recorrido que deberían tener los conductos, etc.

Para el correcto dimensionamiento de cada componente de la instalación se realizaron los estudios de cortocircuito, caída de tensión, calentamiento de los conductores durante un cortocircuito, calculo térmico de tableros, cálculo de fundaciones y ECT.

También, se estudió la posibilidad de alimentar el sistema a través de una fuente de energía renovable y se exploraron las alternativas de generación fotovoltaica, generación eólica y generación por medio de biomasa.

Luego, una vez definida la instalación en su totalidad, se presentan cuatro casos para llevar a cabo. El primero, solo renovando el sistema de iluminación. El segundo, renovando el sistema de iluminación, agregando la posibilidad de generar energía y vender parte de ella a la distribuidora. El tercero, generar nuestra propia energía y almacenarla en un banco de baterías. Y, por último, la cuarta opción es renovar el sistema de iluminación dotándolo de un sistema de iluminación inteligente y de generación de energía por medio de fuentes renovables.

En la Figura (3.1) se muestra una foto del predio que comprende la Ciudad Universitaria de Rosario. En ella se puede ver la distribución de los diferentes edificios.



Figura. 3.1: Ciudad universitaria de Rosario.

En la Figura (3.2) se puede observar un plano topográfico del centro universitario, en este están detallados los distintos edificios, calles, vegetación y luminarias actuales entre otros.

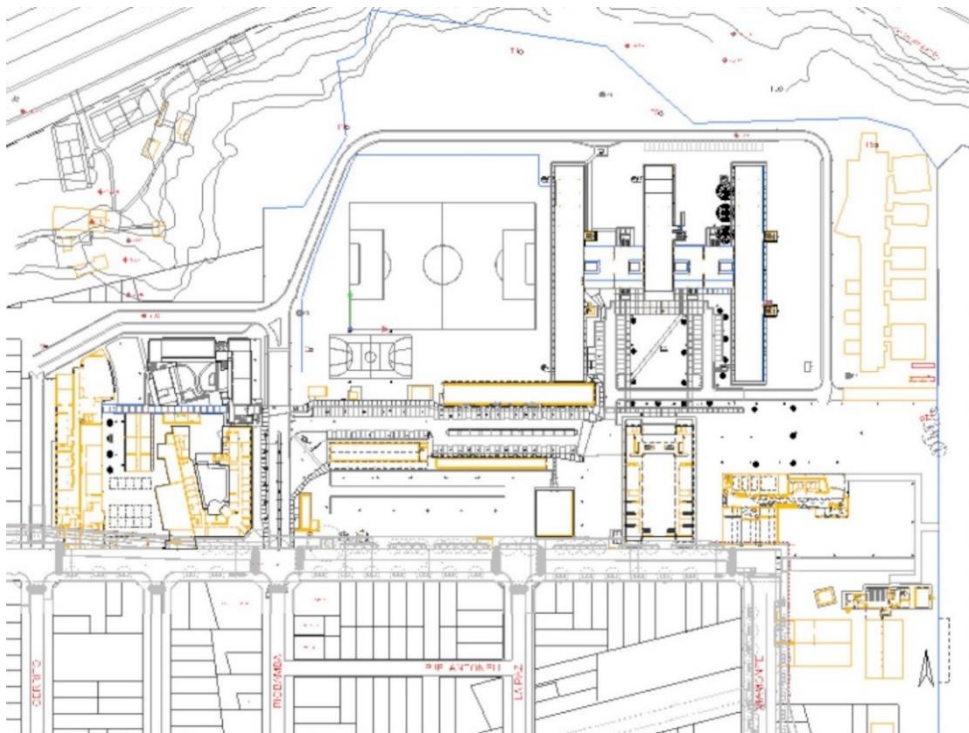


Figura. 3.2: Plano topográfico de la ciudad universitaria de Rosario.

4. ANTECEDENTES

Algunas partes de la instalación lumínica datan desde la apertura del predio en 1971 cuando se instalaron los primeros pabellones de estudio. Luego, en 2003 se hicieron algunas refacciones y se mejoró el sistema de iluminación, el cual ha permanecido desde esa fecha sin grandes modificaciones y con un reducido mantenimiento, solamente se han agregado trazados nuevos debido a la construcción de otros edificios (nueva escuela y la ampliación del predio).

5. MARCO TEÓRICO

5.1. Estudio lumínico

En primera instancia se realiza un estudio de iluminación, el cual tendrá como objetivo conseguir los mejores resultados en la instalación, atendiendo a criterios de cantidad y calidad de luminarias, así como también a la eficiencia energética.

5.1.1. Luz

Al igual que los rayos gamma o X, o las ondas de radio, la luz es una forma de energía. Esta, en cuanto a su propagación, se comporta como onda, pero su energía es transportada junto con la onda luminosa por unos pequeños corpúsculos que se denominan fotones. Este campo de la física está ampliamente desarrollado con muchas teorías que explican su comportamiento, pero como nosotros solo vamos a aplicar las definiciones más importantes para poder iluminar un área determinada, nos centraremos en estos conceptos aplicados a lámparas, los cuales se detallan a continuación.

5.1.2. Flujo luminoso

Toda lámpara se vende por la potencia que consume, pero sólo una parte de este consumo se convierte en luz visible, a esto se lo denomina flujo luminoso.

Se define flujo luminoso a la potencia emitida en forma de radiación luminosa a la que el ojo humano es sensible. Su símbolo es Φ y su unidad es el lumen (lm).

5.1.3. Intensidad luminosa

El flujo luminoso nos da una idea de la cantidad de luz que emite una fuente de luz, por ejemplo: una bombilla emite en todas las direcciones del espacio; por el contrario, un proyector sólo ilumina en una dirección. Por este motivo es que necesitamos conocer cómo se distribuye el flujo en cada dirección del espacio.

Se conoce como intensidad luminosa al flujo luminoso emitido por unidad de ángulo sólido en una dirección concreta. Su símbolo es I y su unidad la candela (cd).

5.1.4. Iluminancia

Si se pone la mano delante de una linterna podemos ver que está fuertemente iluminada por un círculo pequeño y si se ilumina una pared lejana el círculo es grande y la luz débil.

Se define iluminancia como el flujo luminoso incidente por unidad de superficie. Su símbolo es E y su unidad el lux (lx) que es lm/m^2 .

5.1.5. Luminancia

Este término está referido a la luz que llega al ojo, tanto en el caso que veamos un foco luminoso como en el que veamos luz reflejada procedente de un cuerpo la definición es la misma.

Se llama luminancia a la relación entre la intensidad luminosa y la superficie aparente vista por el ojo en una dirección determinada. Su símbolo es L y su unidad es cd/m^2 .

5.1.6. Rendimiento luminoso

No toda la energía eléctrica consumida por una lámpara (bombilla, fluorescente, etc.) se transforma en luz visible, parte de esta se pierde por calor o en forma de radiación no visible (infrarrojo o ultravioleta), etc.

Para tener una idea de la porción de energía útil definimos el rendimiento luminoso como el cociente entre el flujo luminoso producido y la potencia eléctrica consumida. La unidad es el lumen por watt (lm/W).

5.1.7. Curvas de distribución luminosa

Son representaciones gráficas de las medidas de las intensidades luminosas efectuadas en las infinitas direcciones que parten del centro de la lámpara o luminaria. Esta representación se realiza en coordenadas polares y se representa el valor de la intensidad luminosa sobre círculos concéntricos, expresado en candelas.

5.1.8. Curvas isolux

Lugar geométrico de puntos de una superficie que tienen igual nivel de iluminación.

5.1.9. Iluminación Inteligente

Para poder mejorar el rendimiento del sistema lumínico se analizaron diferentes opciones de automatización a través de componentes que se encuentran en el mercado.

Hoy en día existe una gran variedad de equipos que permiten variar el flujo lumínico de las lámparas si están preparadas para esto, tales como un dimmer, sensores que nos permiten detectar la presencia de movimiento y evitar el uso de lámparas en lugares donde no se lo requiere, detectores de luminosidad para que al anochecer se encienda de manera

automática el sistema, pero además también cuando el clima esté nuboso y sea necesario luz artificial en la zona. Existen equipos que tienen todos estos factores en cuenta y pueden regular la intensidad lumínica dependiendo de la situación, los más nuevos se pueden conectar a un smartphone o a cualquier equipo que posea una conexión a alguna red. Con esto podemos encender o apagar el sistema como se desee, regularlo o incluso modificar los colores de las lámparas si estas son adecuadas. Incluso podríamos poner el equipo en modo audio rítmico y ambientar ciertas zonas para actos o distintos eventos.

Entre la gran variedad de marcas se pueden encontrar algunos básicos como Lilo, que presenta la posibilidad de conectar 3 salidas, Hue Bridge de Philips algo más profesional, que nos permite conectar hasta 50 salidas, con distintos accesorios que representan una automatización mayor del sistema (en la Figura (5.1.9.1) se muestran estos productos). Por último, las opciones que más se ajustan a nuestro proyecto son el Interact City e Interact Pro.



Figura. 5.1.9.1: Equipos Lilo y Hue Bridge.

5.1.9.1. Interact City

Este sistema posee varias gamas dependiendo de la complejidad del sistema que se quiere alimentar y el costo que se está dispuesto a pagar.

Este producto permite conectar luminarias inteligentes, distintos sensores e interruptores en la instalación, permitiendo tener un control de manera inalámbrica del sistema, pudiendo manejar la luminosidad, el encendido o apagado de manera automática o desde un dispositivo con conexión a internet, tan sólo con descargar la aplicación que ofrece este producto.

Las luminarias inteligentes pueden conectarse entre sí de manera inalámbrica o conectar un grupo de luminarias a una pasarela (Figura (5.1.9.1.1)), no es necesario que exista una conexión física entre ellas, permitiendo un ahorro en cableado, instalación y con

esto disminuir el entramado de cables. Esto facilita el mantenimiento del sistema, pudiendo saber de manera precisa si alguna lámpara está quemada y necesita su reemplazo o si alguna parte del sistema está en falla. Disminuyendo la necesidad de recorrer las instalaciones con una cierta periodicidad para verificar el estado de la misma.

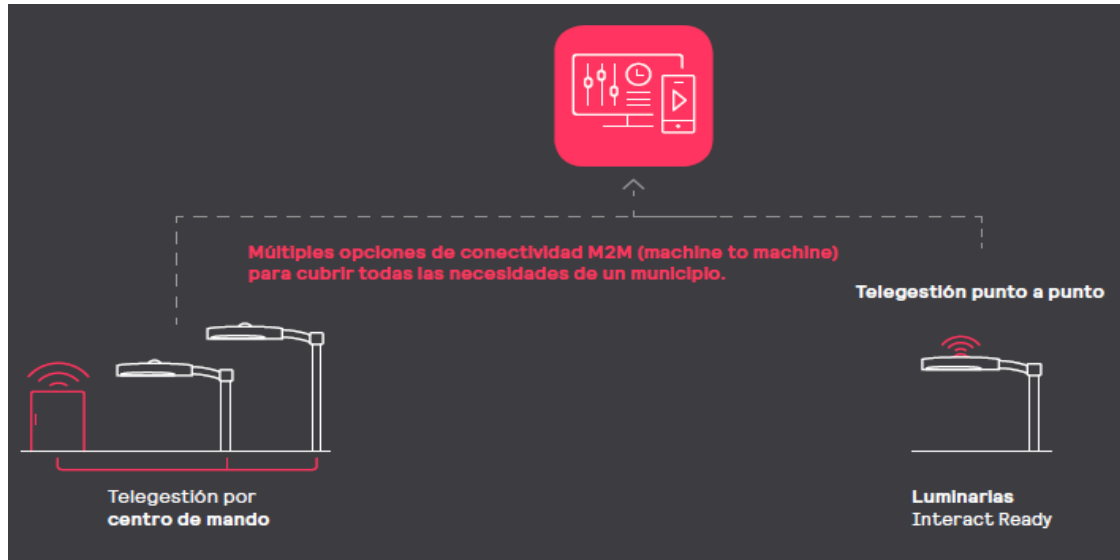


Figura 5.1.9.1.1: Tipos de conexión Interact City.

La amplia gama de software que ofrece este producto, nos permite gestionar diferentes escenarios como, por ejemplo, en las ocasiones que no hay personas circundando una zona, se puede programar que las luminarias entreguen menos intensidad lumínica o directamente algunas permanezcan apagadas hasta que un sensor de movimiento o de ruido de la orden de que se enciendan, pudiendo crear varios escenarios que sean aptos para las distintas ocasiones. Esto es un requisito importante en nuestra instalación, debido a que en el complejo habrá movimiento hasta altas horas de la noche y luego, salvo algún evento especial, se permanecerá con guardia mínima hasta el comienzo del próximo día lectivo, siendo más relevante en fines de semana y vacaciones. Esto sin duda, reduce el consumo energético de la instalación, pudiendo tener un sistema más eficiente y económico en términos de consumo eléctrico.

Por otro lado, todos los datos de los usuarios y de los parámetros del sistema como ser consumos o fallas se almacenan en una nube a la que podemos tener acceso, observando los problemas que se han presentado en nuestro sistema y viendo el ahorro energético que se produce gracias a la disminución de luminosidad en las ocasiones que no se requiera que esté encendido el sistema. Esto se muestra en la Figura (5.1.9.1.2). Todos estos valores podremos observarlos de manera global o por zonas.

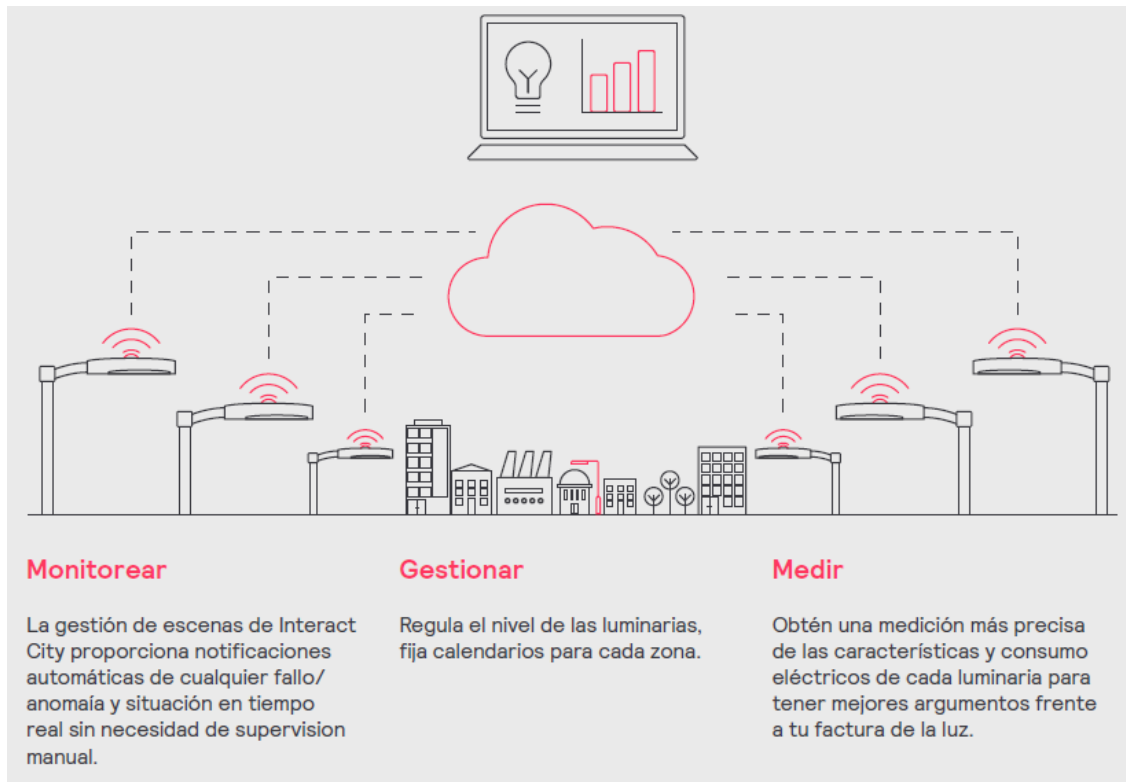


Figura 5.1.9.1.2: Tipos de conexión Interact City tele gestión punto a punto.

Analizando los datos que se almacenan, existe la posibilidad de optimizar la eficiencia operacional y planificación de mantenimiento. Es posible saber con antelación cuales son las luminarias o punto del sistema que se encuentra en falla o fuera de servicio. El esquema del flujo de información se muestra en la Figura (5.1.9.1.3).



Figura 5.1.9.1.3: Esquema del flujo de información.

Un punto muy importante a tener en cuenta, es que en la plataforma Interact es escalable. Esto nos permitirá en un futuro agregar luminarias al sistema, ya sea por la ampliación del predio o por la necesidad de tener sectores con mayor iluminación.

Las luminarias y los sensores se conectan a una pasarela a través de una red de internet (puerta de enlace entre los distintos elementos y la nube), recopila toda la información, la procesa y da las órdenes de encendido, apagado o regulación dependiendo de los valores de entrada. Este equipo está conectado directamente a la red, mientras que los sensores cuentan con baterías para su uso y los interruptores funcionan con la propia energía cinética que se da al presionarlo. Con este último elemento se es capaz de encender y apagar, en la línea básica, y en un modelo más completo también se puede regular el sistema con un interruptor de cuatro puntos. En la Figura (5.1.9.2.1) se muestra una imagen ilustrativa de la puerta de enlace.



Figura 5.1.9.1.4: Pasarela.

Estos modelos vienen con sensores de luminosidad solar, pudiendo regular el sistema dependiendo de las condiciones climáticas, también posee programación de horarios, sensores de movimiento y se puede conectar lamparás inteligentes con capacidad de variar el color lumínico, esto puede ser muy provechoso en eventos o fachadas de edificios.

La aplicación nos permite crear distintos usuarios con perfiles de control, esto quiere decir que tendremos un grupo de personas con acceso total al sistema, los cuales pueden actuar sobre todo el sistema y modificar los distintos parámetros, y otro perfil con un uso restringido del sistema, que sólo podrá modificar la zona a la que se le ha dado acceso.

5.1.9.2. Otros métodos

También podría utilizarse un puente como el de línea Hue de Philips, aunque este es un equipo más específico para uso residencial se lo podría adaptar para este caso. A diferencia del puente mencionado anteriormente, este no posee niveles de mando y tiene una conexión más limitada de hasta 50 luces o puntos de control, lo cual es más que suficiente si sectorizamos de manera adecuada la instalación. Su funcionamiento es similar

al anterior, se conecta a la red de alimentación y a internet a través de una conexión Ethernet, nos descargamos la aplicación y ya está listo para utilizar.

Una opción más económica que implica cableado y un conocimiento superior por parte del instalador es el agregado de autómatas programables y diferentes sensores como entradas. Se puede diseñar un PLC por tablero distribuidor con sensores de luminosidad exterior y de movimiento para poder controlar las distintas luminarias. Esto nos permite sectorizar la instalación, evitando la pérdida de la automatización del sistema si tenemos problemas en el controlador principal como en el caso anterior, pero tenemos el inconveniente del cableado y que no tendremos la facilidad para ver fallas en el sistema como antes, con esta opción el mantenimiento se vuelve más lento y se debe verificar con cierta periodicidad el funcionamiento de las luminarias.

5.2. Cálculo de fundaciones

Existen distintos métodos para poder realizar un adecuado dimensionamiento de los cimientos de los postes de las luminarias, en particular, en este proyecto se desarrollará y aplicará el método de Sulzberger.

Este método, muy utilizado debido a su simpleza en comparación a otros de su estilo, se basa en una simplificación experimental, la cual expresa que el terreno se comporta de manera elástica para inclinaciones tales que $\text{tg } \alpha < 0,1$. Esto nos quiere decir que se obtiene una reacción por parte del terreno que son normales a la fuerza actuante en el poste.

En este método se acepta que la profundidad de “entrada” del bloque dentro del terreno depende de la “resistencia específica del terreno” contra la presión externa en el lugar considerado. La resistencia específica es considerada como “presión admisible del suelo”, su unidad es el kg/cm^2 y se calcula de la siguiente manera:

$$\sigma = \lambda * C \quad (5.2.1)$$

Donde:

- λ : Profundidad de “entrada”.
- C : Índice de comprensibilidad. Su unidad es Kg/cm^3 .

En particular, tendremos que la resistencia que se opone a la inclinación de la fundación se debe a dos efectos principales:

1. Encastrado de la fundación en el terreno como también fricción entre hormigón y tierra, a lo largo de las paredes verticales, normales a la fuerza actuante.
2. Reacción del fondo de la excavación provocada por las cargas verticales.

Las fuerzas mencionadas en el punto 1, se evidencian en el momento “ M_s ”, llamado momento de encastrado y las del punto 2, en el momento del fondo “ M_b ”. En caso de fundaciones de poca profundidad y dimensiones transversales relativamente grandes, existe la relación:

$$\frac{M_s}{M_b} < 1 \quad (5.2.2)$$

En este caso para obtener una suficiente estabilidad de la fundación, es necesario multiplicar el valor del momento actuante por el coeficiente “ s ” ($1 \leq s \leq 1,5$). Este coeficiente depende del cociente de momentos M_s/M_b . La ecuación de dimensionamiento de la fundación entonces será la siguiente:

$$M_s + M_b \geq s * M \quad (5.2.3)$$

Aplicaremos este método a un paralelepípedo rectangular, en particular podría ser utilizado para cualquier forma de cimentación.

En un principio, cuando la fuerza actuante sobre un poste no es grande y la fricción en el fondo de excavación actúa en su valor total, el eje de giro del bloque se encuentra en la profundidad t , es decir, está ubicado en la base del bloque como se observa en la Figura (5.2.1). Una inclinación con ángulo α corresponde a un movimiento transversal de la superficie $b * dy$, igual a $y * tg \alpha$, donde b es la dimensión del bloque normal a la fuerza F , mientras que y es la distancia de la superficie mencionada desde el eje. Siendo C_y el índice de compresibilidad del terreno en la profundidad considerada, la presión unitaria será igual a $\sigma_y = C_y * y * tg \alpha$ y la fuerza de reacción de la pared de excavación sobre este infinitésimo rectángulo será igual a:

$$C_y * y * tg \alpha * b * dy \text{ (Kg)} \quad (5.2.4)$$

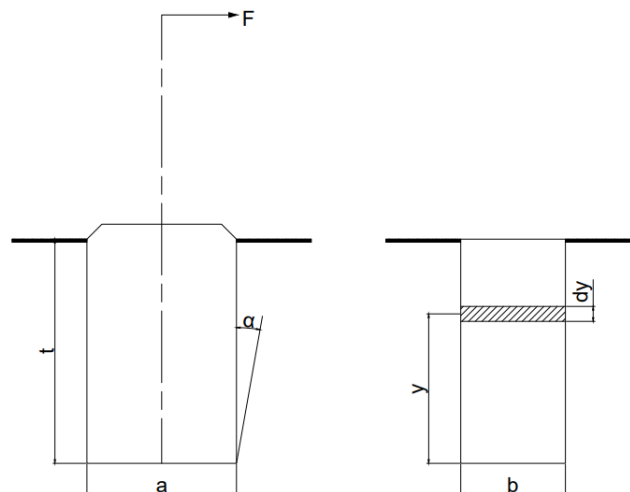


Figura. 5.2.1: Dimensiones del bloque de fundación.

El momento respecto al eje de giro será igual a:

$$dM_s = C_y * b * dy * y^2 * tg \alpha \quad (5.25)$$

La expresión $C_y * b * dy * y^2$ representa el momento de inercia de la superficie de carga $C_y * b * dy$ con respecto al eje de giro.

Por lo tanto, podemos escribir:

$$dM_s = dl * tg \alpha \quad (5.2.6)$$

El índice C es una función lineal de la profundidad, por lo que puede decirse que la superficie total de carga tiene la forma del triángulo isósceles con base igual a $C_t * b$ y una altura t (Figura 5.2.2).

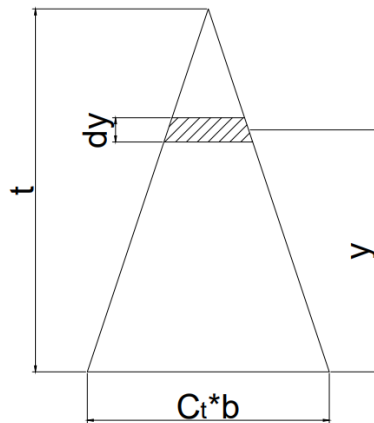


Figura. 5.2.2: Representación de la superficie de carga mediante un triángulo isósceles.

Designando el valor de C en la profundidad t por C_t se puede escribir:

$$C_y = C_t * \left(1 - \frac{y}{t}\right) \quad (5.2.7)$$

Entonces $dl = C_t * b * (1 - y/t) * y^2 * dy$, de donde se obtiene:

$$I = \int_0^t C_t * b * \left(1 - \frac{y}{t}\right) * y^2 dy = \frac{C_t * b * t^3}{12} \quad (5.2.8)$$

Y el momento de encastrado

$$M_s = \frac{b * t^3}{12} C_t * tg \alpha \quad (5.2.9)$$

Para conocer el ángulo α que corresponde al momento, cuando el eje empieza a levantarse de su posición en el fondo de excavación se puede proceder en la forma siguiente:

La presión unitaria en la profundidad $t-y$ es igual a $\sigma_y = \lambda_y * C_y$, pero $\lambda_y = y * tg \alpha$ y

$C_y = C_t * (1 - y/t)$, entonces:

$$\sigma_y = C_t * \left(1 - \frac{y}{t}\right) * y * tg \alpha \quad (5.2.10)$$

Es decir, σ_y representa una función parabólica simétrica en relación a la recta $y=t/2$ (Figura 5.2.3).

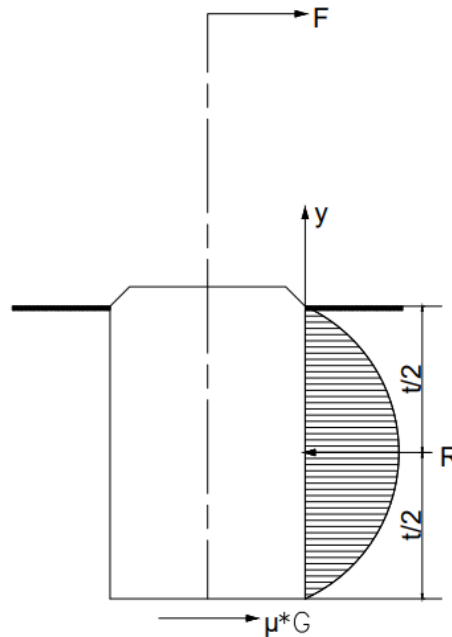


Figura. 5.2.3: Representación de σ_y .

Designando con R la resultante de las fuerzas de resistencia de la pared considerada, se puede escribir $M_s=R*t/2$.

En el momento en que la fricción está sobrepasada será $\mu*G=R$ donde G es resultante de las cargas verticales, y μ es el coeficiente de fricción estática entre tierra y hormigón al fondo de excavación. En este momento el eje de giro empieza a levantarse y el ángulo que corresponde a este momento se puede calcular de la ecuación siguiente:

$$\mu * G * \frac{t}{2} = \frac{b * t^3}{12} C_t * tg \alpha \quad (5.2.11)$$

De donde:

$$tg \alpha = \frac{6 * \mu * G}{b * C_t * t^2} \quad (5.2.12)$$

Con el aumento del ángulo α disminuye la fricción hasta su desaparición. Despreciando entonces la fricción al fondo, se obtiene una situación tal, que el eje de giro se encuentra en el centro de gravedad de la superficie de carga, es decir, en la profundidad $t*2/3$. Como se sabe, el momento de inercia del triángulo con respecto al eje que pasa por su baricentro es igual a

$$I = \frac{b * t^3}{36} C_t \quad (5.2.13)$$

Entonces:

$$M_s = \frac{b * t^3}{36} C_t * tg \alpha \quad (5.2.14)$$

Los resultados de los ensayos demuestran que el paso del primer período al segundo ocurre en forma progresiva, no bruscamente.

Pasando ahora al momento del fondo M_b , se puede considerar que:

Las cargas verticales hacen que el bloque entre en el terreno hasta una profundidad

$$\lambda_o = \frac{G}{a * b * C_b} \quad (5.2.15)$$

Donde:

- G: Resultante de las cargas verticales (kg)
- a, b: Dimensiones de la base rectangular (cm)
- C_b : Índice de compresibilidad en el fondo (kg/cm^3)

Bajo la acción de la fuerza en la cima del poste, el bloque de fundación se inclina de un ángulo α , bajándose del lado de la fuerza y levantándose del lado opuesto (Figura 5.2.4).

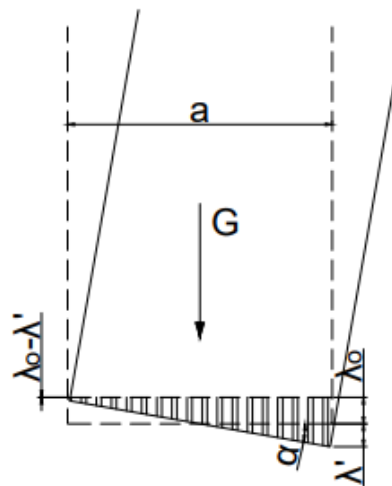


Figura. 5.2.4: Inclinación de la fundación al aplicar una fuerza en la cima del poste.

La resultante de las fuerzas de reacción del fondo es igual a G. Con aumento del ángulo α se acorta el prisma. El eje de giro del bloque tiene que encontrarse por arriba del centro de gravedad del prisma. Para condiciones de equilibrio, cuando la base del bloque toca el fondo de excavación en su superficie total, se puede escribir lo siguiente:

$$M_b = G * s \quad (5.2.16)$$

$$s = \frac{a}{2} - c \quad (5.2.17)$$

$$c = \frac{a}{3} * \frac{(\lambda_o + \lambda') + 2(\lambda_o - \lambda')}{\lambda_o + \lambda' + \lambda_o - \lambda'} = a \left(0,5 - \frac{\lambda'}{6 * \lambda_o} \right) \quad (5.2.18)$$

$$\lambda' = \frac{a}{2} \operatorname{tg} \alpha \quad (5.2.19)$$

$$\lambda_o = \frac{G}{a * b * C_b} \quad (5.2.20)$$

$$c = a \left(0,5 - \frac{a^2 * b * C_b * \operatorname{tg} \alpha}{12 * G} \right) \quad (5.2.21)$$

$$s = \frac{a}{2} - a \left(0,5 - \frac{a^2 * b * C_b * \operatorname{tg} \alpha}{12 * G} \right) = \frac{a^3 * b * C_b}{12 * G} \operatorname{tg} \alpha \quad (5.2.22)$$

$$\therefore M_b = \frac{a^3 * b}{12} C_b * \operatorname{tg} \alpha \quad (5.2.23)$$

La posición extrema se caracteriza por un ángulo α calculado en la forma siguiente:

$$\alpha * \operatorname{tg} \alpha = 2 * \lambda_o \quad (5.2.24)$$

$$\lambda_o = \frac{G}{a * b * C_b} \quad (5.2.25)$$

$$\operatorname{tg} \alpha = \frac{2G}{a^2 * b * C_b} \quad (5.2.26)$$

En condiciones en que la base se levanta más todavía, no tocando el fondo por una parte de su superficie (Figura 5.2.5), el momento del fondo se puede calcular del modo siguiente:

$$M_b = G * s = G \left(\frac{a}{2} - \frac{x}{3} \right) \quad (5.2.27)$$

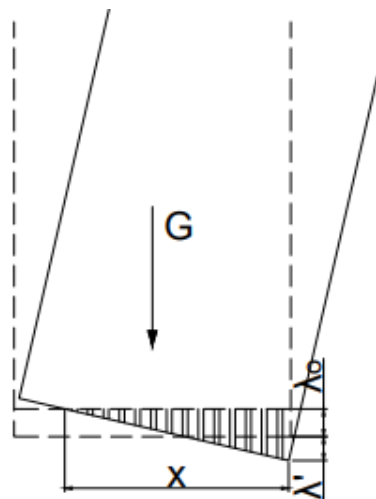


Figura. 5.2.5: Momento en el cual la fundación deja de tocar el fondo por uno de sus lados.

El volumen del prisma de tensiones es igual a $G = \sigma * b * x / 2$, donde σ es la tensión máxima del terreno al fondo de excavación.

Pero

$$\sigma = C_b(\lambda_o + \lambda') = C_b * x * tg\alpha \quad (5.2.28)$$

Entonces

$$G = b * \frac{x}{2} * C_b * x * tg\alpha = x^2 \frac{b * C_b}{2} tg\alpha \quad (5.2.29)$$

De donde se obtiene

$$x = \sqrt{\frac{2 * G}{b * C_b * tg\alpha}} \quad (5.2.30)$$

Sustituyendo el valor obtenido en la ecuación para M_b , se obtiene finalmente

$$M_b = G \left(\frac{a}{2} - 0,47 \sqrt{\frac{G}{b * C_b * tg\alpha}} \right) \quad (5.2.31)$$

5.3. Estudio de instalaciones

5.3.1. Flujo de carga:

Para realizar la selección de los conductores hay que tener en cuenta tres limitantes: la corriente admisible de cada conductor, caída de tensión del circuito y la sección mínima del conductor según la corriente de cortocircuito.

Como punto de partida, para determinar la corriente admisible de cada conductor se tendrá en cuenta la corriente máxima que declara el fabricante y la forma que se instala dicho conductor.

Para cables según norma IRAM NM 247-3 Y 62267 (Unipolar) existen distintos factores de corrección cuando las condiciones de la instalación sean distintas a las utilizadas como referencia para la confección de la tabla 52-C20: temperatura ambiente de 40° C, o hay más de un circuito en la misma canalización, se tomarán los factores de corrección que siguen, que también se indican en la citada norma.

- Factor de corrección por temperatura: Como se ha indicado anteriormente, cuando la temperatura ambiente es distinta a los 40° C, las intensidades de la tabla básica mencionada anteriormente se deberán multiplicar por un factor de corrección que tenga en cuenta el salto térmico. En la Tabla (5.3.1.1), se muestran el valor del coeficiente k según la temperatura ambiente.

Tabla 5.3.1.1: Factor de corrección por temperatura en función de la temperatura ambiente

Material	Temperatura Ambiente (en °C)										
	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60
PVC	1.40	1.34	1.29	1.22	1.15	1.08	1	0.91	0.82	0.7	0.57

En síntesis, cuando la temperatura ambiente es inferior a 40° C, la mejor refrigeración de los cables les permitirá transportar corrientes superiores. Recíprocamente, temperaturas ambientes más elevadas deben corresponderse con corrientes más reducidas.

- Factor de agrupamiento: El calentamiento mutuo de los cables, cuando varios circuitos coinciden en la misma canalización (o un solo circuito tenga más de una terna en paralelo), obliga a considerar un factor de corrección adicional para tener en cuenta la mayor dificultad para disipar el calor generado, ya que esta situación equivale a una mayor temperatura ambiente. Por esta razón es necesario utilizar un factor que modifique la corriente admisible. En la Tabla (5.3.1.2) se muestra los valores de este factor, en función de la cantidad de circuitos o conductores cargados.

Tabla 5.3.1.2: Factor de corrección por agrupamiento en función de la cantidad de circuitos.

Circuitos en un mismo caño	N° de conductores cargados	Factor
2 monofásicos	Hasta 4	0.80
3 monofásicos	Hasta 6	0.70
2 trifásicos	Hasta 6	0.80
3 trifásicos	Hasta 9	0.70

Para cables con aislación y envoltura de protección según norma IRAM 2178 y 62266 (Subterráneo).

Para cables tipo subterráneo y enterrados se debe tener en cuenta los siguientes factores:

- Factor de corrección F, para temperatura del terreno distinta de 25°c: Si la temperatura del terreno es distinta a 25° C, se aplicarán los factores de corrección de la Tabla (5.3.1.3).

Tabla 5.3.1.3: Factor de corrección por temperatura del terreno.

Temperatura de servicio	Temperatura Ambiente (en °C)								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
70 °C	1.16	1.1	1.05	1	0.94	0.88	0.81	0.75	0.66
90°C	1.11	1.07	1.04	1	0.97	0.93	0.89	0.83	0.79

- Factor de corrección para una resistividad térmica del terreno distinta de 1 K*m/W: En el Reglamento de Instalaciones en Inmuebles de la AEA se mencionan los coeficientes de corrección mostrados en la Tabla (5.3.1.4):

Tabla 5.3.1.4: Factor de corrección por temperatura del terreno.

Tipo de Terreno	Tierra muy Húmeda	Tierra Húmeda	Tierra Normal Seca	Tierra muy Seca	70% tierra 30% arena	70% arena 30% tierra	Arena muy Seca
Resistividad térmica del terreno (k*m/W)	0.5	0.8	1	1.5	2	2.5	3
Cables dentro de caños o conductores enterrados	1.08	1.02	1	0.93	0.89	0.85	0.81
Cables directamente enterrados	1.25	1.08	1	0.85	0.75	0.67	0.6

- Factor de corrección para más de un circuito, cables directamente enterrados:

Tabla 5.3.1.5: Factor de corrección para más de un circuito.

Numero de Circuitos	En contacto	1 diámetro	Separación (a) entre bordes internos		
			0.125 m	0.25 m	0.5 m
2	0.75	0.80	0.85	0.90	0.90
3	0.65	0.70	0.75	0.80	0.85
4	0.60	0.60	0.70	0.75	0.80
5	0.55	0.55	0.65	0.70	0.80
6	0.50	0.55	0.60	0.70	0.80

- Factores de reducción para agrupamientos en cañerías y conductos enterrados. En la siguiente tabla se muestra el factor para cables multipolares por cañería enterrada.

Tabla 5.3.1.6: Factor de corrección para conductor en cañería enterrada.

Numero de Circuitos	En contacto	Separación (a) entre bordes internos		
		0.25m	0.5m	1m
2	0.85	0.90	0.95	0.95
3	0.75	0.85	0.90	0.95
4	0.70	0.80	0.85	0.90
5	0.65	0.80	0.85	0.90
6	0.60	0.80	0.80	0.90

En la siguiente Tabla (5.3.1.7) se muestra el factor para cables unipolares por cañería enterrada

Tabla 5.3.1.7: Factor de corrección para conductor en cañería enterrada.

Numero de Circuitos	En contacto	Separación (a) entre bordes internos		
		0.25m	0.5m	1m
2	0.80	0.90	0.90	0.95
3	0.70	0.80	0.85	0.90
4	0.65	0.75	0.80	0.90
5	0.60	0.70	0.80	0.90
6	0.60	0.70	0.80	0.90

- Factor de corrección para diferentes profundidades de tendido.

Tabla 5.3.1.8: Factor de corrección por profundidad de enterramiento.

Profundidad (metros)	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90	1.00	1.20
Factor de Corrección	1.00	1.02	1.01	1.00	0.99	0.98	0.97	0.95

Por otro lado, la caída de tensión de cada circuito se calcula de la siguiente manera: Como los circuitos son de relativa corta longitud, el modelo de línea a implementar es el de una línea corta, donde los parámetros relevantes son su resistencia y su reactancia. En la Figura (5.3.1.9) se muestra el circuito equivalente a utilizar.

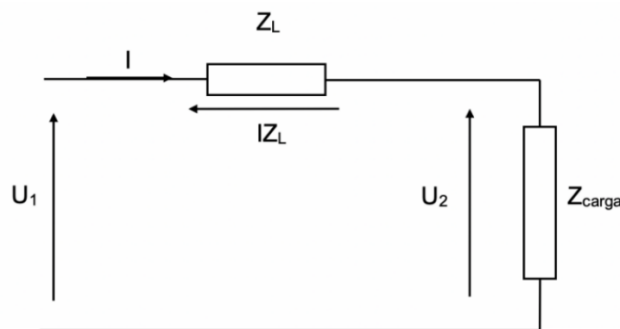


Figura 5.3.1.1: Circuito utilizado para el cálculo de caída de tensión.

Se supone una línea eléctrica sometida a la tensión U_1 por la que circula la intensidad I y a cuya carga le llega una tensión U_2 . La impedancia de la línea es Z_L y sabemos que está compuesta por resistencia (R) y reactancia inductiva (X). Por tanto, $Z_L = R + X_L$.

El siguiente diagrama fasorial (Figura 5.3.1.2) representa en forma gráfica la caída de tensión y ayuda a obtener la expresión para el cálculo.

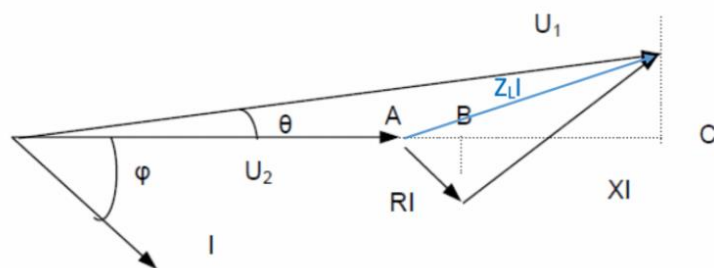


Figura. 5.3.1.2: Diagrama fasorial del circuito utilizado.

$$\Delta U = U_1 - U_2 \approx AB + BC = \sqrt{3} * I * l * (R * \cos \varphi + X * \sin (\cos^{-1} \varphi)) \quad (5.3.1)$$

Donde:

$$I_n = \frac{S}{\sqrt{3} * U} \quad (5.3.32)$$

Donde:

- $U=380V$ si la carga es trifásica.

Por último, para calcular la sección mínima del conductor se utiliza la siguiente fórmula que depende de los valores de cortocircuito que tengamos en la instalación:

$$I * \sqrt{t_f} = K * S \quad (5.3.33)$$

Donde:

- I Es la corriente de cortocircuito.
- t_f Es el tiempo de duración del cortocircuito. Por lo general, se toma 1s.
- S Sección mínima del conducto.
- k Es un factor que depende del tipo de aislación del conductor.

5.4. Estudio de corriente de cortocircuito

La intensidad de la corriente de cortocircuito debe calcularse para cada uno de los diversos niveles de la instalación para determinar las características de los componentes que deberán soportar o cortar la corriente de falla.

Es necesario conocer dos valores de corriente de cortocircuito:

- La corriente máxima de CC, que determina:
 - El poder de corte de interruptores, térmicas, etc.
 - El poder de cierre de los aparatos de maniobra.
 - La sollicitación electrodinámica de conductores, barras, etc.
- La corriente mínima de CC, para elegir la curva de disparo de los interruptores, fusibles.

Las principales características de los CC son:

- Duración:
 - Auto extingible
 - Transitorio
 - Permanente
- Origen:
 - Originada por factores mecánicos (rotura de un conductor, etc.).
 - Debido a sobretensiones de origen interno (maniobra) o atmosférico.

También se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Monofásico: (80% de los casos).
- Bifásico: (15% de los casos).

- Trifásico: (% 5 de los casos).

Las consecuencias de los CC dependen de la naturaleza y duración de los defectos, del punto de la instalación afectado y de la magnitud de la intensidad:

- Según el lugar del defecto, la presencia del arco puede:
 - Degradar los aisladores
 - Fundir el conductor
 - Provocar un incendio o representar un riesgo para las personas.
- Según el circuito afectado, puede representar:
 - Sobre esfuerzos electrodinámicos.
- Sobrecalentamiento debido al aumento de las pérdidas por efecto Joule.
- Para los demás circuitos de la red afectada o próxima.
 - Baja tensión durante el tiempo de duración de la falla.
 - Desconexión de una o más partes de la instalación.
 - Perturbación en los circuitos de mando y control.

Existen distintos métodos para poder realizar el cálculo de CC de una red, en general, se reduce el circuito a una fuente de tensión alterna constante, un interruptor, una impedancia Z_{cc} , que representa todas las impedancias situadas aguas arriba del interruptor, y una impedancia Z_s de la carga.

Cuando se produce un defecto de impedancia despreciable entre el punto A y B de la Figura (5.4.1), aparece una intensidad de cortocircuito, I_{cc} , muy elevada, limitada únicamente por la impedancia Z_{cc} .

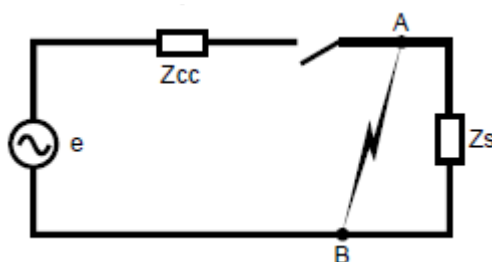


Figura. 5.4.1: Circuito simplificado de una red.

La intensidad I_{cc} se establece siguiendo un régimen transitorio en función de las reactancias X y de las resistencias R que son las componentes de la impedancia Z_{cc} :

$$Z_{cc} = \sqrt{R^2 + X^2} \quad (5.4.1)$$

En una distribución de potencia, la reactancia $X = L\omega$ es generalmente mucho mayor que la resistencia R , y la razón R/X está entre 0,1 y 0,3. Este valor sigue siendo

prácticamente igual para valores bajos del $\cos \varphi_{CC}$ (factor de potencia durante el cortocircuito)

Las normas proponen diferentes métodos de cálculo, entre ellos:

- Método de las impedancias: permite calcular la corriente de defecto en cualquier punto de una instalación. Consiste en sumar separadamente las diferentes resistencia y reactancias del bucle de defecto, añadiendo también los generadores. La I_{CC} se obtiene aplicando ley de Ohm:

$$I_{CC} = \frac{U_n}{\sum Z} \quad (5.4.2)$$

- El método de composición, que se puede utilizar cuando no se conocen las características de la alimentación. La impedancia aguas arriba del circuito considerado se calcula a partir una estimación de la corriente de cortocircuito en su origen.
- El método llamado convencional, que permite calcular las corrientes de cortocircuito mínimas y las corrientes de defecto en el extremo de una red, sin conocer las impedancias o la I_{CC} de la instalación aguas arriba del circuito considerado.
- La norma IEC 60909 (VDE 0102) se aplica a todas las redes, radiales o malladas, hasta 230 kV. Basada en el teorema de Thévenin, consiste en calcular una fuente de tensión equivalente en el punto de cortocircuito, para, seguidamente, determinar la corriente en este mismo punto. Todas las alimentaciones de la red y las máquinas sincrónicas y asíncronas se sustituyen por sus impedancias (directa, inversa y homopolar). Con este método se desprecian todas las capacidades de línea y las admitancias en paralelo de las cargas no giratorias, salvo las del sistema homopolar.

Las hipótesis empleadas son las siguientes:

- Instalación radial de baja tensión.
- La corriente de cortocircuito, al producirse un cortocircuito trifásico, se supone establecida simultáneamente en las tres fases.
- No se tiene en cuenta la resistencia del arco.
- Se desprecia la corriente de carga.
- Durante el CC el número de fases no se modifica.

5.5. Dimensionamiento térmico de tableros:

En determinadas ocasiones se pueden dar actuaciones de los interruptores termomagnéticos sin la ocurrencia de alguna falla o sobrecarga del circuito. Esto puede deberse a una falta de cálculo de disipación térmica producida en estos equipos y en la envolvente en donde son instalados.

Estos disparos intempestivos pueden darse por dos razones:

1) Montaje adyacente de varios pequeños interruptores automáticos (PIA) trabajando al 100% de su corriente nominal o próximos a este valor.

2) Temperatura que se alcanza en el interior de los gabinetes o envolventes de uso eléctrico utilizados para armar tableros.

El primer punto se refiere al valor de corriente asignado, muchas veces se coloca un interruptor de un calibre específico sin considerar las condiciones geofísicas del lugar de instalación. Estos equipos son especificados para una temperatura ambiente de 30°C, si estos factores cambian, también lo hará dicho valor de corriente.

