

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

FACULTAD DE CIENCIAS E INGENIERÍA



Factibilidad y diseño de una micro red conformada por paneles solares y turbinas eólicas en la torre A del edificio McGregor de la PUCP.

Tesis para obtener el título profesional de ingeniero electrónico

AUTOR:

Bryan Fernando Mejía Montalvo

ASESOR:

Oscar Antonio Melgarejo Ponte

Lima, noviembre del 2020

Resumen:

Actualmente es más frecuente el empleo de energía eléctrica a partir de fuentes renovables interactuando en paralelo o de manera aislada de la red eléctrica pública, especialmente orientados a suplir la energía eléctrica convencional, tanto cuando esta falla y no está disponible, o para zonas aisladas. En este contexto, las micro redes eléctricas surgen como medio para la utilización de energías renovables a niveles de potencia bajas y medias, donde la energía es generada empleando diversos tipos de recursos renovables para luego ser entregada a un conjunto de cargas propias y, además es posible que entreguen energía a la red pública, convirtiéndose en sistemas bidireccionales.

El objetivo principal de este trabajo de tesis es el análisis de factibilidad para proponer el diseño de una micro red conformada por paneles solares o turbinas eólicas para el sistema de iluminación de la torre A del edificio McGregor, esperando que sirva como guía para trabajos futuros relacionados al diseño de micro redes y al diseño de sistemas que funcionen con energías renovables, especialmente en edificios en Lima.

Aquí se desarrollará el diseño de los distintos componentes que conforman una micro red, el análisis técnico y económico de la factibilidad para determinar la conveniencia de utilizar energía solar y eólica o sólo una de estas. Para estos fines, primero se realizará la determinación de la carga que conforma el sistema de iluminación y las características físicas de la torre A del edificio McGregor.

Finalmente, se realizará una simulación del sistema (micro red y cargas de iluminación) mediante un software para verificar que su funcionamiento es el esperado. Las conclusiones del estudio estarán complementadas con un análisis económico para determinar la factibilidad de su implementación en la torre A del edificio McGregor.

Índice:

1.	Marco problemático de la torre A del edificio McGregor:	1
1.1.	Introducción de la problemática y declaración del marco problemático:.....	1
1.1.1.	Introducción de la problemática:.....	1
1.1.2.	Marco problemático:	2
1.2.	Objetivos:	3
1.2.1.	Objetivo principal:	3
1.2.2.	Objetivos secundarios:	3
1.3.	Alcance:	3
1.4.	Estructura de la tesis:	4
2.	Fundamentos para el desarrollo del diseño:	5
2.1.	Características y estructura de una micro red:.....	5
2.2.	Unidades de generación y almacenamiento usados en una micro red:	6
2.2.1.	Unidades de generación:.....	6
2.2.2.	Unidades de almacenamiento:	9
2.3.	Gestión y control de una micro red:.....	11
3.	Estimación de recursos y demanda:	13
3.1.	Estimación de la demanda energética:	13
3.2.	Factibilidad de uso del recurso eólico:.....	16
3.3.	Factibilidad de uso del recurso solar:.....	20
3.4.	Posibilidad de empleo de recursos convencionales como respaldo:	22
3.5.	Selección de componentes de la micro red:	23
3.5.1.	Determinación de la demanda energética real:	23
3.5.2.	Selección del sistema de almacenamiento de energía e inversores:.....	31
3.5.3.	Selección del sistema de generación:	37
3.5.4.	Selección del sistema de gestión:.....	45
3.6.	Distribución de componentes y sección de los conductores:.....	47
3.7.	Análisis de costo:.....	51
3.8.	Reemplazo por tecnología LED:	52
3.8.1.	Estimación energética:	52
3.8.2.	Selección de componentes:.....	54
3.8.3.	Análisis de costos:.....	59
4.	Simulaciones y resultados:.....	61
4.1.	Simulación del diseño realizado:	61
5.	Conclusiones:	66

6. Recomendaciones:	67
7. Bibliografía:	68



1. Marco problemático de la torre A del edificio McGregor:

1.1. Introducción de la problemática y declaración del marco problemático:

1.1.1. Introducción de la problemática:

Actualmente, en el Perú, es indispensable incentivar más activamente el uso de micro redes debido al gran potencial que tiene nuestro país para aprovechar las energías renovables [1].

En el campus de la PUCP, dada su amplitud y las velocidades de viento e irradiación solar que se aprecian según las tablas 4, 5, 6 y 11, la realización de un estudio de factibilidad para la posible implementación de sistemas de energía no convencional resulta atractivo, aún más si esta pudiese concretarse como una micro red, no sólo sería útil para la red interna, sino también, en casos, especialmente de emergencia, para brindar apoyo como fuente de respaldo a la comunidad.

Además, la posibilidad aumenta al notar que universidades de países vecinos y alrededor del mundo como Colombia, Brasil, Chile y EEUU ya han implementado estos sistemas para la alimentación parcial de zonas determinadas de sus instalaciones. (Colombia [2], Chile [3], EEUU [4])

Para el diseño e implementación de una micro red no solo es necesario el estudio de las condiciones climatológicas y facilidades físicas y económicas para determinar la conveniencia del uso de las energías renovables. En caso de haber determinado su factibilidad, es necesario seleccionar los componentes adecuados para obtener la mayor eficiencia posible y el menor impacto sobre el ecosistema del medio. Por lo tanto, la selección de los elementos generadores de energía (paneles solares y turbinas eólicas), el sistema de almacenamiento y la gestión de la energía son determinantes.

En este trabajo se mostrará la arquitectura de la micro red, así como la determinación de recursos existentes para su implementación, la selección de componentes y finalmente su simulación para verificar que su funcionamiento es el deseado, tomando como ejemplo el caso de ser implementado para el sistema de iluminación de la torre A del edificio McGregor de la PUCP.

1.1.2. Marco problemático:

La fortaleza de los sistemas eléctricos radica en la capacidad de estos para brindar energía de calidad de manera constante a las cargas durante su tiempo de trabajo.

Dicha fortaleza aumenta cuando se cuenta con diversos sistemas de respaldo para mantener el suministro de energía eléctrica hacia las cargas. Esto se puede lograr con el empleo de distintos tipos de sistemas como UPS (Sistema de alimentación ininterrumpida por sus siglas en inglés), grupos electrógenos y el uso de energías no convencionales. Al ser utilizados múltiples de estos generadores de energía, forman las micro redes.

Las micro redes, por emplear sistemas de energías renovables, actualmente tienen un monto de inversión inicial elevado; por lo que, económicamente, representa un obstáculo para su uso a gran escala [5], ya que el tiempo en el que se recupera la inversión suele ser largo. Por este motivo, su justificación se ve reflejada en mayor medida desde el punto de vista social y ambiental.

La torre A del edificio McGregor de la PUCP, ubicada en el distrito de San Miguel, departamento de Lima, Perú, presenta condiciones adecuadas para la implementación de un sistema como lo es una micro red. Es un edificio de aulas de 5 pisos con un área en el techo disponible de 260 m², aproximadamente. Su sistema de iluminación comprende fluorescentes y focos ubicados en aulas, pasadizos y baños a lo largo del edificio, siendo la demanda máxima del sistema de iluminación no mayor a los 17 kW.

Mediante este sistema se alimentará el circuito de iluminación de la torre A en las horas nocturnas de funcionamiento (17:00 a 22:00 horas), de tal manera que este no dependa de la red pública en estas horas. Por consiguiente, la micro red deberá aportar como mínimo, y en el peor de los casos, 85 kWh, aproximadamente.

Siendo la energía solar y eólica las principales fuentes de energía no convencionales posibles de ser aprovechadas en la torre A, se debe tener en cuenta la variabilidad de su aprovechamiento, ya que la disponibilidad de estos recursos depende de las condiciones climáticas, en especial en una zona como Lima, Perú, en donde los niveles de radiación no son tan elevados en comparación con regiones en el sur del país, por ejemplo. Se debe asegurar que, para el peor de los casos, la micro red pueda generar la cantidad de energía deseada. Aun siendo así, siempre existe un riesgo de no cumplir con estas condiciones dada la aleatoriedad con las que estas puedan variar.

Por lo tanto, es necesario implementar un sistema de gestión de la energía para optimizar no solo la mayor cantidad de energía, sino también el tiempo de vida de los componentes, la utilización de los paneles, controladores de carga, sistema de almacenamiento,

inversores y demás componentes de la micro red [6].

La estimación de los recursos y demanda, los componentes de la micro red y análisis de costos se desarrollará en detalle en el capítulo 3, dado que son fundamentales para el diseño de la micro red. Estas requieren un análisis detallado para garantizar la entrega de energía necesaria para abastecer la demanda medida en la Torre A del edificio McGregor.

1.2. Objetivos:

1.2.1. Objetivo principal:

Estudiar la factibilidad de un sistema de alimentación autónomo, en el campus de la PUCP, mediante una micro red conformada por paneles solares y turbinas eólicas, que alimente al sistema de iluminación de la torre A del edificio McGregor de la PUCP.

1.2.2. Objetivos secundarios:

1. Promover el uso de energías renovables en los sistemas de generación eléctrica.
2. Elaborar una metodología de diseño para micro redes.
3. Determinar la factibilidad de recursos solares y eólicos de acuerdo con los valores de radiación solar y velocidad de viento registrados en la zona geográfica (PUCP, Lima, Perú).
4. Determinar las características para el diseño de la micro red: demanda existente, nivel de voltaje de las baterías, características de los paneles y/o turbinas y potencia máxima económicamente factible, de acuerdo a los resultados del estudio de factibilidad realizado.
5. Determinar y seleccionar equipos de generación de energía, controlador de carga, banco de baterías, inversor y demás componentes principales de la micro red.
6. Realizar un análisis económico de la micro red diseñada con la finalidad de estimar el tiempo de recuperación de inversión.
7. Simular la micro red diseñada para verificar su correcto funcionamiento.

1.3. Alcance:

El alcance del presente trabajo es diseñar una micro red aislada, capaz de suministrar la energía necesaria para abastecer la demanda nocturna del sistema de iluminación de la torre A del edificio McGregor de la PUCP, de tal manera que no sea dependiente de la red pública y que la implementación de este sistema favorezca al medio ambiente. Esto se realizará a través del diseño de la micro red, el cual comprende la verificación de la factibilidad de los recursos a utilizar (solar y eólico), identificación de la carga a alimentar, selección de los componentes, diseño de sistemas mecánicos y eléctricos (cumpliendo con las normas técnicas de calidad nacional e internacional) y un análisis

económico general. El cumplimiento del diseño será verificado empleando un software especializado.