Con respecto al segundo punto, este se refiere a que todos los tableros tienen un máximo de potencia calorífica que pueden disipar. Por esto se debe calcular la potencia disipada por todos los equipos instalados, para verificar que siempre sea inferior a la capacidad del gabinete. En caso de no cumplirse esta condición, dentro de los tableros podría existir una temperatura superior para la cual fueron calibrados los elementos que estén instalados, como ser interruptores, fuentes, etc., pudiendo provocar mal funcionamiento.

Cada elemento por norma tiene un máximo de potencia de pérdidas, los fabricantes deben informar de los valores de su producto en las hojas características. Para el cálculo de un proyecto pueden utilizarse estos valores de cada equipo en particular o podría realizarse un cálculo general teniendo en cuenta posibles cambios de equipos en el futuro por reemplazo de algún elemento dañado.

Los valores por norma que puede disipar un PIA se muestra en la Tabla (5.5.1).

Tabla 5.5.1: Máximos valores de potencia por polo a corriente nominal que pueden disipar los PIA.

Corriente asignada [A]	Potencia disipada [W]
$I_N \leq 10$	3
$10 \leq I_N \leq 16$	3,5
$10 \leq I_N \leq 25$	4,5
$10 \leq I_N \leq 32$	6
$10 \leq I_N \leq 40$	7,5
$10 \leq I_N \leq 50$	9
$10 \leq I_N \leq 63$	13
$10 \leq I_N \leq 100$	15
$10 \leq I_N \leq 125$	20

Para verificar que el tablero sea apto con respecto a los cálculos anteriores, se procede a verificar la potencia que puede disipar el gabinete elegido. Esto lo podemos calcular a partir del método de la norma IEC890:

$$P = k * \Delta T * S \quad (5.5.1)$$

Donde:

- ΔT : Diferencia de temperatura entre el interior y el exterior del gabinete.
- S: Superficie de disipación efectiva
- k: Coeficiente de intercambio de calor relativo.

Este método nos indica que la potencia disipada total del tablero está directamente relacionada a la superficie que posee dicho equipo con respecto al medio que lo rodea, la temperatura en el interior y el exterior del tablero y un factor que depende del material constructivo.

5.6. Protecciones:

En una red eléctrica es normal que existan distintas perturbaciones que provocan daño en los equipos o incluso que pueden poner en riesgo a las personas. Por estos motivos toma gran importancia un sistema de protecciones bien dimensionado, que nos permita controlar la red y despejar las fallas para poder disminuir los daños provocados. Es necesario remarcar que las protecciones eléctricas buscan disminuir lo mayor posible las fallas que pueden ocurrir, pero no se logra eliminar la presencia de estas por completo.

Para poder tener un sistema de protecciones bien diseñado se requiere cumplir con cinco puntos importantes:

- **Selectividad:** Es la condición que indica que debe actuar la protección estrictamente necesaria para sacar de servicio la parte en falla sin afectar al resto del sistema.
- **Velocidad:** Un sistema de protecciones debe actuar con una gran velocidad para evitar la destrucción de los equipos, protección de las personas y riesgo de pérdidas de sincronización entre redes.
- **Confiabilidad:** Es la habilidad del sistema de protección para realizar su función adecuadamente y está relacionada con las características de dependibilidad y seguridad.
- **Dependibilidad:** Es la habilidad que tiene una protección para actuar en cada caso que sea requerida.
- **Seguridad:** Es la habilidad que tiene una protección para no actuar en los casos que no es requerida su actuación.

5.7. Protección contra contactos directos:

Todas las partes activas, incluido el neutro, de los equipos eléctricos deben estar protegidas de los contactos directos fortuitos por medio de aislación básica, por medio de barreras o por medio de envolventes.

Las puertas que dan acceso a los equipos eléctricos (en tableros ubicados a la intemperie, soportes de luminarias o en las luminarias mismas) y situadas a menos de 2,5m de altura por encima del solado, deben cerrarse con una llave especial o una herramienta. Además, cuando la puerta esté abierta debe asegurarse una protección contra contactos directos.

5.8. Esquema de conexión a tierra:

El esquema TT tiene un punto del sistema de alimentación (generalmente el conductor neutro) conectado directamente a una toma de tierra (tierra de servicio), por el proveedor de la energía eléctrica y las masas eléctricas de la instalación consumidora conectadas a través de un conductor de protección llamado PE (del inglés protective earth) y de un conductor de puesta a tierra, a otra toma de tierra (tierra de protección) eléctricamente independiente de la toma de tierra de servicio. Este esquema se ve representado en la Figura (5.8.1).

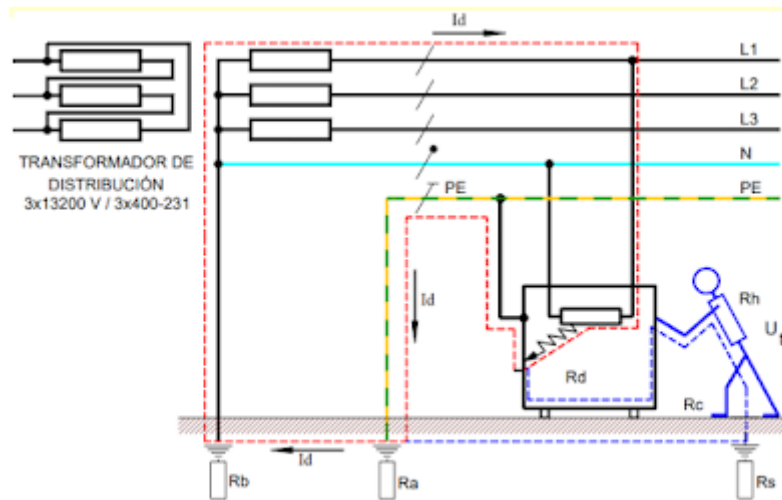


Figura.5.8.1: Representación de un esquema TT.

Cabe aclarar que en los casos en que la compañía distribuidora de energía eléctrica efectuó una puesta a tierra suplementaria, adyacente al inmueble, como refuerzo de la puesta a tierra del neutro, esa puesta a tierra deberá tratarse como puesta a tierra de servicio, debiendo respetar la distancia mínima de 10 radios equivalentes.

Como en la práctica, los valores a tomar en consideración para la resistencia de la toma de tierra de las masas deben ser menores, para tener en cuenta las posibles variaciones ocasionales, se establecen como valores máximos los indicados en la columna 3 de la Tabla (5.8.2).

Tabla 5.8.2: Valores máximos de resistencia.

Corriente diferencial máxima asignada del dispositivo diferencia $I\Delta$		Columna 1 Valor máximo de resistencia de toma de tierra de las masas eléctricas R_a (Ω) para UI 50V	Columna 2 Valor máximo de resistencia de toma de tierra de las masas eléctricas R_a (Ω) para UI 24V	Columna 3 Valor máximo de resistencia de toma de tierra de las masas eléctricas R_a (Ω)
Sensibilidad Baja	20A	2.5	1.2	0.6
	10A	5	2.4	1.2
	5A	10	4.8	2.4
	3A	17	8	4
Sensibilidad Media	1A	50	24	12
	500mA	100	48	24
	300mA	167	80	40
	100mA	500	240	40
Sensibilidad Alta	Hasta 30 mA	Hasta 1666	800	40

5.9. Energía renovable

Este tipo de energía surge de la necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero por parte de los generadores convencionales que se venían usando hace ya varios años. En la última década se ha tenido un gran desarrollo en generadores de energía eléctrica que son amigables con el medio ambiente. Esto a su vez ha sido favorable para tener una matriz energética más amplia. Además, al ser equipos modulares, podemos utilizar estos métodos para generar energía en lugares donde no se tiene acceso a la red eléctrica.

Dentro de las formas de generación definidas como renovables, la solar y eólica presentan características singulares que las diferencian de la generación convencional:

- **Son variables por naturaleza:** Estas formas de energía son intermitentes. Por este motivo, se requiere del aporte en uno u otro sentido de fuentes de energía convencionales para lograr el balance instantáneo entre potencia demandada y potencia generada.
- **No gestionable:** La energía proveniente de la misma debe ser utilizada en el preciso momento en que el recurso está disponible.

En este proyecto se desea realizar el cálculo de incorporar energía renovable a nuestro sistema para abastecer a la instalación y en caso de tener algún excedente de poder volcarlo a la red. En particular, se plantearán sistemas de generación a través de paneles fotovoltaicos, mini turbinas eólicas o a través de biodigestores. Se plantean distintos escenarios dependiendo de los factores relevantes en el lugar de la instalación y también se realiza un estudio económico para poder implementar los distintos sistemas.

5.9.1. Generación solar fotovoltaica

Este tipo de energía se produce gracias a la radiación solar que se transforma a través de un material semiconductor en energía eléctrica. Una de sus mayores ventajas es que no produce polución durante su funcionamiento, esto se contrapone a otras centrales generadoras, lo que lo hace una solución amigable para el medioambiente a la hora de realizar un estudio de este tipo. La principal desventaja es que depende directamente de la radiación solar, de noche o al pasar una nube, los generadores se quedan sin producción de energía. Para subsanar este problema, se pueden utilizar bancos de baterías si son instalaciones pequeñas, si se requiere un grado de autonomía o si se tiene una instalación aislada de la red eléctrica de distribución.

La generación de este tipo de energía se produce gracias a los fotones provenientes de la radiación solar que inciden en la superficie de la célula fotovoltaica, produciendo un reordenamiento de cargas dentro del material semiconductor y con ello una diferencia de potencial.

Una célula fotovoltaica en condiciones de irradiancia de $1\text{W}/\text{m}^2$ a una temperatura de 25°C genera una intensidad de 3A , con una tensión de $0,5\text{V}$ y una potencia pico de $1,5$ a $1,7\text{W}_p$.

Los conceptos más importantes de la producción energética de plantas fotovoltaicas son:

Radiación solar: Es la intensidad de la radiación electromagnética solar incidente en una superficie de 1 metro cuadrado [kW/m^2]. La radiación solar puede ser directa, reflejada por alguna superficie o difusa. En la Figura (5.9.1.1) se observa una ilustración de estos conceptos.

- Irradiancia solar: Es la integral de la radiación solar a lo largo de un periodo de tiempo determinado [kWh/m^2].



Figura. 5.9.1.1: Tipos de radiación solar.

5.9.1.1. Generador fotovoltaico

Es el componente elemental de un generador de este estilo. En este componente se produce la conversión de la radiación solar a corriente eléctrica. A través de la unión de varias células obtenemos lo que se denomina un módulo que, a su vez, al unir un conjunto de estos, obtenemos un panel fotovoltaico. Para tener la tensión requerida por la instalación se conectan paneles en serie, formando una cadena.

Existen distintos tipos de generadores dependiendo de su material de construcción:

- Silicio monocristalino: Este tipo de tecnología presenta los rendimientos más elevados y constantes. El rendimiento de las células oscila entre un 14 y un 17% .

- Silicio policristalino: Los generadores construidos con este material tienen un coste menor que los anteriores debido que su producción es más simple y presentan un dimensionamiento óptimo. El rendimiento de las células oscila entre un 12 y un 14%.
- Silicio amorfo: Esta tecnología tiene el menor coste y menor influencia de la temperatura, pero para generar la misma energía requiere mayores dimensiones y tiene un gran coste de estructura. El rendimiento de las células oscila entre un 4 y un 10%.

En la Figura (5.9.1.1) se observan los distintos modelos de paneles.

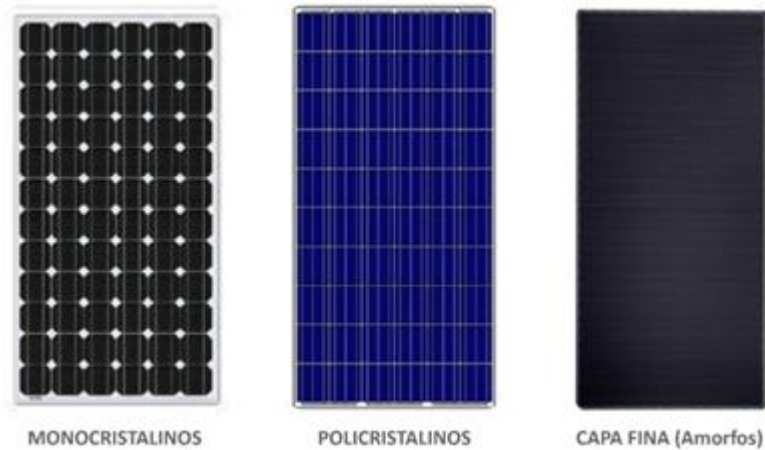


Figura. 5.9.1.1.1: Tipos de paneles fotovoltaicos.

Las células fotovoltaicas presentan parámetros eléctricos que son muy importantes a la hora de analizar una instalación de este tipo. En la Figura (5.9.1.1.2) se representa una característica I-U típica de un panel FV.

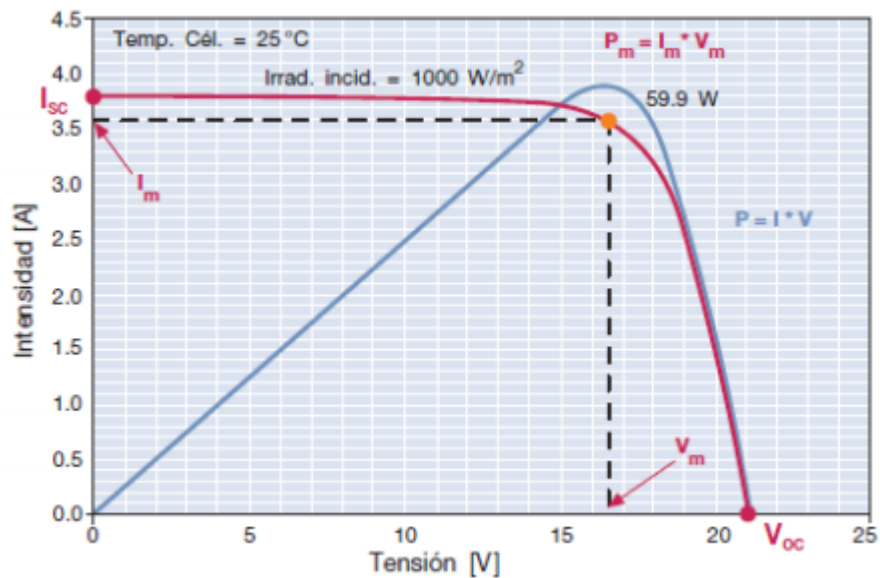


Figura. 5.9.1.1.2: Característica I-U de un panel fotovoltaico.

En la figura anterior se pueden observar valores como:

- I_{sc} : Intensidad de cortocircuito
- V_{OC} : Tensión sin carga
- P_m : Potencia máxima producida en condiciones estándar (STC)
- I_m : Intensidad producida en el punto de potencia máxima
- V_m : Tensión en el punto de potencia máxima

Estas curvas de potencia están fuertemente relacionadas a dos factores: La radiación solar y la temperatura ambiente. Ambas tienen relación directa a la potencia de salida que tenemos en los paneles. Cuando la irradiancia es menor, la corriente que generan los paneles también disminuye, mientras que la variación de tensión a circuito abierto es prácticamente la misma. Esto lo podemos ver en la Figura (5.9.1.1.3).

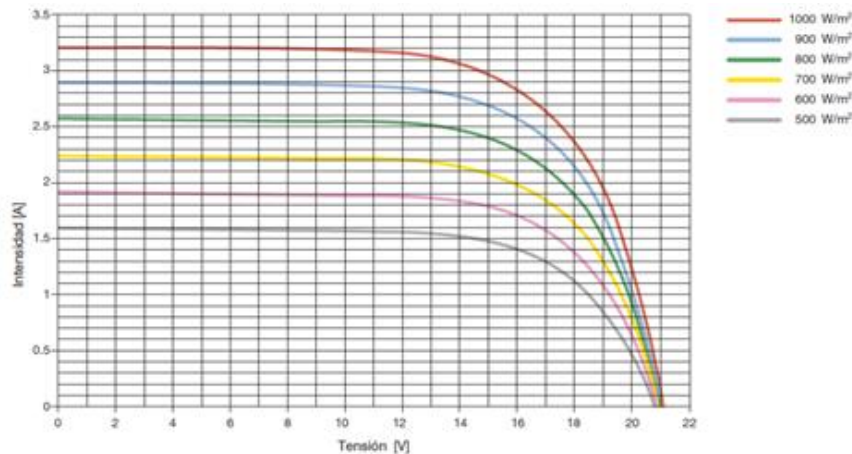


Figura. 5.9.1.1.3: Dependencia de la corriente generada con respecto a la radiación solar.

En cambio, cuando la temperatura de los módulos aumenta, la intensidad producida permanece prácticamente inalterada, ahora es la tensión la que disminuye y produce una reducción de la potencia máxima que puede generar los paneles. Esto se observa en la Figura (5.9.1.1.4).

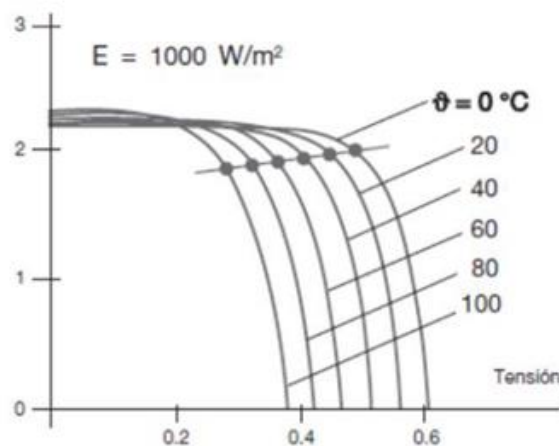


Figura. 5.9.1.1.4: Disminución de la tensión con respecto al aumento de temperatura.

Otro factor importante es la orientación e inclinación que poseen los paneles. Entran en juego el ángulo acimut y β , estos representan diferentes valores para los cuales la potencia es maximizada, se busca tener el panel lo más perpendicular posible a la irradiación.

Las condiciones de prueba estándar se basan en una insolación perpendicular a los paneles de 1 kW/m^2 y a una temperatura de las células de 25°C . Para estos valores podemos obtener la potencia nominal pico.

5.9.1.2. Inversor

Debido a que la mayoría de las cargas funcionan con corriente alterna, es necesario un equipo que pueda convertir la corriente continua que obtenemos de los paneles fotovoltaicos y adaptarla a los requerimientos de nuestra instalación. Esta es la función del inversor, el cual se encarga de acondicionar y controlar la energía generada. En la Figura (5.9.1.2.1) se muestra el esquema de funcionamiento de un inversor.



Figura. 5.9.1.2.1: Esquema de funcionamiento de un inversor.

Existen distintas características que diferencian a los inversores. La principal es que algunos pueden ser autoconmutados y otros conmutados por la red. La primera categoría es utilizada en instalaciones autónomas, donde no se necesita una referencia y pueden operar como una fuente de tensión o corriente. El segundo tipo se lo utiliza cuando están conectados en paralelo a la red, estos funcionan como fuente de corriente.

Estos equipos pueden ser monofásicos o trifásicos, la diferencia entre ellos es la cantidad de canales que poseen, solo aumenta la cantidad de conmutadores que presentan, ya que el principio es el mismo. En general se utiliza la modulación por ancho de pulso (PWM: pulse width modulation) para obtener una onda senoidal, la cual podemos regular con facilidad su frecuencia y el valor eficaz. Esta técnica se basa en la comparación de dos ondas, una senoidal y una triangular con una frecuencia mucho mayor que la primera. Modificando la amplitud y frecuencia de estas ondas podremos lograr distintos pulsos que nos entregan como valor medio una onda senoidal. Este proceso, junto con los distintos tipos de inversores se muestran en las Figuras (5.9.1.2.2a y 5.9.1.2.2b).

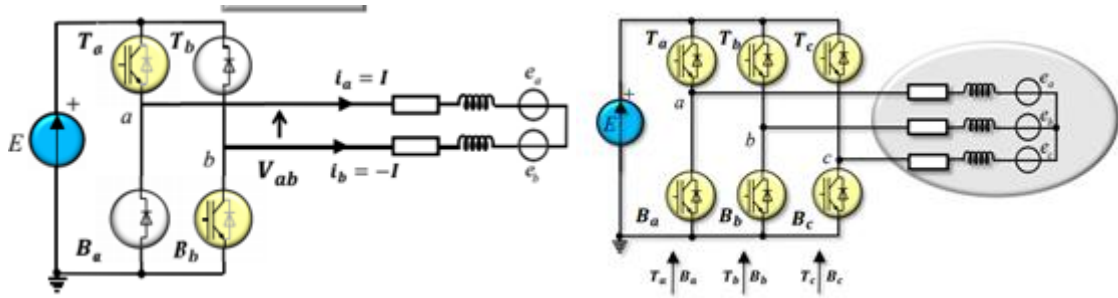


Figura. 5.9.1.2.2a: Esquema de un inversor monofásico a la izquierda y uno trifásico a la derecha.

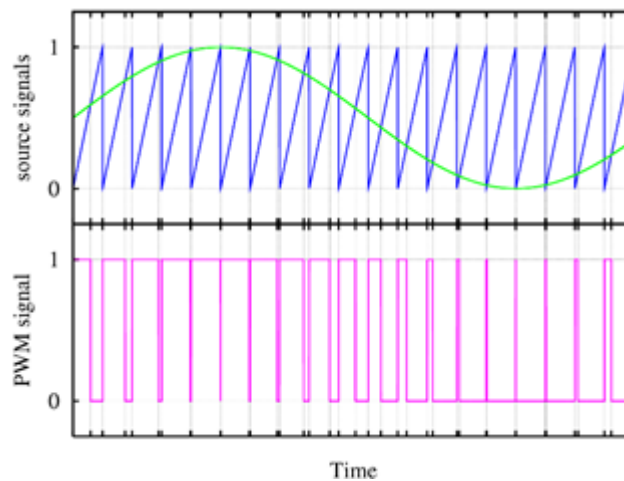


Figura. 5.9.1.2.2b: Funcionamiento de un sistema controlado por PWM.

5.9.1.3. Regulador

Este equipo controla la carga y descarga de las baterías para maximizar su vida útil. Esto se logra gracias a las siguientes funciones:

- Evitar cargas y descargas excesivas de la batería.
- Bloquear corrientes inversas.
- Garantizar una carga óptima del acumulador.

Este equipo por lo antes mencionado, es la conexión entre los paneles FV, las baterías, la carga en continua y el inversor. Algunos inversores ya vienen provistos con estos equipos y no es necesario adquirir un elemento extra. En la Figura (5.9.1.3.1) se muestra un conexionado de estos equipos y se resalta su importancia dentro de la instalación.

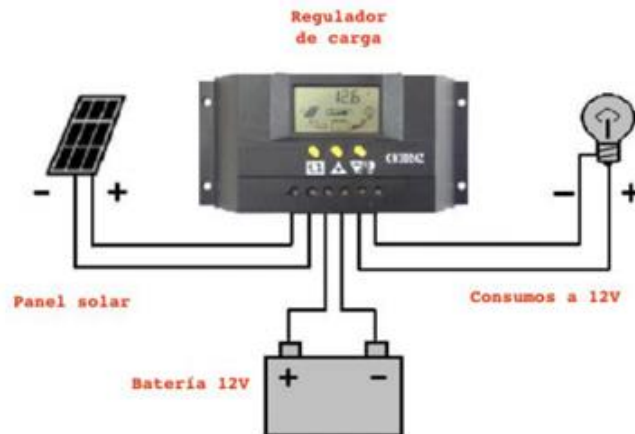


Figura. 5.9.1.3.1: Conexión de los distintos elementos con el regulador de carga.

Debido a que los paneles tienen una fuerte dependencia de su tensión con respecto a la temperatura, estos deben poseer una tensión V_{OC} superior a la tensión nominal de las baterías. Por esto es que cobra gran importancia el regulador. Además, la instalación se dimensiona para que entregue la energía necesaria en el peor escenario posible, esto sucede en los meses de invierno que la radiación es inferior, lo que produce que en verano pueda existir un exceso importante de generación de energía. Los acumuladores ante esta situación podrían estar expuestos a grandes riesgos debido a su composición química.

Existen distintas características entre las cuales podemos clasificar a estos elementos, la más importante se debe a como gestionan la energía. Esto puede ser a través de un sistema PWM o MPPT (Maximum Power Point Tracking).

Los reguladores PWM trabajan siempre a la tensión de las baterías forzando a los módulos fotovoltaicos a trabajar a dicha tensión. Esto implica que si el módulo genera energía a una tensión superior al que posee el acumulador, la diferencia entre estos valores no sería utilizada.

El regulador MPPT separa la tensión de funcionamiento de los módulos solares con respecto a la tensión de la batería. Esto le permite regular la tensión de las placas solares en el punto óptimo para obtener la máxima potencia en cada momento.

5.9.1.4. Baterías

Las baterías son acumuladores de energía, reciben el excedente de generación por parte de los paneles y la almacenan para ser utilizada en un futuro cuando sea necesario, bien por falta de radiación o por existir una carga superior a la potencia que se está generando. Estos equipos son indispensables cuando hablamos de un sistema autónomo

y son útiles cuando estamos conectados a la red y se produce algún corte de noche o en alguna tormenta, lo que nos impide generar energía con nuestros paneles.

Las baterías utilizadas en instalaciones FV son conocidas como de ciclo profundo (“Deep-cycled”).

Los tipos de baterías más utilizadas en instalaciones fotovoltaicas son:

- Baterías de ácido-plomo:
 - Batería con ventilación o mantenimiento.
 - Batería sellada o sin mantenimiento.
- Baterías alcalinas:
 - Baterías de Níquel-Cadmio.
 - Batería de Níquel-Hierro.
- Baterías de Litio

Comparando estos tipos de baterías, podemos destacar que las que son de litio son las que representan un mayor costo inicial, pero a su vez tienen mejores características en general, estas presentan una mayor profundidad de descarga, los ciclos de carga – descarga en algunos casos se ven multiplicados hasta 3 veces en comparación a los otros modelos, por lo que representan una mayor vida útil y realizando un estudio a largo plazo resultan ser más económicas. Además, en comparación a las de ácido-plomo, estas baterías no emiten gases, por lo tanto, son ideales para instalaciones donde no hay mucha ventilación o hay otros equipos que puedan generar alguna explosión. En la Figura (5.9.1.4.1) podemos ver una representación de estas baterías.



Figura. 5.9.1.4.1: Diferentes tipos de baterías. A la izquierda se muestra una batería de plomo-ácido y a la derecha una de litio.

Un parámetro importante en estos equipos es su capacidad. Esto nos indica la energía que es capaz de entregar nuestro acumulador en un tiempo determinado, es decir, es la corriente que puede suplir a su voltaje nominal en un periodo de tiempo.

La unidad de medida de este valor es en amperios-horas (Ah). Por ejemplo, una batería con una capacidad de 20 Ah, puede entregar 20 A de corriente por hora.

También es importante saber la cantidad de horas que podemos suministrar la capacidad nominal de la batería, esto viene determinado por la letra C, seguida de un número que nos indica las horas de suministro máximas. Denominaciones comunes pueden ser C10, C20, C100, entre otras. Esto quiere decir que para una batería C10 con una capacidad de 20Ah, podremos entregar 20 A por hora hasta un máximo de 10 horas.

La autonomía de una batería nos indica la cantidad de días que se puede descargar este equipo sin recibir carga desde nuestros generadores. En general se mide en días.

Se denomina “ciclos” al número de veces que puede ser cargada y descargada la batería. Cada ciclo de carga – descarga puede representar un día en una instalación fotovoltaica. Cuando mayor sea la profundidad de descarga (DoD), menor serán los ciclos que pueda soportar el acumulador y, por lo tanto, menor será la vida útil de la batería. En la Figura (5.9.1.4.2) se muestran las características típicas de un modelo de batería.

TAMAÑO GRUPO BCI	TIPO	VOLTAJE	CAPACIDAD Amperio-horas(AH)				ENERGIA (kWh)	TERMINALES Predet	DIMENSIONES Pulg. (mm)			PESO (kg)
			Tasa de 5hr	Tasa de 10hr	Tasa de 20hr	Tasa de 100hr			Largo	Ancho	Alto	
GC2H	T-105 RE	6 VOLTIOS	185	207	225	250	1.5	5	10.30 (262)	7.11 (181)	11.67 (296)	67 (30)
903	L16RE-A*	6 VOLTIOS	267	299	325	360	2.16	5	11.67 (296)	6.95 (177)	17.56 (446)	115 (52)

Figura. 5.9.1.4.2: Parámetros característicos de una batería.

Pueden realizarse distintos conexionados de baterías para poder alcanzar las necesidades de tensión y capacidad requerida. Si conectamos baterías en serie, estaremos aumentando la tensión en bornes de salida, mientras que, si conectamos en paralelo, mantendremos la tensión fija, pero aumentaremos el valor de su capacidad en Ah. En la Figura (5.9.1.4.3a) se puede ver un ejemplo de un arreglo de conexionado en serie, mientras que en la Figura (5.9.1.4.3b), se muestra un ejemplo de conexionado en paralelo, observando claramente cómo se pueden agrupar estos elementos para obtener la salida deseada.

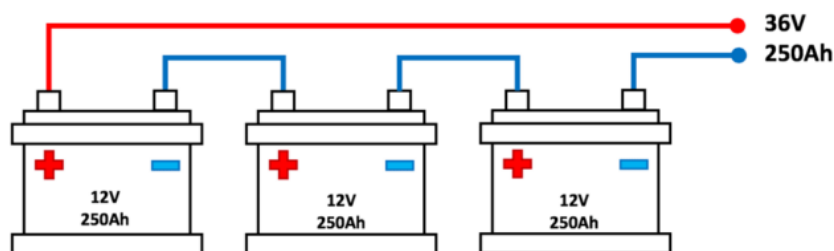


Figura. 5.9.1.4.3a: Esquema de conexiones de baterías en serie.

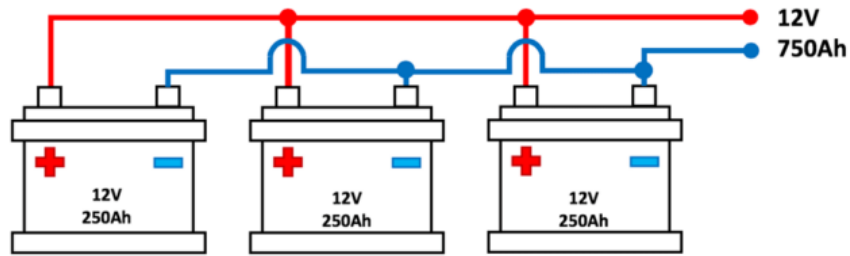


Figura. 5.9.1.4.3b: Esquema de conexiones de baterías en paralelo.

5.9.2. Energía Eólica:

Este tipo de generación se da gracias al viento, el cual es el aire en movimiento causado por la diferencia de temperatura que se encuentra en distintos puntos de la tropósfera. La energía solar calienta el aire de manera desigual haciendo que las masas de aire caliente asciendan y el aire frío descienda en un movimiento circundante que puede ser suave o fuerte. Esta situación depende de la velocidad, la cual a su vez depende de la altura en la que se encuentre el movimiento del aire.

Un aerogenerador o turbina eólica transforma la energía cinética del viento en energía eléctrica sin usar combustible, pasando por el estado intermedio de conversión a energía mecánica de rotación a través de las palas.

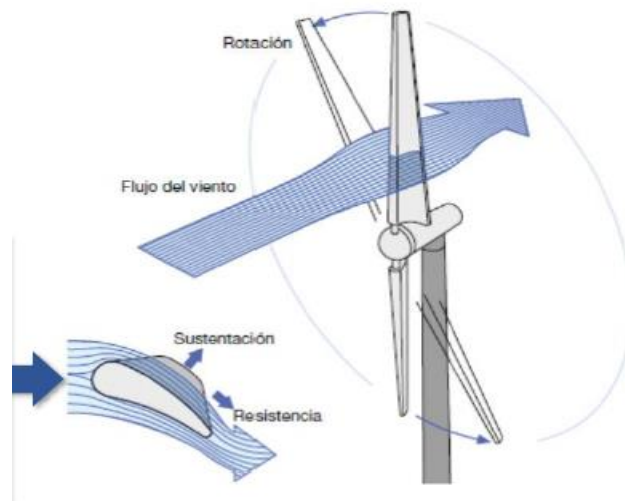


Figura. 5.9.1: Desplazamiento del aire en un aerogenerador.

La diferencia de presión produce la llamada fuerza de sustentación aerodinámica que produce el movimiento de las palas.

Un aerogenerador necesita una velocidad mínima del viento llamada velocidad de acoplamiento o cut-in (entre 3 - 5 m/s). La potencia nominal se consigue para velocidades del viento de entre 10 y 12 m/s. Por razones de seguridad, a velocidades superiores a

25m/s, se posiciona al aerogenerador de tal manera para que deje de producir energía, esta velocidad se la conoce como de desconexión o cut-off.

5.9.2.1. Principio de funcionamiento de un aerogenerador:

La energía cinética E_c de una masa de aire m que se mueve a una velocidad V_1 constante viene dada por:

$$E_c = \frac{1}{2} * m * V_1^2 \tag{5.9.1}$$

El caudal de aire de dicha masa m es:

$$q = \frac{dm}{dt} = \rho * A * V_1 \tag{5.9.2}$$

Donde:

- ρ es la densidad del aire.
- A es la sección del tubo de flujo considerado

Luego, la potencia disponible P_{disp} es:

$$P_{disp} = \frac{dE_c}{dt} = \frac{1}{2} * q * V_1^2 = \frac{1}{2} * \rho * A * V_1^3 \tag{5.9.3}$$

$$A = \frac{\pi * D^2}{4} \tag{5.9.4}$$

Lo que nos da la pauta de que, la potencia disponible es proporcional al cubo de la velocidad del viento, a la densidad del aire y a la sección de cubo transversal.

Ley de Betz: Esta ley es muy importante en la energía eólica debido a que nos da el máximo rendimiento posible que se puede obtener.

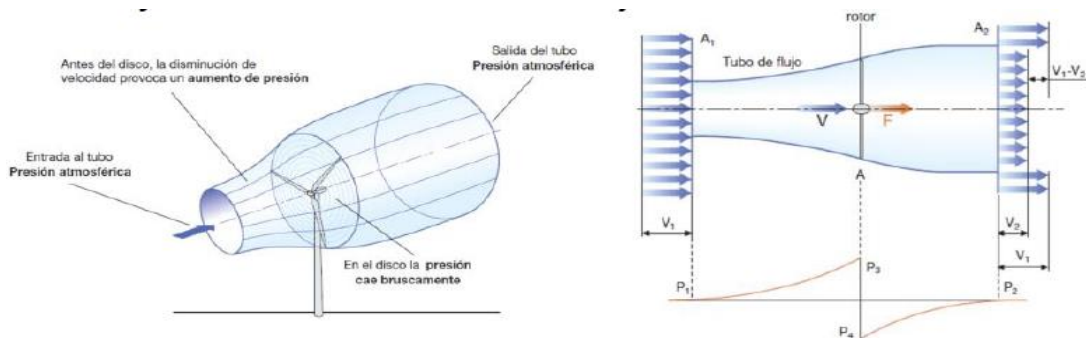


Figura. 5.9.2.1.1: Cubo transversal.

La fuerza axial F en la dirección del viento sobre el disco actuador de sección A perpendicular al flujo viene dado por:

$$F = \Delta P * A = \rho * A * \frac{V_1^2 - V_2^2}{2} \quad (5.9.5)$$

Donde:

$$V = \frac{1}{2} * (V_1 + V_2) \quad (5.9.6)$$

Se define como "factor de inducción axial α " a la relación entre:

$$a = \frac{V_1 - V}{V_1} = 1 - \frac{V}{V_1} \quad (5.9.7)$$

Coefficiente de potencia C_p : Se define al coeficiente de potencia $C_p(a)$ (o coeficiente de eficiencia) como la relación de potencia extraída y la potencia disponible del viento:

$$C_p(a) = \frac{P}{P_{disp}} = \frac{2 * \rho * A * V_1^3 * a * (1 - a)^2}{\frac{1}{2} * \rho * A * V_1^3} = 4 * a(1 - a)^2 \quad (5.9.8)$$

Tomando $a = \frac{1}{3}$ obtengo $C_{p,max} = \frac{16}{27} = 0.59$

A este valor se lo conoce como "**Límite de Betz**", el cual expresa el siguiente concepto fundamental:

"La máxima potencia teórica extraíble de una corriente de aire con un aerogenerador ideal no puede superar el 59% de la potencia disponible del viento incidente".

Puesto que la potencia extraída por un aerogenerador en función del coeficiente de potencia C_p y de la potencia disponible del viento viene dada por:

$$P = C_p * \frac{1}{2} * \rho * A * V_1^3 \quad (5.9.9)$$

La potencia eléctrica generada se podrá calcular a partir de la siguiente expresión:

$$P_e = n_e * n_m * C_p * \frac{1}{2} * \rho * A * V_1^3 \quad (5.9.10)$$

Donde:

- η_e rendimiento del generador.
- η_m rendimiento global de transmisión.

De la ecuación anterior, resulta:

$$D = \sqrt{\frac{8 * P_e}{n_e * n_m * C_p * \rho * V_1^3}} \quad (5.9.11)$$

Con esta fórmula, podemos calcular el diámetro de las palas, según la potencia que necesitemos generar.

La velocidad del viento en función de la altura en terrenos no muy complejos se puede calcular de la siguiente manera.

$$V_i = V_0 * \left(\frac{Z_i}{Z_0}\right)^\alpha \tag{5.9.12}$$

Donde:

$$a = \frac{\log\left(\frac{V_1}{V_0}\right)}{\log\left(\frac{Z_1}{Z_0}\right)} \tag{5.9.13}$$

- V_i Velocidad del viento que se desea estimar.
- V_0 Velocidad del viento conocida a una altura h_0 .
- Z_i Altura a la que se quiere estimar la velocidad del viento.
- Z_0 Altura de referencia.
- α Factor que depende de la rugosidad existente en el emplazamiento.

Tabla 5.9.2.1.1: Valores de α según rugosidad del terreno.

Coeficiente α	Descripción
0,09	Mar en calma
0,12	Zonas agrícolas abiertas con presencia limitada de obstáculos de poca altura
0,16	Zonas agrícolas abiertas con presencia limitada de obstáculos de altura media (6 - 8m)
0,20	Zonas agrícolas con presencia de numerosos obstáculos de altura media (6 - 8m)
0,30	Zonas urbanas, bosques

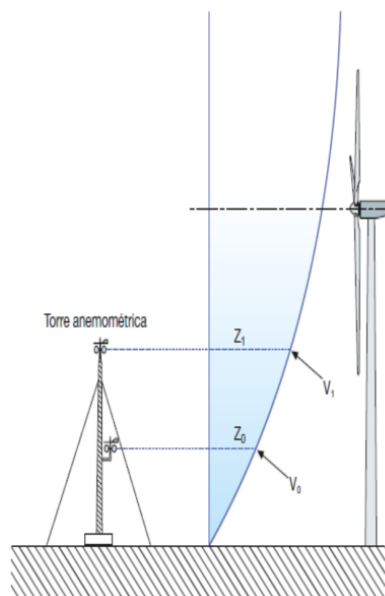


Figura. 5.9.2.1.2a: Velocidad del viento en función de la altura.

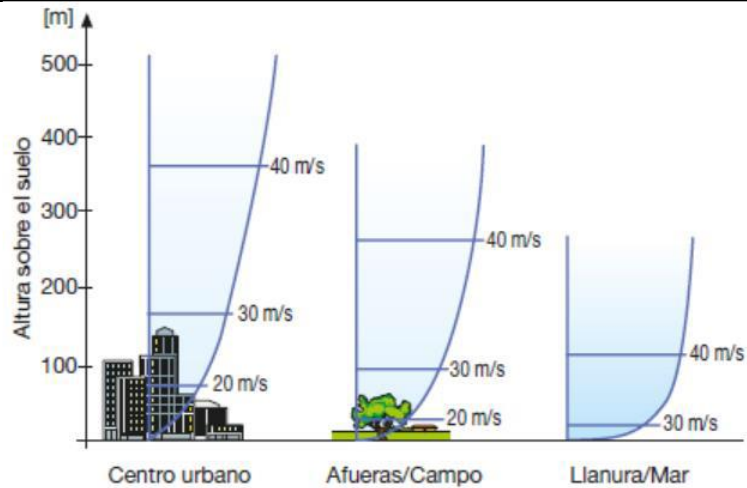


Figura. 5.9.2.1.2b: Velocidad del viento en función de la altura, según rugosidad del terreno

La velocidad específica λ es la relación entre la velocidad tangencial en el extremo de la pala y la velocidad del viento a la entrada del tubo de flujo.

$$\lambda = \frac{V_t}{V_1} \tag{5.9.14}$$

Para una dada pala, la relación λ - C_p depende del ángulo de paso, como se puede observar en la siguiente gráfica.

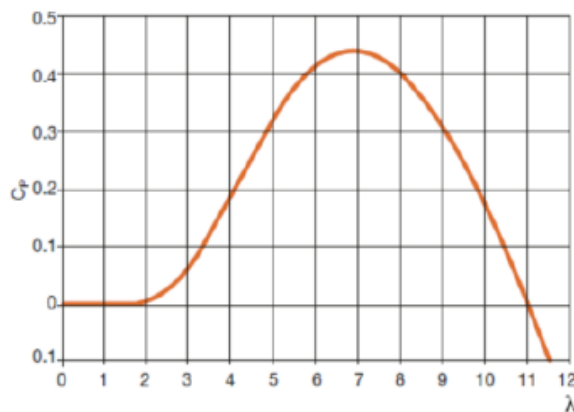


Figura. 5.9.2.1.3: Coeficiente de potencia en función de la velocidad específica.

Por lo tanto, variando el ángulo de paso, cambia λ . Al cambiar λ cambia el valor de C_p y con ello, la potencia de salida del aerogenerador. Como se muestra en la ecuación.

$$P_e = n_e * n_m * C_p * \frac{1}{2} * \rho * A * V_1^3 \tag{5.9.15}$$

Con el fin de maximizar la energía producida con el funcionamiento del aerogenerador, el coeficiente de potencia C_p debería mantenerse en su valor máximo tanto tiempo como fuera posible, aunque variara la velocidad del viento.

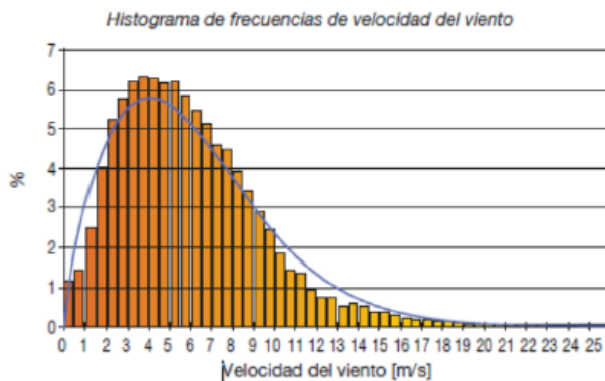
Un aerogenerador debería girar a la velocidad a la cual corresponde al valor máximo de potencia producida para cualquier velocidad del viento.

La productividad anual puede obtenerse con la siguiente expresión:

$$E = 8760 * \int_0^{\infty} P(v) * f(v) * dv \quad (5.9.16)$$

Donde:

- 8760 es la cantidad de horas que hay en un año.
- P es la potencia producida por el aerogenerador a la velocidad V (m/2).
- F es la función de distribución estadística de Weibull.



La distribución de Weibull, queda totalmente determinada conociendo únicamente dos parámetros:

- el factor de escala A;
- el factor de forma k.

Figura. 5.9.2.1.4: Distribución de Weibull

El factor A se relaciona en forma directa con la velocidad media.

El factor k representa físicamente la dispersión de los valores de velocidad.

5.9.2.2. Clasificación de los aerogeneradores

Las turbinas eólicas las podemos clasificar por la ubicación del eje del rotor, o por la energía que producen.

Según su potencia los podemos clasificar de la siguiente manera.

- Micro eólicas: Para potencias inferiores a los 20kW y para instalaciones destinadas principalmente al suministro doméstico.
- Mini eólicas: Para potencias entre los 20kW y 200kW con instalaciones principalmente destinadas a la producción y venta de electricidad.
- Eólicas: Para potencia superiores a los 200kW y constituidas principalmente para la inyección de energía a la red.

Otra forma de clasificarlo puede ser según su velocidad media. La norma IEC 61400-1 clasifica los aerogeneradores en cuatro clases según las condiciones del sitio donde serán instalados. El parámetro más importante es la velocidad media, así se tiene:

- Hasta 6 m/s Clases IV.
- Hasta 7.5 m/s Clase III.
- Hasta 8.5 m/s Clase II.
- Hasta 10 m/s Clase I.

Desde el punto de vista de la orientación del rotor, se clasifican en Aerogeneradores de Eje Horizontal (siglas en ingles de HAWT), y en Aerogeneradores de Eje Vertical (siglas en ingles de VAWT). Además de la diferencia en la orientación del eje del rotor, la principal característica es el alojamiento del generador eléctrico para producir energía.

5.9.2.2.1. Aerogeneradores de eje horizontal

Cuyas ventajas son una mayor eficiencia, han sido probados y utilizados ampliamente en campo, y hay muchos productos en el mercado. Como desventajas podemos indicar que son muy sensible a la turbulencia, y más sensibles a los cambios de dirección del viento. El generador está en la góndola o nacel, lejos del suelo.

Dentro de los aerogeneradores de eje horizontal podemos encontrar:

- Aerogenerador de barlovento: El viento encuentra antes el rotor que la torre, tienen una mayor eficiencia que los aerogeneradores a sotavento, ya que no presentan interferencias aerodinámicas con la torre.



Figura. 5.9.2.2.1.1: Aerogenerador tipo Barlovento.

- Aerogenerador sotavento: Los aerogeneradores a sotavento acusan los efectos negativos de la interacción torre-rotor. Se alinean automáticamente.



Figura. 5.9.2.2.1.2: Aerogenerador tipo Sotavento.

5.9.2.2.2. Aerogenerador de velocidad fija.

En estos tipos de aerogeneradores, para la conversión de la energía mecánica extraída del viento en energía eléctrica se usan máquinas eléctricas de inducción (también conocidas como máquinas asíncronas), empleadas habitualmente como motores en muchas aplicaciones industriales.

En los aerogeneradores de velocidad fija, la velocidad de giro del rotor permanece constante y viene determinada por la frecuencia de la red, la relación de la multiplicadora y el diseño del generador, sin importar la velocidad de viento. En estos, el generador asíncrono está conectado directamente a la red, con un arrancador y un banco de condensadores para compensar la potencia reactiva consumida por la máquina asíncrona.

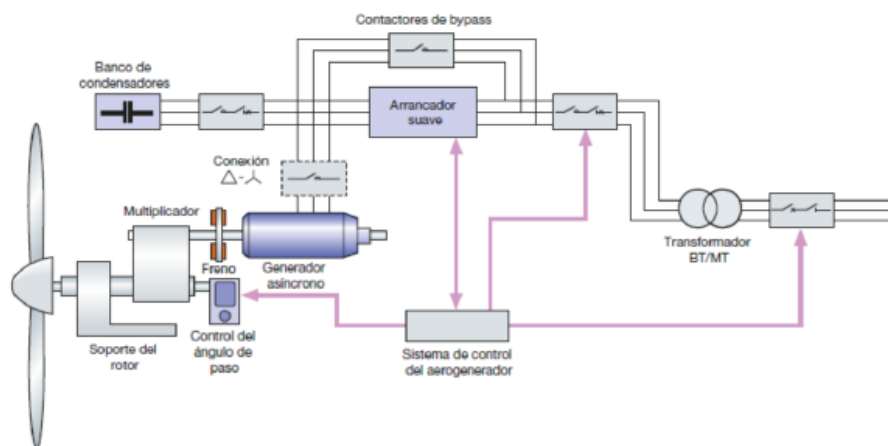


Figura. 5.9.2.2.3.1: Aerogenerador de velocidad fija.