Asimismo, se busca colaborar con el desarrollo de la implementación de energías renovables en el Perú, de tal manera que el presente trabajo sea tomado como referencia y guía para la futura implementación de micro redes en edificaciones públicas y/o privadas a lo largo del territorio nacional.

1.4. Estructura de la tesis:

La tesis se estructura de la siguiente manera:

1. Se definen y explican los conceptos de micro red, sistemas de generación, de almacenamiento y de gestión.
2. Se estima la demanda energética en la torre A del edificio McGregor de la PUCP de acuerdo con las características físicas y eléctricas presentes.
3. Se determina la cantidad de recursos solares y eólicos disponibles en la zona, es decir, se realiza un estudio de factibilidad para determinar si es posible utilizar energía eólica y solar, o sólo una, a partir de los recursos presentes en la zona para definir el sistema de generación [7].
4. Se selecciona cada componente de la micro red con los datos obtenidos y los criterios de diseño.
5. Se diseñan los sistemas mecánicos y eléctricos de la micro red, con los datos obtenidos y los criterios de diseño.
6. Se realiza un análisis económico.
7. Se verifica el correcto funcionamiento de la micro red a través de una simulación por software (HOMER).

2. Fundamentos para el desarrollo del diseño:

2.1. Características y estructura de una micro red:

Las micro redes son sistemas bidireccionales que consisten en fuentes de generación, equipos de almacenamiento y cargas, para satisfacer una determinada demanda de energía eléctrica [2]. Mayormente, se caracterizan por brindar energía a partir de recursos renovables (no convencionales). Sin embargo, también pueden utilizar recursos no renovables (convencionales), como es el caso de los grupos electrógenos.

Las micro redes pueden ser diseñadas en 3 configuraciones: aisladas, en paralelo con la red y de emergencia.

Otra característica de las micro redes es que son sistemas escalables, es decir, pueden aumentar su nivel de potencia conectando una mayor cantidad de componentes en paralelo con los que ya existen. Los sistemas pueden ser tan pequeños como de 1 kW de potencia y llegar hasta varios cientos de kW. En cuanto a su voltaje de salida, pueden ser de corriente alterna o continua (AC o DC), de acuerdo a las características de las cargas.

La micro red que se diseñará en este trabajo será de configuración aislada (ver figura 1), destinada a alimentar el sistema de iluminación de la torre A del edificio McGregor.



Figura 1: Representación de una micro red aislada [8].

La figura 2 muestra la arquitectura general de la micro red proyectada:

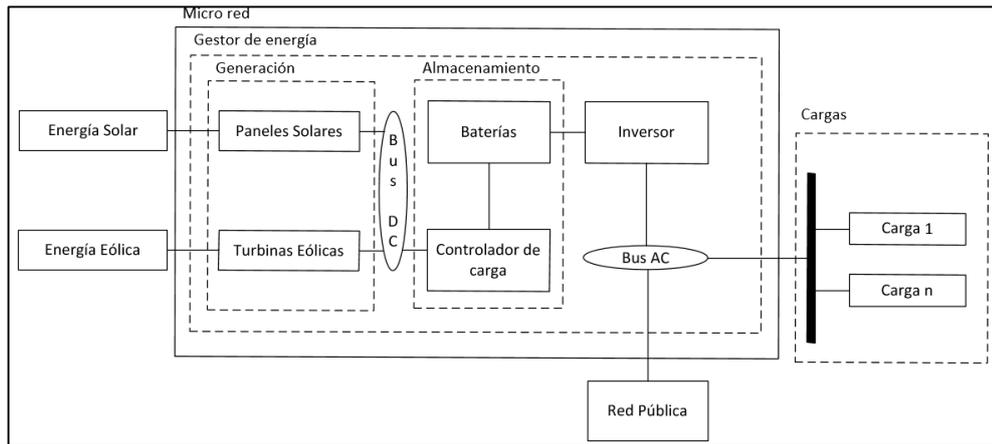


Figura 2: Representación gráfica de la Micro red [Fuente propia].

2.2. Unidades de generación y almacenamiento usados en una micro red:

2.2.1. Unidades de generación:

Las unidades de generación son aquellas que convierten la energía proveniente de fuentes renovables en energía eléctrica. En este caso son los paneles solares y las turbinas eólicas, las cuales convierten la energía solar y eólica, respectivamente, en energía eléctrica.

a) Paneles solares:

Los paneles solares (figura 3) están conformados por un conjunto de celdas solares conectadas en serie o paralelo [9]. Las celdas solares son dispositivos electrónicos basados en semiconductores de silicio u otros materiales, que generan una corriente eléctrica cada vez que incide luz solar en la superficie de estas [10].



Figura 3: Representación de un panel solar [11].

La figura 4 muestra el circuito equivalente de una celda solar, equivalente al del panel solar.

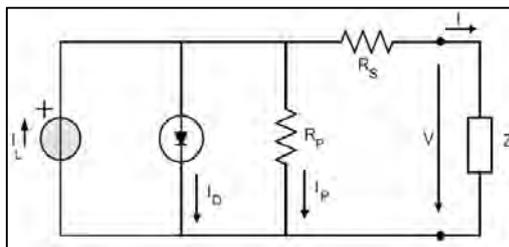


Figura 4: Circuito equivalente de una celda solar [12].

Al haber presencia de luz solar, se genera una diferencia de tensión en el panel. Al conectar una carga “z” se genera la corriente “ I_L ”, que circulará hacia la carga y, asimismo, por las características físicas del panel, se produce una ligera pérdida, simbolizada por la resistencia “ R_p ”.

Finalmente, la carga “z” recibe la corriente “ I ”. Como se observa en la figura anterior, “ I ” es el resultado de la resta de “ I_L ” con la corriente del diodo “ I_D ” y la corriente de pérdidas “ I_p ”.

La eficiencia y el desarrollo de esta tecnología está ligada al material con el que las celdas están conformadas, existen paneles solares fabricados con telurio de cadmio, CIGS (Cobre, Indio, Galio y Selenio) y silicio de capas más finas, además de otros materiales. Todos los materiales mencionados anteriormente tienen eficiencias distintas, así como procesos de fabricación de mayor o menor complejidad, lo que lleva a una variación en el costo de cada una de estas.

Actualmente los paneles más usados son los que están fabricados con silicio mono y policristalino por su bajo costo y buen rendimiento garantizado con respecto a otros materiales [13].

La evolución en la eficiencia de los paneles solares con respecto a los diferentes materiales y tecnologías para la fabricación de estos se encuentran resumidos en [14].

b) **Turbinas eólicas:**

Las turbinas eólicas son dispositivos que convierten la energía cinética del viento en energía mecánica. Cuando se utiliza para generar energía eléctrica (a través de un generador acoplado al eje de la turbina), se denomina también generador eólico o aerogenerador [15].

La energía del viento hace mover las paletas de las turbinas. A partir de este movimiento se genera una diferencia de presiones que producen la fuerza necesaria para hacer rotar el eje principal de la turbina. Este eje se acopla a una multiplicadora

(juego de engranajes) para que la rotación del eje a su salida sea apta para la generación eléctrica (permite el acople del eje de la turbina eólica con el eje del generador). Esta energía va a un transformador, el cual convierte la energía eléctrica para transportarla por cables de la manera más eficiente posible [15].

Las partes del generador eólico se muestran en la figura 5.

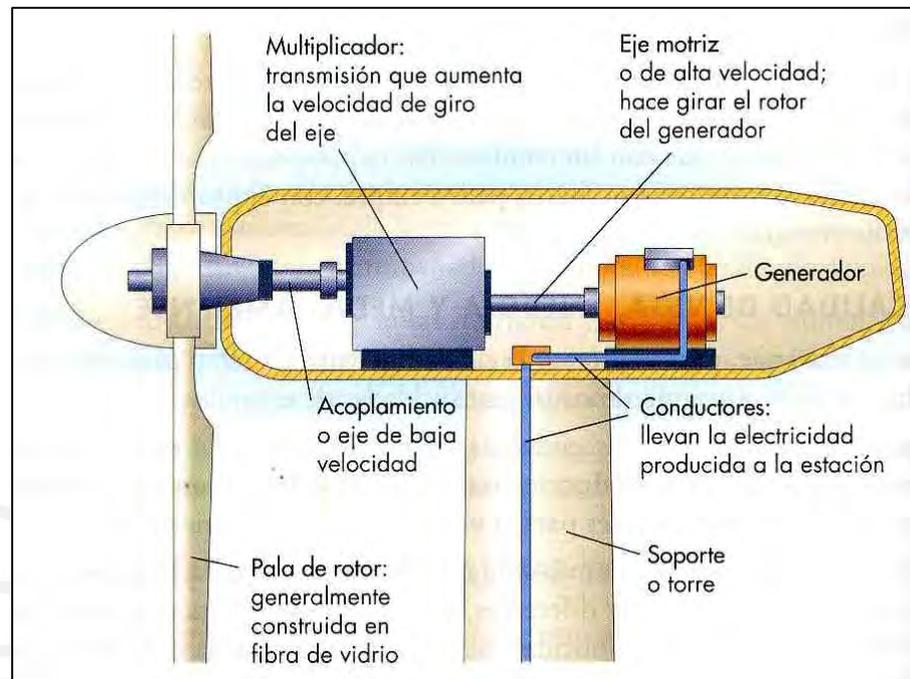


Figura 5: Componentes principales de un generador eólico [16].

La eficiencia y tecnología de las turbinas eólicas depende de varias características, desde la disposición del rotor como el número de palas, el tipo de eje y según la velocidad del rotor, principalmente [17].

En cuanto al tipo de eje, existen las turbinas de eje horizontal y las de eje vertical. Actualmente se utilizan las turbinas de eje horizontal dado que son mucho más fáciles de desmontar y generan más energía dado que aprovechan velocidades mayores de viento, mientras que las turbinas con eje vertical son utilizadas mayormente en lugares con velocidades de viento bajas [17].

En cuanto a la disposición del rotor, en las turbinas de eje horizontal el rotor puede estar situado a barlovento (el viento incide primero en el rotor y luego en la torre) o sotavento (proceso contrario a barlovento). Para propósitos comerciales los rotores a barlovento son utilizados dado su mayor rendimiento, debido a que estos reciben directamente el flujo, sin perturbaciones, a diferencia de su contraparte, que recibe el flujo después de que pasa por la torre y hace que estas tengan una carga de fatiga mayor [17].

En cuanto al número de palas, se puede demostrar que el número ideal de palas para que la turbina tenga el máximo rendimiento posible, es de 3. Esto se debe a que con demasiadas palas el costo aumenta considerablemente, pero el rendimiento no aumenta de manera proporcional y con pocas palas el costo disminuye, pero no se produce toda la energía que el sistema podría producir realmente [17].

En cuanto a la velocidad del rotor, existen turbinas con velocidad variable y constante. Actualmente se utilizan mayormente rotores con velocidad variable dado que su contraparte genera mucho estrés en la turbina en momentos en los que la velocidad del viento no es igual a la nominal del generador, lo que, en consecuencia, produce un desgaste mucho mayor en las turbinas [17].

Estas consideraciones se muestran en el gráfico 2, que muestra la eficiencia de las turbinas (Coeficiente de potencia del rotor C_p) versus la velocidad específica del viento (λ) para distintas tipologías de turbinas.

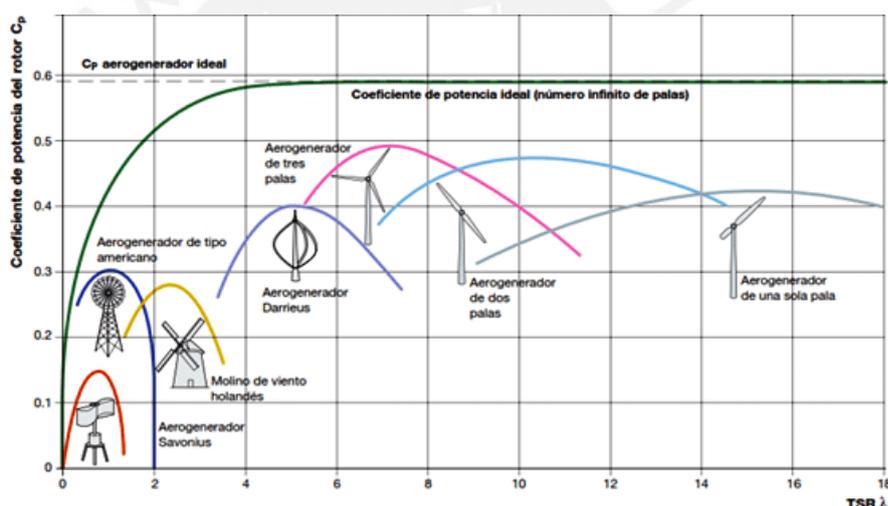


Gráfico 2: Coeficiente de potencia para diferentes tipologías de turbinas eólicas [18].

Para la tesis se utilizarán turbinas eólicas para potencias pequeñas con eje horizontal, a barlovento, de 3 palas y con un rotor con velocidad variable.

2.2.2. Unidades de almacenamiento:

Las micro redes aisladas que solo funcionan con energías renovables requieren de un mecanismo que permita la utilización de estas en cualquier momento que sea necesario.

Por tal motivo, se recurre a las unidades de almacenamiento de energía para la utilización, aprovechamiento y almacenamiento de las energías renovables.

Las unidades de almacenamiento son dispositivos que se emplean para almacenar una cierta cantidad de energía, que podrá ser utilizada cuando se requiera [19].

La eficiencia, autonomía y tecnologías relacionadas a los sistemas de almacenamiento dependen mucho del tipo de energía que se desea almacenar. En este trabajo se busca almacenar energía eléctrica directamente desde la salida del sistema de generación, por lo que se decidió usar baterías como el sistema de almacenamiento de la micro red.

Las baterías son dispositivos de almacenamiento de energía cuyo principio de funcionamiento consiste en reacciones electroquímicas entre dos electrodos separados por un electrolito. Las reacciones químicas en los componentes producen una corriente de iones en el electrolito que a su vez producen una corriente eléctrica en los electrodos [19], lo que finalmente se transmite hacia las cargas conectadas a ella.

Los principales tipos de batería utilizadas en el mercado son las de plomo ácido, Níquel Cadmio, ión-litio y Níquel metal hidruro [19]. La tabla 1 muestra una comparación entre algunas de estas tecnologías que permitirán decidir sobre qué tipo de baterías serán más convenientes para la implementación de un sistema y, asimismo, muestran la comparación con otros tipos de tecnologías de almacenamiento que requieren componentes adicionales o tipos de energía distintos a la energía eléctrica:

Tecnología	Wh/Kg	Wh/litro	Potencia W/kg	Tiempo medio de descarga	Eficiencia
Plomo-Ácido	30-40	60-75	180	10 sec- varias horas	50-92%
Ion-Li	100-265	250-730	250-350	15 min- varias horas	80-90%
Níquel metal hidruro	60-120	140-300	250-1000	Autodescarga de 30% / mes	66%
Sulfuro de Sodio	100	150	200	8 horas	70%
Redox	~ 40	--	80-150	--	80%
Supercondensadores	3-5	--	6000	Autodescargas Hasta 5% / día Hasta 14%/ mes	95%
Celdas de Combustible	121	16	18	--	80%
SMES	< 1	--	1000	Menos de 100ms	90%
Volantes de inercia FES	11 - 50	--	180-1800	20% a 50% en 2 horas	90-95%
CAES	10 - 30	--	--	--	> 60%
PHS	0.3	--	--	--	70-85%
TES	--	177	--	--	> 60%

Tabla 1: Comparación entre distintas tecnologías de almacenamiento [19].

Información completa sobre estas tecnologías se muestra en [19], en el anexo D.

Por las características mostradas, se observa que las baterías de ion-litio son las más aptas para el diseño, dado que tienen una alta eficiencia y buen tiempo medio de descarga, así como otras características como la potencia.

Sin embargo, son muy costosas, por lo que se toma como alternativa las baterías de plomo-ácido, específicamente las baterías selladas de gel de descarga profunda, las cuales tienen una alta eficiencia, tiempo de vida prolongado y un precio menor en comparación con las

baterías de litio.

Por otro lado, tecnologías como la de supercondensadores y FES también son bastante buenas. Sin embargo, su elevado costo y la falta de conocimiento de estas tecnologías no posibilitan su aplicación en nuestro país. Mayor información sobre estos tipos de almacenamiento y de los tipos de baterías se encuentra en el anexo D.

2.3. Gestión y control de una micro red:

Los sistemas de gestión de energía buscan administrar la energía hacia las cargas de la manera más eficiente posible a lo largo de todas las etapas de la micro red, monitoreándola en tiempo real.

Consisten en un conjunto de sensores y dispositivos que miden diversos parámetros de la micro red como voltaje, corriente, potencia de salida, temperatura, etc. y envían los datos a un centro de monitoreo local o remoto, de manera que puedan utilizarse para programar configuraciones de los componentes de la micro red, tiempos de utilización y mecanismos de protección de acuerdo al comportamiento de la micro red a través del tiempo.

Se diseñan estos sistemas de tal manera que se pierda la menor cantidad de energía posible en cada instante de la utilización de la micro red, es decir, tanto en los momentos de máxima demanda como en los de mínima demanda [20] y para brindar protección al sistema y poder realizar un monitoreo de las características de cada parte de la micro red de manera local o remota a través de un software compatible con los protocolos de comunicación de los componentes.

Las tecnologías relacionadas a gestores de energía están relacionadas a la mejora en la precisión de los sensores y software, así como en innovación en el mecanismo de control para que el sistema sea más eficiente y seguro.

Un claro ejemplo de un gestor de energía es el inversor PIP-HS series (figura 6), que es un dispositivo de alta frecuencia que está diseñado para entornos tanto fuera de la red y conectadas a la red. Cuenta con un amplio rango de entrada de 90 a 280 VAC y 170 a 280 VAC. Este dispositivo ofrece modos de prioridad CA o CC (solares), y los controles se pueden modificar fácilmente desde el menú LCD que ofrece información completa del sistema. También viene con un puerto USB que se puede conectar a un PC para la supervisión del sistema [21].



Figura 6: Inversores PIP-HS series [21].

El inversor mencionado tiene un buen control sobre el sistema, lo que permitirá un aumento en la eficiencia en el uso del mismo y en el tiempo de vida de los componentes, al utilizarlos adecuadamente en todo momento. Posee un mecanismo de sensado de distintas partes del sistema, así como un mecanismo de prioridad al momento de trabajar con paneles solares.

Asimismo, otros componentes de una micro red pueden proporcionar estas funciones siempre y cuando lo especifiquen en sus datos técnicos.

3. Estimación de recursos y demanda:

3.1. Estimación de la demanda energética:

La demanda energética se define como la sumatoria de las potencias de los artefactos de consumo eléctrico en un intervalo de tiempo específico. Esta determina el dimensionamiento de los recursos solares y eólicos. En este caso, la demanda se estima del sistema de iluminación de la torre A del edificio McGregor.

Con los datos que se obtendrán se procederá a estimar los valores de la potencia instalada (demanda energética) y la energía consumida por día de manera ideal. Es decir, sin considerar las pérdidas por diversos factores que afectan al sistema.

Para estimar la demanda energética del sistema de iluminación de la torre A del edificio McGregor se realizó una auditoría para determinar la cantidad de luminarias en el edificio y sus características físicas y eléctricas (potencia instalada).

Adicionalmente, cabe resaltar que desde este punto todas las tablas y figuras mostradas son de fuente propia, a excepción de algunas cuyas fuentes serán mostradas bajo estas.

Características físicas:

El edificio McGregor es un complejo ubicado en la Pontificia Universidad Católica del Perú. Consta de 3 torres: torre A, torre B y torre C, de las cuales sólo la torre A es objeto de este estudio y donde se instalaría la micro red.

Asimismo, la torre A del edificio McGregor tiene 50 m de largo, 10,5 m de ancho y 19 m de altura. Consta de 5 pisos de los cuales 4 son iguales en cuanto a distribución física de aulas y distribución de luminarias por aulas y pasadizos, a excepción del 5to piso, el cual tiene sólo 2 aulas y además 1 restaurante, manteniendo el número de luminarias en el pasadizo igual al de los otros pisos.

La tabla 2 presenta la distribución de las luminarias en salones y pasadizos, así como el número de aulas por piso:

Piso	Número de luminarias	Número de salones	Luminarias por salon	Luminarias en pasadizos	Luminarias con fluorescentes	Restaurante	Luminarias con focos
1	63	4	12	15	48	-	15
2	63	4	12	15	48	-	15
3	63	4	12	15	48	-	15
4	63	4	12	15	48	-	15
5	61	2	12	15	24	Tiene	37
Total	313	18	-	-	216	-	97

Tabla 2: Distribución de aulas y luminarias en los pisos de la torre A del edificio McGregor.

Además, el área disponible del techo es aproximadamente $260 m^2$, el cual es el área en la que se instalaría la micro red. El plano de detalle del área disponible se muestra en el

plano DOT-01 del anexo F.