Las principales ventajas de los aerogeneradores de velocidad fija son:

- Simplicidad.
- Robustez.
- Fiabilidad.
- Precio.

Las principales desventajas de este tipo de aerogeneradores son:

- Solo pueden generar energía para velocidades superiores a la velocidad de sincronismo.
- Necesitan caja multiplicadora.
- No tiene un buen control sobre la potencia activa generada.
- Mala calidad de la energía generada.
- El generador siempre consume reactivo.

5.9.2.2.3. Aerogenerador de velocidad variable.

Los aerogeneradores de velocidad variable están diseñados para alcanzar la máxima eficiencia aerodinámica para un amplio rango de velocidades de viento, lo que significa aumentar la potencia generada, suavizar las oscilaciones de potencia debidas a la variabilidad del viento reduciendo las solicitaciones mecánicas del aerogenerador y mejorando la calidad de la energía entregada.

En la operación a velocidad variable es posible adaptar la velocidad de giro del rotor a la velocidad del viento incidente de forma que opere con un coeficiente de potencia máximo. Además, al contrario que los aerogeneradores de velocidad constante, los aerogeneradores de velocidad variable son capaces de mantener el par del generador prácticamente constante de manera que las fluctuaciones de la velocidad de viento no se transmiten a la red.

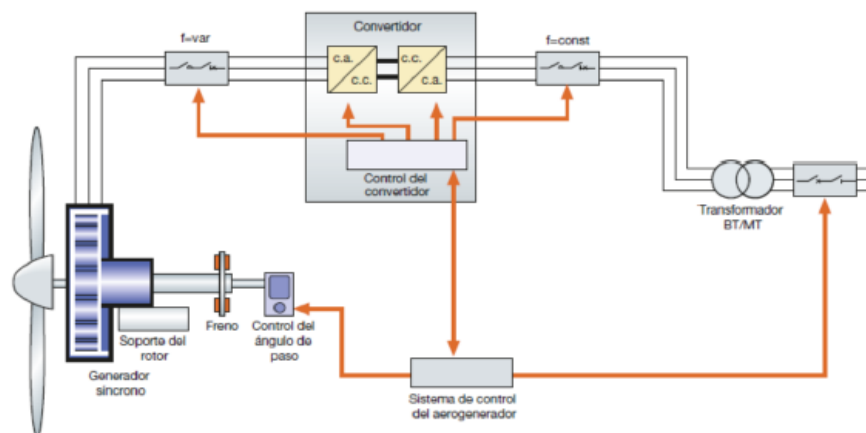


Figura. 5.9.2.2.4.1: Aerogenerador de velocidad variable.

Generalmente van equipados con generadores asíncronos o síncronos y se conectan a la red a través de un convertidor de potencia. El convertidor de potencia controla la velocidad del generador y, por tanto, las fluctuaciones de potencia causadas por las variaciones de viento son absorbidas por cambios en la velocidad del rotor.

Las principales ventajas de los aerogeneradores de velocidad variable son:

- El incremento de la energía capturada.
- La mejora de la calidad de la energía entregada.
- La reducción de las cargas mecánicas.

Como principales desventajas tenemos:

- La pérdida de energía en el convertidor de potencia.
- El uso de más componentes.
- El incremento del coste debido al uso de la electrónica de potencia.

5.9.3. Biomasa

Un gran inconveniente a nivel mundial es la cantidad de desechos que se producen a diario por la supervivencia del hombre. Un uso importante a estos residuos que ha tenido gran desarrollo en los últimos años, es a través de la transformación de residuos sólidos urbanos en material que puede utilizarse con fines energéticos, mientras se puede utilizar los desechos restantes como abono. Estos residuos son depositados en un biodigestor donde a través de distintos procesos microbiológicos se puede producir biogás (metano, dióxido de carbono y otros gases en pequeñas proporciones), esto puede utilizarse directamente en artefactos a gas o puede convertirse en energía eléctrica a través de un proceso de combustión en generadores. En la Tabla (5.9.3.1) se representan las principales características del biogás.

Tabla 5.9.3.1: Principales características del biogás.

Composición	55 – 65 % metano (CH ₄) 30 – 40 % dióxido de carbono (CO ₂) Trazas de otros gases
Contenido energético	6,0 – 6,5 kWh/m ³
Equivalente de combustible	0,6 – 0,65 L petróleo/m ³ biogás
Límite de explosión	6 – 12 % de biogás en aire
Temperatura de ignición	650 – 750 °C (con el contenido de CH ₄ mencionado)
Densidad normal	1,2 kg/m ³
Olor	Huevo podrido (el olor del biogás desulfurado es imperceptible)

Esto representa una solución óptima a los distintos desechos que pueda producir el hombre. El sustrato utilizado en la producción de este tipo de energía es muy variado y depende de la región donde se desee instalar. Cada sustrato presenta diferentes características en cuanto a la cantidad y calidad de la producción final de gas, la materia prima puede ser tanto animal como vegetal. Esto representa una herramienta útil en lugares donde no se tiene acceso a la red eléctrica. En general en estos sitios las personas viven gracias a las actividades agrícolas y/o ganaderas, pudiendo utilizar los desechos que se generan de estas actividades.

En la Tabla (5.9.3.2) se muestran algunos sustratos frecuentemente utilizados y valores característicos de ellos.

Tabla 5.9.3.2: Valores característicos de biogás generado por cada sustrato.

Tipo de sustrato	Biogás (m ³ /tn)
Glicerina	500
Residuos de mataderos	300
Estiércol vacuno 88% humedad	43
Estiércol de cerdo 85% humedad	62
Estiércol de aves de corral 60% humedad	90
Resto de pescado	300
Hierba fresca	185
Ensilaje de maíz	187
Frutas y vegetales 80% humedad	108

Este tipo de energía renovable se da gracias a la digestión anaeróbica, es decir, sin presencia de oxígeno. Este es un proceso biológico complejo y degradativo en el cual parte de los materiales orgánicos de un sustrato son convertidos en biogás por un conjunto de bacterias que son sensibles o completamente inhibidas por el oxígeno o sus precursores. Utilizando el proceso de digestión anaeróbica es posible convertir gran cantidad de residuos vegetales, estiércoles, efluentes de la industria alimentaria y fermentativa, de la industria papelera y de algunas industrias químicas, en subproductos útiles. En la digestión anaeróbica, más del 90% de la energía disponible por oxidación directa se transforma en metano, consumiéndose sólo un 10% de la energía en crecimiento bacteriano.

5.9.3.1. Etapas

La digestión anaeróbica es un proceso complejo tanto por el número de reacciones bioquímicas que tienen lugar como por la cantidad de microorganismos involucrados en ellas. De hecho, muchas de estas reacciones ocurren de forma simultánea.

Los estudios bioquímicos y microbiológicos realizados hasta ahora, dividen el proceso de descomposición anaeróbica de la materia orgánica en cuatro fases o etapas:

- Hidrólisis
- Acidogénesis
- Acetogénesis
- Metanogénesis

Cada una de estas etapas genera la materia que utiliza la siguiente fase. En la hidrólisis se convierten las largas cadenas de polímeros en sus respectivos monómeros. La acidogénesis utiliza estos monómeros para producir ácidos grasos de cadena corta, alcoholes, hidrógeno, dióxido de carbono, entre otros. Luego los ácidos grasos son transformados en ácido acético, hidrógeno y dióxido de carbono, mediante la etapa acetogénica. Por último, en la metanogénesis se produce metano y dióxido de carbono a partir de los compuestos que quedaron de la fase anterior.

En la Figura (5.9.3.1.1) se muestra esquemáticamente las distintas fases del proceso de digestión anaeróbica, los microorganismos que intervienen en cada una de ellas y los productos intermedios generados.

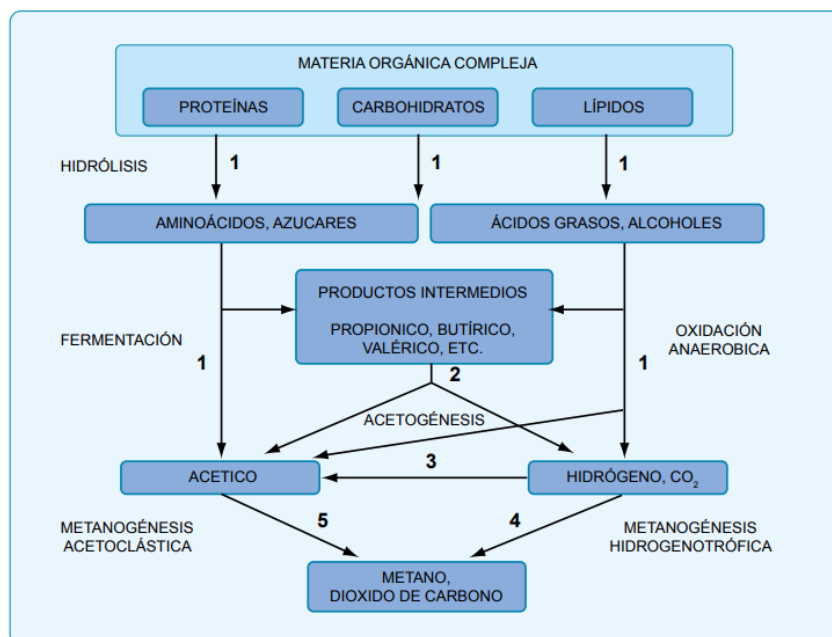


Figura. 5.9.3.1.1: Fases del proceso de digestión anaeróbica.

Los números en la figura anterior indican la población bacteriana responsable del proceso:

- Bacterias fermentativas.
- Bacterias acetogénicas que producen hidrógeno.
- Bacterias homoacetogénicas.
- Bacterias metanogénicas hidrogenotróficas.
- Bacterias metanogénicas acetoclásticas.

Hidrólisis: La materia orgánica polimérica no puede ser utilizada directamente por los microorganismos a menos que se hidrolicen en compuestos solubles que puedan atravesar la pared celular. La hidrólisis es el primer paso necesario para la degradación anaeróbica de sustratos orgánicos para la digestión anaeróbica.

La etapa hidrolítica puede ser el proceso limitante de la velocidad global del proceso sobre todo cuando se tratan residuos con alto contenido de sólidos. Además, la hidrólisis depende de la temperatura del proceso, del tiempo de retención hidráulico, de la composición bioquímica del sustrato (porcentaje de carbohidratos, proteínas y grasas), del tamaño de partículas, del nivel de pH, de la concentración de NH_4^+ y de la concentración de los productos de la hidrólisis.

Cualquier sustrato se compone de tres tipos básicos de macromoléculas: hidratos de carbono, proteínas y lípidos. Este proceso es lento en gran parte debido a la degradación de los materiales compuestos principalmente por lignina, celulosa y hemicelulosa. Esto se debe a que la lignina es muy resistente a la degradación por parte de los microorganismos anaeróbicos afectando también a la biodegradabilidad de la celulosa, de la hemicelulosa y de otros hidratos de carbono.

La tasa de hidrólisis, en general, aumenta con la temperatura y también depende fuertemente del tamaño de las partículas. Por esto es que se producen pretratamientos físico-químicos cuyo principal efecto es la reducción del tamaño de las partículas. Si esta fase es la limitante del proceso anaeróbico, este tratamiento supone un beneficio para el proceso general, lo que reduce los tiempos de retención y disminuye el tamaño del reactor a utilizar.

Acidogénesis: Durante esta etapa tiene lugar la fermentación de las moléculas orgánicas solubles en compuestos que puedan ser utilizados directamente por las bacterias metanogénicas (acético, fórmico, H_2) y compuestos orgánicos más reducidos (propiónico,

butírico, valérico, láctico y etanol principalmente) que tienen que ser oxidados por bacterias acetogénicas en la siguiente etapa del proceso. La importancia de la presencia de este grupo de bacterias no sólo radica en el hecho que produce el alimento para los grupos de bacterias que actúan posteriormente, sino que, además eliminan cualquier traza del oxígeno disuelto del sistema.

Acetogénesis: Mientras que algunos productos de la fermentación pueden ser metabolizados directamente por los organismos metanogénicos (H_2 y acético), otros (etanol, ácidos grasos volátiles y algunos compuestos aromáticos) deben ser transformados en productos más sencillos, como acetato (CH_3COO^-) e hidrógeno (H_2), a través de las bacterias acetogénicas. Esta reacción es endoexérgica, es decir, demanda energía para su realización.

Metanogénesis: La metanogénesis es la última etapa en la descomposición de la materia orgánica en condiciones anaeróbicas. Durante este proceso, aceptores de electrones como el oxígeno, hierro sulfato, nitrato y magnesio se reducen, mientras que se acumulan hidrógeno y dióxido de carbono. También se acumulan compuestos orgánicos ligeros debido a la fermentación. Durante las fases avanzadas de la descomposición orgánica, todos los aceptores de electrones quedan reducidos excepto el dióxido de carbono.

La metanogénesis elimina con efectividad los productos casi finales de la descomposición: el hidrógeno, los compuestos orgánicos pequeños y el dióxido de carbono. Sin la metanogénesis se acumularía una gran cantidad de carbono en los ambientes anaeróbicos.

Este es un proceso que lo realizan microorganismos conocidos como metanógenos que usan el carbono (dióxido de carbono) como aceptor final de electrones para producir metano.

En esta fase, un segundo grupo de bacterias convierte los ácidos orgánicos en metano y dióxido de carbono. Se trata de bacterias metanogénicas estrictamente anaeróbicas, es decir, que no sobreviven en presencia de oxígeno molecular. Las más importantes son las que transforman los ácidos propanoico y acético, denominadas bacterias metanogénicas acetoclásticas.

5.9.3.2. Factores a considerar

Existen distintos factores importantes en la producción del biogás. Principalmente uno de los factores más determinantes es el tipo de residuo que se utiliza para su producción como se mencionó anteriormente. No todo el material puede utilizarse para producir biogás, depende fuertemente de los sólidos totales (ST) y sólidos volátiles (SV) que posea el sustrato. Los sólidos totales es toda la materia sin considerar el agua retenida que pueda tener el material, para conocer el porcentaje de sólidos totales se lleva la materia prima a una temperatura de 100°C, evaporando el agua y pudiendo pesar la cantidad de material que queda, esto será un porcentaje del peso inicial. Luego, si queremos saber el porcentaje de SV debemos llevar el material a 600°C y pesarlo, este resultado será toda la mezcla orgánica que tiene nuestro sustrato.

La temperatura es otro parámetro a considerar, las bacterias pueden ser muy sensibles a cambios bruscos de temperatura y las reacciones pueden darse de manera más lenta. Los microorganismos anaeróbicos pueden desarrollarse a temperaturas de entre 10 y 60°C, teniendo su mejor desarrollo entre 30 y 40°C, al cual se lo denomina como rango mesofílico, o entre 50 y 60°C, denominado rango termofílico. En particular se produce mayor cantidad de gas en el rango termofílico pero los microorganismos de este proceso son más sensibles a los cambios de temperatura y por este motivo debe asegurarse una temperatura semi constante.

Otro factor muy importante es el pH, estos procesos tienen un buen desarrollo para valores entre 6,5 y 8,5, teniendo un desarrollo óptimo cuando el pH se encuentra entre 7 y 7,2 para el caso mesofílico.

El tiempo de retención hidráulica (TRH) es muy importante a la hora de considerar una instalación, dependerá de los factores mencionados anteriormente y del volumen de nuestro biodigestor, este representa el tiempo que demandará el llenado completo del biodigestor, indicando la velocidad de carga orgánica diaria (VCO).

5.9.3.3. Composición del biogás

El biogás es una mezcla de gases, compuesta principalmente de metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂), pero también se encuentran otros gases en menores proporciones como hidrógeno (H₂), sulfuro de hidrógeno (H₂S), amoníaco (NH₃), monóxido de carbono (CO), nitrógeno (N₂) y oxígeno (O₂). En la Tabla (5.9.3.3.1) se muestra un resumen con los porcentajes aproximados.

Tabla 5.9.3.3.1: Porcentajes aproximados de los gases que conforman el biogás.

Componente	Porcentaje aproximado (%)
Metano (CH ₄)	55 a 65
Dióxido de carbono (CO ₂)	30 a 40
Nitrógeno (N ₂)	2 a 5
Oxígeno (O ₂)	0,1 a 1,0
Sulfuro de hidrógeno (H ₂ S)	0 a 1,0
Amoníaco (NH ₃)	0,1 a 1,0
Hidrógeno (H ₂)	0 a 0,2
Monóxido de carbono (CO)	0 a 0,2
Constituyente en cantidades traza	0,01 a 0,6

5.9.3.4. Tipos de biodigestores

Existen distintos tipos de digestores dependiendo de su forma constructiva y su flujo de carga. En particular tenemos:

5.9.3.4.1. De flujo continuo

La carga de la totalidad del material a fermentar se hace al inicio del proceso y la descarga del efluente se hace al finalizar el proceso, por lo general requieren de mayor mano de obra y de un espacio para almacenar la materia prima si esta se produce continuamente y de un depósito de gas (debido a la gran variación en la cantidad de gas producido durante el proceso, teniendo su pico en la fase media de este) o fuentes alternativas para suplirlo.

5.9.3.4.2. De flujo semicontinuo

La carga del material a fermentar y la descarga de efluente se realiza de manera continua o por pequeños baches durante el proceso, que se extiende indefinidamente a través del tiempo. Por lo general requieren de menos mano de obra, pero de una mezcla más fluida o movilizadora de manera mecánica y de un depósito de gas (si este no se utiliza en su totalidad de manera continua). Los biodigestores semicontinuos sirven para purificar el agua contaminada por diferentes fosas. Existen tres clases de biodigestores de flujo semicontinuo:

- De cúpula fija (chino).
- De cúpula móvil o flotante (hindú).

- De salchicha, tubular o taiwanés.

5.9.3.4.2.1. Biodigestor de salchicha, tubular o taiwanés

Estos son biodigestores bastante desarrollados en zonas familiares, de bajo costo, son ampliamente implementados en países del sureste asiático y en Sudamérica están siendo cada vez más utilizados en zonas rurales. Estos modelos de biodigestores familiares, contruidos a partir de mangas de polietileno tubular, se caracterizan por su bajo costo, fácil instalación y mantenimiento, sólo requieren de materiales locales para su construcción. En el presente proyecto se utilizará este modelo. En la Figura (5.9.3.4.2.1.1) se muestra un biodigestor de este tipo.



Figura. 5.9.3.4.2.1.1: Biodigestor tipo taiwanés.

La película de polietileno tubular se amarra por sus extremos a tuberías de conducción, con tiras de liga recicladas de cámaras de ruedas de los autos. Al ser flexible, el polietileno tubular, es necesario construir una “cuna” que lo albergue, ya sea cavando una zanja o levantando dos paredes paralelas.

5.9.3.4.3. Biogás de flujo continuo

Se usan generalmente para tratamiento de aguas residuales, tienden a ser grandes y de uso industrial, con sistemas comerciales para el control y gestión de proceso. La producción de biogás es mucho mayor. Estos pueden ser:

- Sistema de desplazamiento horizontal.
- Sistema de tanques múltiples.
- Sistema de tanque vertical.

5.10. Análisis Económico:

Evaluar un proyecto consiste en comparar los costos y beneficios asociados a éste, para determinar si es conveniente invertir recursos en el proyecto, teniendo en cuenta los usos alternativos que pueden tener estos bienes.

Para llevar a cabo la evaluación de un proyecto con los criterios que veremos a continuación, es necesario comprender un principio fundamental en la teoría financiera: “un peso recibido hoy no vale lo mismo que un peso recibido en el futuro”. Esto se debe a que si se posee ese peso hoy se estaría en condiciones de invertirlo y ganar un rendimiento a lo largo del tiempo. Si se recibe ese peso en el futuro se pierde el rendimiento que habría generado.

A la luz de este concepto, cualquier inversor exigirá una suma determinada en concepto de retorno recibido por invertir su dinero. Esto es a lo que se llama “intereses”.

En matemáticas financieras existe una operación que se denomina “actualización”, que consiste en convertir un valor futuro en su equivalente al momento presente. Mediante una operación de este tipo podemos, por ejemplo, conocer el capital que habrá generado cierto monto en el futuro, a una determinada tasa de interés. En ese caso, actualizar el monto de dinero obtenido al final de la operación implica “extraer” el interés que fue generando el capital invertido a lo largo del tiempo, partiendo del monto que se obtiene al final de la operación (valor futuro) y llegando al capital invertido inicialmente (valor actual).

Las operaciones de actualización, y específicamente, los criterios de evaluación de proyectos que consideran el valor del dinero en el tiempo, requieren el establecimiento de una tasa de interés que será utilizada como tasa de descuento o tasa de corte.

La tasa de descuento es una tasa de referencia utilizada para tomar decisiones de inversión y representa el costo de oportunidad del capital.

El costo de oportunidad del capital es la rentabilidad a la que está renunciando el inversor por invertir en el proyecto que se está evaluando, en vez de invertir en una alternativa comparable. El costo de oportunidad del capital, entonces, es el mínimo retorno que exige el inversor por invertir su dinero.

5.10.1. Valor Actual Neto (VAN)

Este método consiste en actualizar los flujos de fondos del proyecto en cuestión y descontarlos a una determinada tasa de interés (que represente el costo del capital), para obtener su equivalente en el presente y comparar dicho valor con el valor de la inversión.

Es decir, se comparan los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento del tiempo.

La fórmula para calcular el VAN es la siguiente:

$$VAN = \frac{F_n - I}{(1 + i)^n} \quad (5.10.1)$$

Donde:

- F_n es el flujo de caja neto de cada año.
- I es la inversión inicial.
- i es la tasa de interés.
- n es el número de periodos.

Un proyecto será aceptado si la sumatoria de los flujos de fondos descontados a la tasa mínima aceptable supera el monto de la inversión. Entonces, la regla de decisión de este método es:

$$\text{Si } VAN > 0 \text{ proyecto aceptado.} \quad (5.10.2)$$

$$\text{Si } VAN < 0 \text{ proyecto rechazado.} \quad (5.10.3)$$

El hecho de que el VAN sea positivo significa que el proyecto que está siendo evaluado supera las ganancias que el inversor exige como mínimo para invertir en el proyecto. Si el VAN fuera igual a cero significaría que el proyecto rinde exactamente lo que el inversor exige como mínimo.

5.10.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

La tasa interna de retorno es una medida de la rentabilidad periódica de una inversión. Técnicamente es aquella tasa de interés que iguala el VAN a cero.

Utilizando este criterio, un proyecto será aceptado siempre y cuando la TIR sea mayor a la tasa de descuento o tasa de corte utilizada. En otras palabras, si la TIR es mayor que la tasa de corte, significa que el rendimiento del capital invertido es superior a su costo de oportunidad. Entonces:

$$\text{Si } TIR > 0 \text{ proyecto aceptado.} \quad (5.10.4)$$

$$\text{Si } TIR < 0 \text{ proyecto rechazado} \quad (5.10.5)$$

6. DESARROLLO

6.1. Estudio luminotécnico

Para poder comenzar con el estudio, primero se realizó una observación del sistema actual, verificando el mal funcionamiento y el poco mantenimiento que se le ha dado en el transcurso de los años. Al analizar los equipos que se pueden reutilizar y teniendo un plano topográfico de la instalación se decide utilizar el software DIALux para realizar un estudio lumínico y poder cumplir con las normas vigentes.

Actualmente las normas nos indican los siguientes valores mínimos de iluminancia:

- Estacionamientos de vehículos con niveles medios de tránsito 10 lx
- Pasos peatonales 50 lx
- Tráfico regular de vehículos (máx. 40 km/h) 20 lx

Teniendo en cuenta estos valores se procede a realizar el estudio lumínico, considerando los postes actuales que se pueden reutilizar y agregando nuevos de ser necesario para poder cumplir con la norma. En las Figuras (6.1.1a, 6.1.1b, 6.1.1c y 6.1.1d) se muestra el estudio realizado.

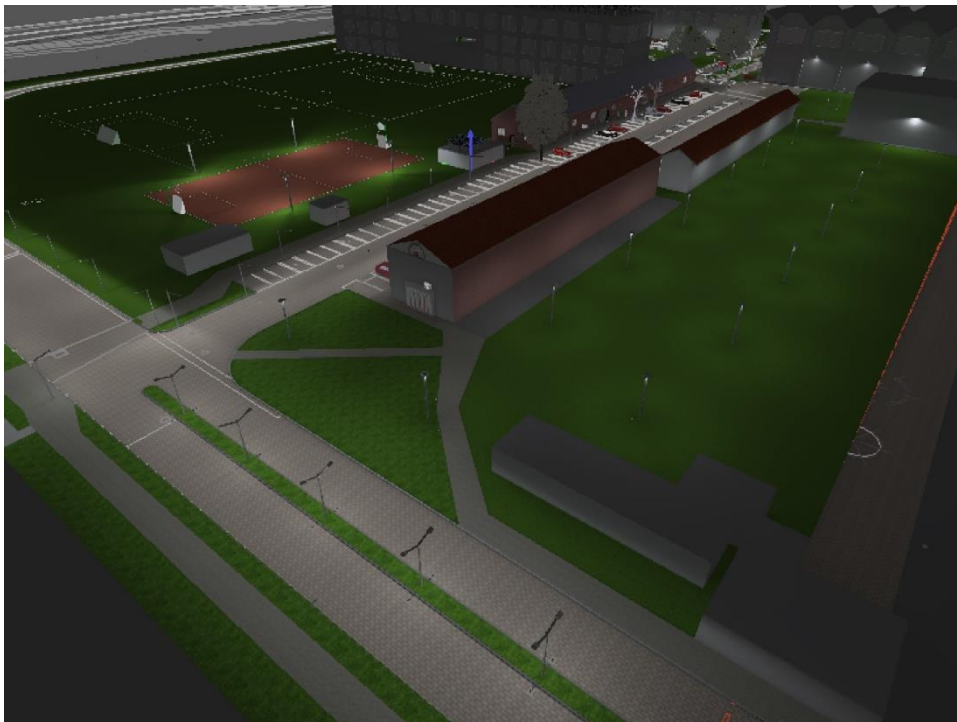


Figura. 6.1.1a: Modelo utilizado.

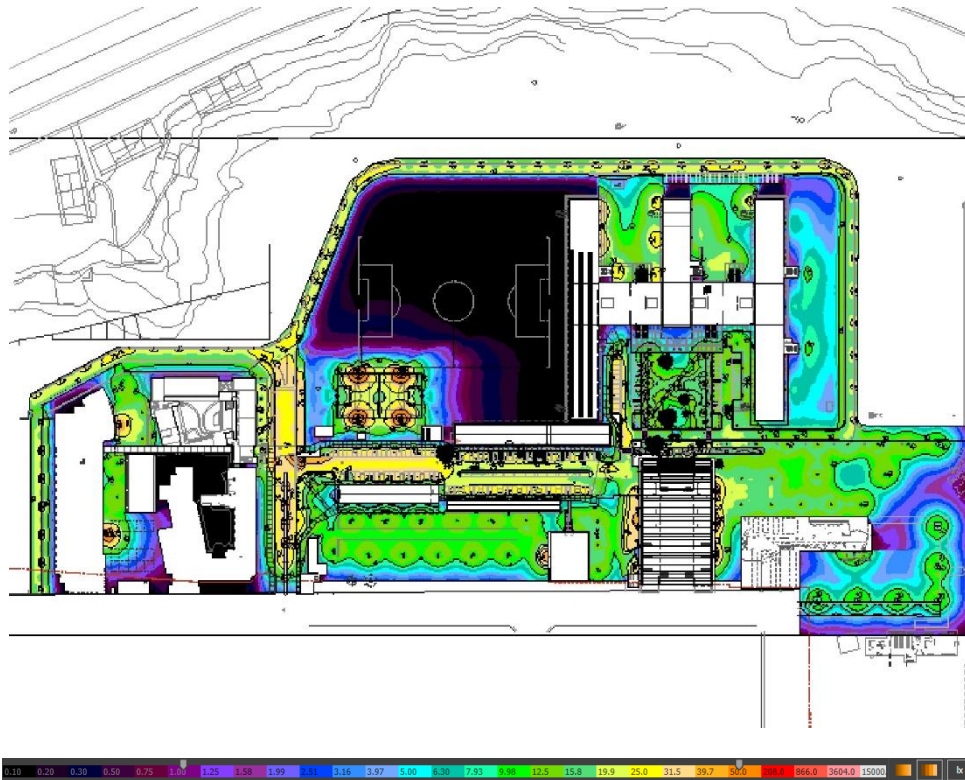


Figura. 6.1.1b: Modelo utilizado.

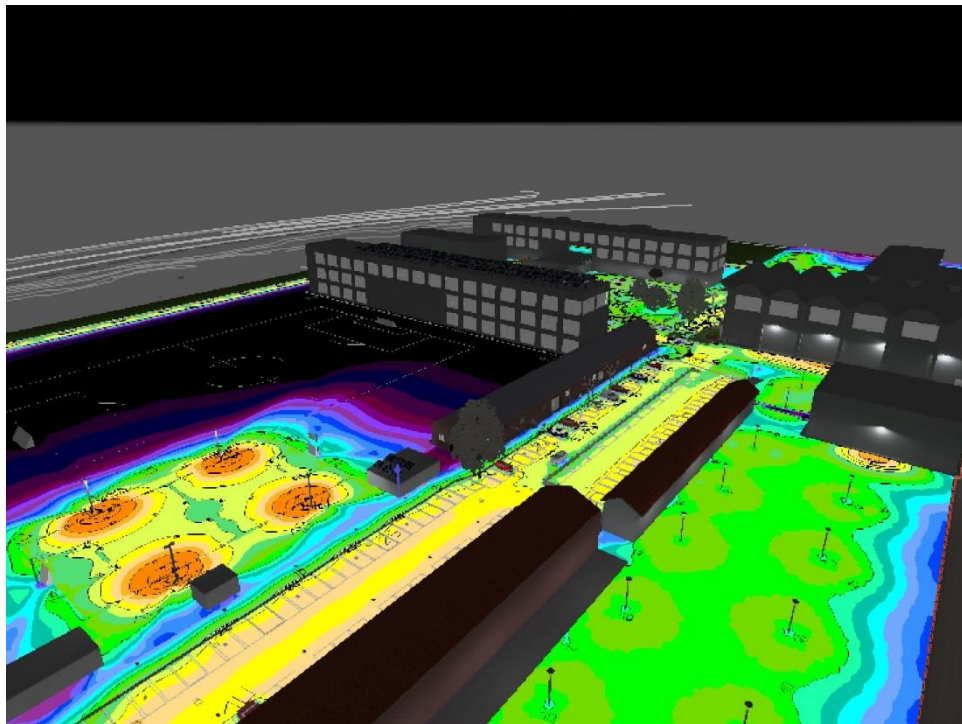


Figura. 6.1.1c: Modelo utilizado.



Figura. 6.1.1d: Modelo utilizado.

En este estudio se utilizaron cuatro tipos de luminarias distintas, dos reflectores, un tipo farol y un tipo alumbrado vial. Todas las iluminarias utilizan tecnología LED, mejorando el rendimiento y disminuyendo la potencia requerida para la misma condición de iluminación.

A continuación, se presenta un detalle de los distintos equipos utilizados en esta sección.

- Philips BDS751 T25 1 xLED90-4S/740 DS50_740: Luminaria Philips perteneciente a la familia Kegell, utilizando tecnología LED. En la Figura (6.1.2) se puede ver una imagen de este equipo y en la Tabla (6.1.1) las características principales.



Fig. 6.1.2: Luminaria Philips LED Kegell.

Tabla 6.1.1: Características principales BDS751.

Parámetro	Valor
Potencia	59 W
Φ Lámpara	9000 lm
Φ Luminaria	7220 lm
η	80.23 %
Rendimiento lumínico	122.4 lm/W
Altura de instalación	5 m

- Philips BGP307 T25 1 xLED45-4S/740 DM50: Luminaria LED Philips de la familia ClearWay. En la Figura (6.1.3) se puede ver una imagen de este equipo y en la Tabla (6.1.2) las características principales.



Figura. 6.1.3: Luminaria Philips ClearWay gen2.

Tabla 6.1.2: Características principales BGP307.

Parámetro	Valor
Potencia	28.5 W
Φ Lámpara	4500 lm
Φ Luminaria	3940 lm
η	87.57 %
Rendimiento lumínico	138.3 lm/W
Altura de instalación	5 m

- Philips BVP650 T25 1 xLED100-4S/757 DM10: Proyector LED perteneciente a la familia ClearFlood. En la Figura (6.1.4) se puede ver una imagen de este equipo y en la Tabla (6.1.3) las características principales.



Figura. 6.1.4: Luminaria Philip ClearFlood.

Tabla 6.1.3: Características principales BVP650.

Parámetro	Valor
Potencia	58 W
Φ Lámpara	10000 lm
Φ Luminaria	8827 lm
η	88.27 %
Rendimiento lumínico	152.2 lm/W

- Philips BVP650 T25 1 xLED120-4S/740 DM10_740: Proyector LED perteneciente a la familia ClearFlood. En la Figura (6.1.5) se puede ver una imagen de este equipo y en la Tabla (6.1.4) las características principales.



Figura. 6.1.5: Luminaria ClearFlood.

Tabla 6.1.4: Características principales BVP650.

Parámetro	Valor
Potencia	70 W
Φ Lámpara	12000 lm
Φ Luminaria	10593 lm
η	88.27 %
Rendimiento lumínico	151.3 lm/W

En la Tabla (6.1.5) se presenta un resumen de la cantidad de luminarias utilizadas y la potencia de carga.

Tabla 6.1.5: Resumen cantidad de luminarias.

Cant.	Marca	Nombre del artículo	P _{CARGA}	P _{TOTAL}
68	Philips	BDS751 T25 1 xLED90-4S/740 DS50_740	59 W	4012 W
107	Philips	BGP307 T25 1 xLED45-4S/740 DM50	28.5 W	3049,5 W
19	Philips	BVP650 T25 1 xLED100-4S/757 DM10	58 W	1102 W
18	Philips	BVP650 T25 1 xLED120-4S/740 DM10_740	70 W	1260 W

En total, el flujo lumínico y la potencia son:

$$\Phi_{total} = 1270927 \text{ lm} \tag{6.1.1}$$

$$P_{total} = 9423,5 \text{ w} \tag{6.1.2}$$

6.2. Iluminación inteligente

Como expusimos durante el desarrollo del marco teórico, la eficiencia global del sistema se podría mejorar implementando un sistema como el Interact City, ya sea reduciendo el costo de mantenimiento, como así también reduciendo el consumo del sistema.

En la Tabla (6.2.1) se detalla un escenario adoptado para esta instalación, con el objetivo de reducir el consumo eléctrico e indirectamente reducir el desgaste de las luminarias ocasionadas por el funcionamiento.

Tabla 6.2.1: Escenario adoptado.

Encendido de las luminarias	Cuando comienza la disminución de la luz ambiente: Invierno: Aproximadamente 18hs Verano: Aproximadamente 21hs
Apagado nocturno	Durante la noche (después de las 00:00hs) las instalaciones quedan deshabitadas, por lo tanto, se puede reducir la cantidad de luminarias en servicio. Las luminarias fuera de servicio contarán con un sensor de movimiento que las encenderá si se detecta movimiento, mejorando la seguridad de las instalaciones. Otras luminarias, Quedarían encendidas durante toda la noche, dando iluminación al ingreso del predio y a la fachada de los principales edificios.
Reencendido	Durante las primeras horas del día (sobre todo en invierno)
Apagado definitivo	Finalmente, las luminarias se apagarán dependiendo de la luz ambiente.

Con el escenario presentado anteriormente, lo que se reduce es la cantidad de horas que las luminarias consumen energía. Durante las horas de noche, la facultad queda totalmente despoblada y solo queda una guardia de seguridad mínima, apostada en los edificios más grandes.

Para realizar los cálculos de consumo, tomaremos los valores de la tabla 6.2.2.

Tabla. 6.2.2: Hora de Luz ambiente.

Horas de luz		
Invierno	Amanecer	08:00
	Atardecer	18:00
Primavera	Amanecer	07:00
	Atardecer	19:00
Verano	Amanecer	06:00
	Atardecer	20:00
Otoño	Amanecer	07:30
	Atardecer	19:00

Sin implementar las herramientas que nos propone Interact City, las luminarias estarían encendidas durante las horas sin luz solar lo que nos daría un promedio de 12hs de servicio diarias. Pero, gracias a la implementación de este sistema, disminuimos notablemente la cantidad de horas de consumo. Se reduce de 12 a 6 horas de servicio diarias en promedio. En la Tabla (6.2.3) se muestra cómo se modifica el consumo de la instalación.

Tabla 6.2.3: Consumo.

Sistema Interact City		
Potencia Instalada	9.905	kW
Factor de Simultaneidad	1	
Hora de Servicio promedio	6.1	hs
Periodo P1	60	días
Periodo P2	365	días
Consumo Diario	60.4	kWh
Consumo Bimestral	3625.2	kWh
Consumo Anual	22053.5	kWh

Esto, comparándolo con el sistema actual, nos representa un ahorro de energía que ronda al 70%.

En la figura (6.2.1) se muestra el nivel de iluminación con guardia mínima que se obtiene al aplicar el Interact City.



Figura. 6.2.1: Modelo aplicando Interact City con guardia mínima.

En las Figura (6.2.2) y Figura (6.2.3) se muestra cómo quedaría la iluminación con guardia mínima del predio. Para mejorar la seguridad del sistema se instalan distintos sensores de movimiento, los cuales estarán ubicados en las luminarias que permanecerán apagadas durante la guardia mínima. Con estos equipos, se consigue que las luminarias se enciendan cuando se detecta movimiento en la zona. Esto nos permite no solo reducir el consumo global de la instalación, si no también, aumentar la seguridad de la instalación, iluminando las zonas en donde existe movimiento y teniendo un registro en tiempo real e histórico que puede proveerse al personal que realiza la guardia, teniendo mayor control de lo que sucede en el predio.



Figura. 6.2.2: Modelo aplicando Interact City con guardia mínima.

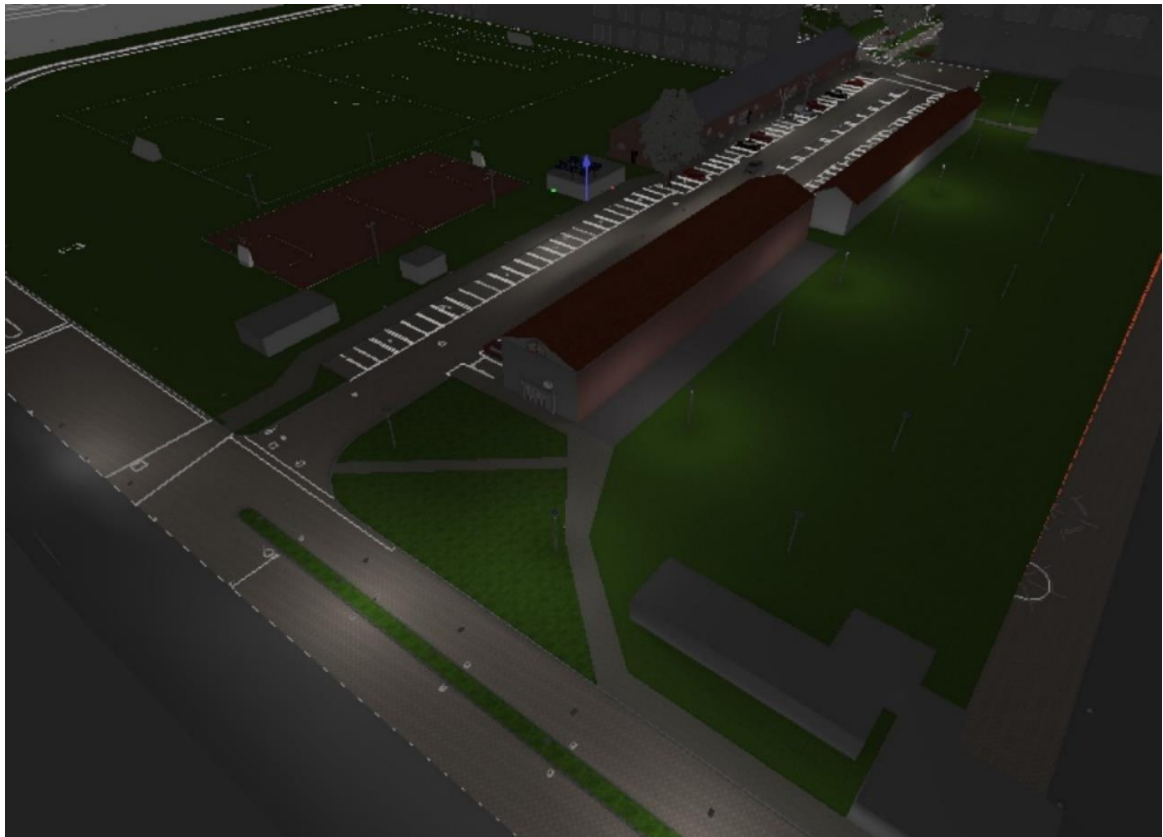


Figura. 6.2.3: Modelo aplicando Interact City con guardia mínima.

6.3. Cálculo de fundaciones

Se realizará el cálculo de una fundación para el tipo de luz vial.

Para proceder con los cálculos, se decide utilizar una columna recta de 5 metros de altura aproximadamente y una profundidad $p=0,8\text{ m}$. Esto se representa en la Figura (6.3.1). En este diagrama pueden observarse las dimensiones de cada tramo del poste y del acople con su brazo.

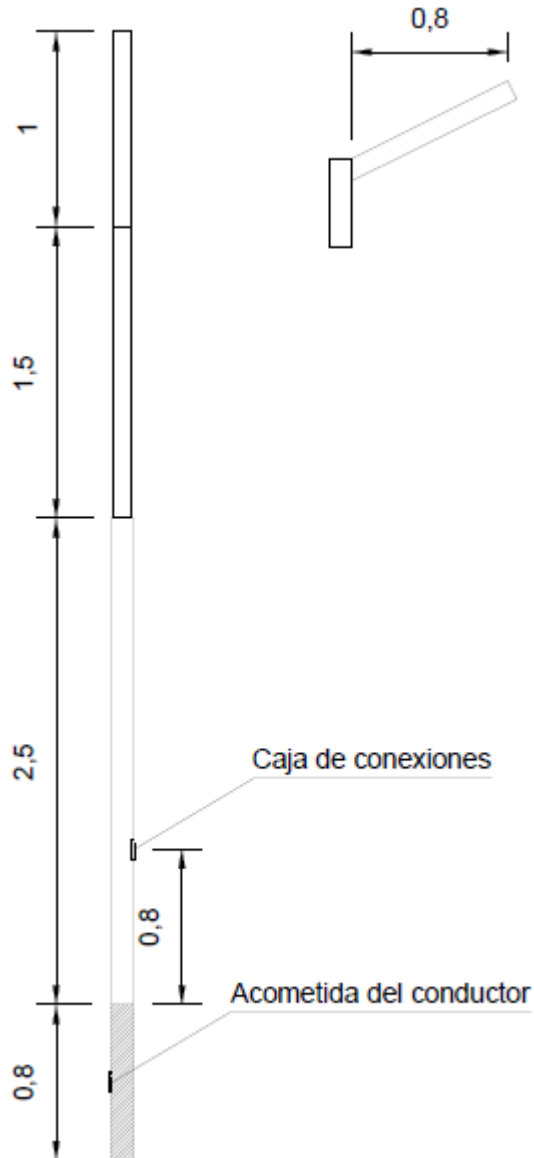


Figura. 6.3.1: Dimensiones estimadas del poste a utilizar.

Para las características mostradas tendremos un peso total del poste de $G_p=70\text{kg}$.

Se decide utilizar un paralelepípedo de hormigón como fundación con los siguientes parámetros.

$$t = 1,10\text{ m} \quad (6.3.1)$$

$$a = b = 0,50\text{ m} \quad (6.3.2)$$

$$V_h = 0,27 \text{ m}^3 \quad (6.3.3)$$

$$G_h = V_h * \gamma_h = 0,6 \text{ t} \quad (6.3.4)$$

Donde:

- V_h : Volumen del hormigón.
- γ_h : Peso específico del hormigón ($2200\text{kg}/\text{m}^3$).
- G_h : Peso del hormigón.

Estos valores son aproximados y debe verificarse su elección.

Para los cálculos se considera que la naturaleza es arcilla fina seca, tomando un índice de compresibilidad a 2 metros de profundidad $C=6\text{kg}/\text{cm}^3$.

El peso de la tierra gravante es $G_t=0,28\text{t}$.

El peso total es:

$$G_t = G_p + G_h + G_t = 0,95 \text{ t} \quad (6.3.5)$$

Con estos parámetros calculados podemos obtener los momentos estabilizantes para nuestra estructura.

$$M_s = \frac{b * t^3}{36} C_t * tg \alpha = 1,11 \text{ tm} \quad (6.3.6)$$

$$M_b = G \left(\frac{a}{2} - 0,47 \sqrt{\frac{G}{b * C_b * tg \alpha}} \right) = 0,14 \text{ tm} \quad (6.3.7)$$

$$M_e = M_s + M_b = 1,25 \text{ tm} \quad (6.3.8)$$

Como M_s es mayor que M_b se toma como coeficiente de seguridad $s=1$.

Para calcular el momento volcador tomamos como única fuerza de empuje que tenemos sobre el poste a la fuerza del viento. Tomamos una velocidad de 10 m/s^2 y una superficie de impacto que presenta la columna de 1 m^2 . Con estos valores la fuerza que ejerce el viento sobre el poste es $F_v=0,01 \text{ t}$.

Con estos valores tenemos:

$$M_v = F_v * \left(h + \frac{2}{3} t \right) = 0,06 \text{ tm} \quad (6.3.9)$$

Con lo cual obtenemos que $M_e > M_v$, lo que nos indica que los datos estimados son adecuados.

6.4. Topografía de la instalación

Lo que se definió, es realizar circuitos de iluminación trifásicos. Esto se justifica por dos razones: primero la corriente es menor que en un circuito monofásico y segundo si por algún

motivo falta el servicio de una fase, la distribución lumínica sería lo más uniforme posible (siempre y cuando vallamos alternado la fase de las luminarias consecutivas).

En el Anexo 1 se muestra el diseño del unifilar. El TGBT se instalará en el centro de cargas (detrás de la Escuela de Ingeniería Eléctrica). Este tablero tendrá una alimentación desde la SET y desde un banco de baterías, el cual, estará alimentado por una fuente de generación renovable (esto será desarrollado más adelante). Desde este tablero, se alimentarán los tableros seccionales, instalados en los centros de carga de cada circuito. En la Figura (6.4.1) se muestra el unifilar diseñado.

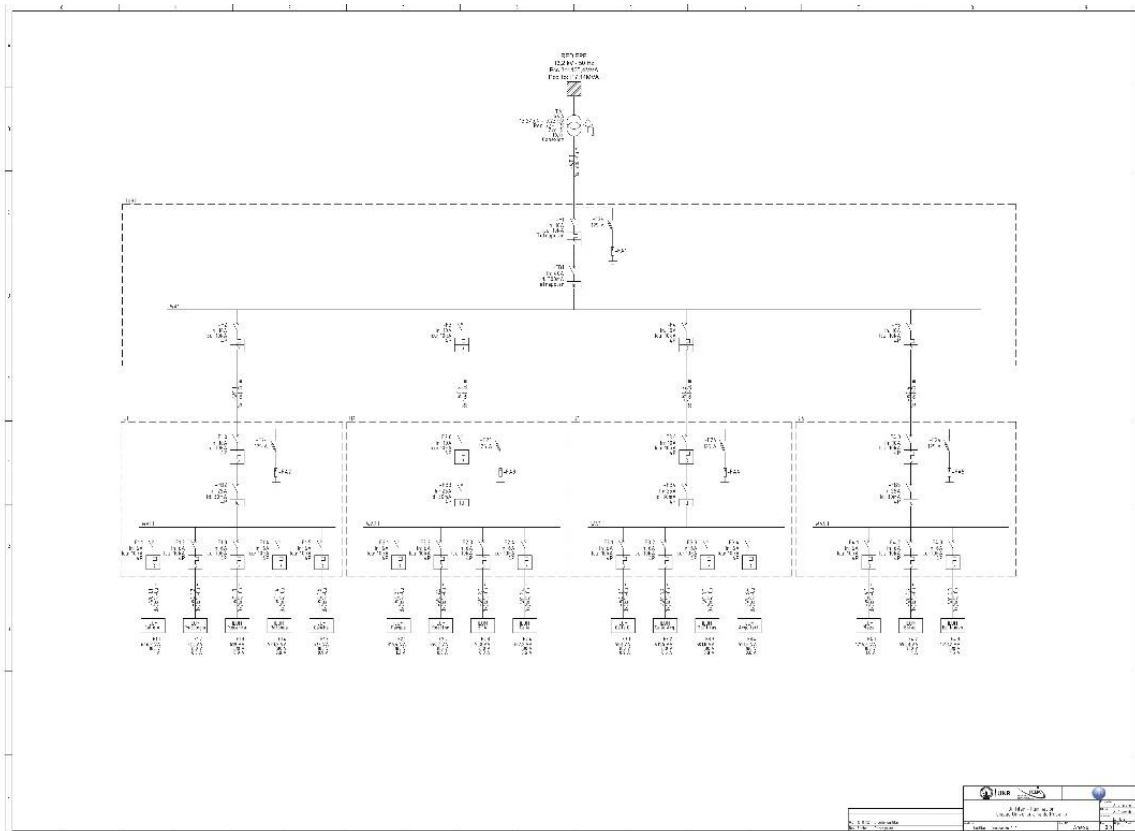


Figura. 6.4.1: Unifilar de la instalación

En la Figura (6.4.2) se muestra la distribución con el centro de carga general y los centros de carga seccionales.

En el Anexo 2 se puede observar el tendido de cables con más detalle. El cual se realizará de forma subterránea directamente enterrado.

La profundidad de la zanja donde se instalará el cable tendrá que ser de 0.70m. El cable deberá estar cubierto por una capa de arena. Luego se deberá agregar una protección mecánica (ladrillo) y una cinta de advertencia. Esto se muestra en la Figura (6.4.3).

Por otro lado, la acometida a todos los tableros, se realiza por cañería de hierro galvanizado de 2" para otorgarle una protección mecánica al conductor, en la subida hasta el tablero.

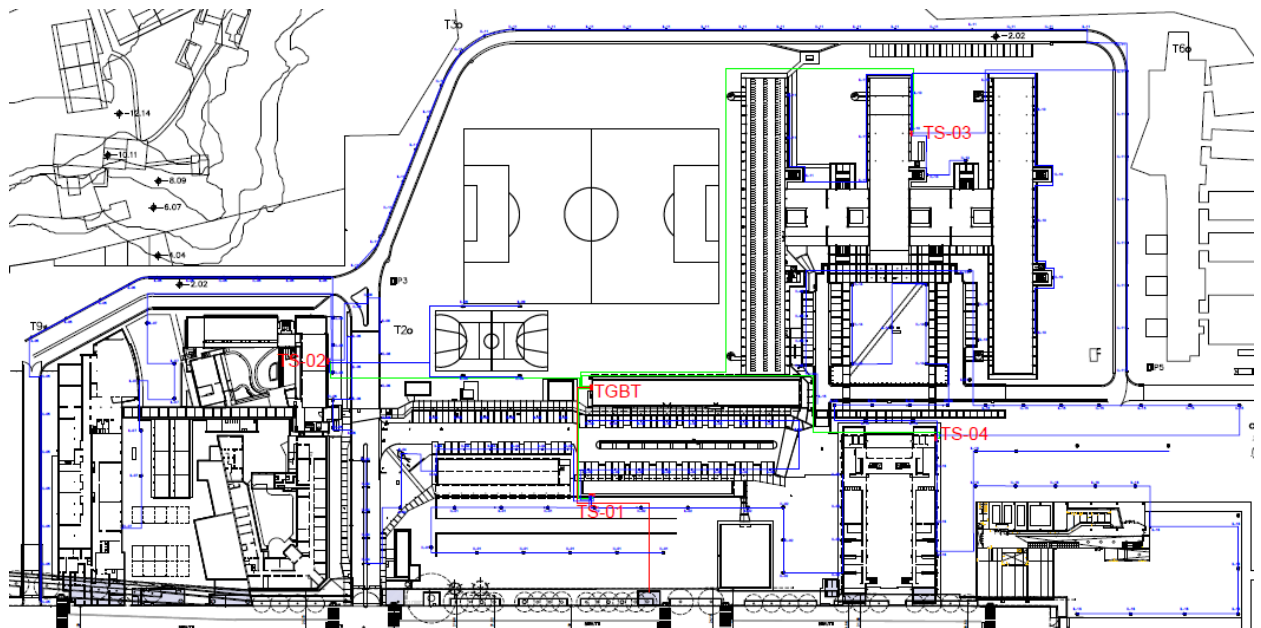


Figura. 6.4.2: Ubicación de los tableros.

**DETALLE DE TENDIDO DE
CABLE SUBTERRANEO**

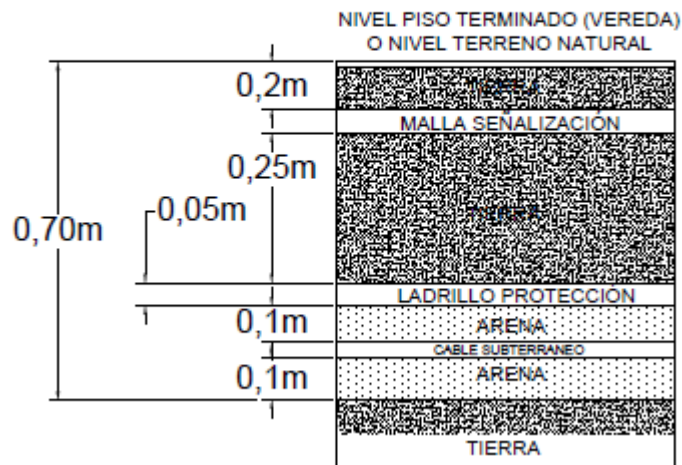


Figura. 6.4.3: Detalle del tendido de Cable Subterráneo.

El cálculo de caída de tensión se realizará primero desde la SET hasta el TGBT, luego desde el TGBT hasta cada tablero seccional y, por último, se calcula la caída de tensión desde cada tablero seccional hasta el final de cada circuito de iluminación.

Para este cálculo es necesario tener definida la longitud del conductor y la sección del conductor, lo cual terminara definiendo los valores de resistencia e inductancia del conductor.

Para obtener la caída de tensión de cada circuito, se debe tener en cuenta la caída de tensión aguas arriba de dicho circuito.

En este cálculo, la caída de tensión en bornes de la SET se toma igual a 0% y el factor de simultaneidad de los tableros es igual 1.

En el Anexo 3 se muestran distintas tablas donde se puede observar la potencia, factor de simultaneidad de cada circuito y de cada tablero, $\cos \varphi$, corriente, la longitud del conductor subterráneo, longitud del cable unipolar y la caída de tensión total. También se presentan los parámetros de los cables seleccionados (tanto R como X).

Dicha caída de tensión total es la suma de la caída de tensión aguas arriba del tablero seccional, la caída de tensión del cable subterráneo y la caída de tensión del cable unipolar dentro de la columna.

Con respecto a la instalación de Puesta a Tierra (PAT), el sistema que se utilizara es TT. En cada tablero se instalará una barra de PAT a la cual llegan los cables de PE (verde/amarillo) y desde dicha barra, salda el cable de CU desnudo hasta la jabalina como se muestra en la Figura (6.4.4). Esto se muestra en el anexo 4.

TIPICOS JABALINAS

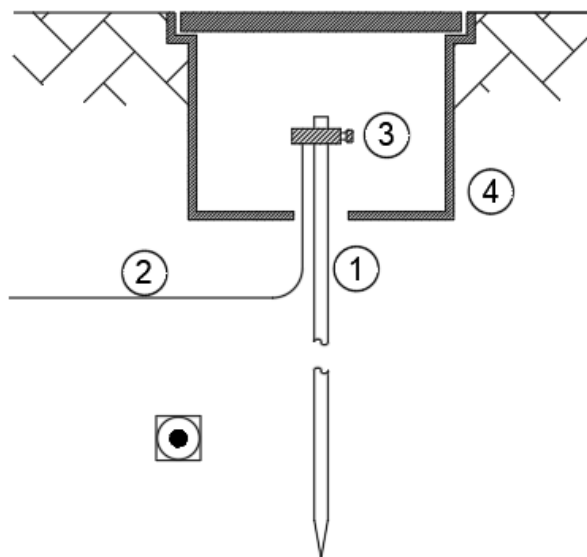


Figura. 6.4.4: Detalle de instalación de PAT

Donde:

- 1 - Jabalina de cobre-acero, Diámetro $\frac{3}{4}$ ", Longitud 3m Según Normas IRAM 2309.
- 2 - Cable de cobre-acero, Según Normas IRAM 2467, Sección 35mm².
- 3 - Conexión de cable a jabalina mediante morseto tomacable de bronce forjado.
- 4 - Caja de inspección de hierro fundido, Medidas 250x250x100mm.

A continuación, se realizan los cálculos para verificar que la resistencia de tierra sea menor a 40Ω , valor de resistencia de puesta a tierra máxima según norma AEA – IRAM 2281-Parte III.

Se tienen los siguientes datos luego de la medición de la resistividad del terreno:

$$\text{Resistividad del suelo: } \rho_{\text{suelo}} = 100 \frac{\Omega}{m}$$

Datos de las jabalinas:

$$\text{Longitud de jabalina: } L = 3 \text{ m}$$

$$\text{Diámetro jabalina: } d = 0,01905 \text{ m}$$

$$\text{Cantidad de jabalinas: } n = 5$$

Luego, se calcula la resistencia de una jabalina según AEA 90364-7 anexo 771.C.10.1:

$$R_{\text{jabalina}} = \frac{\rho_{\text{suelo}}}{2\pi L} \left(\ln \frac{8L}{d} - 1 \right) = 32,56 \Omega$$

La resistencia del conjunto de jabalinas:

$$R_{\text{conjunto jabalina}} = \frac{R_{\text{jabalina}}}{n} = 6,513 \Omega$$

Se procede a calcular la sección del conductor enterrado según la norma IRAM 2281-3 capítulo 6:

$$I_{cc} = 2000 \text{ A}$$

(Situación más pesimista según corrientes de cortocircuito de la zona)

Tiempo de actuación de protección diferencial: $t = 0,03 \text{ seg}$ *(Según pliego)*

Factor por tipo de material por norma: $k = 159$ *(Cobre/acero)*

$$\text{Sección mínima: } S = \frac{I_{cc} * \sqrt{t}}{k} = 3,77 \text{ mm}^2$$

En función de estos resultados obtenidos, se seleccionan como conductor de vinculación entre el sistema de PAT y la BEP o BPT del TGBT dos conductores de 35 mm^2 .

Datos del cable enterrado dados por el fabricante:

Conductor: Cable desnudo cobre acero

$$\text{Sección cable: } S = 35 \text{ mm}^2$$

$$\text{Diámetro conductor: } D = 0,00645 \text{ m}$$

$$\text{Profundidad del cable enterrado: } h = 0,7 \text{ m}$$

$$\text{Longitud de cable enterrado: } L = 200 \text{ m}$$

La resistencia del cable enterrado horizontalmente según AEA 90364-7 anexo 771.C.10.2:

$$R_{cable} = \frac{\rho_{suelo}}{2\pi L} \left(\ln\left(\frac{4L}{d}\right) + \ln\left(\frac{L}{h}\right) - 2 + \frac{2h}{L} - \frac{h^2}{L} + \frac{h^4}{2L} - \dots \right) = 1,198 \Omega$$

La resistencia del conjunto de jabalinas y cable enterrado es:

$$R_{PAT} = \left(\frac{1}{R_{conjunto jabalina}} + \frac{1}{R_{cable}} \right)^{-1} = 1,012 \Omega$$

La resistencia de puesta a tierra calculada es menor que la solicitada,

$$R_{PAT} = 1,012 \Omega < R_{m\acute{a}ximo} = 40 \Omega$$

6.5. Flujo de carga

Para verificar que todas las barras y cables estén entre parámetros admisibles, se simuló en ETAP el unifilar correspondiente al sistema de iluminación. Con este programa podemos ver la tensión que tenemos en cada barra, verificando que esté en límites tolerables y que la capacidad de los cables y transformador no sean superados.

En las Tablas (6.5.1a, 6.5.1b y 6.5.1c) podemos ver los resultados de las barras y cables más importantes.

Tabla 6.5.1a: Porcentaje de carga del transformador T1.

TAG Transformador	Potencia nominal [kVA]	Porcentaje de carga
T1	750	1,26 %

Tabla 6.5.1b: Nivel de carga de las barras involucradas en el estudio.

TAG Barra	Tensión	Característica
WA290	100 %	Barra de MT SET290
WA1	99,13 %	Barra del TGBT
WA1.1	98,38 %	Barra tablero U1
WA2.1	98,83 %	Barra tablero U2
WA3.1	97,84 %	Barra tablero U3
WA4.1	98,07 %	Barra tablero U4

Tabla 6.5.1c: Nivel de carga de los conductores involucrados en el estudio.

TAG Conductor	Carga	Característica
WB1	16,2 %	Cable entre T1 y el TGBT
WC1	8,1 %	Cable entre el TGBT y U1
WC2	6,8 %	Cable entre el TGBT y U2
WC3	6,2 %	Cable entre el TGBT y U3
WC4	8,9 %	Cable entre el TGBT y U4

6.6. Estudio de cortocircuito S / IEC 60909

Simulando en ETAP nuevamente el modelo de nuestro sistema y utilizando la herramienta para calcular corrientes de cortocircuito se obtienen valores aceptables, los resultados más importantes se detallan en la Tabla (6.6.1) para fallas trifásicas y en la Tabla (6.6.2) para fallas monofásicas a tierra.

Tabla 6.6.1: Corriente de cortocircuito trifásico de las barras más importantes.

TAG Barra	I_p	I''_k	I_k	Característica
WA290	14,62 kA	5,92 kA	5,92 kA	Barra de MT
WA1	2,52 kA	1,75 kA	1,75 kA	Barra del TGBT
WA1.1	0,59 kA	0,41 kA	0,41 kA	Barra del tablero U1
WA2.1	0,99 kA	0,68 kA	0,68 kA	Barra del tablero U2
WA3.1	0,30 kA	0,21 kA	0,21 kA	Barra del tablero U3
WA4.1	0,48 kA	0,33 kA	0,33 kA	Barra del tablero U4

Tabla 6.6.2: Corriente de cortocircuito monofásica a tierra de las barras más importantes.

TAG Barra	I_p	I''_k	I_k	Característica
WA290	12,65 kA	5,12 kA	5,12 kA	Barra de MT
WA1	1,49 kA	1,03 kA	1,03 kA	Barra del TGBT
WA1.1	0,45 kA	0,31 kA	0,31 kA	Barra del tablero U1
WA2.1	0,58 kA	0,40 kA	0,40 kA	Barra del tablero U2
WA3.1	0,18 kA	0,12 kA	0,12 kA	Barra del tablero U3
WA4.1	0,28 kA	0,19 kA	0,19 kA	Barra del tablero U4

6.6.1. Equipos de protección seleccionados

Con los estudios de cortocircuito y flujo de carga podemos seleccionar los elementos de accionamientos necesarios para la instalación. En la Tabla (6.6.1.1) se puede observar un listado de los equipos de protección utilizados.

Tabla 6.6.1.1: Elementos de protección elegidos.

Cant.	Equipo	Marca	Modelo	In	Sensibilidad	Polos
1	Termomagnética	ABB	S200	16 A	-	3P+N
1	Diferencial	ABB	F204 B	40 A	300 mA	3P+N
8	Termomagnética	ABB	S200	10 A	-	3P+N
4	Diferencial	ABB	F204 B	25 A	30 mA	3P+N
16	Termomagnética	ABB	S200	6 A	-	3P+N

6.7. Dimensionamiento térmico de tableros

Consideraremos estos puntos según se especifica en la norma IEC 60898 para el tablero principal y para uno de los tableros distribuidores.

Para estos cálculos consideraremos una temperatura ambiente de 30°C, poniendo en una situación desfavorable en las primeras horas que empieza a anochecer en un día de verano. Como los interruptores son especificados para estos valores de temperatura, su corriente nominal se mantendrá invariante frente a este factor. También se mantendrá invariante debido a la altura del lugar de la instalación con respecto al nivel del mar.

En particular para el TGBT tenemos un interruptor de entrada de 16A y cuatro de salida de 10A cada uno.

La potencia total disipada dentro del tablero es:

$$P_{Total} = P_{dp} + 0,2 * P_{dp} + P_{au} \quad (6.7.1)$$

Donde:

- P_{Total} : Potencia total disipada en el tablero.
- P_{dp} : Potencia disipada por los dispositivos de protección. El segundo término de la ecuación representa la pérdida de potencia debido a las conexiones, tomacorrientes, relés, etc.
- P_{au} : Potencia total disipada por los otros dispositivos y aparatos eléctricos instalados en el tablero y no incluidos en los otros términos.

Para poder obtener la potencia disipada por los dispositivos de protección consideraremos los siguientes factores de utilización (K_e) y de simultaneidad (K).

$$K_e = \frac{I_{nq}}{16A} \quad (6.7.2)$$

$$K = \frac{I_{nq}}{\sum I_{nu i}} \quad (6.7.3)$$

Donde:

- I_{nq} : Corriente asignada del tablero.
- $I_{nu.i}$: Corriente asignada de la salida i .

La corriente de entrada del tablero es de 14,3 A, esta será la que utilizaremos para nuestros cálculos, obteniendo:

$$K_e = 0,9 \quad (6.7.4)$$

$$K = 0,3575 \quad (6.7.5)$$

En la Tabla (6.7.1) se muestra un resumen con los cálculos de P_{dp} . Donde se toman los valores máximos por norma por cada polo (todos los dispositivos son tetrapolares).

Tabla 6.7.1: Cálculo de P_{dp} .

	TAG	Potencia disipada por polo [W]	Potencia disipada por cada dispositivo de protección [W]	Factor de utilización K_e para los circuitos de entrada Factor de simultaneidad K para los circ de salida	Potencia disipada por los dispositivos afectada por K_e y K [W]
Circuito de entrada	F1	3,5	14	0,9	11,34
Circuitos de salida	F2	3	12	0,3575	1,53
	F3	3	12	0,3575	1,53
	F4	3	12	0,3575	1,53
	F5	3	12	0,3575	1,53
	Res.	3	12	0,3575	1,53
Total					19

De la tabla anterior tenemos:

$$P_{dp} = 19 \text{ W} \quad (6.7.6)$$

Ahora debemos considerar las potencias disipadas por los demás elementos, estos se muestran en la Tabla (6.7.2).

Tabla 6.7.2: Cálculo de P_{au} .

Descripción	Potencia disipada por accesorio [W]	Cantidad	Potencia disipada total [W]
Fuente	2	3	6
Total			6

De la tabla anterior obtenemos:

$$P_{au} = 6 W \quad (6.7.7)$$

Con estos valores podemos calcular la potencia total.

$$P_{Total} = 28,8 W \quad (6.7.8)$$

Es decir, la envolvente deberá poseer una potencia de disipación mayor a 29W.

Realizando nuevamente los cálculos para uno de los tableros distribuidores se obtienen las Tablas (6.7.3 y 6.7.4). En ellas se muestran los resúmenes de los cálculos para las potencias P_{pd} y P_{au} .

Tabla 6.7.4: Cálculo de P_{dp} para tablero TS02.

	TAG	Potencia disipada por polo [W]	Potencia disipada por cada dispositivo de protección [W]	Factor de utilización K_e para los circ. De entrada Factor de simultaneidad K para los circ de salida	Potencia disipada por los dispositivos afectada por K_e y K [W]
Circuito de entrada	F1	3	12	0,33	1,3
Circuitos de salida	F2	3	12	0,1375	0,23
	F3	3	12	0,1375	0,23
	F4	3	12	0,1375	0,23
	F5	3	12	0,1375	0,23
	Res.	3	12	0,1375	0,23
Total					2,45

Tabla 6.7.4: Cálculo de P_{au} para tablero TS02

Descripción	Potencia disipada por accesorio [W]	Cantidad	Potencia disipada total [W]
Fuente	2	3	6
Total			6

De las tablas anteriores obtenemos:

$$P_{dp} = 2.45 W \quad (6.7.9)$$

$$P_{au} = 6 W \quad (6.7.10)$$

Con estos valores podemos calcular la potencia total.

$$P_{Total} = 8.94 W \quad (6.7.11)$$

En la Figura (6.7.1) se muestra un diagrama del topográfico de los tableros diseñados, en este se muestran todos los componentes nombrados anteriormente. Este consta de una contratapa que deberá ser IP23 para evitar contactos indeseados a los bornes con tensión y debido a que estarán en el exterior, al tener la tapa cerrada deberán contar como mínimo con un grado de protección IP65. También podría ser útil la utilización de un tejado si el grado de protección es menor (IP55). El tablero deberá ser adecuado con respecto a los cálculos anteriores.

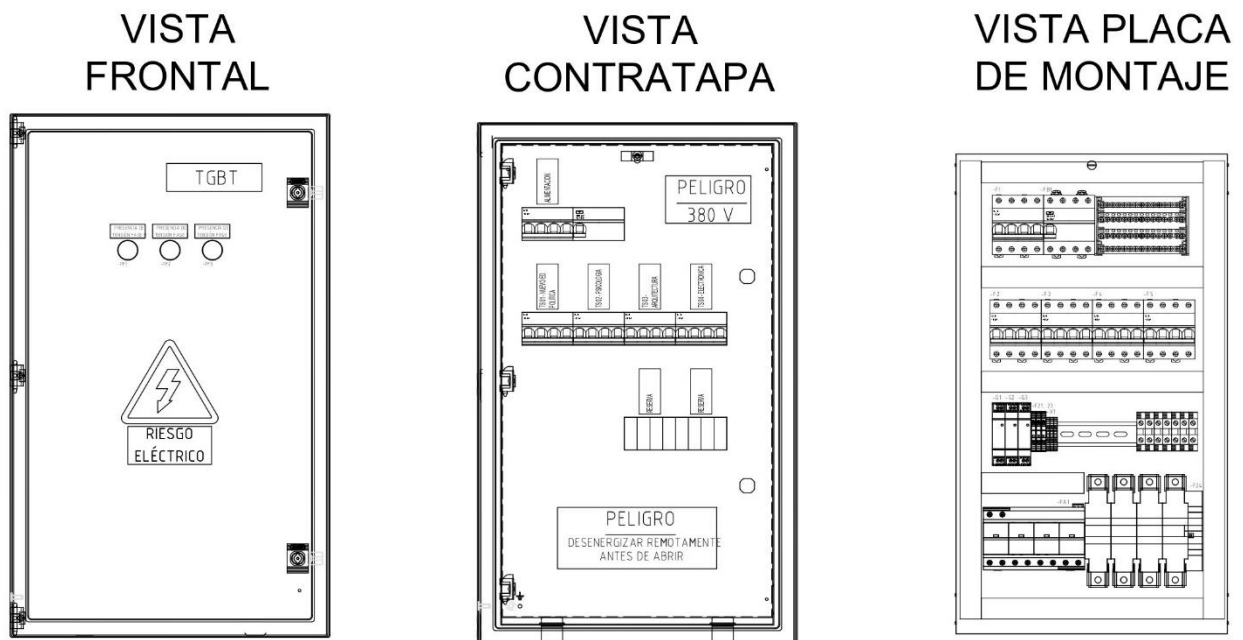


Figura. 6.7.1: Diagrama topográfico del TGBT.

En el Anexo 5 se muestran los topográficos de los distintos tableros y el conexionado de los equipos.

Como propuesta se decide utilizar un tablero Genrod modelo S9000 09 9207. Las medidas de este gabinete son: 450x750x225 mm (ancho x largo x profundo). Para verificar que sea apto con respecto a los cálculos anteriores, se procede a verificar la potencia que puede disipar nuestro tablero. Esto lo podemos calcular a partir del método de la norma IEC890. En particular, para este caso, el tablero propuesto es de acero y se encontrará montado a la pared, por lo tanto, los coeficientes para el cálculo toman los siguientes valores:

$$k = 5,5 \tag{6.7.12}$$

$$S = 0,917 \tag{6.7.13}$$

El punto de rocío se lo toma como 9°C para una temperatura promedio de 25°C y se tendrá en cuenta una temperatura mínima de 0°C. Por lo tanto, la diferencia de temperatura es:

$$\Delta T = 9^\circ C \tag{6.7.14}$$

Con estos valores obtenemos una potencia

$$P = 45,4W \tag{6.7.15}$$

Este valor es mayor que la potencia calorífica calculada anteriormente, indicando que el tablero es apto para este caso.

6.8. Coordinación de protecciones s / IEEE 242

En las siguientes figuras se muestra la coordinación de protecciones de una carga, tanto para protección de fase (Figura 6.8.1) como para fallas a tierra (Figura 6.8.2).

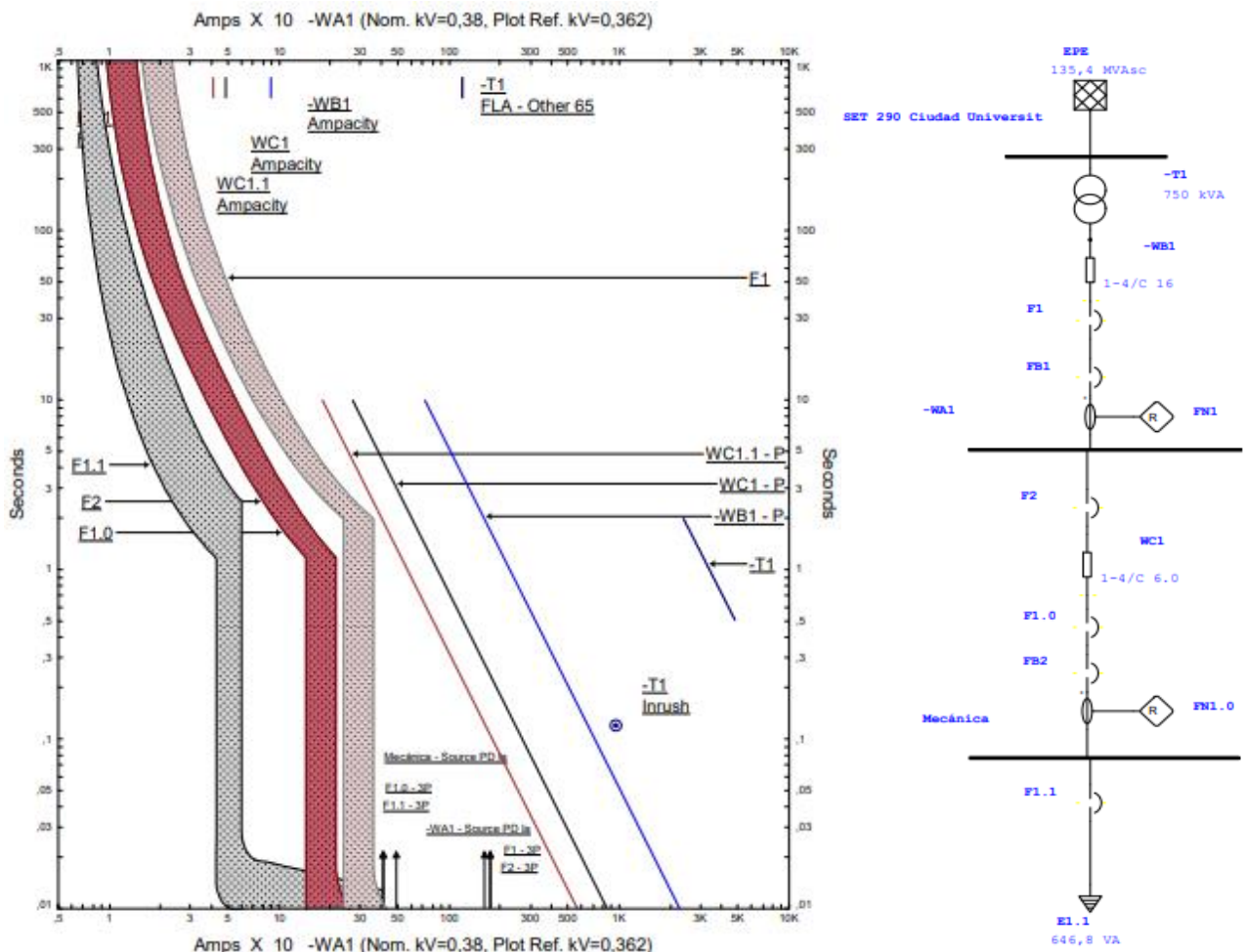


Figura. 6.8.1: Carta de protecciones de fase.

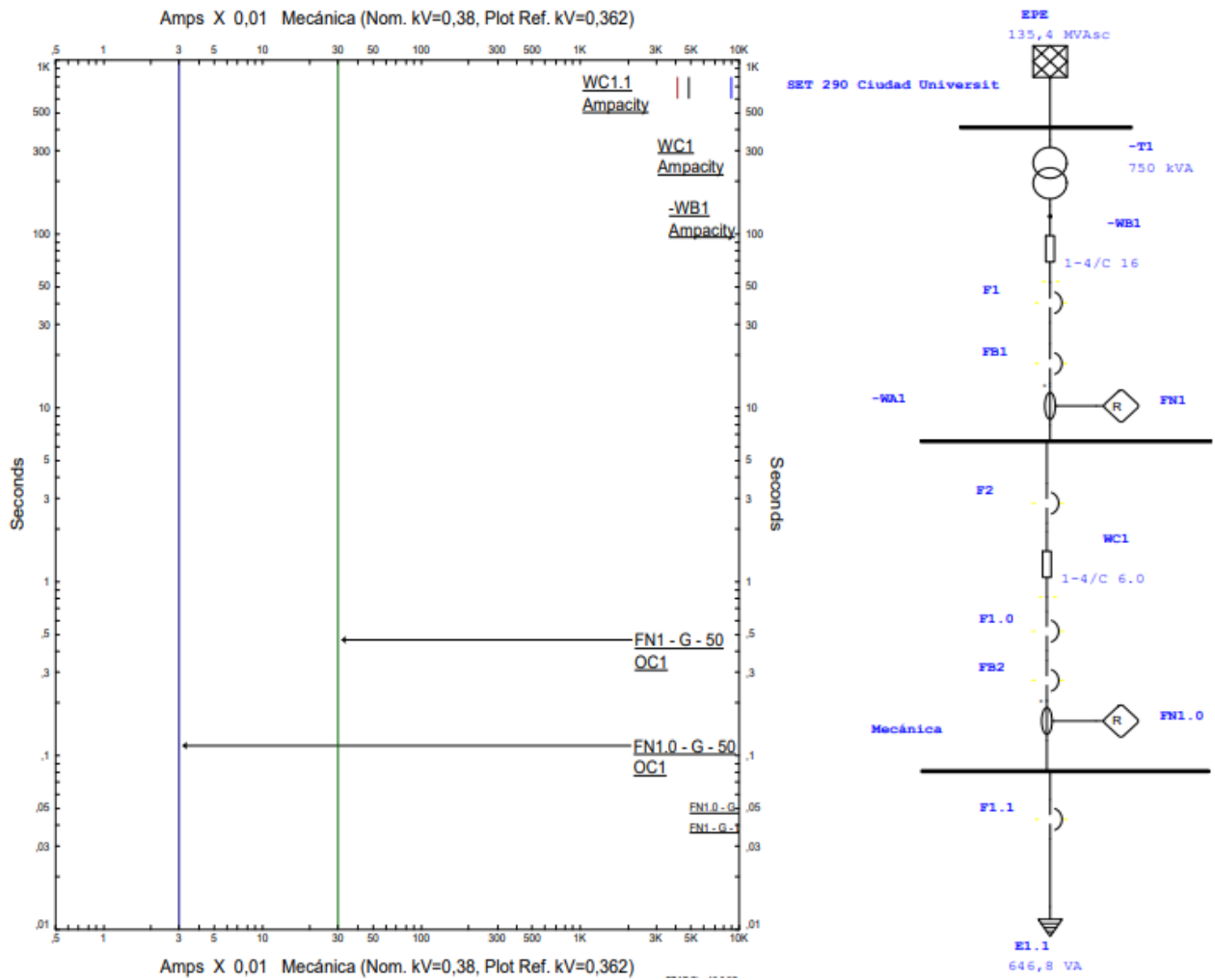


Figura. 6.8.2: Carta de protecciones de tierra.

6.9. Estudio de arc flash s / IEEE 1584

En la tabla (6.9.1) se muestra un resumen con los valores de los tableros. Todos los resultados obtenidos son aceptables y de bajo valor debido a las bajas corrientes de cortocircuito que se registran.

Tabla 6.9.1: Nivel de Arc Flash de las barras más importantes.

TAG Barra	Nivel de Arc Flash	Energía incidente	Característica
WA1	0	0,030 cal/cm ²	Barra del TGBT
WA1.1	0	0,003 cal/cm ²	Barra del tablero U1
WA2.1	0	0,013 cal/cm ²	Barra del tablero U2
WA3.1	0	0,002 cal/cm ²	Barra del tablero U3
WA4.1	0	0,002 cal/cm ²	Barra del tablero U4

6.10. Alimentación del sistema a través de energía fotovoltaica

Plantearémos tres escenarios distintos. En una primera instancia consideraremos que la instalación está aislada de la red, lo que nos pone en una situación de mayor desventaja, ya que deberémos dimensionar el sistema fotovoltaico para que pueda generar toda la energía necesaria para poder utilizarla durante toda la noche y momentos que no haya demasiada claridad. El segundo escenario que se plantea contará con el sistema conectado a la red, lo que evita que se sobredimensione el sistema y se tendrá en cuenta un promedio energético para abastecer a lo largo del año el consumo demandado. Por último, se plantea nuevamente el segundo caso aplicado pero esta vez se dota al sistema de iluminación inteligente a través de la tecnología Interact City.

Para obtener los parámetros para el primer caso, debemos calcular la potencia de nuestra instalación y por cuantas horas diarias debemos alimentarla, considerando el día de mayor horario nocturno.

De datos anteriores sabemos que la potencia de nuestro sistema es $P=9905W$. Como se planea iluminar todo el complejo en cada día del año, se supone los días en los que hay menos iluminación solar, esto corresponde a los días del mes de junio y se toma como referencia 14 horas, las cuales representan las horas en las cuales el sistema de iluminación estará encendido cada día en dicho mes, este escenario resulta ser el caso más desfavorable desde ambos puntos de vista: menor radiación y mayor consumo energético. Con estos valores, la energía que debemos suministrar es:

$$E_{diaria} = P * t_{diario} = 9905W * 14h = 138,67 kWh \quad (6.10.1)$$

$$E_{anual} = E_{diaria} * 365 = 50614,5 kWh \quad (6.10.2)$$

Este valor debe ser afectado por un porcentaje de rendimiento, el cual contempla todos los elementos de nuestra instalación fotovoltaica, como ser paneles, inversor y baterías.

Todos los equipos tienen pérdidas que dependen de las características constructivas y de sus especificaciones, ya sean baterías, paneles o inversor. El cálculo de este rendimiento se puede obtener de la siguiente manera:

$$\mu = (1 - k_b - k_c - k_v) * (1 - k_a * \frac{A_d}{p_d}) \quad (6.10.3)$$

Donde:

- k_b : Coeficiente de pérdidas por rendimiento de las baterías. Se debe principalmente a la energía calorífica que se produce durante los procesos de carga y descarga.

- k_c : Coeficiente de pérdidas por rendimiento del inversor. Sólo se debe tener en cuenta este coeficiente para el caso de las cargas en corriente alterna, si se alimentan cargas en continua se debe despreciar este valor.
- k_v : Coeficiente de pérdidas varias. Este parámetro tiene en cuenta el rendimiento global de toda la red de consumo.
- k_a : Coeficiente de pérdidas por autodescarga diaria de las baterías. Dependiendo la tecnología que se utilice se toman distintos valores.
- P_d : Profundidad de descarga de las baterías.
- A_d : Número de días de autonomía de la instalación.

Tomando los siguientes valores obtenemos:

$$k_b = 0,05 \quad (6.10.4)$$

$$k_c = 0,03 \quad (6.10.5)$$

$$k_v = 0,15 \quad (6.10.6)$$

$$k_a = 0,005 \quad (6.10.7)$$

$$A_d = 5 \quad (6.10.8)$$

$$p_d = 70\% \quad (6.10.9)$$

$$\mu = (1 - k_b - k_c - k_v) * \left(1 - k_a * \frac{A_d}{p_d}\right) \quad (6.10.10)$$

$$= (1 - 0,05 - 0,03 - 0,15) * \left(1 - 0,005 * \frac{5}{0,7}\right)$$

$$\mu = 0,74 \quad (6.10.11)$$

Con lo que nos da una energía de:

$$E_{total-diaria} = \frac{E_{diaria}}{\mu} = 186,8 \text{ kWh} \quad (6.10.12)$$

$$E_{total-anual} = \frac{E_{anual}}{\mu} = 68167,7 \text{ kWh} \quad (6.10.13)$$

Una vez conocido el consumo a abastecer, debemos conocer el valor de radiación solar disponible en la ubicación a instalar los paneles. Estos valores se obtuvieron aproximadamente de distintos mapas informativos que ofrece la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética para conocer la variedad de este recurso a lo largo del país, arrojando valores en puntos determinados. En la Figura (6.10.1) podemos observar un mapa de este estilo.

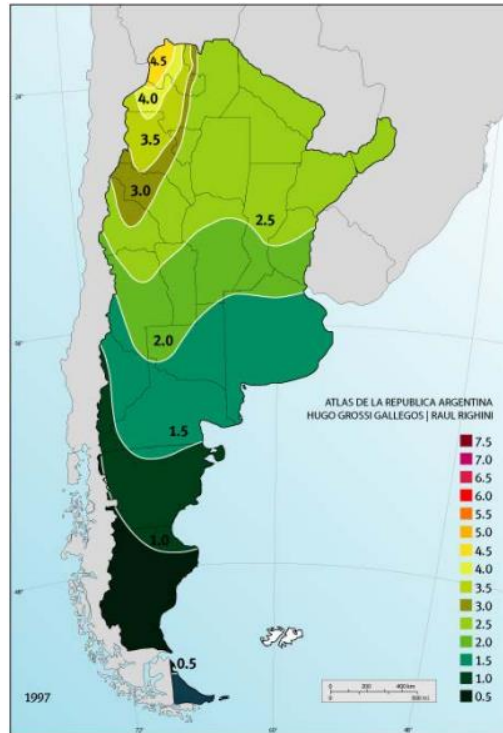


Figura. 6.10.1: Mapa de irradiación solar global sobre el plano horizontal.

Como se mencionó anteriormente, la radiación varía dependiendo del momento del año, es mayor para los días de verano y menor para los de invierno como puede esperarse. Para realizar un buen dimensionamiento se toma el peor caso posible, el cual corresponde al mes de junio. Para el CUR obtenemos aproximadamente para dicho mes, una radiación de 2,25 kWh/m² sobre el plano horizontal. Este valor fue corroborado con datos de páginas meteorológicas donde se obtienen los valores de radiación promedio de cada día, obteniendo el promedio más bajo semanal para junio de 2,26kWh/m² en el año 2019.

Un punto muy importante a considerar es la posición de nuestros paneles. Debemos considerar el mejor ángulo de inclinación y de orientación para la superficie de nuestro equipo fotovoltaico, con esto logramos maximizar la producción energética.

De diferentes tablas que emitió la Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética obtenemos que para nuestra región los mejores ángulos son:

$$\text{Acimut} = 0^\circ \quad (6.10.14)$$

$$\beta = 35^\circ \quad (6.10.15)$$

En la Figura (6.10.2) podemos ver un ejemplo de este tipo de tablas para la localidad de Rafaela.

TABLA 1 - R = H_hH Latitud = 31°11' Localidad : Rafaela Inta Provincia : Santa Fé
Acimut = +0°

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	0,99	1,00	1,02	1,04	1,07	1,08	1,07	1,05	1,02	1,01	1,00	0,99	1,03
10	0,99	1,01	1,04	1,08	1,13	1,16	1,15	1,10	1,05	1,01	0,99	0,98	1,06
15	0,98	1,00	1,05	1,11	1,20	1,23	1,22	1,15	1,07	1,02	0,98	0,97	1,08
20	0,96	1,00	1,06	1,14	1,25	1,30	1,28	1,18	1,09	1,01	0,97	0,95	1,10
25	0,94	0,98	1,06	1,17	1,30	1,36	1,34	1,22	1,10	1,01	0,95	0,93	1,11
30	0,91	0,97	1,06	1,18	1,34	1,41	1,38	1,24	1,10	0,99	0,93	0,90	1,12
35	0,88	0,94	1,05	1,19	1,37	1,45	1,42	1,26	1,10	0,97	0,90	0,87	1,12
40	0,85	0,92	1,03	1,20	1,39	1,49	1,45	1,27	1,09	0,95	0,87	0,83	1,11
45	0,81	0,89	1,01	1,19	1,41	1,51	1,47	1,27	1,07	0,92	0,83	0,79	1,10
50	0,77	0,85	0,98	1,18	1,41	1,53	1,48	1,27	1,05	0,89	0,79	0,75	1,08
55	0,72	0,81	0,95	1,16	1,41	1,54	1,49	1,26	1,03	0,85	0,75	0,70	1,06
60	0,67	0,77	0,92	1,14	1,40	1,53	1,48	1,24	1,00	0,81	0,70	0,65	1,03
65	0,62	0,72	0,88	1,11	1,38	1,52	1,46	1,21	0,96	0,77	0,65	0,60	0,99
70	0,57	0,67	0,83	1,07	1,36	1,50	1,44	1,18	0,92	0,72	0,60	0,55	0,95
75	0,52	0,62	0,78	1,03	1,32	1,47	1,41	1,14	0,87	0,66	0,55	0,50	0,91
80	0,47	0,56	0,73	0,98	1,28	1,43	1,37	1,09	0,82	0,61	0,50	0,45	0,86
85	0,42	0,51	0,67	0,93	1,23	1,38	1,32	1,04	0,76	0,55	0,44	0,40	0,80
90	0,37	0,45	0,61	0,87	1,17	1,32	1,26	0,96	0,70	0,50	0,39	0,35	0,75

TABLA 2 - R = H_hH Latitud = 31°11' Localidad : Rafaela Inta Provincia : Santa Fé
Acimut = +15°

β°	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	ANUAL
0	1,00	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	0,99	1,00	1,00	0,99
5	0,99	1,00	1,02	1,04	1,06	1,08	1,07	1,05	1,02	1,01	1,00	0,99	1,03
10	0,99	1,01	1,03	1,08	1,13	1,15	1,14	1,10	1,05	1,01	0,99	0,98	1,06
15	0,98	1,00	1,05	1,11	1,19	1,23	1,21	1,14	1,07	1,02	0,98	0,97	1,08
20	0,96	1,00	1,05	1,14	1,24	1,29	1,27	1,18	1,08	1,01	0,97	0,95	1,09
25	0,94	0,98	1,06	1,16	1,29	1,35	1,32	1,21	1,09	1,01	0,95	0,93	1,11
30	0,91	0,97	1,05	1,17	1,32	1,39	1,37	1,23	1,10	0,99	0,93	0,90	1,11
35	0,88	0,95	1,04	1,18	1,35	1,43	1,40	1,25	1,09	0,97	0,90	0,87	1,11
40	0,85	0,92	1,03	1,18	1,37	1,47	1,43	1,25	1,08	0,95	0,87	0,83	1,10
45	0,81	0,89	1,01	1,18	1,39	1,49	1,45	1,26	1,07	0,92	0,83	0,79	1,09
50	0,77	0,85	0,98	1,17	1,39	1,50	1,46	1,25	1,05	0,89	0,79	0,75	1,07
55	0,73	0,81	0,95	1,15	1,39	1,51	1,46	1,24	1,02	0,85	0,75	0,71	1,05
60	0,68	0,77	0,91	1,12	1,38	1,50	1,45	1,22	0,99	0,81	0,71	0,66	1,02
65	0,63	0,73	0,87	1,09	1,36	1,49	1,43	1,19	0,95	0,77	0,66	0,61	0,98
70	0,58	0,68	0,83	1,05	1,33	1,46	1,41	1,16	0,91	0,72	0,61	0,57	0,94
75	0,53	0,63	0,78	1,01	1,29	1,43	1,38	1,12	0,86	0,67	0,56	0,52	0,90
80	0,48	0,58	0,73	0,96	1,25	1,39	1,33	1,07	0,81	0,62	0,51	0,47	0,85
85	0,43	0,52	0,67	0,91	1,20	1,34	1,28	1,02	0,76	0,57	0,46	0,42	0,80
90	0,39	0,47	0,62	0,85	1,14	1,29	1,23	0,96	0,70	0,51	0,41	0,37	0,74

Figura. 6.10.2: Tabla de transposición para diferentes orientaciones e inclinaciones.

Cabe aclarar que para tener una producción de energía óptima se debería modificar el ángulo beta en función de la posición del sol con respecto a la horizontal de nuestro panel fotovoltaico. A través de distintos cálculos se obtiene que los mejores ángulos dependiendo de la temporada son: 58° para invierno, 32° para otoño / primavera, y 6° para verano.

De tener en cuenta esta modificación se lograría sólo una mejora del 4% aproximadamente para el caso de la figura 6.10.2 mostrada anteriormente, por este motivo es que se prosigue el estudio con una inclinación fija para los módulos FV.

Una vez obtenidos estos valores procedemos al cálculo de la cantidad de paneles.

Aprovechando la instalación fotovoltaica que ya posee nuestra escuela, realizaremos el cálculo con los datos de estos paneles. En particular los parámetros más relevantes se presentan en la Tabla (6.10.1).

Tabla 6.10.1: Parámetros más relevantes de los paneles fotovoltaicos.

Parámetro	Valor
Tipo	Policristalino
Marca	BLUESUN
Modelo	BSM320P-72
Potencia pico	320 W
Tensión a circuito abierto	45,6 V
Tensión a máxima potencia	37,28 V
Corriente de cortocircuito	8,91 A
Corriente a máxima potencia	8,45 A
Eficiencia de los módulos	16,25%
Medidas (largo x ancho x prof.)	1.956 x 992 x 40 mm

Con estos valores podemos obtener el número de paneles a utilizar a través de la siguiente formula:

$$N_{módulos} = \frac{E_{total-diaria}}{HSP * P_p} \quad (6.10.16)$$

Donde HSP es el número de horas sol pico, y se obtiene de dividir la radiación solar por una radiación de referencia de 1kW/m², lo que nos da el mismo valor que la radiación obtenida anteriormente, resultando:

$$N_{módulos} = 259,4 \quad (6.10.17)$$

Redondeando se necesitarían 259 módulos. Los cuales se verá cual es el mejor arreglo observando los demás componentes.

En la Figura (6.10.3) se puede observar una imagen de estos paneles.



Figura. 6.10.3: Panel Bluesun.