La figura 7 muestra un resumen sobre la ubicación y características físicas del edificio McGregor:

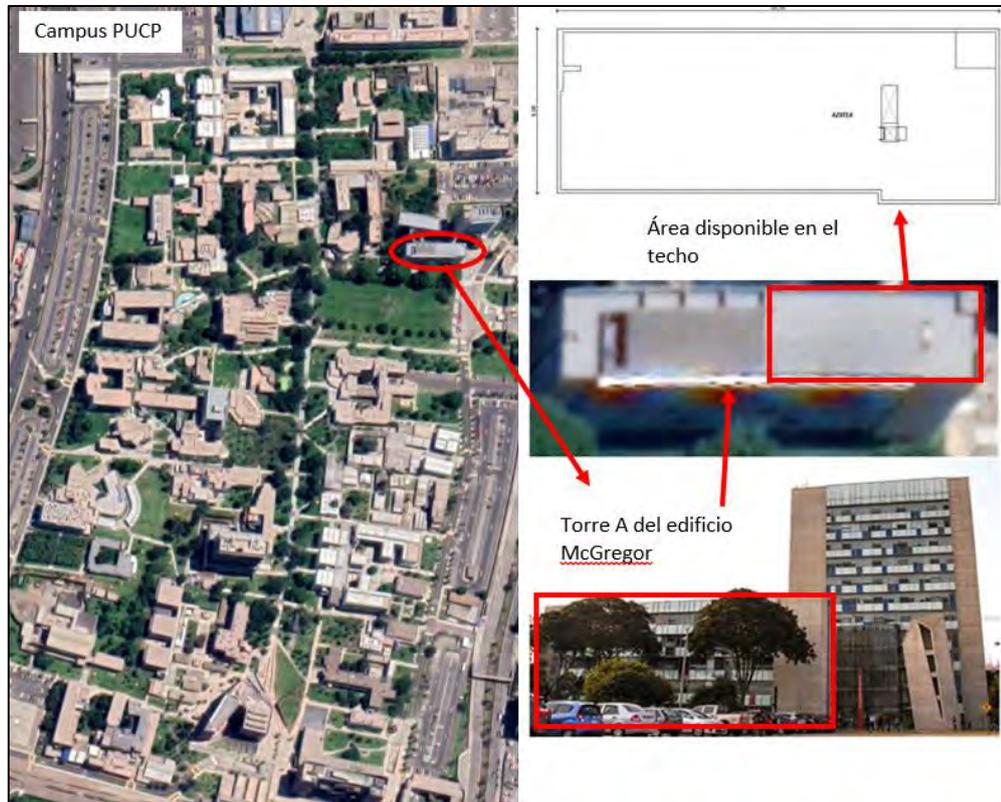


Figura 7: Ubicación de la torre A del edificio McGregor en el Campus PUCP y zona de disponible en el techo para la instalación de la micro red [22].

Potencia instalada:

La potencia instalada, que está dada por las cargas de iluminación de la torre A, se calcula en la siguiente tabla:

Tipo de lámpara	Cantidad por luminaria	Ubicación	Número de luminarias	Potencia por unidad (W)	Potencia instalada (kW)
Fluorescente	2	Salones	216	28	12,096
Foco ahorrador	2	Pasadizos y restaurante	97	26	5,044
Total	-	-	313	-	17,140

Tabla 3: Determinación de cantidad de lámparas y potencia total instalada en el edificio.

La potencia instalada calculada en la tabla 3 es 17,14 kW, valor que se usará para la determinación de la factibilidad de implementar la micro red.

Por tanto, la micro red tendría las siguientes características mínimas: aproximadamente 20 kW, 220 V, un factor de potencia de 0,9 y el uso de energía solar y eólica después de

determinar si los recursos de las fuentes mencionadas presentes en la zona son suficientes.

El sistema eléctrico de iluminación de cada piso se encuentra alimentado desde el tablero general también de cada piso. Se presenta el diagrama unifilar del tablero general del piso 1, el cual presenta características similares a las del resto de pisos:

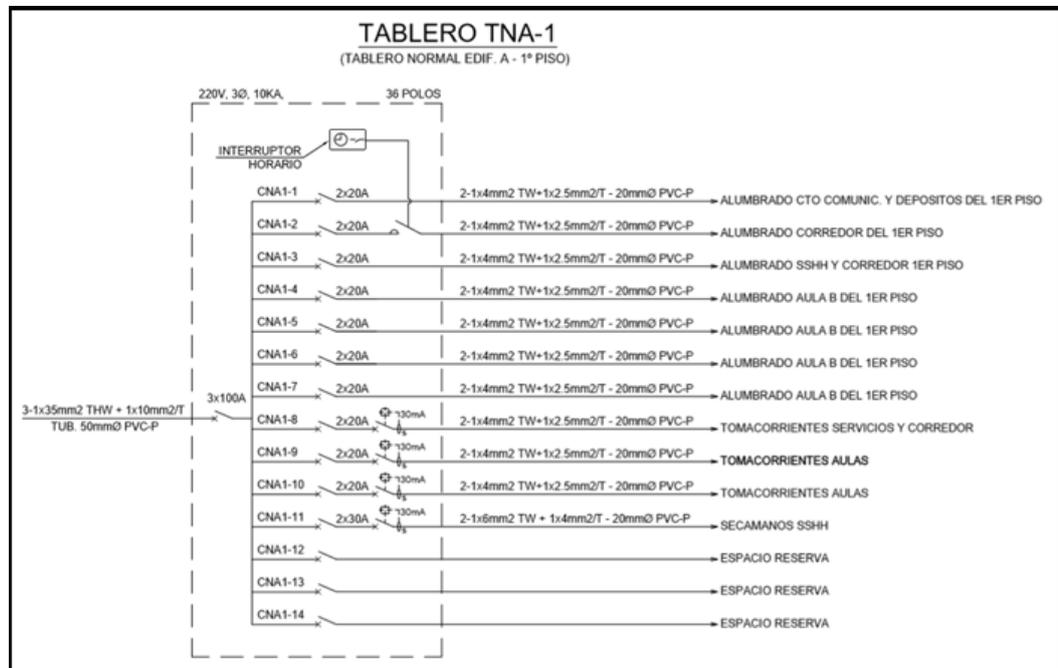


Figura 8: Diagrama unifilar del tablero general existente del piso 1 de la Torre A del edificio McGregor, plano de detalle IE-02 en el anexo E.

Cálculo de la energía consumida:

Para poder estimar la energía consumida, se debe determinar cuáles son las horas del día en el que las luminarias son utilizadas en mayor cantidad.

Dado que el edificio comienza sus actividades a las 8am y las termina a las 10pm, se necesita saber el rango dentro de estas horas en donde se encuentra la mayor cantidad de carga. Asumiendo que todas las luces del edificio se encuentran encendidas en los periodos de máxima demanda, se observa que ocurre de 5pm a 10pm, lo que da 5 horas de uso constante de la potencia total instalada, se puede estimar la energía necesaria para alimentar las cargas.

$$E_{li} = 17,14kW * 5h = 85,70kWh$$

Donde E_{li} es la energía total consumida estimada por las luminarias en un día, entre las 5pm y las 10pm.

Con la potencia instalada y E_{li} estimadas, se determinará la factibilidad de los recursos eólicos y solares.

3.2. Factibilidad de uso del recurso eólico:

La factibilidad del uso del recurso eólico se estructura de la siguiente manera:

1. Determinación del recurso eólico.
2. Cálculo de la potencia producida por el aerogenerador.
3. Análisis de los valores de diseño y del entorno de instalación de las turbinas con relación a la potencia calculada para la selección de una turbina que cumpla con las especificaciones dadas.
4. Determinación de la factibilidad del recurso eólico a partir de las conclusiones anteriores.

Por ello, para determinar el recurso eólico disponible se obtuvo datos recopilados por la estación meteorológica “Hipólito Unanue” (Sección Física) [23], ubicada en la misma universidad.

1. Determinación del recurso eólico:

Se presentan en las tablas 4, 5 y 6, los datos promedios de velocidades del viento por trimestre en metros por segundo (m/s) entre los años de 1984 a 2012 en 3 horas distintas del día (a las 07, 13 y 18 horas) debido a la alta tasa de variabilidad de la velocidad del viento con respecto a distintas horas del día:

Promedios trimestrales del viento a las 07 horas (m/s)					
Año	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Promedio
1984	3,00	2,37	2,30	2,55	2,55
1985	2,60	2,53	2,43	2,93	2,63
1986	2,83	2,70	1,10	2,10	2,18
1987	3,43	3,03	2,43	3,10	3,00
1988	3,37	3,53	2,90	3,60	3,35
1989	3,83	3,47	3,47	3,90	3,67
1990	4,07	4,03	3,63	4,43	4,04
1991	3,33	3,33	3,57	3,87	3,53
1992	4,90	4,93	2,63	3,00	3,87
1993	2,63	2,67	2,37	2,33	2,50
1994	2,13	2,17	2,10	2,33	2,18
1995	2,40	2,13	2,13	2,07	2,18
1996	2,03	2,03	2,17	2,30	2,13
1997	2,13	2,17	2,17	2,03	2,13
1998	2,07	2,13	2,00	2,20	2,10
1999	2,07	2,17	2,07	2,03	2,08
2000	2,07	2,10	2,17	2,13	2,12
2001	2,17	2,10	2,17	2,27	2,18
2002	2,27	2,17	2,10	2,37	2,23
2003	2,60	2,40	2,50	2,80	2,58
2004	2,87	2,33	2,47	4,00	2,92
2005	3,70	3,23	3,07	3,43	3,36
2006	3,33	3,37	3,30	3,63	3,41
2007	3,77	3,03	2,90	3,33	3,26
2008	3,67	3,93	3,57	3,83	3,75
2009	3,73	3,47	3,43	3,93	3,64
2010	3,70	2,20	2,03	2,07	2,50
2011	2,35	2,03	2,07	2,03	2,12
2012	2,03	2,03	2,03	2,10	2,05
Promedio	2,93	2,75	2,53	2,85	2,77

Tabla 4: Promedios trimestrales del viento a las 07 horas [23].

Promedios trimestrales del viento a las 13 horas (m/s)					
Año	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Promedio
1984	4,10	3,53	3,50	3,80	3,73
1985	3,73	4,00	3,60	3,93	3,82
1986	4,40	3,87	1,77	3,17	3,30
1987	4,47	4,10	4,03	4,30	4,23
1988	4,07	4,30	3,87	4,63	4,22
1989	4,67	4,30	4,10	4,60	4,42
1990	4,83	4,67	4,57	5,00	4,77
1991	4,67	4,63	4,37	4,87	4,63
1992	5,10	4,77	4,03	4,80	4,68
1993	4,07	4,23	4,10	4,33	4,18
1994	4,00	3,50	3,57	3,80	3,72
1995	4,27	3,83	2,93	4,30	3,83
1996	3,80	3,17	3,43	3,70	3,53
1997	3,50	3,63	3,83	4,07	3,76
1998	4,00	3,17	2,80	3,70	3,42
1999	3,57	3,67	3,33	3,53	3,53
2000	3,43	3,00	3,23	3,93	3,40
2001	3,57	3,33	3,00	3,70	3,40
2002	4,03	3,37	2,97	3,73	3,53
2003	4,37	4,03	3,97	4,63	4,25
2004	4,60	3,93	4,27	5,70	4,63
2005	5,53	4,37	4,13	4,87	4,73
2006	5,13	4,27	4,20	4,47	4,52
2007	4,70	4,30	4,03	4,77	4,45
2008	4,67	5,07	4,97	5,50	5,05
2009	5,30	4,57	5,03	5,63	5,13
2010	6,17	3,73	3,43	4,13	4,37
2011	4,75	5,07	3,27	4,10	4,30
2012	4,03	4,00	3,93	4,10	4,02
Promedio	4,40	4,01	3,73	4,34	4,12

Tabla 5: Promedios trimestrales del viento a las 13 horas [23].

Promedios trimestrales del viento a las 18 horas (m/s)					
Año	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Promedio
1984	3,90	3,50	3,50	3,40	3,58
1985	3,73	3,87	3,47	3,70	3,69
1986	3,93	3,33	1,43	2,57	2,82
1987	4,13	3,73	3,63	3,75	3,81
1988	3,83	4,13	3,87	4,13	3,99
1989	4,07	4,00	3,93	4,40	4,10
1990	4,70	4,63	4,50	4,93	4,69
1991	4,70	4,37	4,30	4,53	4,48
1992	5,45	-	4,03	4,60	4,69
1993	4,17	4,17	3,97	4,33	4,16
1994	3,87	3,60	2,57	3,67	3,43
1995	4,17	3,83	2,40	3,50	3,48
1996	3,27	2,77	2,63	3,37	3,01
1997	3,07	3,00	3,60	3,83	3,38
1998	3,47	2,87	3,13	3,53	3,25
1999	3,23	3,33	3,13	3,50	3,30
2000	2,87	2,83	3,27	3,80	3,19
2001	3,37	2,90	3,33	3,87	3,37
2002	3,23	3,13	3,13	3,87	3,34
2003	3,67	3,50	3,43	4,00	3,65
2004	3,73	2,93	3,30	4,10	3,52
2005	4,37	3,50	3,67	4,07	3,90
2006	3,37	3,67	3,55	3,93	3,63
2007	3,83	3,60	3,73	4,33	3,88
2008	3,80	3,83	4,20	4,50	4,08
2009	4,03	2,87	3,70	3,90	3,63
2010	4,23	2,70	2,80	3,57	3,33
2011	3,80	3,10	2,77	3,53	3,30
2012	2,83	2,83	2,67	3,50	2,96
Promedio	3,82	3,45	3,37	3,89	3,63

Tabla 6: Promedios trimestrales del viento a las 18 horas [23].

Se observa que las velocidades promedio de los vientos en Lima son bajas según la recomendación dada por [24] en la siguiente tabla:

Tabla de velocidades de viento		
Clase de viento	Clasificación	Velocidad promedio (m/s)
1	Pobre	3 - 4
2	Marginal	4 - 5
3	Aceptable	5 - 6
4	Bueno	6 - 7
5	Excelente	7 - 8
6	Destacado	8 - 9
7	Superior	9 - 10

Tabla 7: Clases de viento a 30m de altura [24].

Según la tabla anterior, se asume que la potencia generada a partir de estas velocidades será bastante baja hasta el punto de ser de poca utilidad.

Sin embargo, se realizarán los cálculos para corroborar lo dicho.

2. Cálculo de la potencia producida por el aerogenerador:

Se calcula la potencia producida por el aerogenerador de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$P_a = 0,5 * C * 1,225 * A_b * v^3$$

Donde:

P_a : Potencia del aerogenerador.

C: Factor de corrección correspondiente al límite de Betz, para turbinas de 3 palas. Para el desarrollo de sistemas eólicos, se usará un valor de 0,4.

A_b : Área de barrido del rotor, que en este caso tendrá el valor de 1 m^2 para facilitar la escalabilidad de los valores calculados.

v: Velocidad del viento en m/s.

Finalmente, 1,225 es la densidad del aire.

En la siguiente tabla se encuentra las potencias de cada trimestre y para cada hora de muestreo, para una altura de 30m:

Promedios trimestrales de potencia del aerogenerador a las 07 horas		
Trimestre	v (m/s)	Potencia (W)
1	2,93	6,19
2	2,75	5,10
3	2,53	3,95
4	2,85	5,69

Tabla 8: Promedios trimestrales de potencia de viento a las 07 horas [23].

Promedios trimestrales de potencia del aerogenerador a las 13 horas		
Trimestre	v (m/s)	Potencia (W)
1	4,40	20,83
2	4,01	15,84
3	3,73	12,75
4	4,34	20,00

Tabla 9: Promedios trimestrales de potencia de viento a las 13 horas [23].

Promedios trimestrales de potencia del aerogenerador a las 18 horas		
Trimestre	v (m/s)	Potencia (W)
1	3,82	13,67
2	3,45	10,04
3	3,37	9,35
4	3,89	14,39

Tabla 10: Promedios trimestrales de potencia de viento a las 18 horas [23].

Estos valores de potencia son bajos con respecto a los 17,14 kW necesarios para alimentar al sistema de iluminación, esto ocurre debido a la velocidad del viento presente en la zona y porque se realizó el cálculo asumiendo un área de barrido de 1 m^2 .

3. Análisis de los valores de diseño y del entorno de instalación de las turbinas con relación a la potencia calculada para la selección de una turbina que cumpla con las especificaciones dadas:

Si se aumenta el área de barrido a 10 m^2 y siguiendo un modelo optimista, es decir, tomando la velocidad de viento más alta de los datos recopilados (4,40 m/s, ver tabla 5), se tiene que la potencia generada por el aerogenerador sería de 208,3 W, valor que apenas es mayor al 1% de la potencia instalada en la torre A.

En consecuencia, para generar una cantidad de potencia notable a partir de un aerogenerador se necesitará un área de barrido considerablemente mayor.

Además, se debe tomar en cuenta que se realizaron estos cálculos para aerogeneradores cuyo soporte vertical es medianamente alto (10m o mayor). Por ello, en el área calculada de la torre A en donde se instalarán los paneles solares y/o turbinas eólicas, no habría espacio para más de una turbina debido al tamaño de su base con sus soportes y a las dimensiones de la torre A. Esto se debe a que estas deben estar separadas por distancias considerables una de otra para que el flujo de viento llegue de manera óptima a todas.

Por lo tanto, no es posible seleccionar una turbina que cumpla con la potencia requerida (17,14 kW).

4. Determinación de la factibilidad del recurso eólico a partir de las conclusiones anteriores:

Finalmente, dadas las conclusiones anteriores, el uso de energía eólica no es factible, por lo que no se empleará este recurso en el diseño de la micro red.

3.3. Factibilidad de uso del recurso solar:

La factibilidad del uso del recurso solar (energía fotovoltaica) se estructura de la siguiente manera:

1. Determinación del recurso solar fotovoltaico.
2. Cálculo de la potencia mínima que deben producir los paneles solares.
3. Selección de uno o más paneles solares para comprobar la factibilidad del recurso solar.
4. Determinar la factibilidad del recurso solar al analizar los resultados de los parámetros calculados.

1. Determinación del recurso solar fotovoltaico:

Para la determinación del recurso solar se utilizará la base de datos de la NASA. Se utilizarán valores promediados de irradiación por mes de los últimos 30 años como se muestra en la siguiente tabla:

Month	Air temperature °C	Relative humidity %	Daily solar radiation - horizontal kWh/m ² /d
January	19.9	87.5%	7.24
February	20.6	87.8%	7.32
March	20.2	87.9%	7.14
April	19.3	85.9%	6.35
May	18.9	80.3%	4.94
June	18.6	75.4%	3.40
July	18.4	73.2%	3.10
August	17.6	74.9%	3.49
September	16.9	79.1%	4.35
October	16.6	83.0%	5.34
November	17.0	84.8%	6.09
December	18.5	86.1%	6.83
Annual	18.5	82.2%	5.47

Measured at (m)

Tabla 11: Valores de irradiación solar en Lima. [25]

Se observa que los valores de irradiación son bastante altos. Sin embargo, al ser la micro red una red aislada, en los cálculos se tomará el valor de irradiación mínimo para garantizar su funcionamiento en cualquier época del año, es decir, el valor de 3,1 kWh/m²/día.

2. Cálculo de la potencia mínima que deben producir los paneles solares:

La siguiente fórmula permitirá calcular la potencia mínima que los paneles solares deben producir para alimentar la carga que se desea:

$$P_{pkp} = \frac{E_p}{HSP}$$

Donde:

P_{pkp} : Potencia mínima que deben producir los paneles solares.

HSP: Hora Solar Pico del lugar donde nos encontramos. Este valor se obtiene al dividir la Irradiación mínima en el año ($3,10 \text{ kWh/m}^2/\text{día}$) entre la irradiancia nominal del panel (1 kW/m^2), dando como resultado $3,10 \text{ h/día}$ de sol.

E_p : Energía mínima que deben producir por los paneles, la cual es equivalente a la energía total consumida por las luminarias en un día E_{li} ($85,70 \text{ kWh}$).

$$P_{pkp} = \frac{85700}{3,1} = 27645 \text{ W}$$

El valor calculado es la potencia mínima que deben producir los paneles solares para alimentar al sistema de iluminación de la torre A del edificio McGregor.

3. Selección de uno o más paneles solares para comprobar la factibilidad del recurso solar:

Para calcular la cantidad de paneles que se necesitarán se deberá escoger cual es la potencia nominal de estos y las dimensiones del panel a utilizar, dadas por el fabricante (en la hoja de datos). Con estas características se podrá calcular dos parámetros fundamentales para comprobar si el sistema puede ser alimentado completamente por paneles solares.

El primer parámetro es el número de paneles solares necesarios para cubrir la demanda de la carga que se desea alimentar (NPN) y el segundo es el número máximo de paneles (NMP) que se pueden colocar en el techo de la torre A según el área disponible (260 m^2). Cabe mencionar que siempre que el número de paneles necesarios para cubrir la demanda de la carga (NPN) sea menor al número máximo de paneles que se pueden colocar en el techo (NMP), será posible alimentar a todo el sistema de iluminación de la manera que se desea.