Debido a que el sistema lumínico deberá estar alimentado directamente por las baterías en todo momento, primero se procede al cálculo de la capacidad necesaria, ya que será

nuestro limitante para poder elegir la cantidad de inversores. Para calcular este valor se toma una tensión de 48V.

$$C_{bat} = \frac{E_{total-diaria} * A_d}{V * P_d} \quad (6.10.18)$$

$$C_{bat} = 27791,8 \text{ Ah} \quad (6.10.19)$$

Como la autonomía deseada es de 5 días, podemos observar que la capacidad total de nuestros almacenadores es demasiado grande e ineficiente. Tendríamos un costo excesivo en el elemento que suele tener la menor vida útil de la instalación y por ende deberá ser reemplazado antes de culminada la vida útil del proyecto. Por este motivo se desea modificar la autonomía y considerar sólo un día. Con este nuevo valor obtenemos:

$$C_{bat} = 5558,4 \text{ Ah} \quad (6.10.20)$$

Vemos que este valor sigue siendo alto, pero no se puede disminuir más la autonomía, por lo tanto, optamos por continuar con la elección de los componentes con estos resultados.

Con este valor se decide utilizar baterías Ritar de 225 Ah. En la Tabla (6.10.2) se muestran sus principales características.

Tabla 6.10.2: Parámetros más relevantes de las baterías.

Parámetro	Valor
Marca	Ritar
Modelo	DC12-225
Tipo	Ciclo profundo AGM
Tensión nominal	12V _{cc}
Capacidad en 10h	225Ah
Corriente máxima de descarga	2250A
Resistencia interna	3,7m Ω
Expectativa de vida	6 a 8 años
Vida útil máxima	12 años

En la Figura (6.10.4) se observa la batería seleccionada.



Figura. 6.10.4: Batería Ritar DC12-225.

En este caso, se formarán 25 bancos compuestos por 4 acumuladores en serie cada uno. Con lo cual obtenemos un banco de 48V_{CC} de tensión en bornes y una capacidad de 225Ah cada uno.

Para poder conectar los paneles y las baterías a la red se utilizarán 12 inversores híbridos que permitan alimentar las baterías y a su vez, permitan convertir la corriente continua a alterna. Las características de los inversores híbridos se muestran en la Tabla (6.10.3).

Tabla 6.10.3: Parámetros más relevantes del inversor híbrido.

Parámetro	Valor
Marca	Enertik
Modelo	HGI-10K-48
Tensión continua máxima	900 V
Corriente continua máxima	2 x 18,6A/18,6A
Rango de Tensión continua	400 ~ 800 V
Tensión alterna nominal	230/400 V
Potencia alterna máxima	10000W
Potencia máx. de panel	14850W
Potencia máxima de carga MPPT	9600W
Corriente alterna máxima	14,5A
Factor de potencia	>0,99
Voltaje nominal cargador batería	48 V _{CC}
Corriente máx. de carga batería	10A ~ 200A (Ajustable)

En la Figura (6.10.5) se muestra una imagen ilustrativa del inversor seleccionado.



Figura. 6.10.5: Inversor Enertik HGI-10K-48.

En once inversores de este tipo se conectarán 22 paneles, en los cuales se realizará dos cadenas de 6 y dos de 5 paneles. Esto nos da en el primer caso, una tensión $V_{oc}=273,6V$ y una corriente $I_{sc}=8,91A$; en el segundo caso tenemos una tensión $V_{oc}=228V$ y una corriente $I_{sc}=8,91A$.

La disposición de este conexionado se muestra en la Figura (6.10.6).

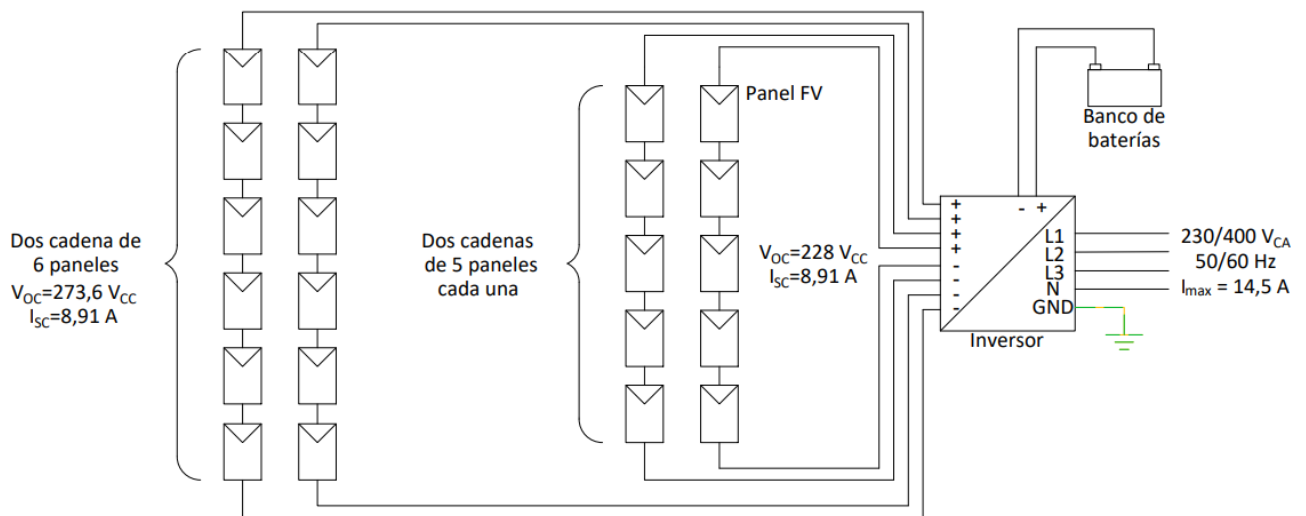


Figura. 6.10.6: Conexión de paneles e inversor.

En el inversor restante se conectarán 17 paneles, aprovechando los canales que presenta este equipo se diseñan tres cadenas de 4 y una cadena de 5 paneles. Esto nos da una tensión $V_{oc}=228V$ y una corriente $I_{sc}=8,91A$ para el primer caso y $V_{oc}=228V$ y una corriente $I_{sc}=8,91A$ para el segundo.

La disposición de este conexionado se muestra en la Figura (6.10.7).

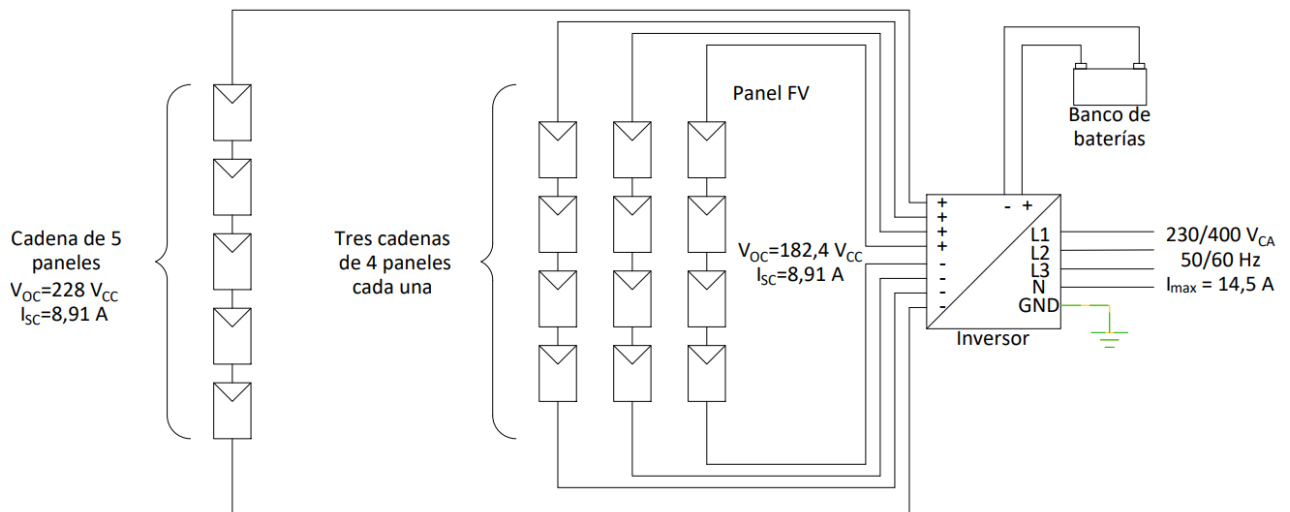


Figura. 6.10.7: Conexión de paneles e inversor.

Para el segundo caso se considera que la instalación estará alimentada tanto por la red como por los generadores fotovoltaicos. Para poder dimensionar los distintos equipos se procede de forma similar, los parámetros antes considerados se mantienen iguales, el único parámetro que se modifica es la autonomía que se considera un valor de 0,1, lo que equivale a un poco menos de 2:30hs. Con lo cual tenemos:

$$k_b = 0,05 \quad (6.10.21)$$

$$k_c = 0,03 \quad (6.10.22)$$

$$k_v = 0,15 \quad (6.10.23)$$

$$k_a = 0,005 \quad (6.10.24)$$

$$A_d = 0,1 \quad (6.10.25)$$

$$p_d = 70\% \quad (6.10.26)$$

$$\mu = 0,77 \quad (6.10.27)$$

La autonomía es menor debido a que se considera que el sistema siempre estará conectado a la red, sólo en caso de algún corte se necesitará consumir energía proveniente de las baterías y no será demasiado prolongado. Además, al ser un sistema on-grid, sólo debemos calcular el consumo energético anual para poder generar la misma energía que es consumida por nuestro sistema. Esto lo haremos tomando un promedio anual con los distintos valores de radiación. Dichos valores se presentan en la Tabla (6.10.4), estas mediciones fueron tomadas en el año 2015 por el programa de generación de energías renovables de la provincia de Santa Fe.

Tabla 6.10.4: Radiación promedio mensual.

Mes	Radiación [kWh/m ²]
Enero	6,99
Febrero	5,62
Marzo	4,72
Abril	2,91
Mayo	2,32
Junio	2,51
Julio	2,32
Agosto	3,12
Septiembre	4,45
Octubre	5,47
Noviembre	6,68
Diciembre	7,14
Promedio anual	4,52

Considerando las condiciones climáticas anuales, también debemos tener en cuenta las horas promedio que habrá sin la presencia de iluminación solar, en los cuales será necesario que el sistema lumínico esté encendido. Para este caso se toma un promedio de 12 horas anuales, ya que se tiene para junio y julio un promedio de 14 horas y para los meses de verano se tienen 10 horas aproximadamente, estando entre estos valores en los demás meses del año.

Teniendo en cuenta estos valores obtenemos:

$$E_{total-diaria} = 154,5 \text{ kWh} \quad (6.10.28)$$

Utilizando los mismos modelos de paneles fotovoltaicos que para el caso anterior necesitaremos:

$$N_{módulos} = 107 \quad (6.10.29)$$

En este caso, la capacidad de las baterías será:

$$C_{bat} = 459,7Ah \quad (6.10.30)$$

Eligiendo el mismo modelo de batería utilizado anteriormente obtenemos que será necesario utilizar 2 bancos de baterías de 4 acumuladores por banco. La potencia de estos dos bancos de baterías es de 21,6 kW.

Tomando este resultado se plantea instalar dos inversores Enertik HGI-10K-48 con las características mostradas anteriormente. En uno de estos inversores se conectarán 40

paneles y en el otro 39. La disposición seleccionada se muestra en la Figura (6.10.8a) para el primer caso y en la Figura (6.10.8b) para el segundo.

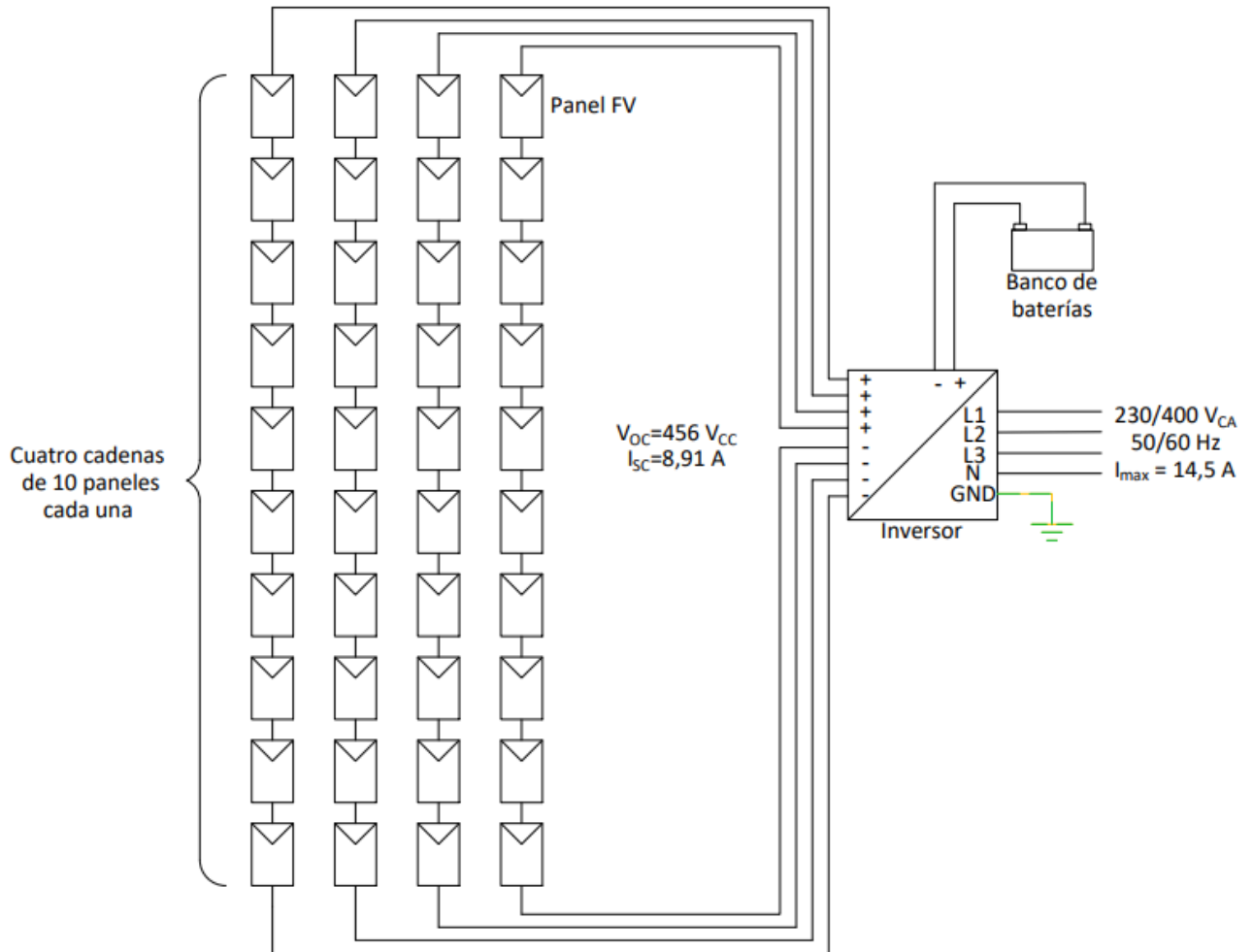


Figura. 6.10.8a: Conexión de paneles e inversor.

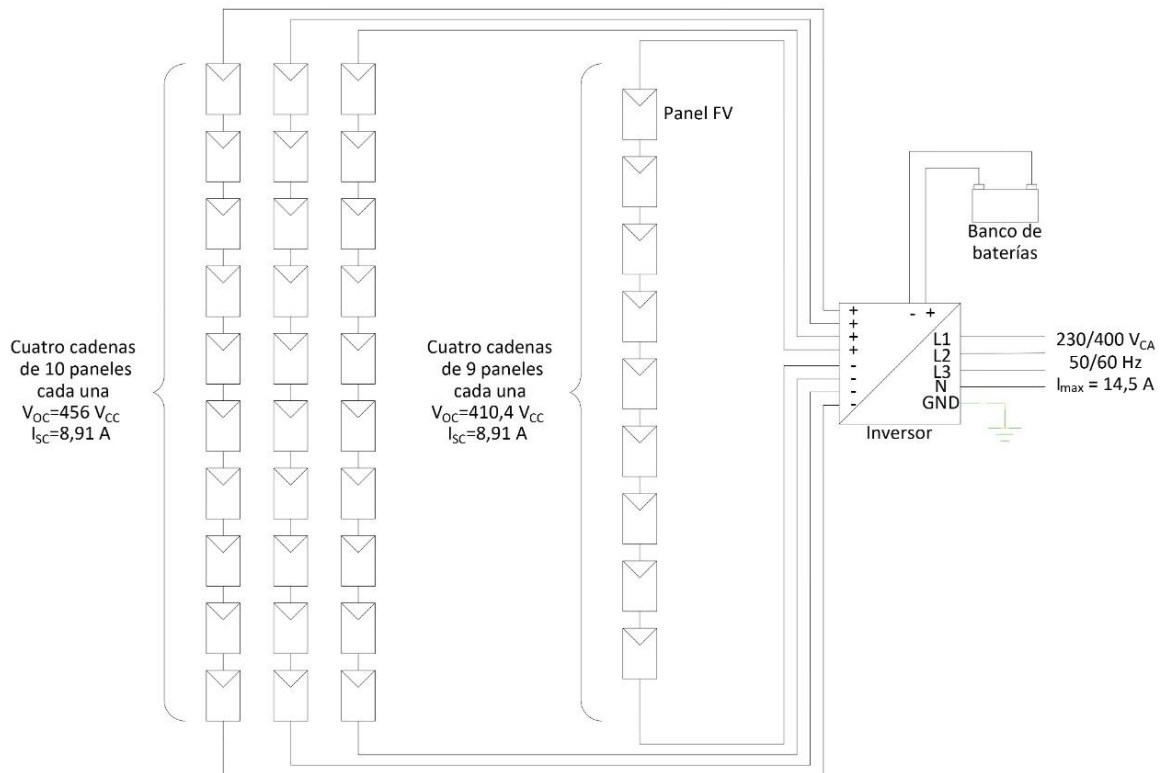


Figura. 6.10.8b: Conexión de paneles e inversor.

En total nos quedan 28 paneles sin conectar. Para convertir la corriente continua a alterna de estos módulos se decide utilizar dos modelos como el que se encuentra instalado en este momento. El modelo es Growatt 5000MTL-S. Las características de este inversor se muestran en la Tabla (6.10.5) y en la Figura (6.10.9) se muestra una imagen ilustrativa de este convertidor.

Tabla 6.10.5: Parámetros más relevantes del inversor.

Parámetro	Valor
Marca	Growatt
Modelo	5000MTL-S
Tensión continua máxima	550 V
Corriente continua máxima	15A/15A
Rango de Tensión continua	70 V – 550 V
Tensión alterna nominal	230 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Potencia alterna máxima	4600 W
Corriente alterna máxima	20 A
Factor de potencia	0,95 ind – 0,95 cap
Grado de protección	IP65



Figura. 6.10.9: Inversor Growatt 5000MTL-S.

Se utilizarán dos cadenas de 7 paneles en cada inversor. El esquema de conexión se muestra en la Figura (6.10.10).

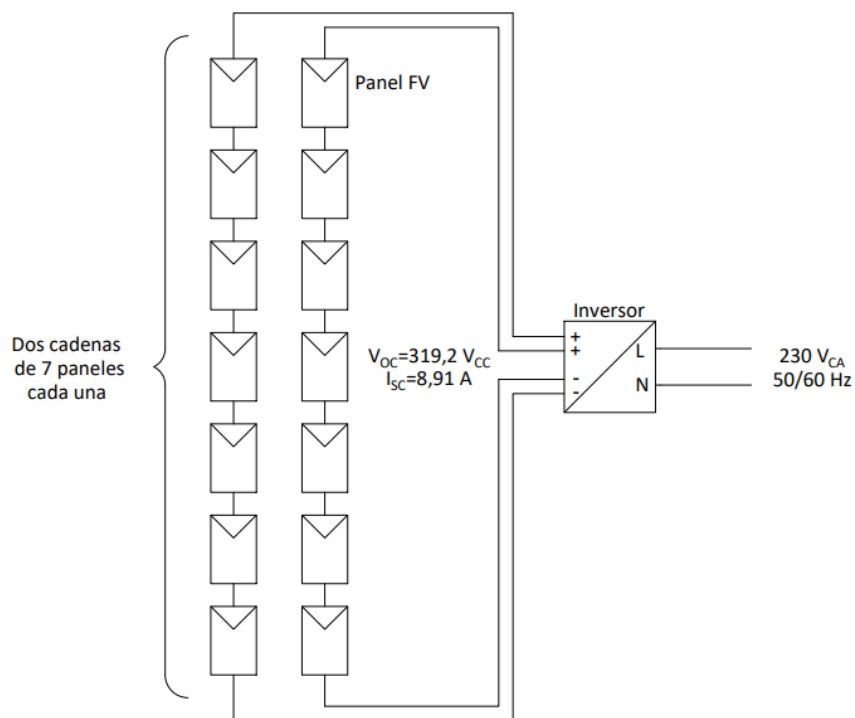


Figura. 6.10.10: Conexión de paneles e inversor.

Para finalizar, se realiza un estudio del segundo caso, pero esta vez con la aplicación del sistema Interact City. Esto nos reduce en gran medida el consumo de energía y, como consecuencia, la instalación fotovoltaica necesaria.

El consumo diario con este sistema es de:

$$E_{total-diaria} = 78,5 \text{ kWh} \quad (6.10.29)$$

Utilizando los mismos modelos de paneles fotovoltaicos que en los casos anteriores necesitaremos:

$$N_{módulos} = 54 \quad (6.10.30)$$

En este caso, la capacidad de las baterías será:

$$C_{bat} = 233,7Ah \quad (6.10.31)$$

Eligiendo el mismo modelo de batería utilizado anteriormente obtenemos que será necesario utilizar 2 bancos de baterías de 4 acumuladores por banco. La potencia de estos dos bancos de baterías es de 21,6 kW. Se podría aproximar a 1 sólo banco de baterías, pero la potencia demandada por el sistema sería superior a la que podrían entregar los acumuladores.

Tomando este resultado se plantea instalar dos inversores Enertik HGI-10K-48 con las características mostradas anteriormente. En ambos equipos se conectarán 27 paneles, con 3 cadenas de 7 paneles y 1 cadena de 6. La disposición seleccionada se muestra en la Figura (6.10.11).

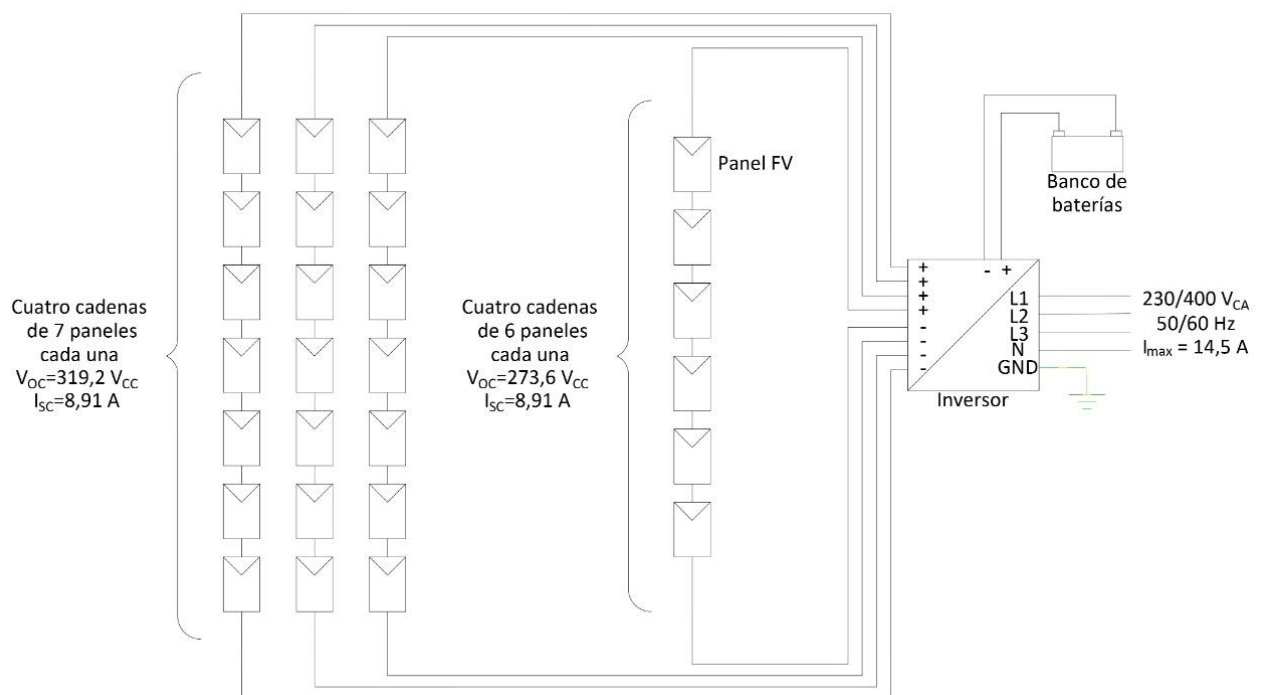


Figura. 6.10.11: Conexión de paneles e inversor.

Se decide instalar los paneles restantes que todavía no han sido adquiridos en el edificio de ciencias políticas, se elige este edificio por la forma que presenta el techo con respecto a otros edificios como ser el de eléctrica (dos aguas) y además de que al ser tan elevado no tiene objetos como árboles que tapen a dichos paneles, además de contar con espacio suficiente para poder instalar la totalidad de estos equipos. En las Figuras (6.10.12) y (6.10.13) se muestra el modelo de DIALux con estos paneles instalados a modo ilustrativo.



Figura. 6.10.12: Disposición de los paneles fotovoltaicos sobre el edificio de ciencias políticas.



Figura. 6.10.13: Disposición de los paneles fotovoltaicos sobre el edificio de ciencias políticas.

Para verificar la distancia entre paneles se aplica semejanza de triángulos para obtener la longitud de la sombra. La distancia mínima que debemos dejar entre el comienzo de un panel fotovoltaico y el próximo (uno detrás del otro) es de 3,7m. Lo que nos indica que podemos colocar 3 filas de paneles en el techo del edificio, teniendo un total de 8,5m de longitud. Este valor se obtuvo teniendo en cuenta valores de invierno, suponiendo que la

posición de los equipos se modifica en cada temporada, poniendo el cálculo en la peor condición.

6.11. Alimentación del sistema a través de energía eólica

Para definir la factibilidad de la implementación de un generador eólico, primero debemos realizar un estudio de vientos para ver que velocidades predominan en el centro universitario.

Una manera de organizar los datos de la velocidad del viento de tal forma que sus características o comportamiento sea fácil de interpretar, es a través de las distribuciones de probabilidad. Por esta razón se requiere de la utilización de métodos estadísticos para analizar los datos del viento.

La metodología de trabajo consiste en recolectar datos de viento en un lugar para poder obtener su función de densidad de probabilidad (PDF), para poder usarla en cálculos de la potencia eólica disponible.

En este trabajo, se utilizan valores de un anemómetro instalado en los edificios del CONICET.

En este caso, se mide dicho parámetro a una altura de 10m para evitar la influencia del suelo. Los valores de velocidad instantáneos se promedian cada 10min.

En la siguiente Figura (6.11.1), se muestra la evolución de la velocidad promedio de un día. El periodo de esta observación se data desde el 01/01/2018 hasta el 15/03/2019.

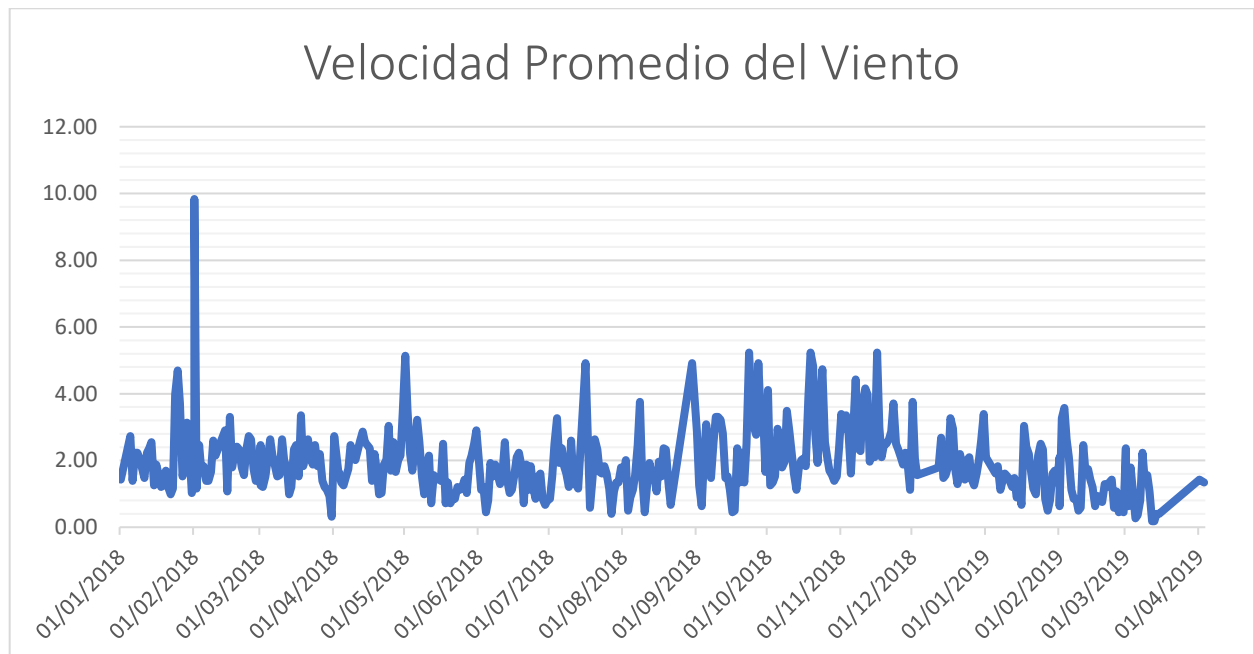


Figura. 6.11.1: Velocidad del viento en función del tiempo.

En la tabla (6.11.1) se muestran valores relevantes.

Tabla 6.11.1: Valores estadísticos relevantes.

Datos Estadísticos de la Velocidad del Viento	
Promedio de Datos [m/s]	1.934
Mediana de Datos [m/s]	1.743

Para determinar la factibilidad de la implementación de un aerogenerador, primero realizamos un análisis estadístico básico de los datos medidos. En la Tabla (6.11.2) se calculan los valores de frecuencia absoluta, frecuencia relativa y frecuencia acumulada. La muestra es de 411 valores.

Tabla 6.11.2: Frecuencias absoluta, relativa y acumulada.

Rango Mínimo	Rango Máximo	Frecuencia Absoluta	Frecuencia Relativa	Frecuencia Acumulada
0	1	55	0.134	0.000
1	2	189	0.460	0.594
2	3	117	0.285	0.878
3	4	36	0.088	0.966
4	5	9	0.022	0.988
5	6	4	0.010	0.998
6	7	0	0.000	0.998
7	8	0	0.000	0.998
8	9	0	0.000	0.998
9	10	1	0.002	1.000

A partir de estos datos se trazan las gráficas de dichas frecuencias (Figura 6.11.2 y 6.11.3).

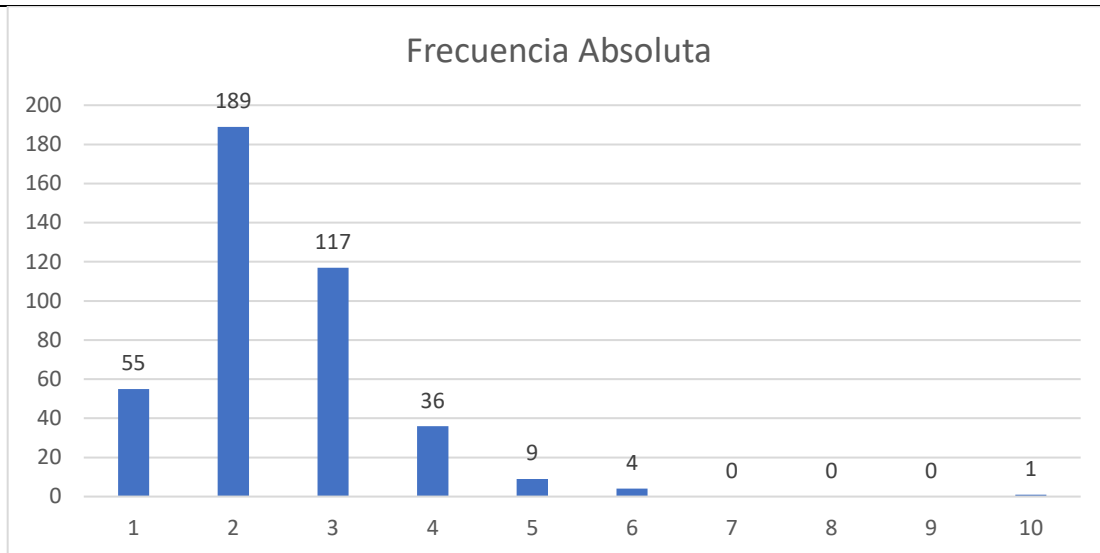


Figura. 6.11.2: Distribución de frecuencia absoluta.

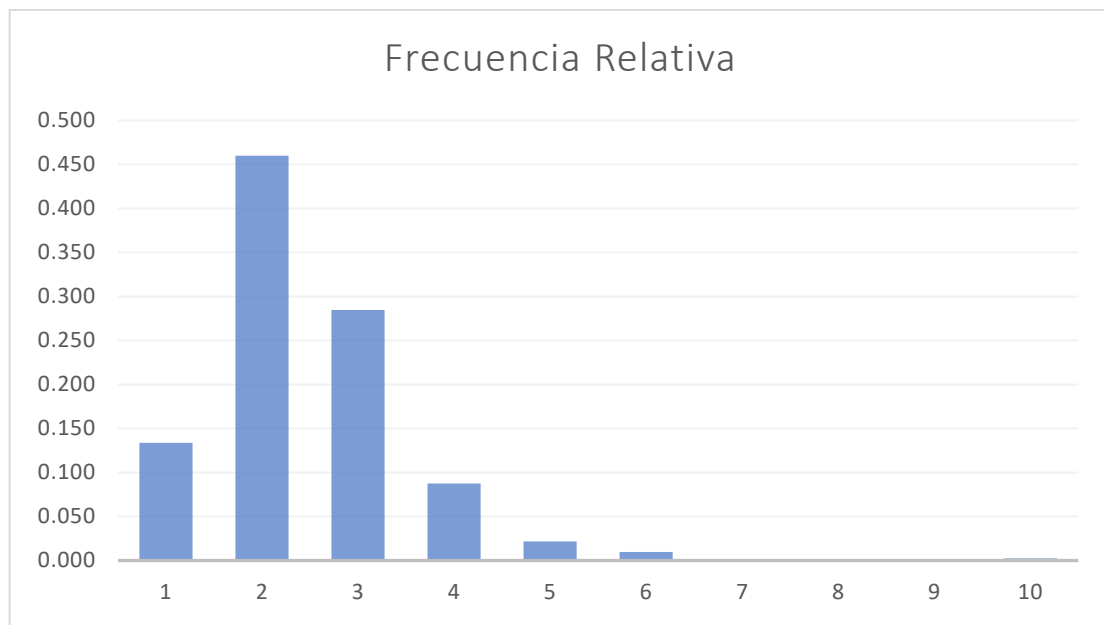


Figura. 6.11.3: Distribución de frecuencia relativa.

En las figuras anteriores puede observarse que la mayor probabilidad de velocidades del viento se da entre 1 y 3 m/s.

En la Figura (6.11.4) de frecuencia acumulada, se observa que existe un 99.7% de probabilidad de que el viento este entre 0m/s y 4m/s.

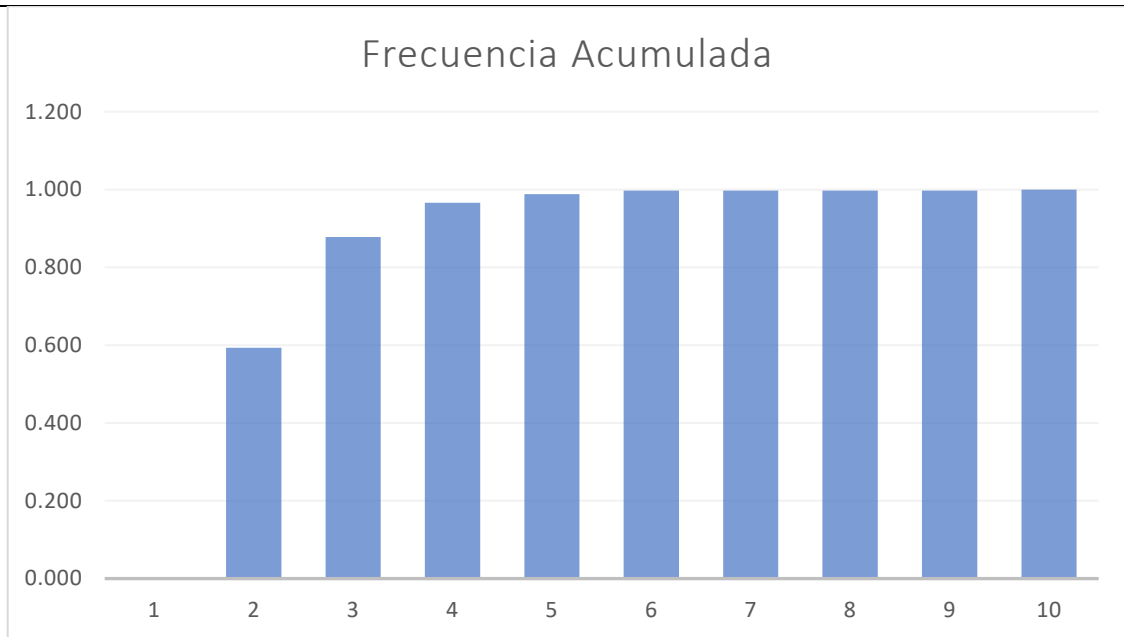


Figura. 6.11.4: Distribución de frecuencia acumulada.

Por último, en la Figura (6.11.5) se muestra la distribución de probabilidad de Weibull. Con esta gráfica, podemos verificar los anteriores análisis estadísticos.

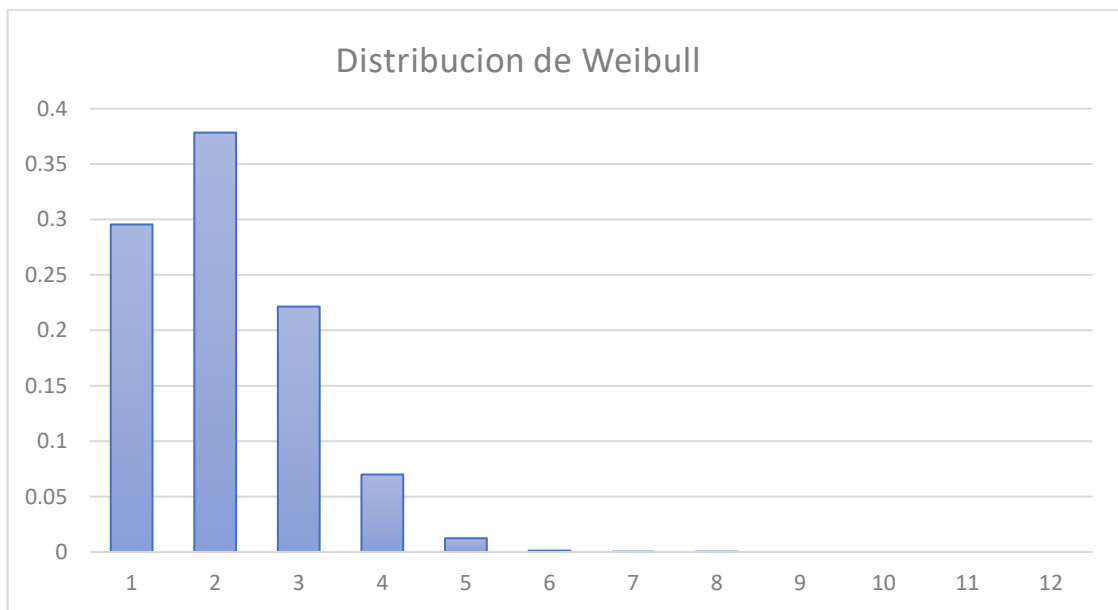


Figura. 6.11.4: Distribución de Weibull.

Con esto, se corrobora que las velocidades del viento, mayoritariamente, estarán entre 1 m/s y 3m/s. A partir de estos valores podremos calcular la potencia disponible del viento.

Considerando los datos obtenidos durante el desarrollo estadístico y sabiendo que, por lo general, los aerogeneradores tienen una velocidad de acoplamiento o cut-in de 3 a 5 m/s, podemos concluir que es poco factible la implementación de un aerogenerador.

Por otro lado, realizaremos el cálculo de la potencia disponible por el viento. Para esto, plantearemos las ecuaciones utilizadas en el marco teórico.

La potencia disponible del viento, está regido por la siguiente ecuación:

$$P_{disp} = \frac{1}{2} * q * V_1^2 = \frac{1}{2} * \rho * A * V_1^3 \quad (6.11.1)$$

Tabla 6.11.3: Distribución de probabilidades en $h_0 = 10m$.

h ₀ =10m			
Velocidad Del Viento [m/s]	Frecuencia Absoluta	Frecuencia relativa	Potencia del Viento [w/m ²]
0	55	13.38%	0.00
1	189	45.99%	48.11
2	117	28.47%	384.85
3	36	8.76%	1298.85
4	9	2.19%	3078.76
5	9	2.19%	6013.20
6	0	0.00%	10390.82

Como puede verse en la Tabla (6.11.3), la potencia disponible del viento se encuentra mayoritariamente entre $48w/m^2$ y $384.85w/m^2$. Claramente esta potencia, es muy inferior a la necesaria para la instalación.

Por último, realizaremos el estudio de potencia generada a una altura de $h_1=30m$ y a una altura de $h_2=40m$.

Tabla 6.11.4: Distribución de probabilidades en $h_1 = 30m$.

h ₁ =30m			
Velocidad Del Viento [m/s]	Frecuencia Absoluta	Frecuencia relativa	Potencia del Viento [w/m ²]
0	33	8.03%	0.00
1	145	35.28%	48.11
2	191	46.47%	384.85
3	64	15.57%	1298.85
4	5	1.22%	3078.76
5	8	1.95%	6013.20

6	0	0.00%	10390.82
---	---	-------	----------

Tabla 6.11.5: Distribución de probabilidades en $h_2 = 40m$.

$h_2=40m$			
Velocidad Del Viento [m/s]	Frecuencia Absoluta	Frecuencia relativa	Potencia del Viento [w/m^2]
0	20	4.87%	0.00
1	75	18.25%	48.11
2	120	29.20%	384.85
3	93	22.63%	1298.85
4	54	13.14%	3078.76
5	24	5.84%	6013.20
6	13	3.16%	10390.82

Como puede observarse en la Tabla (6.11.4 y 6.11.5), al aumentar la altura, aumenta la potencia disponible del viento. Lamentablemente, pese al aumento de la potencia disponible de este recurso, no es suficiente para implementar esta tecnología.

Por ejemplo, a una altura $h_2 = 40m$ la posibilidad de conseguir una potencia igual de $10kw/m^2$ es del 3.16%, sin tener en cuenta el coeficiente de potencia C_p .

Por lo expuesto anteriormente, concluimos que no es factible desde la parte técnica la instalación de un aerogenerador en la Ciudad Universitaria Rosario.

6.12. Alimentación del sistema a través de biomasa

El poder calorífico del biogás es de 22000BTU o de 6,25 kWh. Un m^3 de biogás aprovechado como combustible en un generador puede producir aproximadamente 2,2 kWh de electricidad, dependiendo del contenido de CH_4 (metano) y de la eficiencia del generador. En particular, tomaremos estos valores para poder continuar con el estudio.

En los siguientes cálculos se plantea utilizar un generador de 14 kW de potencia nominal.

Para producir una energía diaria de 187 kWh (energía demandada por el sistema en los días con menos iluminación diurna del año) necesitamos $85m^3$ de biogás por día.

De las diferentes tablas obtenidas de reportes de la secretaria de energía y del INTA podemos observar la producción de biogás estimada, proveniente de distintas materias primas. En la Tabla (6.12.1) se muestra un ejemplo de esto.

Tabla 6.12.1: Producción estimada de biogás proveniente de distintos sustratos.

	Materia seca (%)	Materia orgánica (%)	m ³ de biogás tn MS org	Potencia (m ³) de BG cada tn de materia fresca
Silaje de maíz	32 %	94 %	642 m ³	193 m ³
Estiércol de cerdos	1 %	45 %	354 m ³	1,6 m ³
Estiércol de vacas lecheras	2 %	60 %	354 m ³	4,2 m ³
Estiércol de vacunas / feedlot	8 %	80 %	400 m ³	25, 6 m ³
Guano de gallinas ponedoras	45 %	75 %	500 m ³	169 m ³
Granos / cereales	87 %	98 %	700 m ³	597 m ³
Paja de trigo	87 %	98 %	430 m ³	367 m ³

En particular, se considerará como materia prima a utilizar la paja de trigo debido a la actividad agrícola que existe en la zona. Este desecho presenta las siguientes características mostradas en la Tabla (6.12.2).

Tabla 6.12.2: Características de la paja de trigo.

Cantidad de residuo (tn/ha)	Relación C/N	Producción de BG (m ³ /tn)	Producción de BG (m ³ /ha)
3,3	123:1	367	1200

Con estos datos podemos obtener la cantidad de materia prima necesaria para cubrir nuestra demanda de gas, la cual equivale a 232 kg de paja de trigo por día.

La materia prima utilizada debe ser diluida con agua para poder tener una mezcla que podamos utilizar en nuestro biodigestor. La cantidad necesaria de agua la podemos calcular de la siguiente manera:

$$\%ST_{carga\ diluida} = \frac{232kg * \%ST_{materia\ fresca}}{232kg + agua\ agregada} \quad (6.12.1)$$

Donde:

- $\%ST_{carga\ diluida}$: Porcentaje de sólidos totales que queremos en nuestra mezcla.
- $\%ST_{materia\ fresca}$: Porcentaje de sólidos totales que tenemos en nuestra materia prima.
- Agua agregada: Cantidad de agua a agregar para conseguir el porcentaje requerido.

Se ha comprobado experimentalmente que una carga en digestores semicontinuos no debe tener más de un 8% a 12% de sólidos totales para asegurar el buen funcionamiento del proceso. En particular para nuestro caso tomaremos 10%. Con este valor se obtiene que se necesitan 1783 l de agua. En total tendremos una mezcla de 2015 kg.

Ahora debemos calcular la carga orgánica (CO) y el caudal (Q) necesario para nuestro biodigestor.

$$CO = MT * \%ST * \%SV \quad (6.12.2)$$

$$Q = MT/1000 \quad (6.12.3)$$

Donde:

- MT: Mezcla total
- %SV: Porcentaje de sólidos volátiles

$$CO = 197,5 \text{ kgSV}/d \quad (6.12.4)$$

$$Q = 2 \text{ m}^3/d \quad (6.12.5)$$

Al tener en promedio temperaturas entre 15 y 20°C durante el año, se toma un tiempo de retención hidráulico de 45 días.

El volumen líquido lo podemos calcular como:

$$V_{líq} = TRH * Q \quad (6.12.6)$$

$$V_{líq} = 91 \text{ m}^3 \quad (6.12.7)$$

Y la velocidad de carga orgánica es:

$$VCO = \frac{CO}{V_{líq}} \quad (6.12.8)$$

$$VCO = 2,2 \text{ kgSV}/\text{m}^3d \quad (6.12.9)$$

Con estos parámetros de cantidad de carga de materia prima podemos calcular las dimensiones de nuestro biodigestor. En particular se toma para este caso una profundidad de 2m con un ángulo de talud de 20° (estos valores fueron estimados de otros proyectos debido a que se necesita realizar un estudio minucioso del terreno). La relación de volumen líquido – volumen gaseoso es de 90:10 y se elige una circunferencia de campana de 8 m.

Teniendo en cuenta estos valores podemos obtener los factores a y b de la Figura (6.12.1).

	Profundidad	1 m de profundidad				1,5 m de profundidad				2m de profundidad				
		°Talud	10°	20°	30°	45°	10°	20°	30°	45°	10°	20°	30°	45°
		Factor (b)	0,35	0,73	1,15	2	0,53	1,1	1,73	3	0,71	1,45	2,3	4
Fase 90% líquido: 10% gaseoso	Circunferencia bolsa	3	0,21	0,26	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		4	0,28	0,32	0,35	-	0,17	-	-	-	-	-	-	-
		5	0,33	0,36	0,38	-	0,24	0,29	-	-	0,15	-	-	-
		8	0,39	0,41	0,43	0,448	0,34	0,37	0,39	0,42	0,28	0,32	0,35	-
		10	0,42	0,43	0,44	0,47	0,37	0,39	0,41	0,44	0,33	0,36	0,38	0,42
		12	0,43	0,44	0,45	0,47	0,39	0,41	0,43	0,45	0,36	0,38	0,4	0,43
		15	0,44	0,45	0,46	0,48	0,42	0,43	0,44	0,46	0,39	0,41	0,42	0,44
		18	0,45	0,46	0,47	0,48	0,43	0,44	0,45	0,47	0,41	0,42	0,44	0,45
Fase 80% líquido: 20% gaseoso	Circunferencia bolsa	3	0,18	0,25	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		4	0,26	0,31	0,34	-	0,15	-	-	-	-	-	-	-
		5	0,32	0,35	0,38	0,41	0,21	0,27	-	-	-	-	-	-
		8	0,39	0,41	0,42	0,44	0,33	0,36	0,38	0,42	0,26	0,31	0,34	-
		10	0,41	0,43	0,44	0,46	0,36	0,39	0,41	0,43	0,32	0,35	0,38	0,41
		12	0,43	0,44	0,45	0,46	0,39	0,41	0,42	0,44	0,35	0,37	0,4	0,43
		15	0,44	0,45	0,46	0,47	0,41	0,43	0,44	0,46	0,38	0,4	0,42	0,44
		18	0,45	0,46	0,47	0,48	0,43	0,44	0,45	0,46	0,4	0,42	0,43	0,45

Figura. 6.12.1: Factores a y b según diseño del biodigestor.

Para nuestro biodigestor tenemos los siguientes factores:

$$Factor a = 0,32 \tag{6.12.10}$$

$$Factor b = 1,45 \tag{6.12.11}$$

A partir de estos valores podemos calcular las dimensiones del biodigestor.

$$Ancho mayor = Circ. campana * Factor a \tag{6.12.12}$$

$$Ancho mayor = 2,56 m \tag{6.12.13}$$

$$Ancho menor = Ancho mayor - Factor b \tag{6.12.14}$$

$$Ancho menor = 1,11 m \tag{6.12.15}$$

$$Área transversal = \frac{Ancho mayor * Ancho menor}{2} * Profundidad \tag{6.12.16}$$

$$Área transversal = 3,67 m^2 \tag{6.12.17}$$

$$Largo del biodigestor = \frac{V_{liq}}{Área transversal} \tag{6.12.18}$$

$$Largo del biodigestor = 24,7 m \tag{6.12.19}$$

En la Figura (6.12.2) se muestra un esquemático con las distintas medidas.

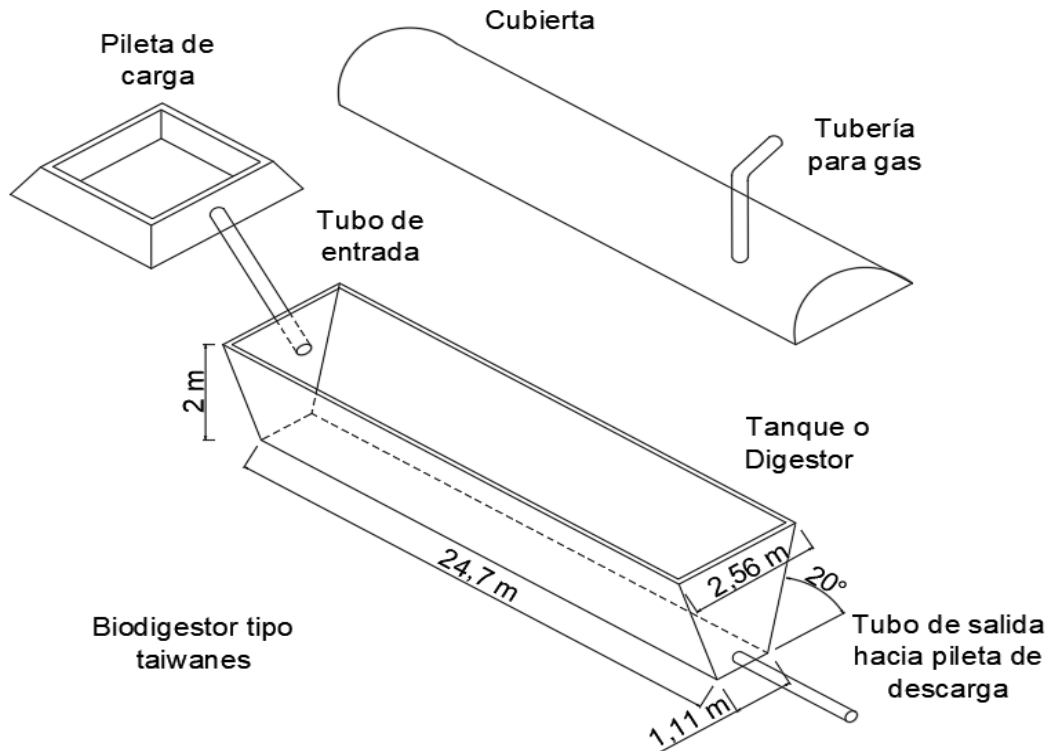


Figura. 6.12.2: Modelo de biodigestor propuesto.

Debido a las dimensiones (especialmente el largo que requeriría nuestro biodigestor) el único espacio disponible que se encuentra en el CUR para su instalación sería entre el edificio de la escuela de eléctrica y la cancha de fútbol. Este lugar no es el óptimo como para que un vehículo pueda entrar y descargar el material a utilizar, además, debido al olor que se produce en este tipo de instalaciones no es recomendable instalarlo en lugares concurridos por un gran número de personas. Otro inconveniente a considerar se debe a que los desechos no son producidos en el lugar de la instalación del biodigestor, por lo tanto, debe transportarse todo el sustrato desde lugares alejados, utilizando vehículos que no son amigables con el medio ambiente y producen gases de efecto invernadero, justamente lo que tratamos de evitar al utilizar energías renovables. Por estos motivos, aunque sea posible alimentar toda la demanda de nuestra instalación con este tipo de tecnología, desde la parte técnica se decide desestimar este método de generación.

6.13. Análisis económico del proyecto

Para el análisis económico del proyecto, proponemos cuatro escenarios distintos, los cuales se detallan a continuación:

- Primer caso de estudio: En este caso se propone la renovación completa del sistema de iluminación del CUR. Cambiando las luminarias actuales, por

luminarias LED y agregando la cantidad de artefactos necesarios para tener una mejor distribución de luz posible.

- Segundo caso de estudio: En este caso, se proponen los mismos cambios del sistema lumínico que en el primer caso, agregando la posibilidad de generar energía eléctrica por medio de energía fotovoltaica, estando conectados a la red. Con esta conexión con la red, surge la posibilidad de vender el excedente de energía eléctrica generada a la distribuidora y con esto, tener un beneficio económico.
- Tercer caso de estudio: En este caso, se proponen los mismos cambios del sistema lumínico que en el primero, pero esta vez, se tiene en cuenta la posibilidad de autoabastecerse de energía por medio de generación fotovoltaica y almacenar la energía a través de bancos de baterías, estando desconectados de la red de la distribuidora en todo momento.
- Cuarto caso de estudio: En este último caso, se propone la misma renovación del sistema de iluminación que en los casos anteriores con la implementación del sistema Interact City. También se suma la posibilidad de generación de energía eléctrica por medio de paneles fotovoltaicos y la posibilidad de venta del excedente de energía generada a la distribuidora.

6.13.1. Primer caso de estudio

Para el cálculo del valor actual neto (VAN) y de la tasa de retorno de inversión (TIR), es necesario definir el flujo de caja que tendremos y el plazo de estudio. El plazo de retorno de inversión que se plantea, es de 20 años.

El principal egreso, será el gasto de inversión inicial. Para estimar este gasto inicial, se realiza la cotización de mano de obra y materiales de la obra.

Por otro lado, los principales ingresos serán:

- Disminución del consumo de la instalación: Esta disminución del consumo se debe principalmente al cambio de tecnología de las luminarias (de halógena a led)
- Disminución del mantenimiento: cambiando la tecnología de las luminarias de halógenas a leds se reduce notoriamente el mantenimiento del sistema. Esto se debe, principalmente a que las luminarias led tienen una vida útil mayor a las 20.000hs, contra las luminarias halógenas que tienen una vida útil promedio de 3.500hs

Para dichos cálculos, tomamos como tasa de referencia a la tasa de interés que presentan los bancos hoy en día (37% anual).

Como punto de partida comenzaremos con el análisis del flujo de caja realizando una estimación de la inversión inicial. Esto será mayoritariamente el costo de mano de obra y materiales necesarios para realizar las modificaciones planteadas en este proyecto.

En la Figura (6.13.1.1) se resumen los principales gastos iniciales.

Planilla de Cotización Caso de Estudio 1						
Tendidos electricos subterranos						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Cobre desnudo 1x25	20	Mts.	\$ 7,000.00	\$ 9,164.00	\$ 16,164.00	0%
Subteraneo 4x6	55	Mts.	\$ 19,250.00	\$ 56,485.00	\$ 75,735.00	1%
Subteraneo 4x10	575	Mts.	\$ 201,250.00	\$ 454,250.00	\$ 655,500.00	8%
Subteraneo 4x4	485	Mts.	\$ 169,750.00	\$ 210,732.50	\$ 380,482.50	4%
Subteraneo 4x2,5	850	Mts.	\$ 297,500.00	\$ 235,025.00	\$ 532,525.00	6%
Subteraneo 4x1,5	1187	Mts.	\$ 415,450.00	\$ 234,432.50	\$ 649,882.50	7%
Canalizaciones, tendidos unipolares e instalacion de luminarias						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Unipolar 2,5	424	Mts.	\$ 29,680.00	\$ 26,796.80	\$ 56,476.80	1%
Canalizaciones	3172	Mts.	\$ 3,330,600.00	\$ 200,470.40	\$ 3,531,070.40	41%
Instalacion de Artefactos	212	Un.	\$ 356,160.00	\$ 1,717,253.02	\$ 2,073,413.02	24%
Puesta a Tierra						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Jabalina	5	Un.	\$ 14,000.00	\$ 12,300.30	\$ 26,300.30	0%
Tendido de Cable de cobre	20	Mts.	\$ 56,000.00	\$ 49,201.20	\$ 105,201.20	1%
Tableros						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
TGBT	1	Un.	\$ 61,339.23	\$ 61,339.23	\$ 122,678.47	1%
TS	4	Un.	\$ 245,357.02	\$ 245,357.02	\$ 490,714.03	6%
TOTAL OFERTA					\$ 8,716,143.22	+ IVA

Figura. 6.13.1.1: Planilla de cotización.

La cotización se realiza en base a los datos de componentes, materiales, etc. descriptos y detallados durante el proyecto.

El precio de hora de mano de obra se tomó en 700 \$/h. Dependiendo del trabajo a realizar, se estimó la cantidad de tiempo que podría tardar en realizarse y con ello, se obtuvo el valor de mano de obra por rubro.

Para obtener el precio de materiales, se realizó un detallado listado de estos y se cotizó en diferentes proveedores.

Una vez obtenido los costos de inversión inicial, para calcular el flujo de caja, se sigue con el estudio de ahorro de energía que se obtendría de realizarse los cambios propuestos.

Para realizar el estudio de ahorro de energía, se tomó un promedio 14 horas diarias. El factor de simultaneidad se tomó igual a 1.

En las Tablas (6.13.1.1) y (6.13.1.2) se resumen los valores más relevantes de consumos obtenidos para el sistema existente y para el sistema nuevo respectivamente.

Tabla 6.13.1.1: Datos Sistema Existente.

Sistema Antiguo		
Potencia Instalada	21	kW
Factor de Simultaneidad.	1	
Hora de Servicio promedio	14	hs.
Periodo P1	60	días
Periodo P2	365	días
Consumo Diario	294	kWh
Consumo Bimestral	17640	kWh
Consumo Anual	107310	kWh

Tabla 6.13.1.2: Datos Sistema Nuevo.

Sistema Nuevo		
Potencia Instalada	9.9	kW
Factor de Simultaneidad.	1	
Hora de Servicio promedio	14	hs.
Periodo P1	60	días
Periodo P2	365	días
Consumo Diario	138.67	kWh
Consumo Bimestral	8320.2	kWh
Consumo Anual	50614.55	kWh

Como puede verse en las Tabla (6.13.1.1) y Tabla (6.13.1.2) que es notoria la baja en el consumo de la instalación planteada en este proyecto.

Una vez que se obtuvo los valores de consumo, tanto bimestral como anual, seguimos con el análisis del ahorro económico que obtendremos.

Para realizar dicho análisis, se obtiene valores de la tarifa 4 (menores a 50kW – asociaciones civiles y entidades sin fines de lucro) de la empresa provincial de la energía de Santa Fe (EPESF). En la Tabla (6.13.1.3) se presentan los valores de la tarifa.

Tabla 6.13.1.3: Datos Tarifarios EPESF.

Cuota de Servicio \$/sum.Mes	Primeros 100 Kwh/mes	Siguientes 500 Kwh/mes	Siguientes 1900Kwh/mes	Excedente de 2500kWh/mes
\$ 102.63	\$ 4.78	\$ 6.62	\$ 6.65	\$ 6.86

Con los datos de consumo y los valores de la tarifa, se calcula el valor a pagar por el servicio de suministro de energía para cada sistema planteado anteriormente. En la Tabla (6.13.1.4) se presentan estos valores.

Tabla 6.13.1.4: Importe de energía por sistema.

	Tarifa Nueva	Tarifa Vieja
Cuota de Servicio \$/sum.Mes	\$ 205.26	\$ 205.26
Primeros 100 Kwh/mes	\$ 477.77	\$ 477.77
Siguientes 500 Kwh/mes	\$ 2,648.00	\$ 2,648.00
Siguientes 1900Kwh/ms	\$ 9,310.00	\$ 9,310.00
Excedente de 2500kWh/ms	\$ 44,042.57	\$ 107,976.40
Total	\$ 56,683.60	\$ 120,617.43

Como puede verse, es notorio el ahorro económico que se obtiene modificando el sistema existente. En la Tabla (6.13.1.5) se presentan algunos valores que se desprenden del anterior análisis.

Tabla 6.13.1.5: Resumen del análisis económico.

Análisis Económico	
Relación de Potencia Instalada	47.17%
Consumo bimestral	47.17%
Consumo Anual	47.17%
Ahorro Bimestral	\$ 63,933.83
Ahorro Anual	\$ 383,602.97

Está claro que el ahorro monetario que se presenta es muy bueno, pero: ¿es rentable destinar los fondos para la ejecución de este proyecto? Para responder a esta pregunta, es necesario calcular el valor actual neto y la tasa de retorno de la inversión.

También, para el cálculo del ahorro económico que se desprende de la disminución en el consumo del sistema se tomó una tasa de actualización anual de 35% (inflación).

En el Anexo 6 se presenta la tabla con los cálculos.

En la Tabla (6.13.1.6) se presenta la tasa de interés tomada como referencia, el VAN y el TIR.

Tabla 6.13.1.6: Resumen del análisis económico.

Tasa de Intereses PF	37.00%
VAN	-\$495,529.33
TIR	36.52%

De la tabla anterior podemos concluir que como el VAN es menor a cero y el TIR es menor a la tasa de interés tomada como referencia, la inversión no resultaría viable desde el punto de vista económico.

6.13.2. 2do Caso de estudio:

Como en el anterior caso, comenzaremos analizando el flujo de caja. Para esto, estimaremos la inversión inicial a realizar. En la Figura 6.13.2.1 se muestran los principales gastos iniciales.

A diferencia del caso anterior, la inversión inicial es mayor debido a la implementación de paneles solares.

Planilla de Cotización Caso de Estudio 2						
Tendidos electricos subterrneos						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Cobre desnudo 1x25	20	Mts.	\$ 7,000.00	\$ 9,164.00	\$ 16,164.00	0%
Subterraneo 4x6	55	Mts.	\$ 19,250.00	\$ 56,485.00	\$ 75,735.00	1%
Subterraneo 4x10	575	Mts.	\$ 201,250.00	\$ 454,250.00	\$ 655,500.00	5%
Subterraneo 4x4	485	Mts.	\$ 169,750.00	\$ 210,732.50	\$ 380,482.50	3%
Subterraneo 4x2,5	850	Mts.	\$ 297,500.00	\$ 235,025.00	\$ 532,525.00	4%
Subterraneo 4x1,5	1187	Mts.	\$ 415,450.00	\$ 234,432.50	\$ 649,882.50	5%
Canalizaciones, tendidos unipolares e instalacion de luminarias						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Unipolar 2,5	424	Mts.	\$ 29,680.00	\$ 26,796.80	\$ 56,476.80	0%
Canalizaciones	3172	Mts.	\$ 3,330,600.00	\$ 200,470.40	\$ 3,531,070.40	27%
Instalacion de Artefactos	212	Un.	\$ 356,160.00	\$ 1,717,253.02	\$ 2,073,413.02	16%
Puesta a Tierra						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Jabalina	5	Un.	\$ 14,000.00	\$ 12,300.30	\$ 26,300.30	0%
Tendido de Cable de cobre	20	Mts.	\$ 56,000.00	\$ 49,201.20	\$ 105,201.20	1%
Tableros						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
TGBT	1	Un.	\$ 61,339.23	\$ 61,339.23	\$ 122,678.47	1%
TS	4	Un.	\$ 245,357.02	\$ 245,357.02	\$ 490,714.03	4%
Energia Renovable						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Paneles FV	107	Un.	\$ 495,768.45	\$ 1,652,561.50	\$ 2,148,329.95	16%
Inverters 5000MTL-S	2	Un.	\$ 50,395.68	\$ 167,985.60	\$ 218,381.28	2%
Inverters HGI-10K-48	2	Un.	\$ 272,493.12	\$ 908,310.40	\$ 1,180,803.52	9%
Baterias DC12-225	10	Un.	\$ 181,873.80	\$ 606,246.00	\$ 788,119.80	6%
TOTAL OFERTA					\$ 13,051,777.77	+ IVA

Figura. 6.13.2.1: Inversión inicial caso de estudio 2.

La cotización de materiales y mano de obra se realiza igual que en el apartado 6.13.1. Este es considerado el principal egreso.

Para calcular los ingresos se consideran los siguientes:

- Disminución del consumo de la instalación: Esta disminución en el consumo se debe principalmente al cambio de tecnología de las luminarias (de halógena a led)
- Disminución en el mantenimiento: El cambio de tecnología de halógena a led, trae consigo una disminución en el mantenimiento dado que la vida útil de una luminaria led es mayor.
- Venta de energía por medio del programa ERA de la provincia de Santa Fe: esta ganancia se da por el costo evitado que generaría el consumo y por un incentivo económico por la inyección de energía a la red.

El programa ERA (Energía Renovable para el Ambiente) nos pone dos limitantes a la hora de calcular la potencia instalada en paralelo con la red:

- Potencia máxima a instalar 15kW.
- Generación renovable anual [kWh] $\leq 100\%$ Consumo Anual [kWh].

En base a esto, el incentivo económico es equivalente al costo evitado del consumo y a un aporte económico que se divide en dos: La primera parte de este aporte depende de la distribuidora, la cual es equivalente al costo económico de la energía inyectada, valorizada a precio mayorista de compra en el MEM. La segunda parte está sujeta al gobierno de la provincia de Santa Fe cuyo valor resultará de la diferencia entre el Valor Unitario del Incentivo a la Generación (VUIG) correspondiente a la energía inyectada y el aporte de la distribuidora antes citado. En fin, el aporte económico final es igual al VUIG. En la Tabla (6.13.2.1) se presenta los valores económicos.

Tabla 6.13.2.1: Valor unitario del incentivo a la generación.

VUIG [\$/kWh]			
Hasta 2 kW	Hasta 5 kW	Hasta 10 kW	Hasta 15 kW
\$ 12.76	\$ 11.79	\$ 10.78	\$ 9.81

Si comparamos la tabla de tarifa (Tabla 6.13.1.4) con la tabla VUIG (Tabla 6.13.2.1) se puede observar que es rentable inyectar energía a la red. Pero ¿Cuál es el punto de intercambio de energía más rentable? Este punto es cuando la energía renovable anual inyectada a la red es igual a la energía anual consumida de la red. Para realizar los cálculos económicos, supondremos que la energía generada y consumida, se igualan.

En el Anexo 6 se presenta la tabla con los cálculos realizados.

En la Tabla (6.13.2.2) se presentan los cálculos económicos. En la primera columna se muestra la ganancia monetaria que representaría la venta de energía a la red. En la segunda columna, se muestra la compra de energía a la distribuidora. En la última columna, se muestra el consumo en \$ si se mantiene el sistema sin modificaciones.

Tabla 6.13.2.2: Generación/Consumo en \$.

	Venta de Energía	Tarifa Nueva	Tarifa Vieja
Generación [\$]	\$ 40,810.58		
Cuota de Servicio \$/sum. Mes		\$ 205.26	\$ 205.26
Primeros 100 KWh/mes		\$ 477.77	\$ 477.77
Siguientes 500 KWh/mes		\$ 2,648.00	\$ 2,648.00
Siguientes 1900Kwh/mes		\$ 9,310.00	\$ 9,310.00
Excedente de 2500kWh/mes		\$ 15,504.29	\$ 107,976.40
Total	\$ 40,810.58	\$ 28,145.32	\$ 120,617.43

Con estos valores obtenidos, se plantean los mismos cálculos que en el anterior apartado y se obtiene los resultados del valor actual neto y tasa de retorno de inversión que se muestran en la Tabla (6.13.2.3)

Tabla 6.13.2.3: VAN y TIR caso de estudio 2.

Tasa de Intereses PF	37.00%
VAN	\$1,544,778.46
TIR	40.23%

De la tabla anterior podemos concluir que como el VAN es mayor a cero y el TIR es mayor a la tasa de referencia, la inversión resultaría rentable desde el punto de vista económico.

6.13.3. 3er Caso de estudio:

Como en los casos anteriores, comenzaremos analizando el flujo de caja. Para esto comenzaremos con la inversión inicial a realizar. La cual se detalla en la Figura (6.13.3.1).

Planilla de Cotización Caso de Estudio 3						
Tendidos electricos subterranos						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Cobre desnudo 1x25	20	Mts.	\$ 7,000.00	\$ 9,164.00	\$ 16,164.00	0%
Subterranos 4x6	55	Mts.	\$ 19,250.00	\$ 56,485.00	\$ 75,735.00	0%
Subterranos 4x10	575	Mts.	\$ 201,250.00	\$ 454,250.00	\$ 655,500.00	4%
Subterranos 4x4	485	Mts.	\$ 169,750.00	\$ 210,732.50	\$ 380,482.50	2%
Subterranos 4x2,5	850	Mts.	\$ 297,500.00	\$ 235,025.00	\$ 532,525.00	3%
Subterranos 4x1,5	1187	Mts.	\$ 415,450.00	\$ 234,432.50	\$ 649,882.50	4%
Canalizaciones, tendidos unipolares e instalacion de luminarias						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Unipolar 2,5	424	Mts.	\$ 29,680.00	\$ 26,796.80	\$ 56,476.80	0%
Canalizaciones	3172	Mts.	\$ 3,330,600.00	\$ 200,470.40	\$ 3,531,070.40	20%
Instalacion de Artefactos	212	Un.	\$ 356,160.00	\$ 1,717,253.02	\$ 2,073,413.02	12%
Puesta a Tierra						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Jabalina	5	Un.	\$ 14,000.00	\$ 12,300.30	\$ 26,300.30	0%
Tendido de Cable de cobre	20	Mts.	\$ 56,000.00	\$ 49,201.20	\$ 105,201.20	1%
Tableros						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
TGBT	1	Un.	\$ 61,339.23	\$ 61,339.23	\$ 122,678.47	1%
TS	4	Un.	\$ 245,357.02	\$ 245,357.02	\$ 490,714.03	3%
Energia Renovable						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Paneles FV	250	Un.	\$ 1,158,337.50	\$ 3,861,125.00	\$ 5,019,462.50	29%
Inverters 5000MTL-S	8	Un.	\$ 201,582.72	\$ 671,942.40	\$ 873,525.12	5%
Inverters HGI-10K-48	3	Un.	\$ 408,739.68	\$ 1,362,465.60	\$ 1,771,205.28	10%
Baterias DC12-225	12	Un.	\$ 218,248.56	\$ 727,495.20	\$ 945,743.76	5%
TOTAL OFERTA					\$ 17,326,079.88	+ IVA

Figura 6.13.3.1: Inversión inicial caso de estudio 3.

La cotización de materiales y mano de obra se realiza de la misma manera que en el punto 6.13.2. Este es el principal egreso.

Los principales ingresos que se tendrán en este punto son: el costo evitado de la energía y la reducción en el mantenimiento que se tendrá. Para estos cálculos se tomó el cuadro tarifario presentado en la Tabla (6.13.2.3) y los datos de consumo que se muestran en la Tabla (6.13.2.2).

Una vez obtenidos los egresos e ingresos, se confecciona la tabla de flujo de caja que se muestra en el anexo 6

Por último, tomando como referencia la tasa de interés 37% para realizar el cálculo de VAN y el TIR. En la Tabla (6.13.4.1) se resume estos valores.

Tabla 6.13.4.1: Resumen del análisis económico.

Tasa de Intereses PF	37.00%
VAN	-\$3,577,550.88
TIR	33.33%

Como puede observarse en la tabla, este caso de estudio es menos rentable que los anteriores.

6.13.4. 4to Caso de estudio:

En este caso, implementamos el sistema Interact City. La instalación eléctrica, será exactamente igual que en los anteriores casos. Las principales diferencias se presentan en la parte renovable. En la Figura (6.13.4.1) se presenta la cotización de la obra con la implantación del sistema inteligente y la reducción del sistema fotovoltaico.

Planilla de Cotización Caso de Estudio 4						
Tendidos electricos subterranos						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Cobre desnudo 1x25	20	Mts.	\$ 7,000.00	\$ 9,164.00	\$ 16,164.00	0%
Subterráneo 4x6	55	Mts.	\$ 19,250.00	\$ 56,485.00	\$ 75,735.00	1%
Subterráneo 4x10	575	Mts.	\$ 201,250.00	\$ 454,250.00	\$ 655,500.00	5%
Subterráneo 4x4	485	Mts.	\$ 169,750.00	\$ 210,732.50	\$ 380,482.50	3%
Subterráneo 4x2,5	850	Mts.	\$ 297,500.00	\$ 235,025.00	\$ 532,525.00	4%
Subterráneo 4x1,5	1187	Mts.	\$ 415,450.00	\$ 234,432.50	\$ 649,882.50	5%
Canalizaciones, tendidos unipolares e instalacion de luminarias						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Unipolar 2,5	424	Mts.	\$ 29,680.00	\$ 26,796.80	\$ 56,476.80	0%
Canalizaciones	3172	Mts.	\$ 3,330,600.00	\$ 200,470.40	\$ 3,531,070.40	28%
Puesta a Tierra						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Jabalina	5	Un.	\$ 14,000.00	\$ 12,300.30	\$ 26,300.30	0%
Tendido de Cable de cobre	20	Mts.	\$ 56,000.00	\$ 49,201.20	\$ 105,201.20	1%
Tableros						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
TGBT	1	Un.	\$ 61,339.23	\$ 61,339.23	\$ 122,678.47	1%
TS	4	Un.	\$ 245,357.02	\$ 245,357.02	\$ 490,714.03	4%
Energia Renovable						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Paneles FV	54	Un.	\$ 250,200.90	\$ 834,003.00	\$ 1,084,203.90	9%
Inverters HGI-10K-48	2	Un.	\$ 272,493.12	\$ 908,310.40	\$ 1,180,803.52	9%
Baterias DC12-225	8	Un.	\$ 145,499.04	\$ 484,996.80	\$ 630,495.84	5%
Energia Renovable						
Descripcion	Cantidad	Unidad	Precio Mano de Obra	Precio Materiales	Precio Total	% Incidencia
Sistema Interact City	1	Un.	\$ 82,428.14	\$ 164,856.29	\$ 247,284.43	2%
Sensores	212	Un.	\$ 123,642.22	\$ 247,284.43	\$ 370,926.65	3%
Instalacion de Artefactos	212	Un.	\$ 356,160.00	\$ 2,060,703.62	\$ 2,416,863.62	19%
TOTAL OFERTA					\$ 12,573,308.17	+ IVA

Figura 6.13.4.1: Inversión inicial caso de estudio 4.

La cotización de materiales y mano de obra se realiza igual que en el apartado (6.13.1). Este es considerado el principal egreso.

Para cálculos los ingresos se consideran los siguientes:

- Disminución del consumo de la instalación: Esta disminución en el consumo se debe principalmente al cambio de tecnología de las luminarias (de halógena a led) y a la implementación de un sistema inteligente, el cual, puede ser programado para que las luminarias estén encendidas sólo cuando sea necesario.
- Disminución en el mantenimiento: El cambio de tecnología de halógena a led, trae consigo una disminución en el mantenimiento dado que la vida útil de una luminaria led es mayor. Por otro lado, la implementación del sistema Interact nos permite tener información del estado de las luminarias y con ello, planificar el mantenimiento, teniendo una mejor y más económica gestión de activos.
- Venta de energía por medio del programa ERA de la provincia de Santa Fe: esta ganancia se da por el costo evitado que generaría el consumo y por un incentivo económico por la inyección de energía a la red.

Al igual que en el punto 6.13.2, se realiza el cálculo de consumo y de energía que sé podría vender a la red pública por medio del programa ERA. Para esto, se calculó el nuevo consumo de la instalación, el cual se muestra en la Tabla (6.13.4.1).

Tabla 6.13.4.1: Resumen del consumo.

Sistema Interact City		
Potencia Instalada	9.905	kW
Factor de Simultaneidad	1	
Hora de Servicio promedio	6.1	hs.
Periodo P1	60	días
Periodo P2	365	días
Consumo Diario	60.4	kWh
Consumo Bimestral	3625.2	kWh
Consumo Anual	22053.5	kWh

En base al consumo (tanto del sistema nuevo como el sistema antiguo), los precios de la tarifa 4 y el valor unitario de incentivo a la generación se estimó el cual serían los costos de las tarifas y la renta que se tendría por la venta de energía. Esto se muestra en la Tabla (5.13.4.2).

Tabla 6.13.4.2: Resumen del estudio económico.

	Venta de Energía Caso 4	Tarifa C/R Interact City	Tarifa Vieja
Generación [\$]	\$ 17,781.75		
Cuota de Servicio \$/sum.Mes		\$ 205.26	\$ 205.26
Primeros 100 Kwh/mes		\$ 477.77	\$ 477.77
Siguientes 500 Kwh/mes		\$ 2,648.00	\$ 2,648.00
Siguientes 1900Kwh/mes		\$ 9,310.00	\$ 9,310.00
Excedente de 2500kWh/mes			\$ 107,976.40
Total	\$ 17,781.75	\$ 12,641.03	\$ 120,617.43

Con estos valores obtenidos, se plantean los mismos cálculos que en los anteriores apartados y se obtiene los resultados del valor actual neto y tasa de retorno de inversión que se muestran en la Tabla (6.13.4.3)

Tabla 6.13.4.3: Resumen del económico.

Tasa de Intereses PF	37.00%
VAN	\$1,431,612.51
TIR	40.11%

Esto nos indica que el proyecto, con la implementación del sistema de iluminación inteligente combinado con energía renovables, es rentable.

7. CONCLUSIONES

Por lo detallado durante este proyecto, encontramos un gran avance en los sistemas de iluminación modernos, ya sea desde el punto de vista de la disminución del consumo, como así también en la posibilidad de darle un cierto grado de inteligencia a los sistemas de iluminación.

Durante el desarrollo económico, se estimaron las inversiones iniciales para cada caso. En el primer y tercer caso de estudio el Valor Actual Neto (VAN) fue menor a cero, lo cual nos indica que, de tener los recursos para realizar las modificaciones planteadas en este proyecto, sería más rentable invertirlo en un plazo fijo. Además, el TIR da menor que la tasa de descuento tomada como referencia, lo que confirma que la inversión en estos dos casos no es rentable como si lo podrían ser otras formas de inversión.

El segundo y cuarto caso, son rentable desde el punto de vista económico. En estos apartados se plantea una renovación del sistema de iluminación, sumando la posibilidad de generación, almacenamiento y venta de energía a la red de la distribuidora. La diferencia entre estos casos radica en que en el cuarto caso también se agregaría inteligencia al sistema de iluminación, reduciendo tanto el consumo de energía, como mantenimiento y aumentando de la vida útil de los componentes de la instalación.

También hay otros factores a considerar además del económico. Entre ellos la posibilidad de tener una mejor distribución lumínica (conseguida con el cambio de tecnología y agregando luminarias al sistema), reducir el consumo de energía y disminuir el mantenimiento del sistema. Además, al poseer generación mediante fuentes renovables se tendrá una cierta autonomía (con la implementación de almacenadores de energía) en caso de que existan cortes por mantenimiento o fallas del suministro eléctrico proveniente de la red pública.

Realizando una comparación entre los casos de estudio que resultan rentables podemos decir que es levemente superior con respecto a la parte económica el segundo caso. En cambio, en el 4to caso tendremos un mejor control del sistema, menor consumo eléctrico y con ello menores emisiones de gases de efecto invernadero, además de mejorar el mantenimiento que pueda requerir la instalación. Por estos motivos se recomienda el uso de esta última alternativa para el presente proyecto.

8. REFERENCIAS

- [1] Imagen de la ciudad universitaria rosario: <https://camcrerodotcom.wordpress.com/2015/01/19/rosario-prepara-un-plan-especial-para-la-ciudad-universitaria/> (23/06/2021).
- [2] A. Ferrandini, "Luminotecnia", Instalaciones Eléctricas Industriales, UNR, Argentina, 2016 (apunte).
- [3] CIE 115-1995. Recommendations for the lighting of roads for motor and pedestrian traffic (norma).
- [4] RAM AADL J 2022-2. 1995. Alumbrado Público, Vías de Tránsito – Clasificación y niveles de iluminación, Buenos Aires (norma).
- [5] T. Maciejewski, "Cálculo de fundaciones para líneas de transmisión de energía eléctrica con el método de Sulzberger", Sociedad de Estudios y Proyectos de Electrificación, AMIEE.
- [6] AEA 90364 "Reglamento para la ejecución de instalaciones eléctricas en inmueble"
- [7] Catalogo de cables Prysmian – Edición 2008
- [8] Cuaderno técnico Schneider N° 158: "Calculo de corriente de cortocircuito"
- [9] AEA 90364, "Reglamentación para Ejecución de Instalaciones Eléctricas en Inmuebles", Argentina, 2006 (norma)
- [10] Cálculo de las fórmulas para obtener la sección por caída de tensión – Prysmian.
- [11] IEC 60909, "Corrientes de cortocircuito en sistemas trifásicos de corriente alterna"
- [12] IRAM 2281 "Puesta a tierra de sistemas eléctricos"
- [13] AEA 95101 "Reglamentación sobre líneas Subterráneas exteriores de energía y telecomunicaciones"
- [14] Subsecretaría de Energías Renovables y Eficiencia Energética, "Guía del Recurso Solar", Argentina, 2019 (informe)
- [15] ABB - Cuaderno de Aplicación Técnica N° 10 "Plantas Fotovoltaicas".
- [16] ABB - Cuaderno de Aplicación Técnica N° 12 "Plantas Eólicas".
- [17] INTA, "Estudio de caso preliminar de generación eléctrica de 1 MWel con una planta de biogás de alta eficiencia", 2010
- [18] MINENERGIA / PNUD / FAO / GEF, "Manual de Biogás", Chile, 2011
- [19] M. Pérez Rosales, "Producción de energía eléctrica a partir de biogás procedente de vertederos de residuos sólidos urbanos", Universidad de San Carlos de Guatemala, Guatemala, 2006 (Proyecto Final de Grado)
- [20] Apuntes catedra de proyecto final "Evaluación de Proyectos de Inversión – Unidad 4".
- [21] Apuntes catedra de proyecto final "Evaluación de Proyectos de Inversión – Unidad 5: Evaluación Económica".

[22] "Manual del emprendedor" Catedra de emprendedorismo.

9. AGRADECIMIENTOS

Agradecemos a nuestras familias por brindarnos su cariño y por habernos apoyado durante nuestra carrera, sin ellos no hubiese sido posible atravesar los obstáculos presentados en todo este tiempo. Compartimos junto a ellos la dicha de culminar nuestro Proyecto Final.

El presente trabajo fue realizado bajo la supervisión del Ing. Raúl Cacchione, quien nos gustaría expresar nuestro más profundo agradecimiento, por hacer posible la realización de este Proyecto Final. Además, agradecemos su paciencia, tiempo y dedicación que tuvo para que esto saliera de manera exitosa. Gracias por su apoyo y por ser parte de la columna vertebral de este proyecto.

Al Ing. Fernando Alonso de la cátedra de Proyecto Final por orientarnos en la ejecución de este proyecto y a todos los profesores que nos formaron y acompañaron para llegar a esta instancia.

A la Universidad, a aquellos que la componen y la hacen funcionar, por habernos instruido e inculcado los valores que la representan. Por habernos dado la oportunidad de transitar por la vida universitaria en un contexto de aprendizaje, esfuerzo, amistad y compromiso con el progreso académico de los alumnos.

A nuestras parejas que han estado para apoyarnos cuando lo necesitábamos y han colaborado acompañándonos en este camino, como así también a nuestros amigos que siempre estuvieron presentes apoyando y alentando para que cumplamos esta meta.

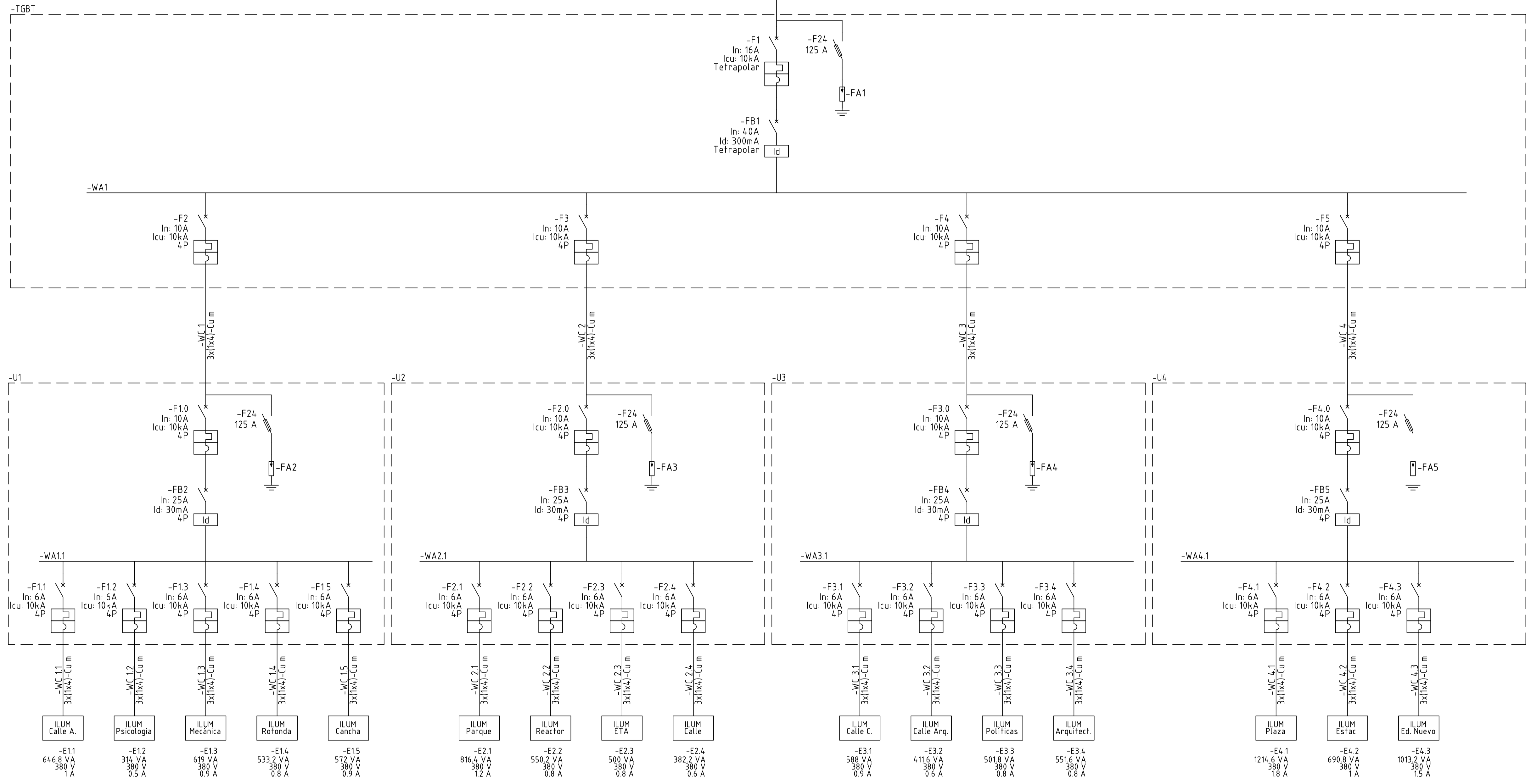
De mi parte, David A. Muia, también quiero expresar mi más sincero agradecimiento a mi abuela Felisa quien me apoyo incondicionalmente durante este camino. Fue la persona que creyó en mí cuando nadie más lo hizo. Fue la persona que, a pesar de no haber sacado ninguna materia en el primer año de estudio, me alentó a seguir adelante. Estaré eternamente agradecido.

10. ANEXOS

1. Anexo 1: Unifilares.
2. Anexo 2: Tendido de cables.
3. Anexo 3: Planilla de Caída de Tensión
4. Anexo 4: Puesta a Tierra.
5. Anexo 5: Tableros.
6. Anexo 6: Análisis económico – Flujo de caja.

RED EPE
13,2 kV - 50 Hz
Pcc 3φ: 135,4MVA
Pcc 1φ: 117,14MVA

-TA1
-kVA
13,2/0,4 - 0,23 kV
Reg: +/- %
Zcc: %
Refr
Conexión



-WA1.1

-WA2.1

-WA3.1

-WA4.1

ILUM Calle A.
-E11
646,8 VA
380 V
1 A

ILUM Psicología
-E12
314 VA
380 V
0,5 A

ILUM Mecánica
-E13
619 VA
380 V
0,9 A

ILUM Rotonda
-E14
533,2 VA
380 V
0,8 A

ILUM Cancha
-E15
572 VA
380 V
0,9 A

ILUM Parque
-E2.1
816,4 VA
380 V
1,2 A

ILUM Reactor
-E2.2
550,2 VA
380 V
0,8 A

ILUM ETA
-E2.3
500 VA
380 V
0,8 A

ILUM Calle
-E2.4
382,2 VA
380 V
0,6 A

ILUM Calle C.
-E3.1
588 VA
380 V
0,9 A

ILUM Calle Arq.
-E3.2
411,6 VA
380 V
0,6 A

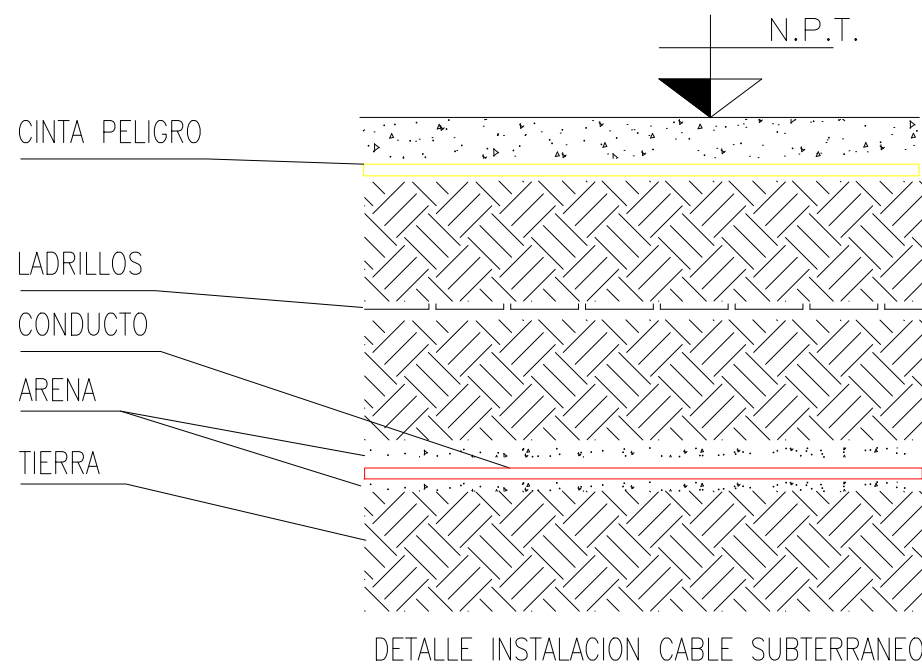
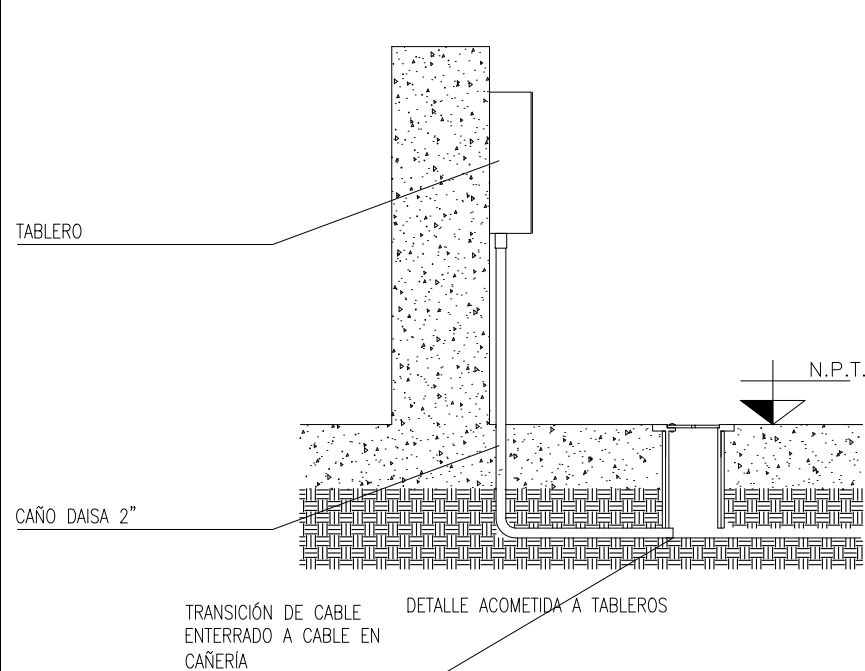
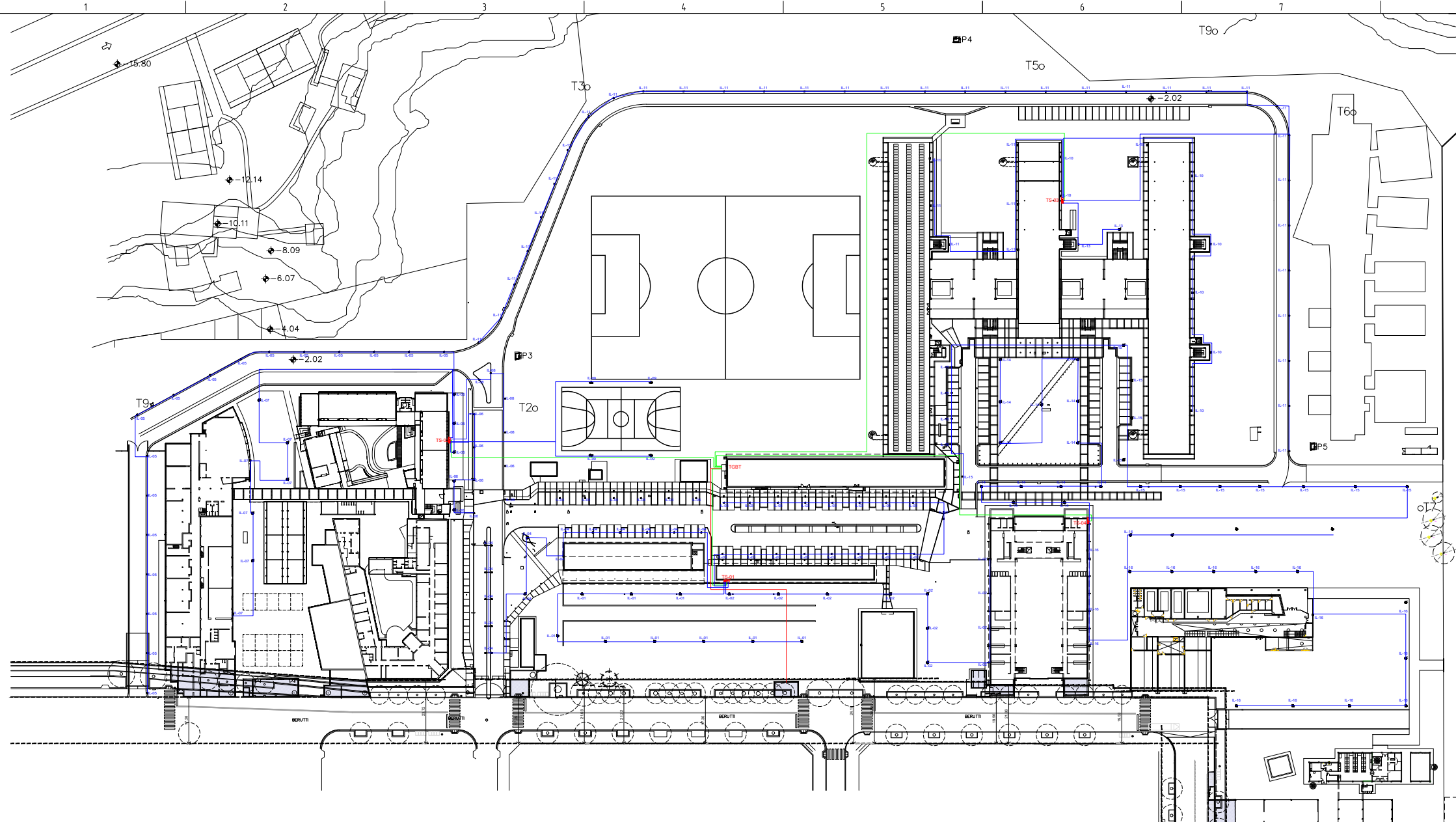
ILUM Políticas
-E3.3
501,8 VA
380 V
0,8 A

ILUM Arquitect.
-E3.4
551,6 VA
380 V
0,8 A

ILUM Plaza
-E4.1
1214,6 VA
380 V
1,8 A

ILUM Estac.
-E4.2
690,8 VA
380 V
1 A

ILUM Ed. Nuevo
-E4.3
1013,2 VA
380 V
1,5 A



- REFERENCIAS:**
- CABLE SUBTERRÁNEO DESDE SET A TGBT.
 - CABLE SUBTERRÁNEO DESDE TGBT A TS's.
 - CABLE DE ALIMENTACIÓN DE LUMINARIAS.
 - ▴ TABLEROS.