A continuación, se presentarán las fórmulas para el cálculo de ambos parámetros:

$$NMP = \frac{260 \text{ m}^2}{\text{Área panel}}$$

$$NPN = \frac{27645 \text{ W}}{P_{\text{panel}}}$$

La siguiente tabla muestra los valores de los dos parámetros para paneles solares de potencia nominal (P_{panel}) de 70, 100 y 140 W y sus áreas:

P nominal del panel (W)	Diensiones (m2)	NMP	NPN	Es posible alimentar las cargas?
70	0,522450	498	395	Sí
100	0,668775	389	277	Sí
140	0,672000	387	198	Sí

Tabla 12: Cálculo de parámetros para paneles de 70, 100 y 140 W.

4. Determinar la factibilidad del recurso solar al analizar los resultados de los parámetros calculados:

Se observa que para paneles de estas potencias $NPN < NMP$, por lo que se concluye que es posible alimentar a la carga completa y existe espacio disponible. Por lo que se verifica la factibilidad de la utilización de recursos solares para el sistema de alimentación que se diseñará.

Cabe mencionar que los cálculos realizados hasta este punto son estimaciones realizadas con la potencia instalada y no consideran algún tipo de pérdidas, factores de carga o de seguridad. Se realizaron únicamente para comprobar la factibilidad de los recursos.

3.4. Posibilidad de empleo de recursos convencionales como respaldo:

Como se verificó previamente, el uso de energía solar es suficiente para alimentar la carga existente del sistema de iluminación de la torra A del edificio McGregor.

Asimismo, usar energía eólica no es factible y por lo tanto la micro red a diseñar alimentará al sistema de iluminación únicamente con energía fotovoltaica y teniendo como respaldo a la red pública (en las horas de utilización de la micro red).

Sin embargo, el uso de recursos convencionales es necesario, dado que, si por algún motivo los paneles solares fallan o no están siendo utilizados, y no se desea utilizar la red pública, se podría utilizar como recurso de emergencia un grupo electrógeno, conectándolo también a la micro red y alimentando únicamente al sistema de iluminación

cuando este debería estar siendo alimentado por la micro red o directamente, cuando esta no esté disponible.

3.5. Selección de componentes de la micro red:

Se procederá a seleccionar los diferentes componentes: el sistema de generación, el de almacenamiento y el de gestión de la energía, a partir de las características de la carga que posee, las características específicas de cada alternativa y los recursos solares presentes [26], es decir, considerando las restricciones de diseño para cada componente.

3.5.1. Determinación de la demanda energética real:

Previamente, en 3.1, se estimó la energía necesaria que los paneles solares y turbinas eólicas deberían producir para alimentar la carga de manera ideal. Es decir, sin considerar pérdidas en distintos elementos de la micro red o factores de seguridad o del factor de carga presente en el edificio.

Es por eso que, a continuación, se calculará la cantidad real de energía que demanda el sistema de iluminación, con lo que se dimensionarán los componentes de la micro red que deberán ser instalados para su adecuado funcionamiento.

Demanda:

Para calcular la demanda, se utiliza el número de horas en que se emplea la energía eléctrica. En este caso se tomará en consideración el horario de clases programado por la PUCP entre las 17 y 22 horas de un día del mes de mayo del 2018 y se tomará como el valor de demanda máxima para todos los días, al ser esta muy similar.

Asimismo, los meses en los que se piensa utilizar la micro red es en los meses de marzo, abril, mayo, junio, setiembre, octubre, noviembre y diciembre, dado que en estos meses las clases en la universidad se llevan a cabo regularmente y que los días en los que se utilizará la micro red serán siempre días de semana (de lunes a viernes), quedando desconectados del sistema de iluminación los días sábado y domingo. Para efectos prácticos se considerará un total de 180 días de utilización.

Es necesario mencionar que, aunque el sistema solar no funcione los meses de enero, febrero, julio y agosto, el sistema aún debe diseñarse para el peor de los meses del año, siendo este julio. Se realiza esto con la finalidad de brindar un mayor grado de confiabilidad al sistema para el resto de los meses y, si se requiriese, poder utilizar el sistema para cualquier mes del año, incluyendo los meses que, en el funcionamiento normal de la micro red, no son tomados en cuenta, ya que este sistema también debe ser capaz de reemplazar a otro en casos de emergencia.

Al realizar las mediciones correspondientes en el edificio, se determinó que el factor de potencia del sistema de iluminación resulta ser 0,90 inductivo, por lo que se usará este valor para el cálculo de la potencia (S) a potencia activa (P).

A continuación, se presenta una tabla con los valores de corriente medidos por piso y por hora, así como la potencia calculada a 220 V (voltaje de operación del sistema):

Hora	Corriente piso 1 (A)	Corriente piso 2 (A)	Corriente piso 3 (A)	Corriente piso 4 (A)	Corriente piso 5 (A)	Total (A)	S Total (VA)
17:00 - 18:00	10,78	10,78	14,27	9,04	11,29	56,16	12354,10
18:00 - 19:00	3,80	10,78	14,27	12,53	14,78	56,16	12354,10
19:00 - 20:00	17,76	17,76	17,76	17,76	14,78	85,82	18880,40
20:00 - 21:00	17,76	17,76	17,76	16,02	14,78	84,08	18496,50
21:00 - 22:00	14,27	17,76	10,78	10,78	11,29	64,88	14273,60

Tabla 13: Magnitudes medidas de las corrientes y demanda de potencia entre las 17 y 22 horas.

Finalmente, se presenta una tabla con los valores de demanda de potencia y energía (E) por hora en un día para el periodo deseado:

Hora	Potencia piso 1 (VA)	Potencia piso 2 (VA)	Potencia piso 3 (VA)	Potencia piso 4 (VA)	Potencia piso 5 (VA)	S Total (VA)	P Total (W)	E Total (Wh)
17:00 - 18:00	2371,60	2371,60	3139,40	1987,70	2483,80	12354,10	11118,69	11118,69
18:00 - 19:00	836,00	2371,60	3139,40	2755,50	3251,60	12354,10	11118,69	11118,69
19:00 - 20:00	3907,20	3907,20	3907,20	3907,20	3251,60	18880,40	16992,36	16992,36
20:00 - 21:00	3907,20	3907,20	3907,20	3523,30	3251,60	18496,50	16646,85	16646,85
21:00 - 22:00	3139,40	3907,20	2371,60	2371,60	2483,80	14273,60	12846,24	12846,24

Tabla 14: Demanda de potencia y energía calculados entre las 17 y 22 horas.

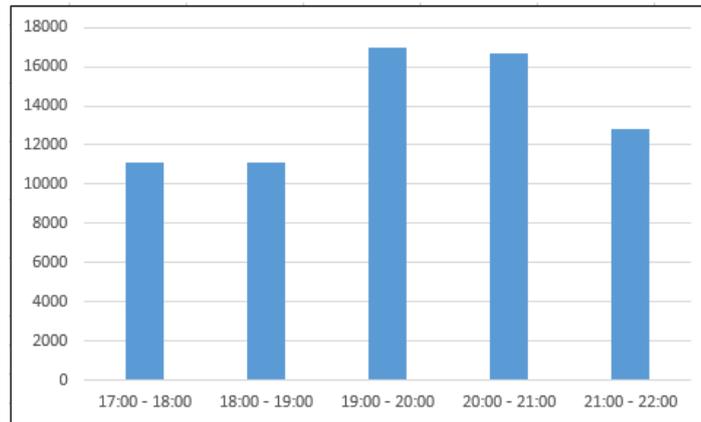


Gráfico 2: Demanda de potencia por hora en un día.

Sumando los valores de energía de 17 a 22 horas se obtiene la energía total consumida por el sistema de iluminación, siendo esta 68722,83 Wh (E_l). Asimismo, se puede calcular cuál es el consumo de potencia promedio por hora, el cual resulta 13744,6 W y se tiene que el valor de potencia máxima es de 16992,36 W.

Al momento de realizar las mediciones de corriente y voltaje por piso, se observó que, en la mayoría de los casos, hubo ocasiones en las que las luces de los salones estaban apagadas debido al uso del proyector. Además, las luces de las aulas son controladas por un dimmer, el cual puede ser regulado en 3 intensidades de luz distinta. En consecuencia, es necesario considerar un factor de carga, que en este caso, con la información obtenida mediante las mediciones realizadas que se muestran en las tablas 13 y 14, se estima en 0,8.

De esta manera, los valores de máxima demanda de potencia y energía son los siguientes.

$$\text{Máxima demanda de potencia (MDP)} = 16992,36 * 0,8 = 13593,89 \text{ W}$$

$$\text{Máxima demanda de energía (E}_l\text{)} = 68722,83 * 0,8 = 54978,26 \text{ Wh}$$

El valor de eficiencia total está referido a todo el sistema de la micro red, el cual está conformado por las baterías, inversores y controladores de carga.

Se tomará como dos bloques ya que la micro red posee dos casos de comportamiento: el primer caso es en el cual las baterías alimentan a la carga. En este caso, generalmente, los paneles solares no intervienen al no haber luz solar. Este caso ocurre de 17 a 22 horas.

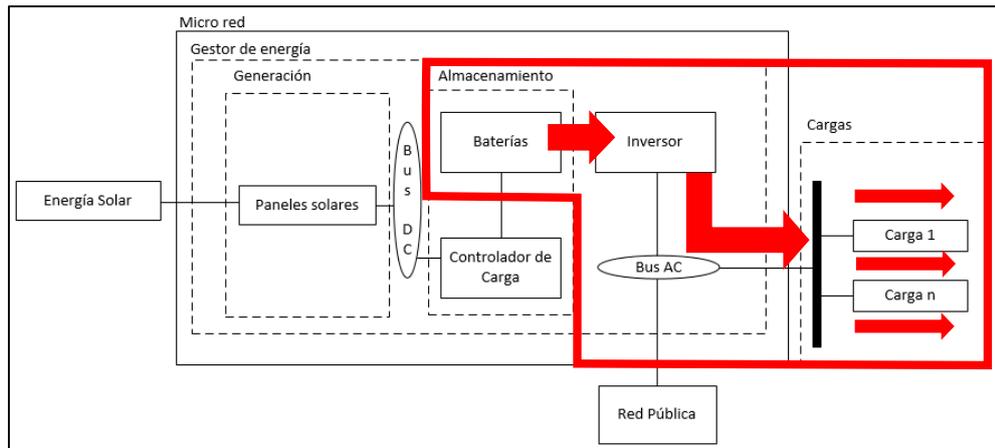


Figura 9: Primer caso de comportamiento de la Micro red.