PLANILLA DE CARGAS Y CAIDA DE TENSION

<u>Lugar:</u>	Rosario, Santa Fe				
<u>Proyecto</u>	Renovacion de Iluminacion CUR				
<u>Titulo de grado:</u>	Ingeniero Electrico				
<u>Revisión</u>	<u>Descripción</u>	<u>Realizó</u>	<u>Revisó</u>	<u>Aprobó</u>	<u>Fecha</u>
0	Confección del documento	D.M.	A.C		29/05/2021

0.0	13-05-2021	Diseño
Rev.	Fecha	Descripción

Tableros - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario		Proyecto: A. Charchir Dibujó: A. Charchir Aprobó: D. Muia
Archivo: Planilla caída de tensión	Documento: Anexo 3	Rev. 0.0 Hoja: 1 Cont.: 2

Cables Alimentadores

Documento	#¡VALOR!
Fecha	31/05/2021
Confeccionó	David Muia
Reviso	Axel Charchir
Hoja	1

Desde	Hasta	Nivel Piso	Potencia (kVA)	Fase	Boca		Coeficiente de simultaneidad	Potencia simultanea (kVA)	Cos Fi	Corriente (A)	Cable subterráneo en bandeja							Cable unipolar embutido en caño					Caída de tensión		Verifica ladm y caída de tensión		
					Cantidad	Potencia (VA)					Longitud (Mts)	Ternas	Conductores del cable	Formación	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)	Longitud (Mts)	Sección	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)		ΔU aguas arriba (%)	ΔU Total (%)
SET	TGBT	PB	9.35	RST	NA		1.00	9.35	0.95	14.21	50	1	4x10	1x(4x10 mm2)	64	2.44	0.0871	0.76%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	0.00%	0.76%	OK

TABLERO GENERAL DE BAJA TENSION

Documento	#¡VALOR!
Fecha	31/05/2021
Confeccionó	David Muia
Reviso	Axel Charchir
Hoja	2

Circuito	Ubicación	Nivel Piso	Potencia (kVA)	Fase	Boca		Coeficiente de simultaneidad	Potencia simultanea (kVA)	Cos Fi	Corriente (A)	Cable subterráneo en bandeja							Cable unipolar embutido en caño					Caída de tensión		Verifica ladm y caída de tensión		
					Cantidad	Potencia (VA)					Longitud (Mts)	Ternas	Conductores del cable	Formación	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)	Longitud (Mts)	Sección	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)		ΔU aguas arriba (%)	ΔU Total (%)
TS 01	Ed. Nuevo Poltica	PB	2.19	RST	NA		1.00	2.19	0.95	3.33	55	1	4x6	1x(4x6 mm2)	46	4.2	0.0924	0.34%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	0.00%	1.09%	OK
TS 02	Ed. Psicología	PB	2.17	RST	NA		1.00	2.17	0.95	3.30	115	1	4x10	1x(4x10 mm2)	64	2.44	0.0871	0.41%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	0.00%	1.16%	OK
TS 03	Ed. Arquitectura	PB	2.07	RST	NA		1.00	2.07	0.95	3.15	260	1	4x10	1x(4x10 mm2)	64	2.44	0.0871	0.87%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	0.00%	1.63%	OK
TS 04	Ed. Nuevo Electronica	PB	2.92	RST	NA		1.00	2.92	0.95	4.44	150	1	4x10	1x(4x10 mm2)	64	2.44	0.0871	0.71%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	0.00%	1.47%	OK

CORRIENTE	
FASE R	14.21
FASE S	14.21
FASE T	14.21

POTENCIA TOTAL INSTALADA (kVA)	
	9.35
CORRIENTE NOMINAL (A)	
	14.21
FACTOR DE POTENCIA	
	0.95

ESTADO	
	OK

FACTOR DE SIMULTANEIDAD POR TABLERO	
	1.0

POTENCIA SIMULTANEA TOTAL (kVA)	
	9.35
CORRIENTE NOMINAL (A)	
	14.21
FACTOR DE POTENCIA	
	0.95

Nota aclaratoria:
Si no se aplica factor de simultaneidad por tablero, colocar NA.

Caída de tensión	0.76%
------------------	-------

TABLERO SECCIONAL 1 Nuevo Ed. Poltica

Documento	#¡VALOR!
Fecha	31/05/2021
Confeccionó	David Muia
Reviso	Axel Charchir
Hoja	3

Circuito	Ubicación	Nivel Piso	Potencia (kVA)	Fase	Boca		Coeficiente de simultaneidad	Potencia simultanea (kVA)	Cos Fi	Corriente (A)	Cable subterráneo en bandeja							Cable unipolar embutido en caño					Caída de tensión		Verifica ladm y caída de tensión		
					Cantidad	Potencia (VA)					Longitud (Mts)	Ternas	Conductores del cable	Formación	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)	Longitud (Mts)	Sección	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)		ΔU aguas arriba (%)	ΔU Total (%)
IL-01	Parque	PB	0.82	RST	NA		1.00	0.82	0.95	1.25	150	1	4x1,5	1x(4x1,5 mm2)	19	17	0.114	1.38%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	0.00%	2.47%	OK
IL-02	Reactor	PB	0.55	RST	NA		1.00	0.55	0.95	0.84	120	1	4x1,5	1x(4x1,5 mm2)	19	17	0.114	0.74%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	0.00%	1.83%	OK
IL-03	Electrica	PB	0.50	RST	NA		1.00	0.50	0.95	0.76	100	1	4x1,5	1x(4x1,5 mm2)	19	17	0.114	0.56%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	0.00%	1.65%	OK
IL-04	Calle	PB	0.32	RST	NA		1.00	0.32	0.95	0.49	250	1	4x1,5	1x(4x1,5 mm2)	19	17	0.114	0.90%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	0.00%	1.99%	OK

CORRIENTE	
FASE R	3.33
FASE S	3.33
FASE T	3.33

POTENCIA TOTAL INSTALADA (kVA)	
	2.19
CORRIENTE NOMINAL (A)	
	3.33
FACTOR DE POTENCIA	
	0.95

ESTADO	
	OK

FACTOR DE SIMULTANEIDAD POR TABLERO	
	1.0

POTENCIA SIMULTANEA TOTAL (kVA)	
	2.19
CORRIENTE NOMINAL (A)	
	3.33
FACTOR DE POTENCIA	
	0.95

Nota aclaratoria:
Si no se aplica factor de simultaneidad por tablero, colocar NA.

Caída de tensión	1.09%
------------------	-------


UNR
UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO


FCEBA
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS INGENIERIA Y TECNOLOGIA



Tableros - Iluminación

Ciudad Universitaria de Rosario

Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

Archivo: **Planilla caída de tensión** Documento: **Anexo 3**

Proyectó: **A. Charchir**
 Dibujó: **A. Charchir**
 Aprobó: **D. Muia**
 Rev. **0.0** Hoja: **2** Cont.: **3**

TABLERO SECCIONAL 2 Psicología

Documento	#iVALOR!
Fecha	31/05/2021
Confeccionó	David Muia
Revisó	Axel Charchir
Hoja	4

Circuito	Ubicación	Nivel Piso	Potencia (kVA)	Fase	Boca		Coeficiente de simultaneidad	Potencia simultanea (kVA)	Cos Fi	Corriente (A)	Cable subterráneo en bandeja							Cable unipolar embutido en caño					Caída de tensión		Verifica ladm y caída de tensión		
					Cantidad	Potencia (VA)					Longitud (Mts)	Ternas	Conductores del cable	Formación	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)	Longitud (Mts)	Sección	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)		ΔU aguas arriba (%)	ΔU Total (%)
IL-05	Parque	PB	0.65	RST	NA		1.00	0.65	0.95	0.99	150	1	4x1,5	1x(4x1,5 mm2)	19	17	0.114	1.09%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	1.16%	2.26%	OK
IL-06	Puerta Psicología	PB	0.32	RST	NA		1.00	0.32	0.95	0.49	50	1	4x1,5	1x(4x1,5 mm2)	19	17	0.114	0.18%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%		1.34%	OK
IL-07	Mecanica	PB	0.62	RST	NA		1.00	0.62	0.95	0.94	190	1	4x1,5	1x(4x1,5 mm2)	19	17	0.114	1.32%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%		2.48%	OK
IL-08	Rotonda	PB	0.54	RST	NA		1.00	0.54	0.95	0.82	55	1	4x1,5	1x(4x1,5 mm2)	19	17	0.114	0.33%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%		1.50%	OK
IL-09	Chancha	PB	0.58	RST	NA		1.00	0.58	0.95	0.88	100	1	4x1,5	1x(4x1,5 mm2)	19	17	0.114	0.65%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%		1.81%	OK

CORRIENTE	
FASE R	4.12
FASE S	4.12
FASE T	4.12

ESTADO	
	OK

FACTOR DE SIMULTANEIDAD POR TABLERO	
	1.0

POTENCIA TOTAL INSTALADA (kVA)	
	2.71
CORRIENTE NOMINAL (A)	
	4.12
FACTOR DE POTENCIA	
	0.95

POTENCIA SIMULTANEA TOTAL (kVA)	
	2.17
CORRIENTE NOMINAL (A)	
	3.30
FACTOR DE POTENCIA	
	0.95

Nota aclaratoria:
Si no se aplica factor de simultaneidad por tablero, colocar NA.

Caída de tensión	
	1.16%

TABLERO SECCIONAL 1 Arquitectura

Documento	#iVALOR!
Fecha	31/05/2021
Confeccionó	David Muia
Revisó	Axel Charchir
Hoja	5

Circuito	Ubicación	Nivel Piso	Potencia (kVA)	Fase	Boca		Coeficiente de simultaneidad	Potencia simultanea (kVA)	Cos Fi	Corriente (A)	Cable subterráneo en bandeja							Cable unipolar embutido en caño					Caída de tensión		Verifica ladm y caída de tensión		
					Cantidad	Potencia (VA)					Longitud (Mts)	Ternas	Conductores del cable	Formación	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)	Longitud (Mts)	Sección	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)		ΔU aguas arriba (%)	ΔU Total (%)
IL-10	Plaza Central	PB	0.60	RST	NA		1.00	0.60	0.95	0.91	320	1	4x2,5	1x(4x2,5 mm2)	27	10.2	0.103	1.29%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	1.63%	2.93%	OK
IL-11	Calle Arquitectura	PB	0.42	RST	NA		1.00	0.42	0.95	0.64	160	1	4x2,5	1x(4x2,5 mm2)	27	10.2	0.103	0.45%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%		2.09%	OK
IL-12	Ed. Política Viejo	PB	0.50	RST	NA		1.00	0.50	0.95	0.76	250	1	4x2,5	1x(4x2,5 mm2)	27	10.2	0.103	0.84%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%		2.47%	OK
IL-13	Ed. Arquitectura	PB	0.55	RST	NA		1.00	0.55	0.95	0.84	120	1	4x2,5	1x(4x2,5 mm2)	27	10.2	0.103	0.44%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%		2.08%	OK

CORRIENTE	
FASE R	3.15
FASE S	3.15
FASE T	3.15

ESTADO	
	OK

FACTOR DE SIMULTANEIDAD POR TABLERO	
	1.0

POTENCIA TOTAL INSTALADA (kVA)	
	2.07
CORRIENTE NOMINAL (A)	
	3.15
FACTOR DE POTENCIA	
	0.95

POTENCIA SIMULTANEA TOTAL (kVA)	
	2.07
CORRIENTE NOMINAL (A)	
	3.15
FACTOR DE POTENCIA	
	0.95

Nota aclaratoria:
Si no se aplica factor de simultaneidad por tablero, colocar NA.

Caída de tensión	
	1.63%

TABLERO SECCIONAL 1 Nuevo Ed. ECA

Documento	#iVALOR!
Fecha	31/05/2021
Confeccionó	David Muia
Revisó	Axel Charchir
Hoja	6

Circuito	Ubicación	Nivel Piso	Potencia (kVA)	Fase	Boca		Coeficiente de simultaneidad	Potencia simultanea (kVA)	Cos Fi	Corriente (A)	Cable subterráneo en bandeja							Cable unipolar embutido en caño					Caída de tensión		Verifica ladm y caída de tensión		
					Cantidad	Potencia (VA)					Longitud (Mts)	Ternas	Conductores del cable	Formación	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)	Longitud (Mts)	Sección	I Adm (A)	R (Ω/Km)	X (Ω/Km)	ΔU (%)		ΔU aguas arriba (%)	ΔU Total (%)
IL-14	Plaza Central	PB	1.22	RST	NA		1.00	1.22	0.95	1.85	210	1	4x4	1x(4x4 mm2)	36	6.3	0.0969	1.07%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%	1.47%	2.54%	OK
IL-15	Calle Arquitectura	PB	0.69	RST	NA		1.00	0.69	0.95	1.05	22	1	4x1,5	1x(4x1,5 mm2)	19	17	0.114	0.17%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%		1.64%	OK
IL-16	Ed. Arquitectura	PB	1.01	RST	NA		1.00	1.01	0.95	1.53	273	1	4x4	1x(4x4 mm2)	36	6.3	0.0969	1.15%	0	NA	NA	NA	NA	0.00%		2.62%	OK

CORRIENTE	
FASE R	4.44
FASE S	4.44
FASE T	4.44

ESTADO	
	OK

FACTOR DE SIMULTANEIDAD POR TABLERO	
	1.0

POTENCIA TOTAL INSTALADA (kVA)	
	2.92
CORRIENTE NOMINAL (A)	
	4.44
FACTOR DE POTENCIA	
	0.95

POTENCIA SIMULTANEA TOTAL (kVA)	
	2.92
CORRIENTE NOMINAL (A)	
	4.44
FACTOR DE POTENCIA	
	0.95

Nota aclaratoria:
Si no se aplica factor de simultaneidad por tablero, colocar NA.

Caída de tensión	
	1.47%



UNR



FCEBA



BIC

Tableros - Iluminación
Ciudad Universitaria de Rosario

Proyectó: A. Charchir

Dibujó: A. Charchir

Aprobó: D. Muia

Rev. Hoja: 0.0 3

Cont.: --

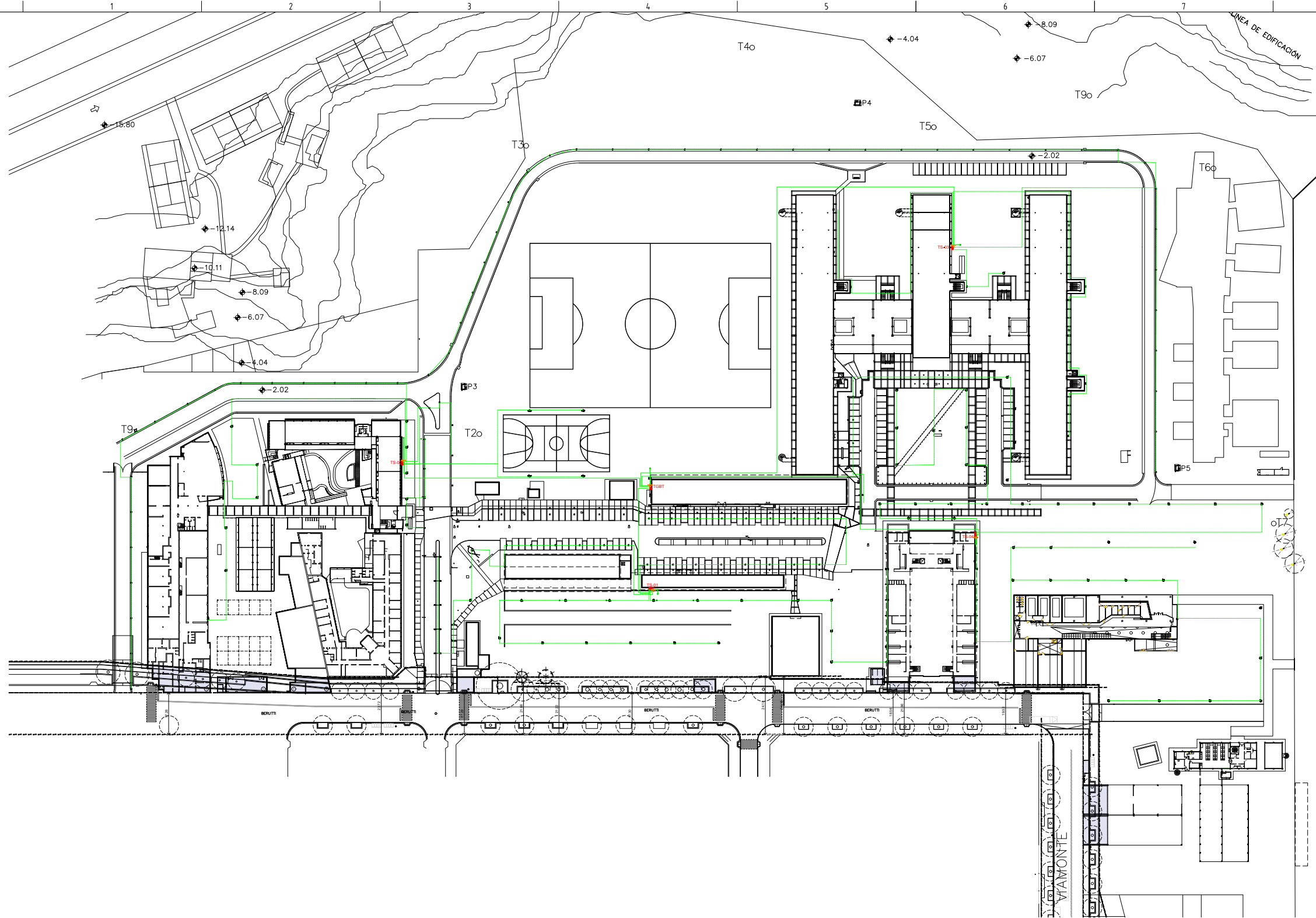
Archivo:

Planilla caída de tensión

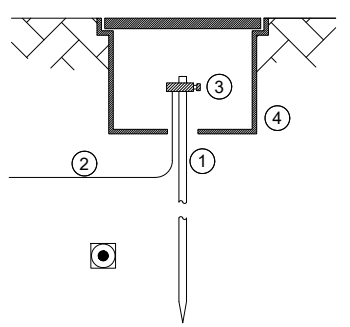
Documento

Anexo 3

0.0	13-05-2021	Diseño
Rev.	Fecha	Descripción



TIPICOS JABALINAS



- CABLE DE VERDE AMARRILO , SEGUN NORMAS IRAM 2467, SECCION SEUN SECCION DE FASE, ENTERRADO A 0.70m DE PROFUNDIDAD.
- CABLE DE VERDE AMARRILO , SEGUN NORMAS IRAM 2467, SECCION SEUN SECCION DE FASE, ENTERRADO A 0.70m DE PROFUNDIDAD.
- CABLE DE COBRE-ACERO , SEGUN NORMAS IRAM 2467, SECCION 50mm2, BAJADA A JABALINA.
- JABALINA DE COBRE - ACERO, DIAMETRO 3/4", LONG. 3m, SEGUN NORMA IRAM 2309, CON CAMARA DE INSPECCION DE FUNDICION NORMALIZADA 15x15x10 cm.
- PLANCHUELA DE COBRE PARA CONEXIONES DE PUESTA A TIERRA CON ORIFICIOS ROSCADOS, EN TABLERO (40x5mm ANCHO x ESPESOR). EL LARGO DEPENDE DEL TABLERO

- ① JABALINA DE COBRE-ACERO, DIAMETRO 3/4", LONGITUD 3m, SEGUN NORMAS IRAM 2309.
- ② CABLE DE COBRE-ACERO, SEGUN NORMAS IRAM 2467, SECCION 50mm2.
- ③ CONEXIONADO DE CABLE A JABALINA MEDIANTE TOMACABLE DE BRONCE FORJADO.
- ④ CAJA DE INSPECCION DE HIERRO FUNDIDO, MEDIDAS 250x250x100mm..

		PUERTA A TIERRA - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario	Proyecto: D. Muija Diseñó: D. Muija Aprobó: A. Charchi Rev. 0.0 1
0.0 31-05-2021 PUERTA A TIERRA - SISTEMA TT Rev. Fecha Descripción	Archivo: Proyecto Ejecutivo - IE -Rev0	Anexo 4	0.0 1

Proyecto Diseño de iluminación autónoma del CUR

Documento Anexo 5 - Tableros

Revisión 0.0

Formato A3

Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

 UNR		 FCEIA <small>FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS INGENIERIA Y COMPUTACION</small>	
Tablares - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario			Proyectó: A. Charchir
Archivo: Tableros			Dibujó: A. Charchir
Documento Anexo 5			Aprobó: D. Muia
Rev. Hoja: Cont.:			0.0 1 2

LISTADO DE COMPONENTES EN TABLERO TGBT

TAG	CANT.	PRODUCTO
-F1	1	Interruptor Termomagnético ABB S200 - 16 A
-FB1	1	Diferencial Schneider IID - Id 300 mA - In 40 A
-F2...5	1	Interruptor Termomagnético ABB S200 - 10 A
-G1...3	1	Fuente Conmutada Phoenix Contact 2868596 - E:100/240 V - 50/60 Hz - S: 24 V _{CC} - 0,5 A
-PF1...3	1	Piloto Luminoso LED Rojo Schneider Harmony XB7
-F21...23	1	Borne de carril para fusible - UT 4-HESI (5X20) - 3046032 - Fusible 6A
-X1	3	Bornera de Paso Phoenix Contact 3247250 - 1.5-10 mm ² , 41 A, 800 V
-FA1	1	Descargador de sobretensiones Phoenix Contact 2905421 - Tipo 1+2
-F24	1	Seccionador a fusible SE TeSys GS1LLD4 - Fusible NH 125 A gG Lento

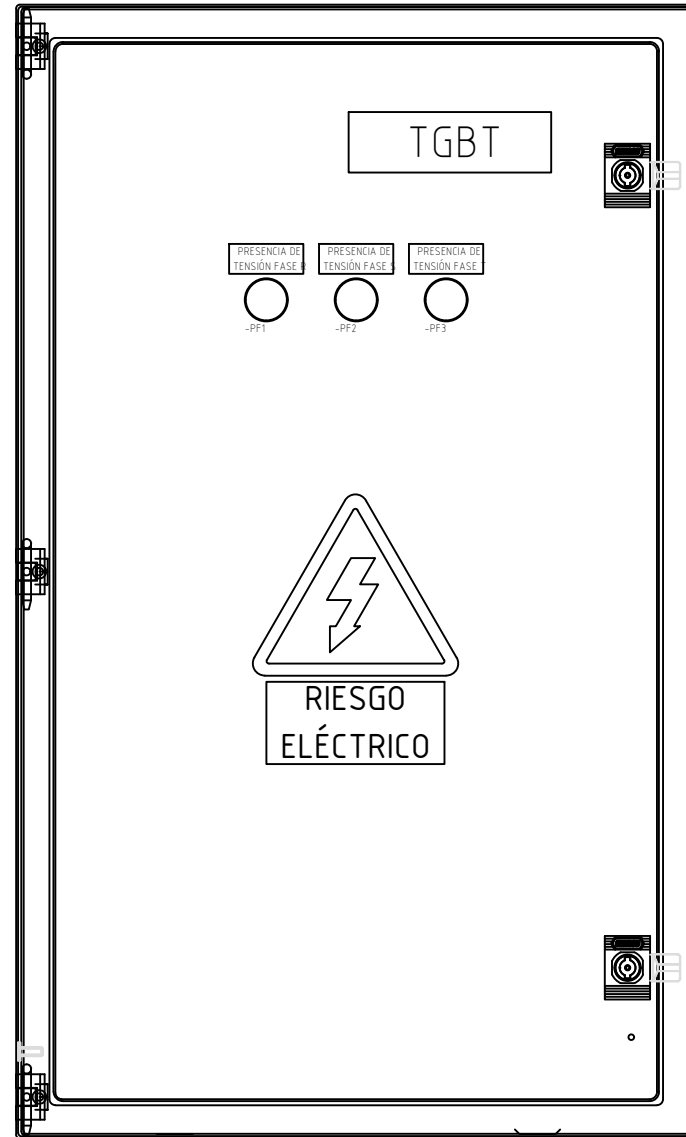
LISTADO DE COMPONENTES EN TABLERO TS01...TS04

-F1.0...4.0	1	Interruptor Termomagnético ABB S200 - 10 A
-FB2...5	1	Diferencial Schneider IID - Id 30 mA - In 25 A
-F1.1...1.5	1	Interruptor Termomagnético ABB S200 - 6 A
-F2.1...2.4	1	Interruptor Termomagnético ABB S200 - 6 A
-F3.1...3.4	1	Interruptor Termomagnético ABB S200 - 6 A
-F4.1...4.3	1	Interruptor Termomagnético ABB S200 - 6 A
-G1...3	1	Fuente Conmutada Phoenix Contact 2868596 - E:100/240 V - 50/60 Hz - S: 24 V _{CC} - 0,5 A
-PF1...3	1	Piloto Luminoso LED Rojo Schneider Harmony XB7
-F21...23	1	Borne de carril para fusible - UT 4-HESI (5X20) - 3046032 - Fusible 6A
-X1	3	Bornera de Paso Phoenix Contact 3247250 - 1.5-10 mm ² , 41 A, 800 V
-FA2...5	1	Descargador de sobretensiones Phoenix Contact 2905421 - Tipo 1+2
-F24	4	Seccionador a fusible SE TeSys GS1LLD4 - Fusible NH 125 A gG Lento

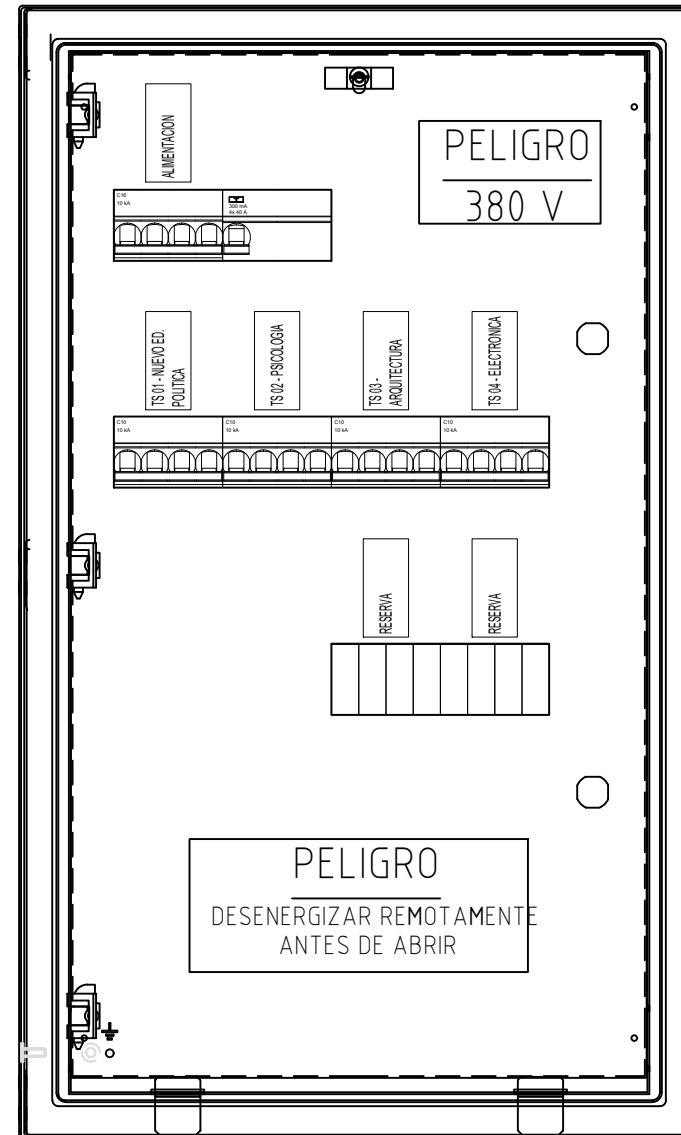
Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

 UNR					
Tableros - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario					
Proyecto: A. Charchir Dibujó: A. Charchir Aprobó: D. Muia				Rev. 0.0 Hoja: 3 Cont.: 4	
Archivo: Tableros			Doc. N° Anexo 5		

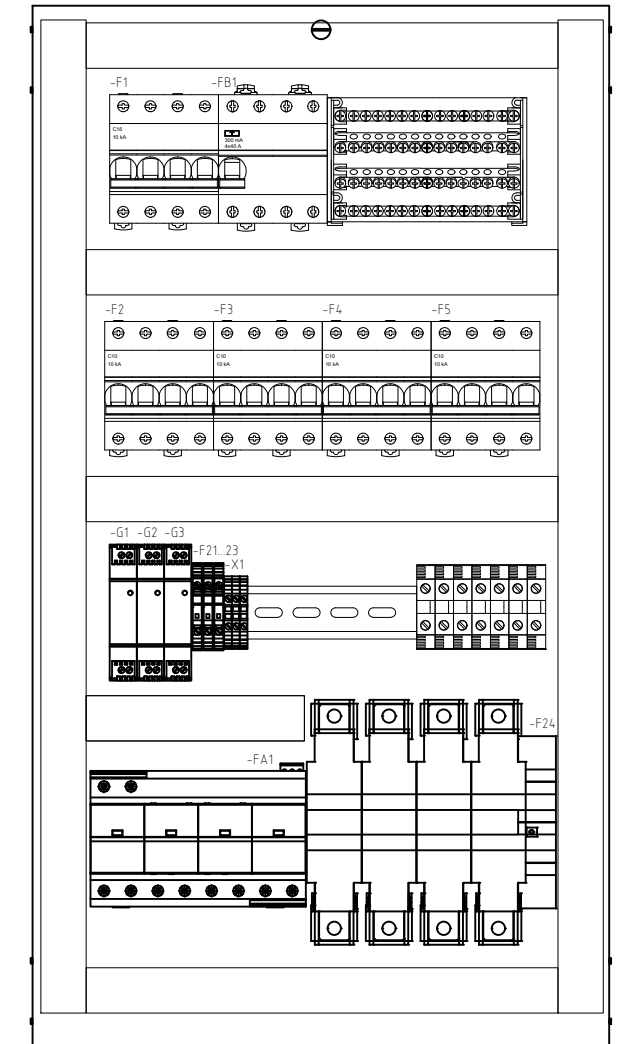
VISTA FRONTAL



VISTA CONTRATAPA



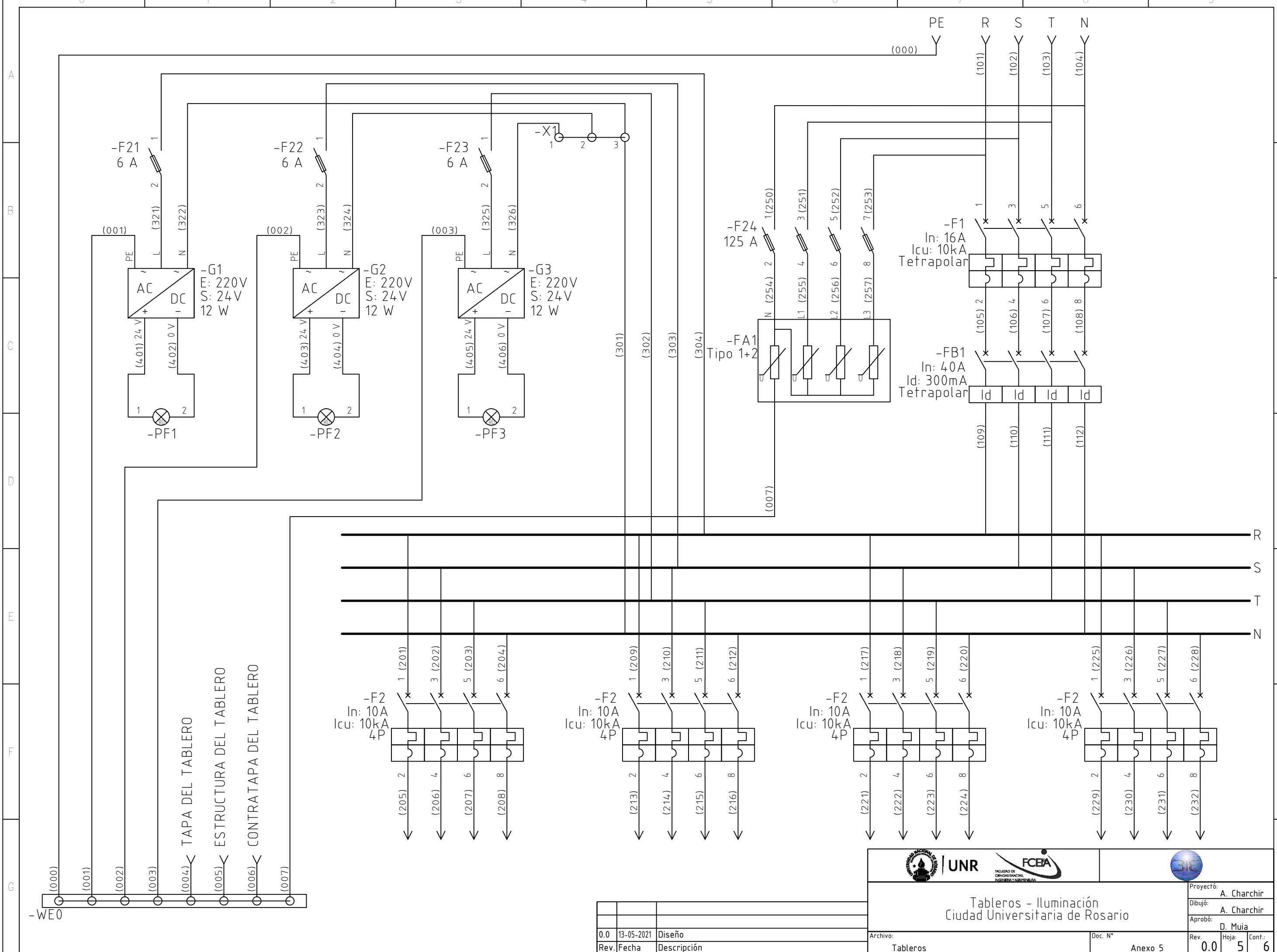
VISTA PLACA DE MONTAJE



Escala 1:5

Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

Tableros - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario			
Proyecto: D. Muia Dibujó: D. Muia Aprobó: A. Charchir		Rev. 0.0 Hoja 4 Cont. 5	
Archivo: Tableros		Doc. N° Anexo 5	



TAPA DEL TABLERO
 ESTRUCTURA DEL TABLERO
 CONTRATAPA DEL TABLERO

Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño



UNR
UNIVERSIDAD NACIONAL DE ROSARIO



FCEBA
FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS Y INGENIERIA

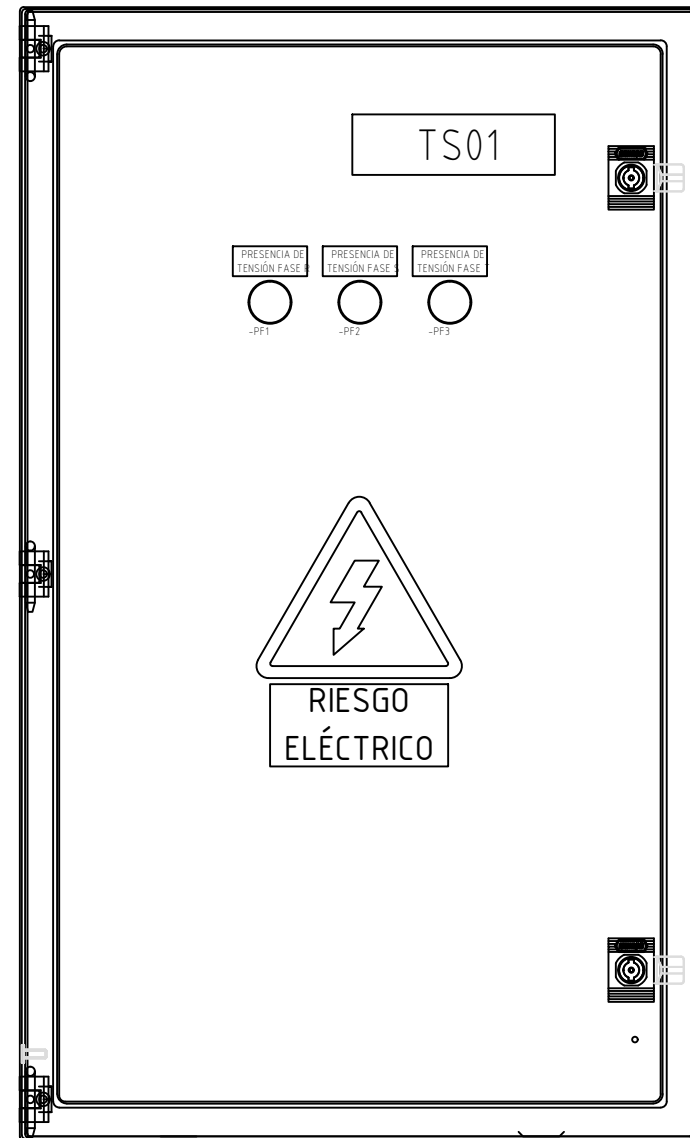


Tableros - Iluminación
 Ciudad Universitaria de Rosario

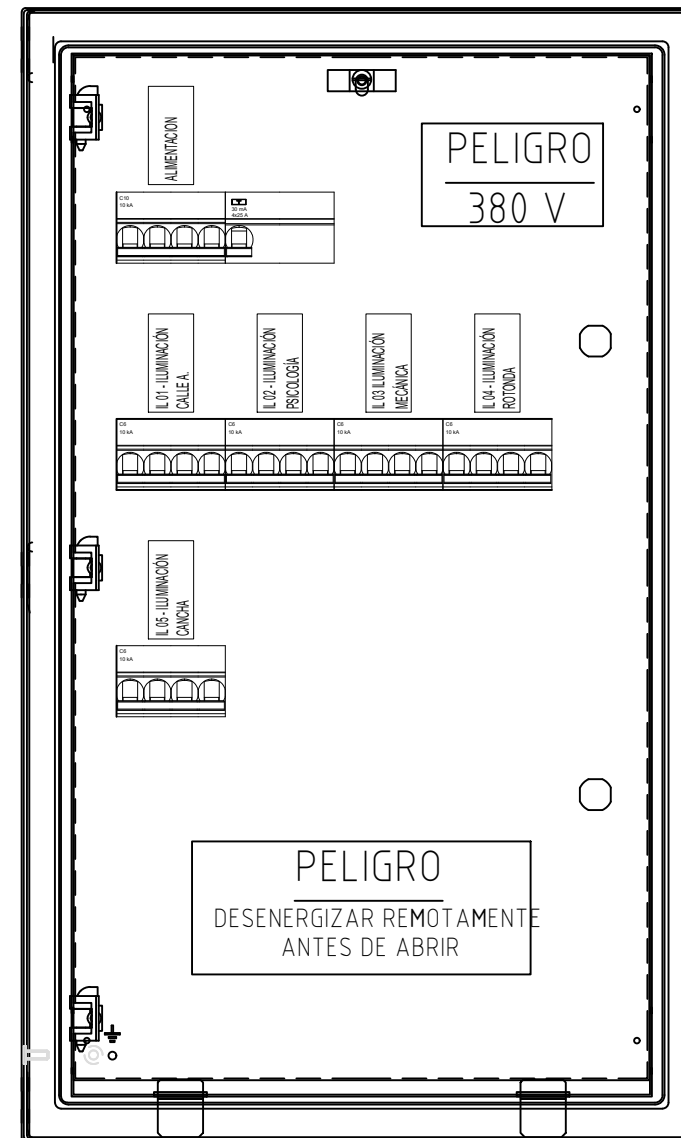
Proyectó:	A. Charchir
Dibujó:	A. Charchir
Aprobó:	D. Muia
Rev. 0.0	Hoja 5 Cont.: 6

Archivo: Tableros
Doc. N° Anexo 5

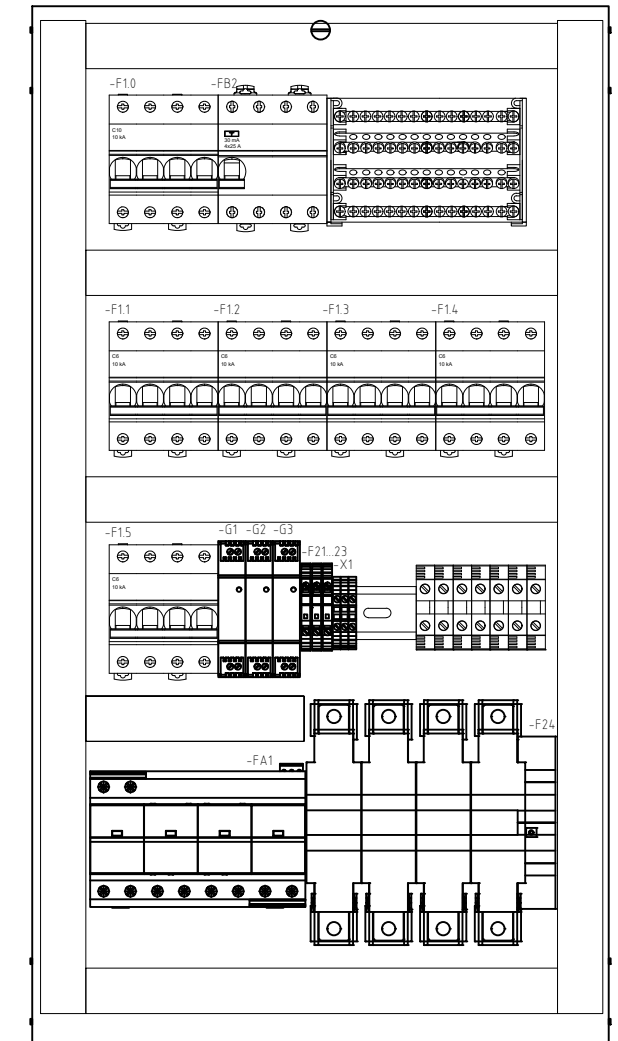
VISTA FRONTAL



VISTA CONTRAFRENTE



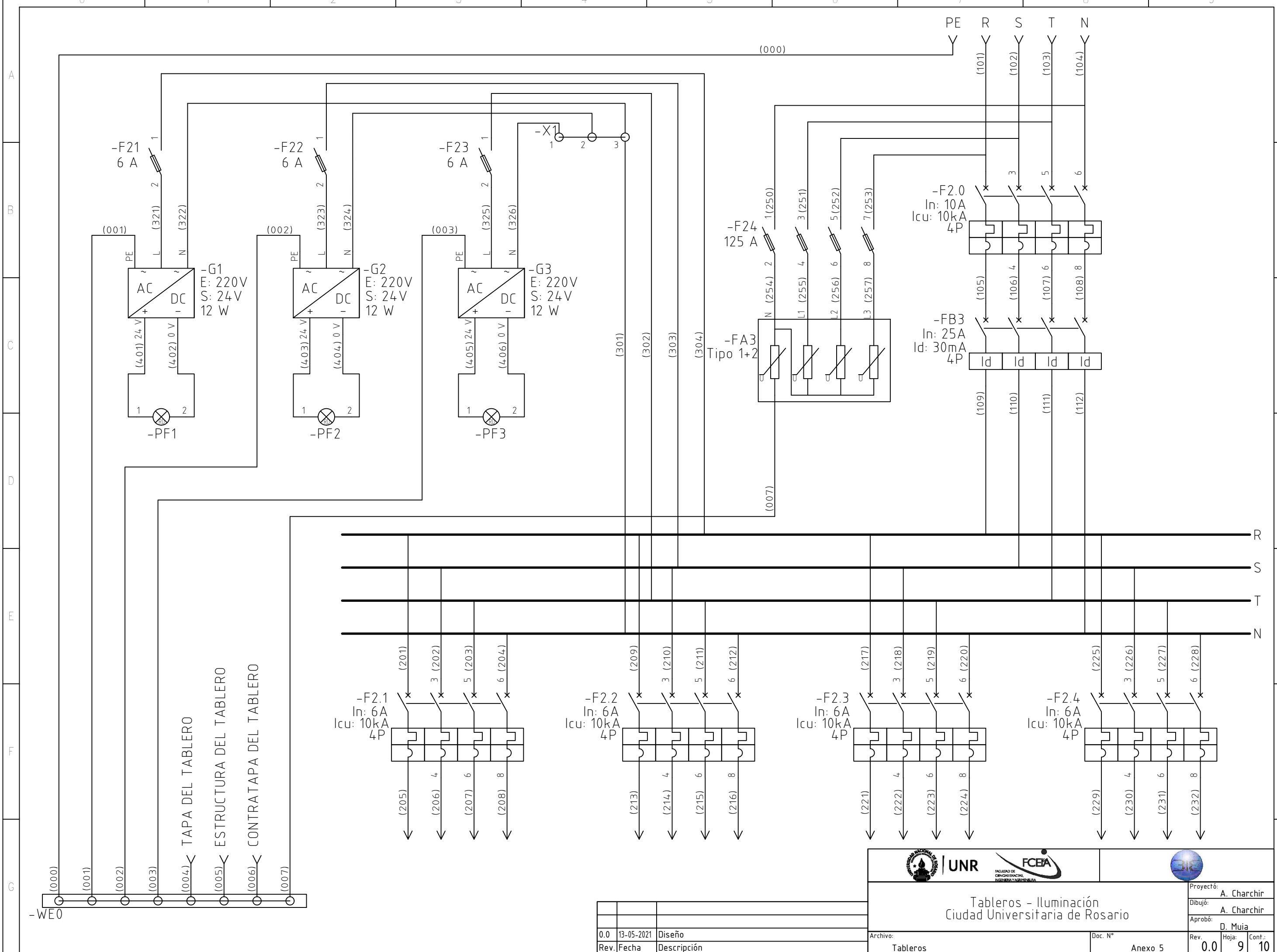
VISTA PLACA DE MONTAJE



Escala 1:5

Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

Tableros - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario			
Proyecto: A. Charchir Dibujó: A. Charchir Aprobó: D. Muia		Rev. 0.0 Hoja 6 Cont.: 7	
Archivo: Tableros		Doc. N° Anexo 5	

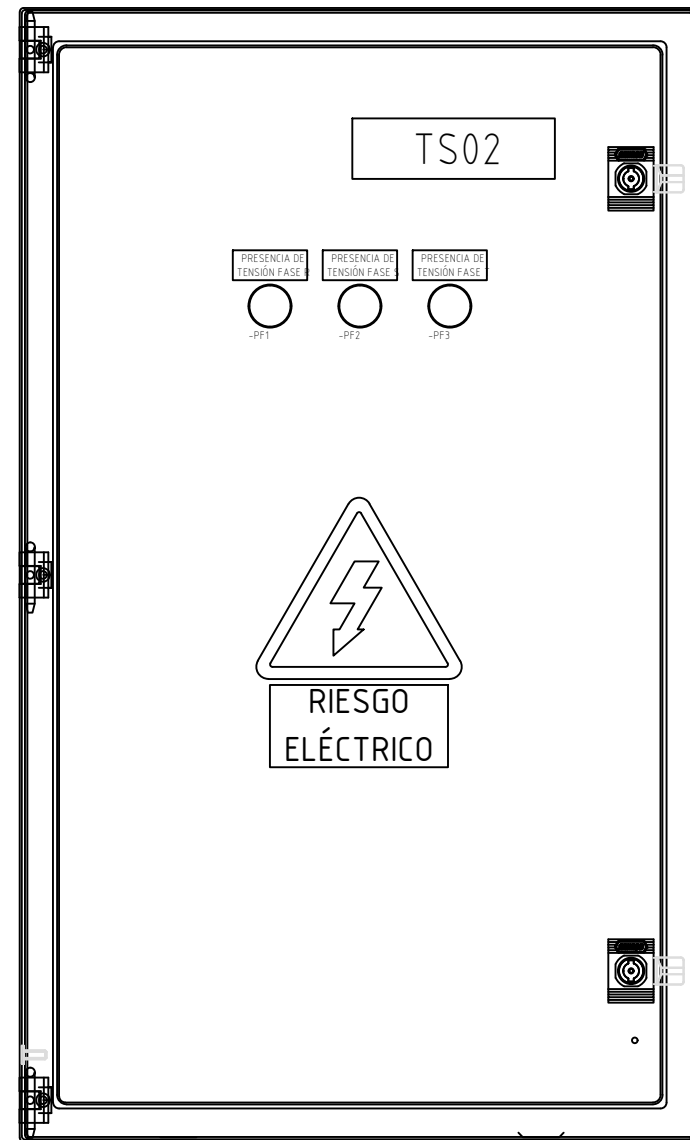


TAPA DEL TABLERO
 ESTRUCTURA DEL TABLERO
 CONTRATAPA DEL TABLERO

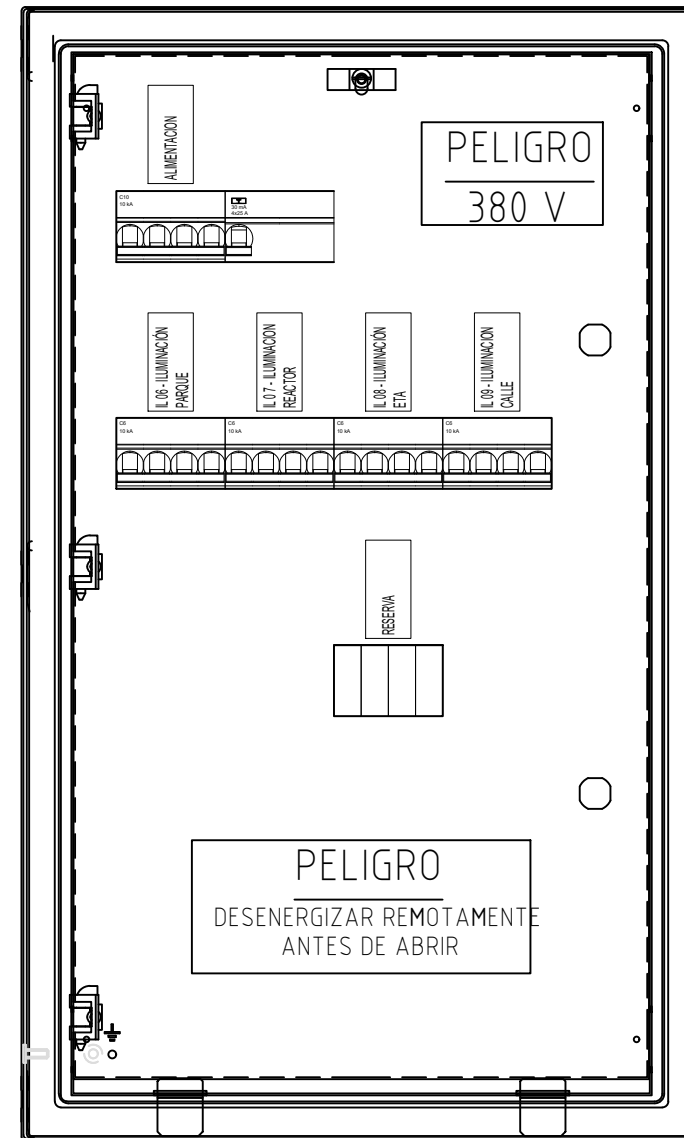
Tableros - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario			
Proyecto: A. Charchir Dibujó: A. Charchir Aprobó: D. Muia		Rev. 0.0 Hoja 9 Cont.: 10	
Archivo: Tableros		Doc. N° Anexo 5	

Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

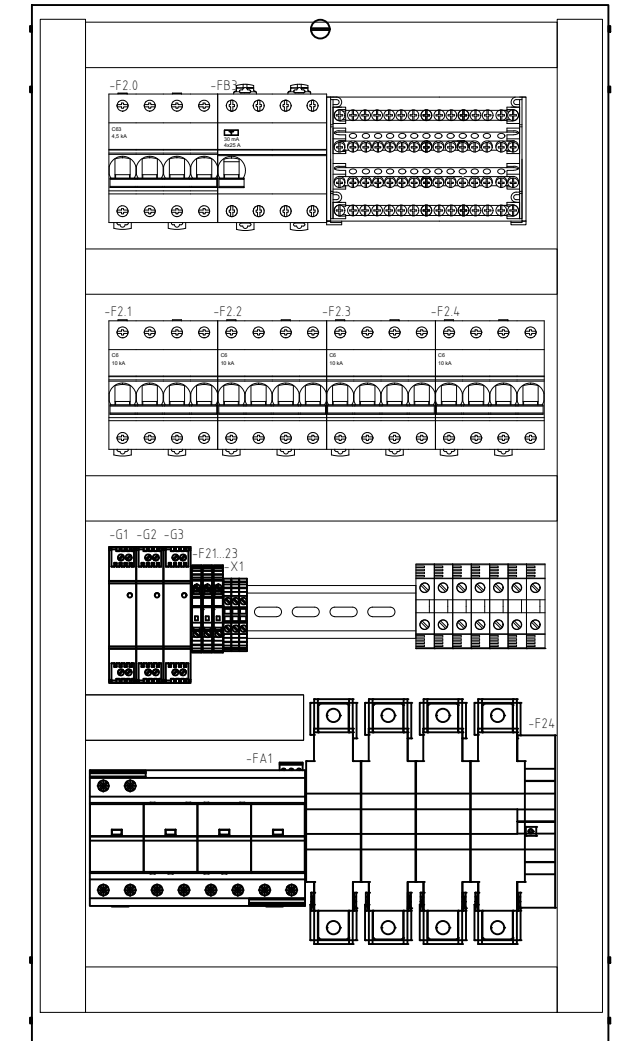
VISTA FRONTAL



VISTA CONTRAFRENTE



VISTA PLACA DE MONTAJE



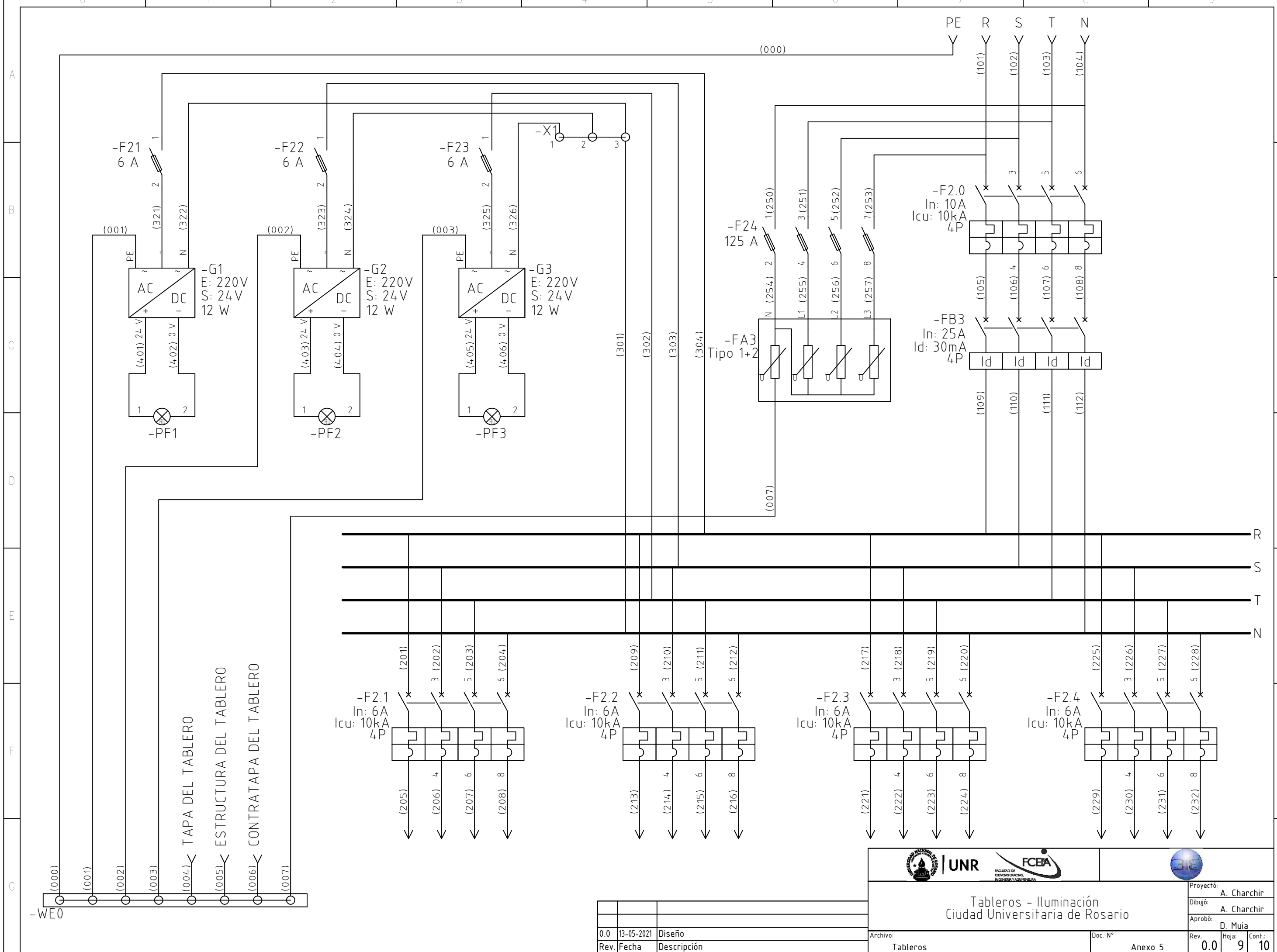
Escala 1:5

Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

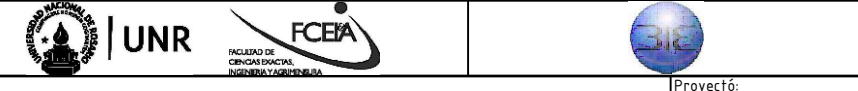
Tableros - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario			
Proyectó:	A. Charchir		
Dibujó:	A. Charchir		
Aprobó:	D. Muia		
Rev.	0.0	Hoja:	8
		Cont.:	9

Archivo:
Tableros

Doc. N°
Anexo 5



TAPA DEL TABLERO
 ESTRUCTURA DEL TABLERO
 CONTRATAPA DEL TABLERO



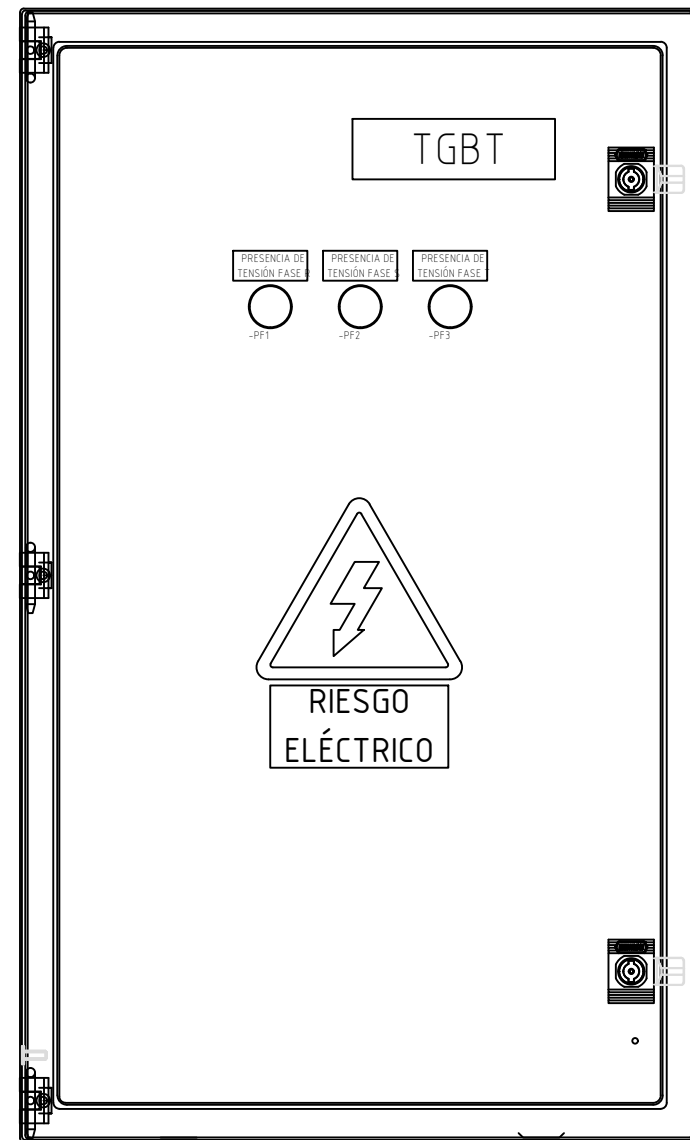
Tableros - Iluminación
 Ciudad Universitaria de Rosario

Proyectó:	A. Charchir
Dibujó:	A. Charchir
Aprobó:	D. Muia
Rev. 0.0	Hoja 9 Cont.: 10

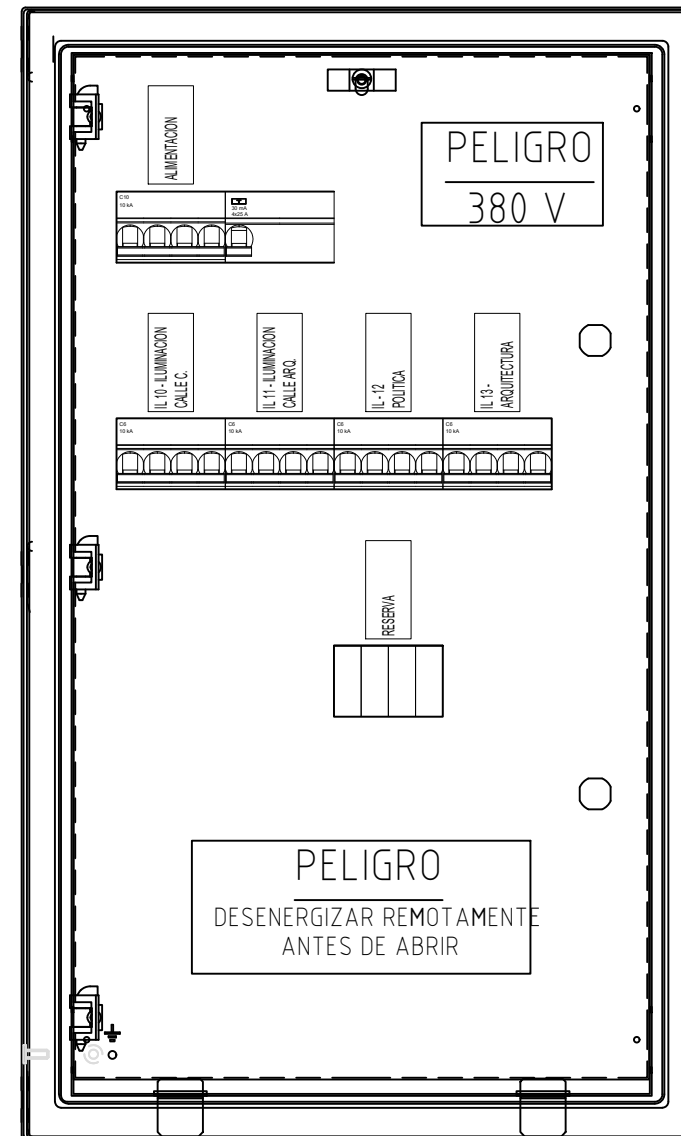
Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

Archivo:	Tableros	Doc. N°	Anexo 5
----------	----------	---------	---------

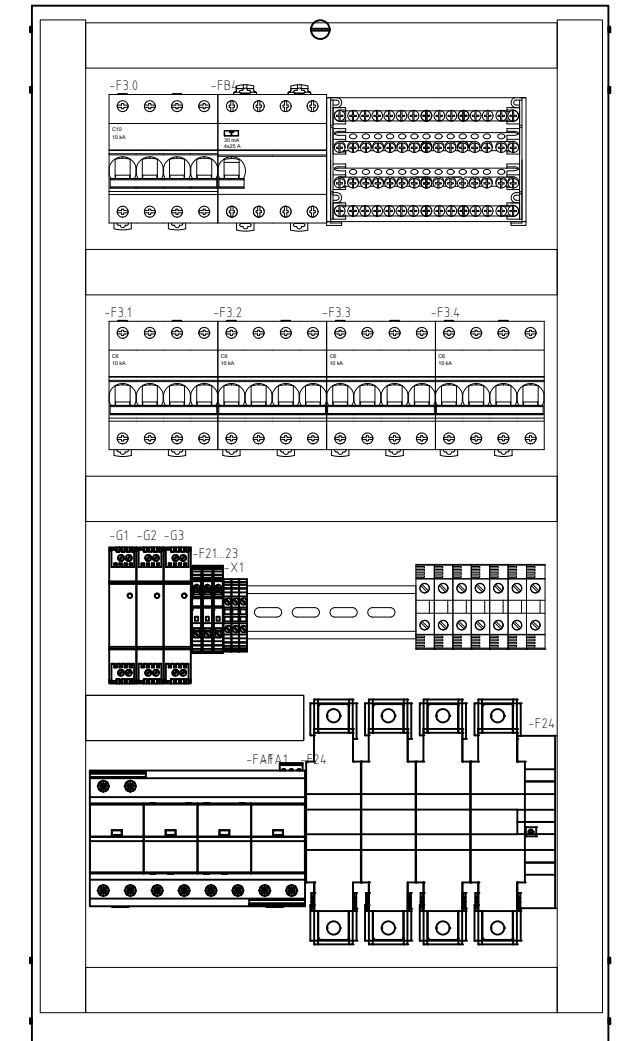
VISTA FRONTAL



VISTA CONTRAFRENTE



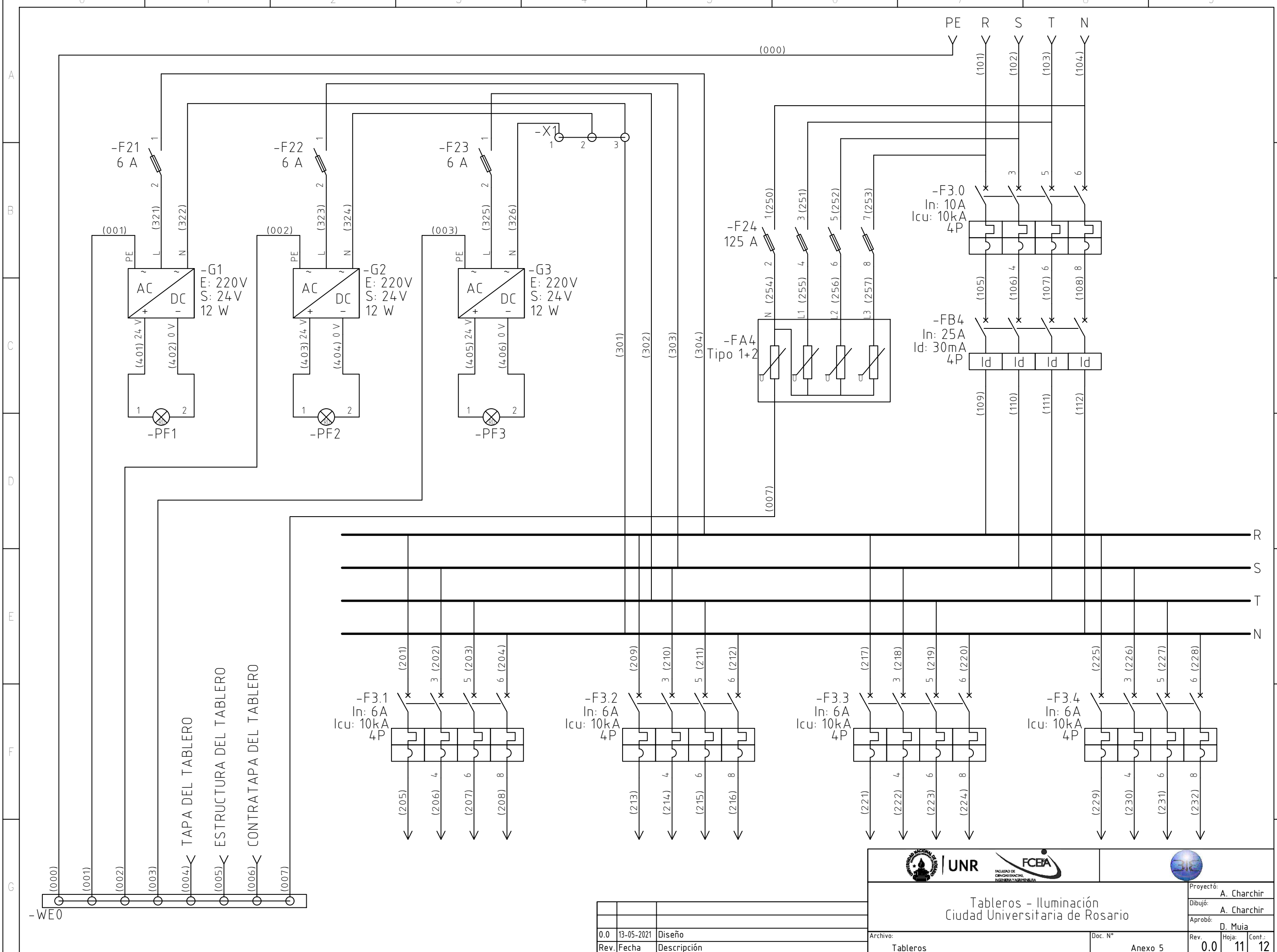
VISTA PLACA DE MONTAJE



Escala 1:5

Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

Tableros - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario			
Proyectó:	A. Charchir	Doc. N°	Anexo 5
Dibujó:	A. Charchir	Rev.	0.0
Aprobó:	D. Muia	Hoja:	10
		Cont.:	11



TAPA DEL TABLERO
 ESTRUCTURA DEL TABLERO
 CONTRATAPA DEL TABLERO



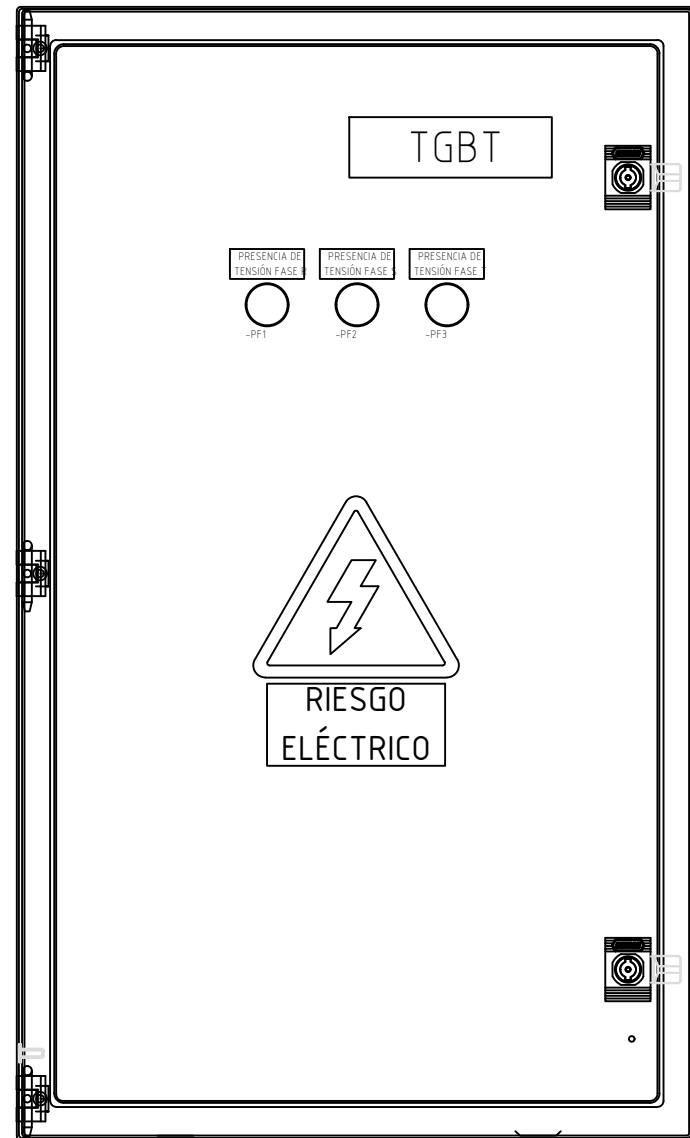
Tableros - Iluminación
 Ciudad Universitaria de Rosario

Proyectó:	A. Charchir
Dibujó:	A. Charchir
Aprobó:	D. Muia
Rev.:	0.0
Hoja:	11
Cont.:	12

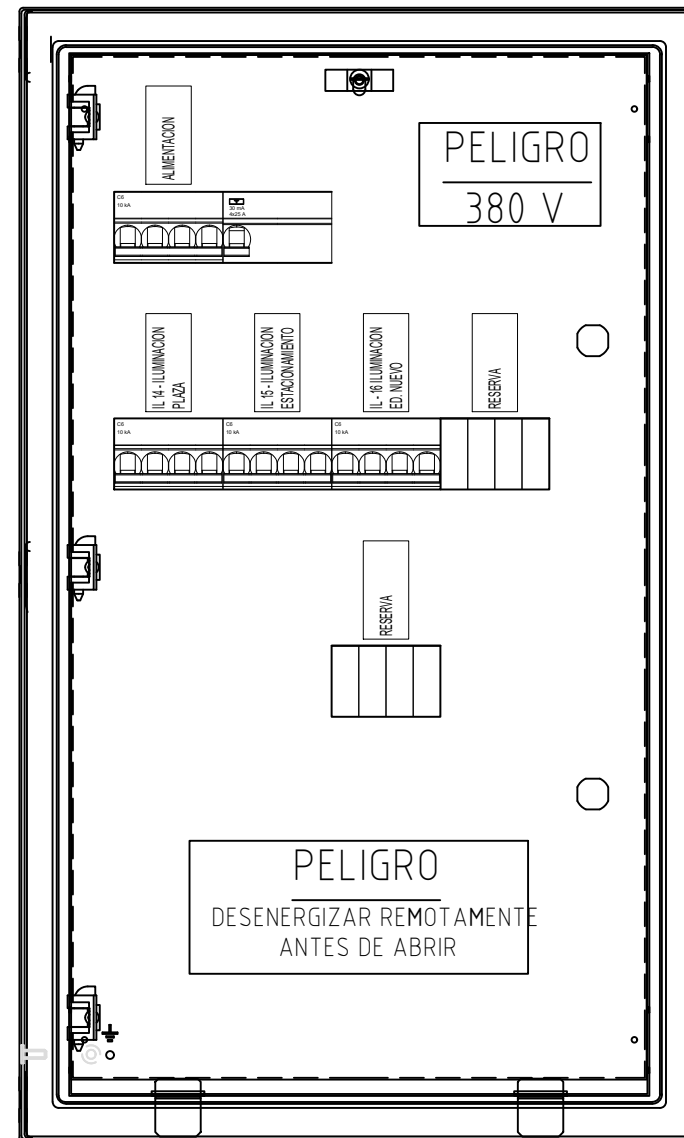
Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

Archivo:	Tableros	Doc. N°	Anexo 5
----------	----------	---------	---------

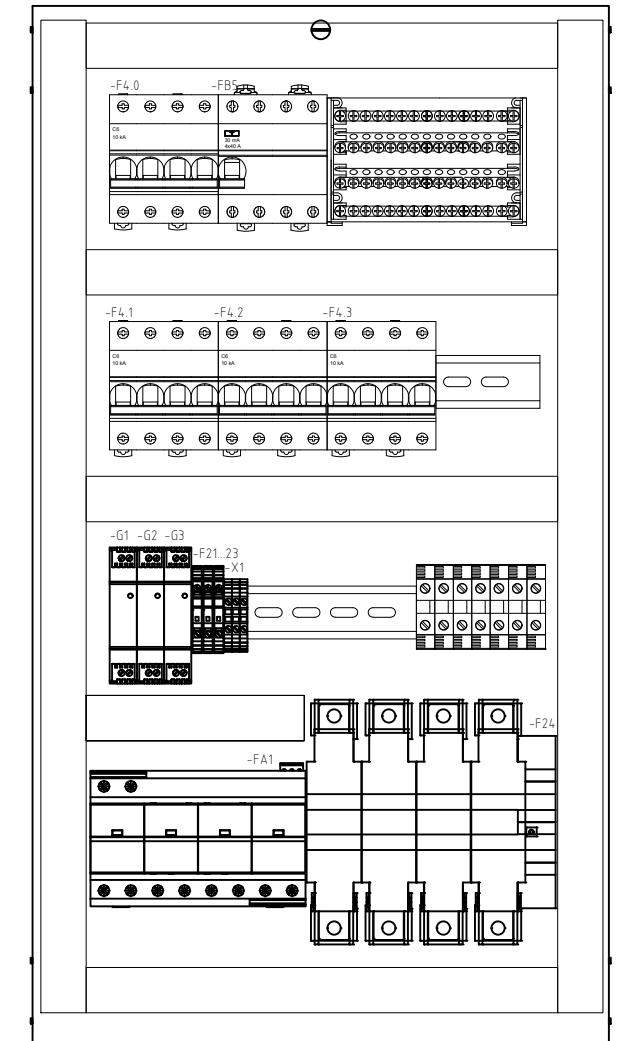
VISTA FRONTAL



VISTA CONTRAFRENTE



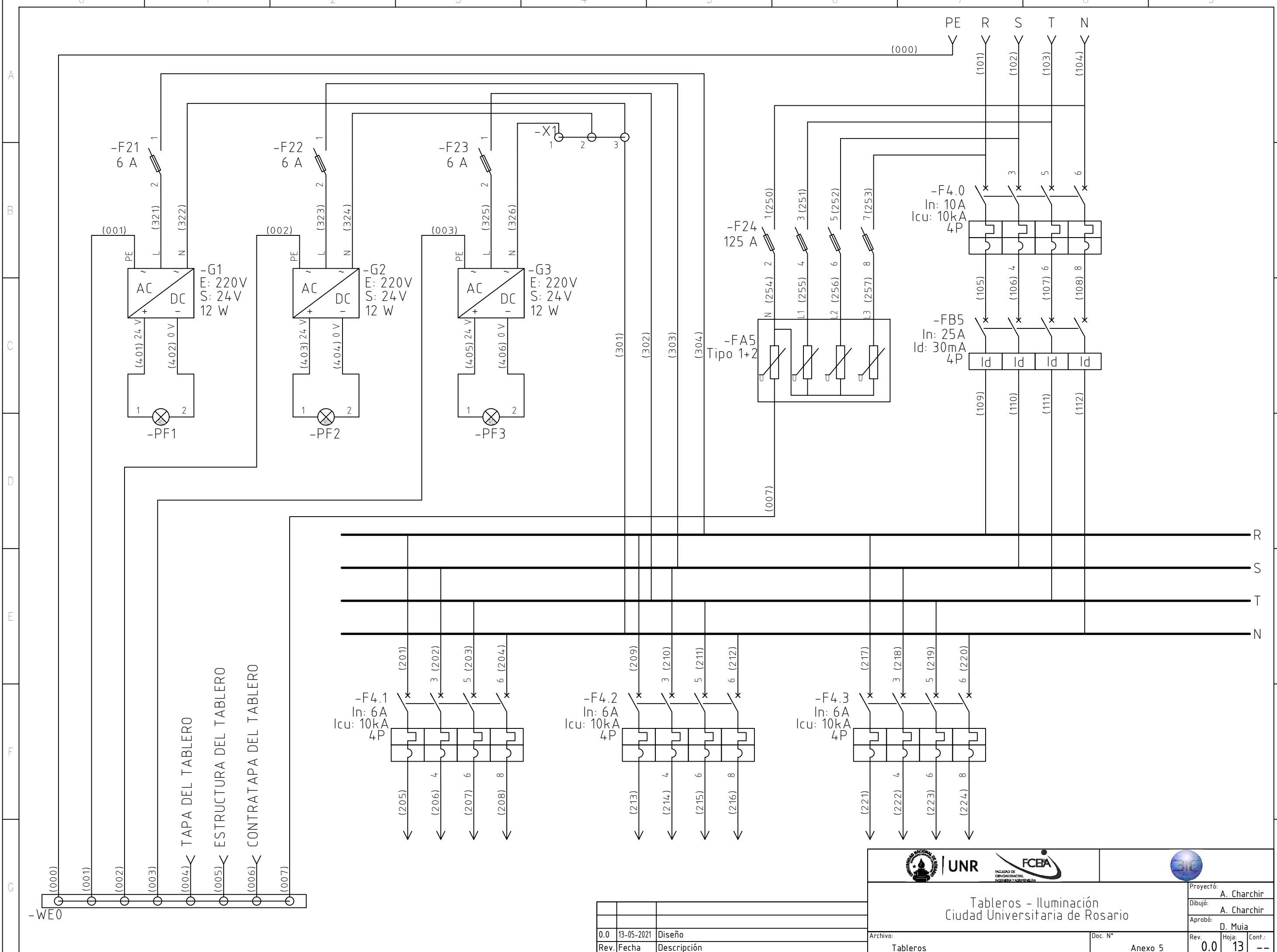
VISTA PLACA DE MONTAJE



Escala 1:5

Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

Tableros - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario			
Proyecto: A. Charchir Dibujó: A. Charchir Aprobó: D. Muia		Rev. 0.0 Hoja 12 Cont.: 13	
Archivo: Tableros		Doc. N° Anexo 5	



TAPA DEL TABLERO
 ESTRUCTURA DEL TABLERO
 CONTRATAPA DEL TABLERO

Rev.	Fecha	Descripción
0.0	13-05-2021	Diseño

Tableros - Iluminación Ciudad Universitaria de Rosario			
Proyectó:	A. Charchir	Doc. N°	Anexo 5
Dibujó:	A. Charchir	Rev.	0.0
Aprobó:	D. Muia	Hoja:	13
Cont.:	--		

Caso de Estudio 1																				
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversion Inicial	\$ 8,716,143.22	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Consumo Sistema Actual [S]	\$ 723,704.58	\$977,001.18	\$1,318,951.60	\$1,780,584.66	\$2,403,789.29	\$3,245,115.54	\$4,380,905.97	\$5,914,223.06	\$7,984,201.14	#####	\$14,551,206.57	\$19,644,128.87	\$26,519,573.97	\$35,801,424.87	\$48,331,923.57	\$65,248,096.82	\$88,084,930.70	\$118,914,656.45	\$160,534,786.20	\$216,721,961.38
Consumo Sistema Nuevo [S]	\$ 340,101.61	\$459,137.18	\$ 619,835.19	\$ 836,777.50	\$1,129,649.63	\$1,525,027.00	\$2,058,786.45	\$2,779,361.71	\$3,752,138.31	\$5,065,386.71	\$ 6,838,272.06	\$ 9,231,667.28	\$12,462,750.83	\$16,824,713.63	\$22,713,363.40	\$30,663,040.58	\$41,395,104.79	\$ 55,883,391.46	\$ 75,442,578.48	\$101,847,480.94
Ahorro Mantenimiento	\$ 100,000.00	\$135,000.00	\$ 182,250.00	\$ 246,037.50	\$ 332,150.63	\$ 448,403.34	\$ 605,344.51	\$ 817,215.09	\$1,103,240.38	\$1,489,374.51	\$ 2,010,655.59	\$ 2,714,385.04	\$ 3,664,419.81	\$ 4,946,966.74	\$ 6,678,405.10	\$ 9,015,846.88	\$12,171,393.29	\$ 16,431,380.94	\$ 22,182,364.27	\$ 29,946,191.77
Flujo de Caja[S]	-\$ 8,232,540.25	\$652,864.01	\$ 881,366.41	\$1,189,844.65	\$1,606,290.28	\$2,168,491.88	\$2,927,464.04	\$3,952,076.45	\$5,335,303.21	\$7,202,659.33	\$ 9,723,590.09	\$13,126,846.63	\$17,721,242.95	\$23,923,677.98	\$32,296,965.27	\$43,600,903.12	\$58,861,219.21	\$ 79,462,645.93	\$107,274,572.00	\$144,820,672.20

Caso de Estudio 2																				
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversion Inicial	\$ 12,894,153.81	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Consumo Sistema Actual [S]	\$ 723,704.58	\$977,001.18	\$1,318,951.60	\$1,780,584.66	\$2,403,789.29	\$3,245,115.54	\$4,380,905.97	\$5,914,223.06	\$7,984,201.14	#####	\$14,551,206.57	\$19,644,128.87	\$26,519,573.97	\$35,801,424.87	\$48,331,923.57	\$65,248,096.82	\$88,084,930.70	\$118,914,656.45	\$160,534,786.20	\$216,721,961.38
Consumo Sistema Nuevo [S]	\$ 165,385.23	\$223,270.07	\$ 301,414.59	\$ 406,909.70	\$ 549,328.09	\$ 741,592.92	\$1,001,150.44	\$1,351,553.10	\$1,824,596.68	\$2,463,205.52	\$ 3,325,327.46	\$ 4,489,192.07	\$ 6,060,409.29	\$ 8,181,552.54	\$11,045,095.93	\$14,910,879.51	\$20,129,687.34	\$ 27,175,077.91	\$ 36,686,355.17	\$ 49,526,579.48
Ganancia Por Venta de Energia	\$ 244,863.49	\$330,565.71	\$ 446,263.70	\$ 602,456.00	\$ 813,315.60	\$1,097,976.06	\$1,482,267.68	\$2,001,061.37	\$2,701,432.85	\$3,646,934.34	\$ 4,923,961.36	\$ 6,646,537.84	\$ 8,972,826.08	\$12,113,315.21	\$16,352,975.53	\$22,076,516.97	\$29,803,297.91	\$ 40,234,452.18	\$ 54,316,510.44	\$ 73,327,289.09
Ahorro Mantenimiento	\$ 100,000.00	\$135,000.00	\$ 182,250.00	\$ 246,037.50	\$ 332,150.63	\$ 448,403.34	\$ 605,344.51	\$ 817,215.09	\$1,103,240.38	\$1,489,374.51	\$ 2,010,655.59	\$ 2,714,385.04	\$ 3,664,419.81	\$ 4,946,966.74	\$ 6,678,405.10	\$ 9,015,846.88	\$12,171,393.29	\$ 16,431,380.94	\$ 22,182,364.27	\$ 29,946,191.77
Flujo de Caja[S]	-\$ 11,990,970.98	#####	\$1,646,050.71	\$2,222,168.46	\$2,999,927.42	\$4,049,902.02	\$5,467,367.72	\$7,380,946.43	\$9,964,277.67	#####	\$18,159,896.06	\$24,515,859.68	\$33,096,410.57	\$44,680,154.27	\$60,318,208.27	\$81,429,581.16	#####	\$148,405,411.66	\$200,347,305.75	\$270,468,862.76

Caso de Estudio 3																				
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversion Inicial	\$ 18,590,851.52	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Consumo Sistema Actual [S]	\$ 723,704.58	\$977,001.18	\$1,318,951.60	\$1,780,584.66	\$2,403,789.29	\$3,245,115.54	\$4,380,905.97	\$5,914,223.06	\$7,984,201.14	\$10,778,671.53	\$14,551,206.57	\$19,644,128.87	\$26,519,573.97	\$35,801,424.87	\$48,331,923.57	\$65,248,096.82	\$88,084,930.70	\$118,914,656.45	\$160,534,786.20	\$216,721,961.38
Consumo Sistema Nuevo [S]	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Ahorro Mantenimiento	\$ 100,000.00	\$135,000.00	\$ 182,250.00	\$ 246,037.50	\$ 332,150.63	\$ 448,403.34	\$ 605,344.51	\$ 817,215.09	\$1,103,240.38	\$1,489,374.51	\$ 2,010,655.59	\$ 2,714,385.04	\$ 3,664,419.81	\$ 4,946,966.74	\$ 6,678,405.10	\$ 9,015,846.88	\$12,171,393.29	\$ 16,431,380.94	\$ 22,182,364.27	\$ 29,946,191.77
Flujo de Caja[S]	-\$ 17,767,146.94	#####	\$1,501,201.60	\$2,026,622.16	\$2,795,999.91	\$3,693,518.88	\$4,986,250.49	\$6,731,438.16	\$9,087,441.51	\$12,268,046.04	\$16,561,862.16	\$22,358,513.91	\$30,183,993.78	\$40,748,391.60	\$55,010,328.67	\$74,263,943.70	#####	\$135,346,037.39	\$182,717,150.48	\$246,668,153.15

Caso de Estudio 4																				
Año	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Inversion Inicial	\$ 12,573,308.17	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
Consumo Sistema Actual [S]	\$ 723,704.58	\$977,001.18	\$1,318,951.60	\$1,780,584.66	\$2,403,789.29	\$3,245,115.54	\$4,380,905.97	\$5,914,223.06	\$7,984,201.14	#####	\$14,551,206.57	\$19,644,128.87	\$26,519,573.97	\$35,801,424.87	\$48,331,923.57	\$65,248,096.82	\$88,084,930.70	\$118,914,656.45	\$160,534,786.20	\$216,721,961.38
Consumo Sistema Nuevo [S]	\$ 75,846.18	\$ 102,392.34	\$ 138,229.66	\$ 186,610.05	\$ 251,923.56	\$ 340,096.81	\$ 459,130.69	\$ 619,826.43	\$ 836,765.68	\$1,129,633.67	\$ 1,525,005.46	\$ 2,058,757.37	\$ 2,779,322.44	\$ 3,752,085.30	\$5,065,315.15	\$ 6,838,175.46	\$ 9,231,596.86	\$12,462,574.77	\$16,824,475.94	\$22,713,042.51
Ganancia Por Venta de Energia	\$ 106,690.52	\$ 144,032.20	\$ 194,443.47	\$ 262,498.69	\$ 354,373.23	\$ 478,403.85	\$ 645,845.20	\$ 871,891.02	\$1,177,052.88	\$1,589,021.39	\$ 2,145,178.88	\$ 2,895,991.49	\$ 3,909,588.51	\$ 5,277,944.48	\$ 7,125,225.05	\$ 9,619,053.82	\$12,985,722.66	\$ 17,530,725.59	\$ 23,666,479.55	\$ 31,949,747.39
Ahorro Mantenimiento	\$ 120,000.00	\$ 162,000.00	\$ 218,700.00	\$ 295,245.00	\$ 398,580.75	\$ 538,084.01	\$ 726,413.42	\$ 980,658.11	\$1,323,888.45	\$1,787,249.41	\$ 2,412,786.70	\$ 3,257,262.05	\$ 4,397,303.77	\$ 5,936,360.09	\$ 8,014,086.12	\$10,819,016.26	\$14,605,671.95	\$19,717,657.13	\$ 26,618,837.13	\$ 35,935,430.12
Flujo de Caja[S]	-\$ 11,698,759.25	\$1,180,641.04	\$1,593,865.40	\$2,151,718.30	\$2,904,819.70	\$3,921,506.60	\$5,294,033.90	\$7,146,945.77	\$9,648,376.79	#####	\$17,584,166.70	\$23,738,625.04	\$32,047,143.81	\$43,263,644.14	\$58,405,919.59	\$78,847,991.44	#####	\$143,700,464.40	\$193,995,626.95	\$261,894,096.38