El segundo caso es en la cual los paneles generan energía y la envían, a través del controlador de carga, a las baterías, con la finalidad de cargarlas, mientras que la carga de iluminación está desconectada de la micro red. Este caso ocurre de 08 a 17 horas.

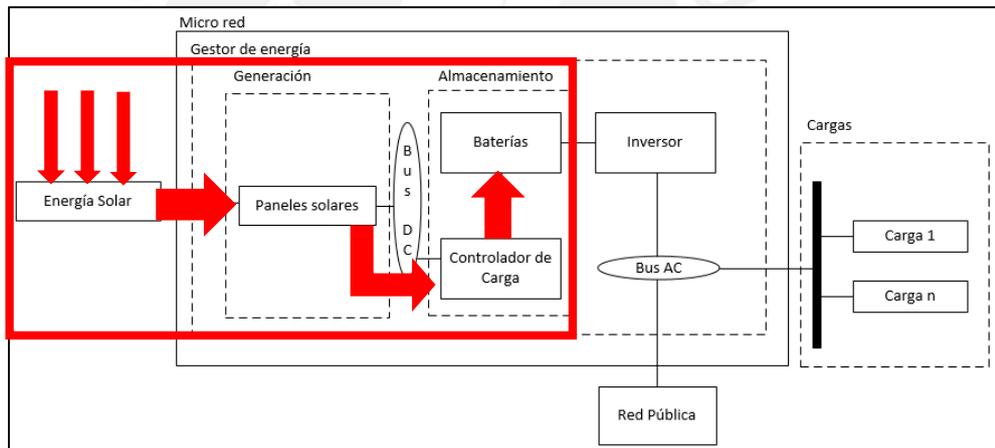


Figura 10: Segundo caso de comportamiento de la Micro red.

Sistema de almacenamiento:

En cuanto al sistema de almacenamiento, como se decidió en 2.2.2, se utilizarán baterías de plomo-ácido selladas de gel de descarga profunda y con placas tubulares debido a su alta eficiencia y tiempo de vida, diferenciándose de otros tipos de baterías de plomo-ácido.

Asimismo, estas tienen una presencia notable en la industria de paneles solares. Su precio, en comparación con baterías de litio u otro tipo de tecnología para este mercado es más accesible. Se seleccionarán baterías de 2 V de descarga profunda. El cálculo y selección de la capacidad de las baterías se realizará en 3.5.2.

Con respecto al factor de descarga de las baterías, es necesario tener en cuenta que,

siempre que la corriente de salida de las baterías sea menor a su valor de corriente nominal, estas no perderán eficiencia, de acuerdo con la tabla de corriente de descarga de las baterías (revisar anexo D), las cuales brindan valores de salida reales, incluyendo las pérdidas internas de las baterías. Esto es lo que se buscará al momento de dimensionar las baterías, por lo que se considerará que la eficiencia de las baterías para todo caso será del 100%.

Controlador de carga:

Para el controlador de carga se seleccionará uno que tenga la capacidad necesaria para poder cargar las baterías en un tiempo adecuado, así como soportar la tensión y corriente de entrada del arreglo solar. La eficiencia del controlador es muy cercana al 100% para aplicaciones solares, por lo que, para efectos prácticos, se usará una eficiencia de 100% para el controlador y se compensará con un factor de pérdidas utilizado para el diseño de los paneles solares.

Inversor:

El inversor es el encargado de convertir el voltaje de corriente continua a corriente alterna [28].

El circuito básico de un inversor se muestra en la siguiente figura:

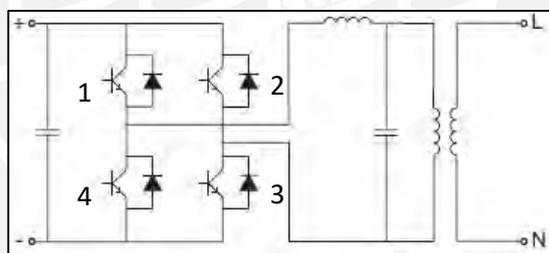


Figura 11: Circuito básico del inversor [27].

El circuito de la figura 11 convierte una onda de entrada de corriente continua en una onda de salida de corriente alterna a través de la conmutación de pares de transistores (1 y 3 conducen mientras 2 y 4 no, y viceversa) y aísla el voltaje de salida a través de un transformador de aislamiento, sin cumplir funciones adicionales.

Para aplicaciones solares, los inversores deben generar una onda sinusoidal pura y estar protegidos contra armónicos y diversos factores externos, además de tener integrado circuitos que se encarguen de la gestión de la energía y monitoreo continuo de las señales de entrada y salida. Si bien los inversores a utilizar para la tesis son mucho más complejos que el circuito mostrado en la figura 11, el principio de funcionamiento fundamental es el mismo.

Para el inversor, se buscarán aquellos que tengan un rango de tensión de entrada que equivale al rango de salida del banco de baterías. Además, debe ser capaz de soportar la corriente de este y tener una alta eficiencia.

La potencia nominal y selección del inversor se calculará en 3.5.2, previo al cálculo de la capacidad de las baterías.

Comportamiento de la micro red:

No es correcto definir una única eficiencia total de la micro red, dado que este funciona en dos casos de comportamiento distintos. Por este motivo, se tendrán eficiencias y factores de seguridad para cada caso.

Para el primer caso (baterías alimentando carga), el factor de seguridad tendrá el valor de 1,1, mientras que para el segundo caso (paneles cargando baterías) el valor de 1,05, valores que son adecuados para asegurar el correcto funcionamiento del sistema y que son utilizados frecuentemente en el diseño de estos sistemas.

Para el primer caso, se debe tener en cuenta el factor de seguridad para las baterías y la eficiencia del inversor dado que tanto los paneles como el sistema de carga están desconectados. El valor de energía que deberá ser utilizado para el dimensionamiento de las baterías se calcula de la siguiente manera:

$$E_{bat} = \frac{E_l}{n_{inv}} * f_{s1}$$

Donde:

E_{bat} : Energía total mínima que deberá suministrar el banco de baterías al sistema.

E_l : Energía que consume la carga.

n_{inv} : Eficiencia del inversor.

f_{s1} : Factor de seguridad para la primera etapa del sistema (1,1), relacionado a la pérdida de capacidad por envejecimiento de la batería.

Reemplazando los valores se tiene:

$$E_{bat} = \frac{54978,26}{0,96} * 1,1 = 62995,93$$

Por lo que la energía total mínima que las baterías deberán ser capaces de suministrar al sistema en el periodo de 17 a 22 horas es igual a 62995,93 Wh.

Para el segundo caso, se tomará en cuenta el factor de seguridad para los paneles, dado

que en esta etapa la carga se encuentra desconectada. El valor de energía que deberá ser utilizado para el dimensionamiento de las baterías se calcula de la siguiente manera:

$$E_{pan} = \frac{E_l}{FPG * n_{inv}} * f_{s2}$$

Donde:

E_{pan} : Energía que podrán suministrar como mínimo los paneles solares a las baterías.

E_l : Energía que consume a carga.

FPG: Factor de pérdidas globales de paneles, el cual tendrá el valor de 0,7, valor usual utilizado para el diseño de sistemas solares aislados (Eficiencia de los paneles y pérdidas por temperatura, suciedad, sombras y factores externos) [28].

f_{s2} : Factor de seguridad para la segunda etapa del sistema (1,05), relacionado a la degradación de los paneles [29].

Reemplazando los valores se tiene:

$$E_{pan} = \frac{54978,26}{0,7 * 0,96} * 1,05 = 85903,53$$

Por lo que la energía total que los paneles deberán ser capaces de suministrar a las baterías como mínimo es igual a 85903,53 Wh.

Irradiación:

Además de la determinación energética real del sistema, es necesario tomar en cuenta que, de los valores de irradiación que se tienen, no todo es aprovechado por los paneles. Esto se debe a que a lo largo del año, el sol sigue trayectorias distintas, lo que provoca que las sombras sean diferentes a lo largo del año. Para aprovechar de la mejor manera el recurso solar se necesita calcular dos ángulos, que tienen la finalidad de posicionar al panel de la manera más perpendicular posible a los rayos del sol.

El primer ángulo es la altura solar (γ_s), el cual es el ángulo formado por la posición aparente del Sol en el cielo con el plano horizontal del lugar donde nos encontramos, el complemento de este ángulo (o ángulo zenital θ_{zs}) es el ángulo que se usará como el grado de inclinación del panel.

El segundo ángulo es el azimut solar o ángulo acimutal (ψ_s), el cual es el ángulo formado por la posición del Sol y la dirección del verdadero norte si nos encontramos en el hemisferio sur, y verdadero sur si nos encontramos en el hemisferio norte, a este parámetro se le conoce también como la orientación del panel.

El valor de inclinación más óptimo para el mayor aprovechamiento de la irradiación depende del lugar donde nos encontremos. El cálculo del ángulo de inclinación óptimo (β_{opt}) depende de la latitud del lugar (φ), en este caso, Lima, Perú, de acuerdo a la siguiente fórmula [30]:

$$|\beta_{opt}| = 0,6576 * |\varphi| + 5,5905$$

Siendo la latitud de Lima (φ) igual a 12° Sur y reemplazando este valor en la ecuación anterior, se obtiene el ángulo de inclinación óptimo para los paneles solares:

$$\beta_{opt} = 13,48^\circ$$

Si bien el ángulo de inclinación óptimo es 13,48°, se debe tener en cuenta la caída de objetos y partículas de suciedad, así como el estancamiento de agua debido a las lluvias. Por estos problemas, el valor ideal de inclinación para los paneles solares en Lima es igual a 15° (valor típico para el diseño de sistemas solares en Perú) o mayor si es que el valor del ángulo óptimo resulta mayor [30].

Asimismo, el valor ideal de orientación respecto del Ecuador debe ser directamente hacia el norte [31]. Es decir, el panel debe fijarse de manera que su plano mire hacia el norte. De esta manera, el panel recibe la mayor cantidad de irradiación, dado que, cuando el sol está en su punto más alto (medio día), este se encuentra exactamente sobre el norte (si nos encontramos en el hemisferio sur), por lo que el panel se encontrará de manera perpendicular con respecto a la posición del sol y es en ese momento donde se encuentra la mayor irradiación del día.



Figura 12: Movimiento del sol, ángulo acimutal y altura solar [32].

Finalmente, el ángulo de orientación de la torre A es de 82°14'05" respecto al norte (revisar plano de orientación en el anexo F), valor cercano a 90°, por lo que los paneles

se colocarán orientados con este mismo ángulo para facilitar el diseño y distribución de los paneles en el techo. Cabe mencionar que las pérdidas de los paneles con respecto al ángulo de orientación del mismo empiezan a ser significativas cuando el ángulo de orientación es mayor a 45° desfasados de la dirección norte.

Los valores de irradiación dados por la NASA y mostrados en la tabla 11 deben corregirse en función de la ubicación geográfica de la micro red debido a que la magnitud de la irradiación es fuertemente afectada por la trayectoria del sol, la inclinación del eje terrestre, las estaciones del año y por lo tanto, la inclinación y orientación de los paneles solares. Los valores corregidos se muestran en la tabla 15 y se han obtenido utilizando los valores de orientación e inclinación calculados y el modelo de Pérez & Seals proporcionado por [31]:

Month	Daily Solar Radiation (@15° 180° 0,1) (kWh/m ² /day)
January	7,56
February	7,34
March	6,71
April	5,49
May	4,01
June	2,78
July	2,61
August	3,07
September	4,03
October	5,27
November	6,29
December	7,21
Annual	5,20

Tabla 15: Irradiación solar diaria real por mes [25].

Estos valores serán tomados en cuenta para la selección de los paneles solares, teniendo como valor de irradiación mínimo a 2,61 kWh/m²/día, correspondiente al mes de julio.

3.5.2. Selección del sistema de almacenamiento de energía e inversores:

Para la selección del sistema de almacenamiento se tomarán en cuenta características como el tipo de batería, tiempo de carga y descarga, capacidad, profundidad de descarga, costo y tiempo de vida.

Previo a la selección del sistema de almacenamiento, se seleccionará el inversor a utilizar. Este dispositivo electrónico es fundamental para dimensionar al sistema de almacenamiento, además de regular su tiempo de utilización, fija la tensión de entrada a la que debe operar.

Estos componentes de la micro red a diseñar en esta sección se encuentran remarcados en la siguiente figura:

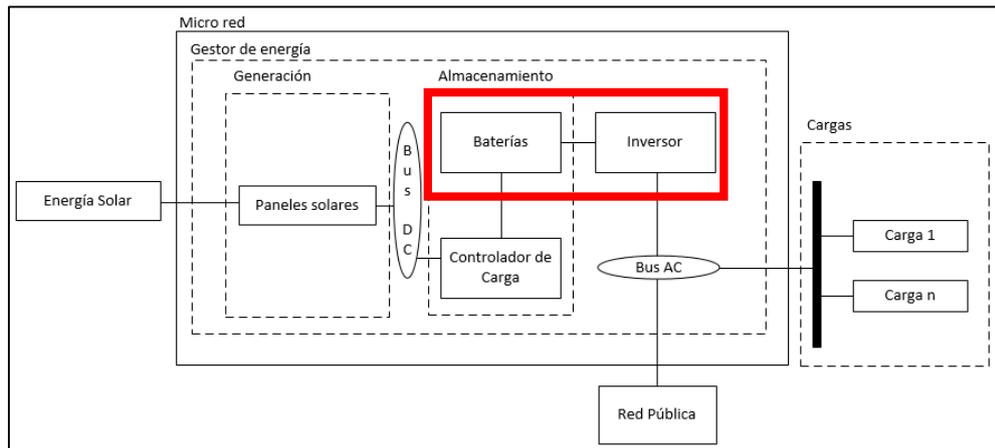


Figura 13: Sistema de almacenamiento e inversor en la micro red a diseñar.

Selección del inversor:

Para el diseño del inversor, se necesita la demanda máxima de potencia. Por lo expuesto en 3.5.1, la máxima demanda (MDP) es de 13593,89 W. Seguidamente se calcula la potencia aparente trifásica mínima, siendo esta la potencia mínima que debe entregar el inversor de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$Potencia\ inversor\ 3f = \frac{MDP * f_{s1}}{f_{dp} * n_{inv}}$$

En la siguiente tabla se muestran los valores necesarios para el dimensionamiento del inversor:

MDP (W)	fs1	fdp	ninv	Potencia inversor 3f (VA)	Potencia inversor 1f (VA)
13593,89	1,10	0,90	0,96	17307,03	5769,01

Tabla 16: Valores necesarios para el dimensionamiento del inversor.

De donde la potencia trifásica nominal mínima del inversor debe ser de 17307,03 VA.

Se usarán 3 inversores monofásicos en conexión estrella para reducir la corriente DC de entrada hacia los inversores, el costo y el dimensionamiento de estos. De esta manera cada inversor deberá soportar como mínimo un tercio de la potencia hallada anteriormente, es decir 5769,01 VA (Ver tabla 16).

Con esta información y el valor de potencia calculado para el inversor se procede a su selección. Algunas alternativas se presentan en la siguiente tabla:

Marca	Modelo	Potencia (KVA)	Vin (VDC)	linmax (ADC)	Vout (VAC)	Conexión trifásica?
Sunny Island	8.0H	8	48	115	220	Sí
Victron Energy	Quattro	8	48	110	230	Sí

Tabla 17: Comparación de inversores monofásicos. Hojas técnicas en el anexo C.

Estos inversores son monofásicos y tienen la opción de poder ser conectados como un sistema trifásico, lo cual se busca para el arreglo de inversores que se desea. A continuación, se presenta un cuadro con la comparación de precios de las alternativas dadas:

Marca	Modelo	Potencia (kVA)	Precio (USD)
Sunny Island	8.0H	8	4610
Victron Energy	Quattro	8	3509

Tabla 18: Comparación de precios y potencias de inversores.

Al analizar los valores de voltaje de entrada, potencia, corriente máxima de entrada, voltaje de salida, disponibilidad de conexión trifásica y precio, se elige el inversor Victron Energy Quattro como alternativa para el sistema:



Figura 14: Inversor Victron Energy Quattro. Fuente en anexo C.

Asimismo, se escogió un inversor de esta potencia dado que el sistema deberá responder

correctamente ante una demanda mayor en caso lo requiriese.

Finalmente, el factor de seguridad resultante para los inversores es de 1,43, con una potencia nominal de 24 kVA.

Selección del sistema de almacenamiento:

Como se mencionó en 3.5.1. se utilizarán baterías de Plomo-ácido como sistema de almacenamiento de la micro red. Estas serán de 2 V dada su alta presencia en el mercado y largo tiempo de vida. El diseño del banco de baterías se realizará para todo el sistema de iluminación y se buscará, en lo posible, utilizar un solo banco de baterías conformado por baterías en serie, evitando así la conexión de baterías en paralelo.

Adicionalmente, cabe mencionar que en las hojas técnicas de las baterías que se mostrarán en el anexo D, las curvas de descarga no llegan hasta el 100% de profundidad de descarga. Además, muestran que mientras mayor sea la profundidad de descarga de las baterías por cada ciclo, su tiempo de vida disminuirá en mayor medida.

Asimismo, las tablas de descarga de las baterías muestran valores que ya incluyen pérdidas internas de batería y pueden ser utilizadas para el diseño directamente.

A continuación, se hallará la capacidad del banco de baterías usando la siguiente fórmula:

$$C_{b\acute{u}til} = \frac{E_{bat}}{V_{bats}}$$

Donde:

$C_{b\acute{u}til}$: Capacidad útil del banco de baterías, equivalente a la capacidad que demandará el sistema de iluminación a la batería.

E_{bat} : Energía mínima que deberá suministrar el banco de baterías al sistema 62995,93Wh. (Valor calculado en 3.5.1).

V_{bats} : Voltaje nominal de una fila de baterías en serie, este será un múltiplo de 2 dado que se utilizarán baterías de ese voltaje. En este caso se usarán 24 baterías en serie. Es decir, 48 V, ya que la entrada del inversor admite voltajes de alrededor de ese rango.

Reemplazando los valores en la ecuación se obtiene:

$$C_{b\acute{u}til} = \frac{62995,93 Wh}{48 V}$$

$$C_{b\acute{u}til} = 1312,42 Ah$$

A continuación, se calculará la capacidad nominal del banco de baterías, para lo cual, se

definirá una profundidad de descarga menor al 100%. La profundidad de descarga es el porcentaje de carga que se utilizará de la batería. En este caso, se utilizará una profundidad de descarga del 70% debido a que, según las curvas de tiempo de vida del fabricante, esta proporcionará un tiempo de vida adecuado.

Para calcular la capacidad nominal del banco de baterías, se divide la capacidad útil ya calculada entre la profundidad de descarga máxima de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$C_{bnom} = \frac{C_{butil}}{P_d}$$

Donde:

C_{bnom} : Capacidad nominal del banco de baterías, el cual asegurará como capacidad utilizable a C_{butil} .

C_{butil} : Capacidad útil del banco de baterías, su valor es de 1312,42 Ah.

P_d : Profundidad de descarga máxima, tendrá un valor de 70%.

Reemplazando los valores se obtiene:

$$C_{bnom} = \frac{1312,42 \text{ Ah}}{0,7}$$

$$C_{bnom} = 1874,88 \text{ Ah}$$

Para garantizar que las baterías serán capaces de cubrir la demanda de energía del sistema de iluminación, para este diseño se considerará que la corriente máxima demandada para el periodo de 5 horas (I_{max}) será menor al valor de corriente nominal de descarga definida para un periodo de 5 horas por el fabricante ($I_{nom@C5}$).

El valor de I_{max} se calcula al dividir la MDP (13593,89 W) entre el voltaje del banco de baterías (48 V); resultando 283,21 A.

En las siguientes tablas se muestran los indicadores que se utilizarán para la selección de una batería adecuada:

Ebat (Wh)	Vbats (V)	Cbutil (Ah)	Pd	Cbnom (Ah)	I _{max} (A)
62995,93	48	1312,42	70%	1874,88	283,21

Tabla 19: Indicadores necesarios para la selección de las baterías.

Cabe mencionar que este valor de 283,21 A solo ocurre por una hora de las 5 horas totales, en las 4 horas restantes las corrientes máximas tendrán valores menores a este valor, sin embargo, se tomará este valor para su selección.

A continuación, se mostrarán dos tablas con los distintos modelos de baterías que podrían cumplir con los requerimientos del sistema:

Marca	Modelo	Tensión (V)	Capacidad (Ah)	Dimensiones (lxaxh) (mm)	Peso (kg)
Ritar	OPzV2-2000	2	2000	399x214x807	150
Ritar	OPzV2-2500	2	2500	487x212x770	190

Marca	Modelo	# baterías	Inom@C5 (A)	Precio unitario (USD)	Peso total (kg)
Ritar	OPzV2-2000	24	332	1337,50	3600
Ritar	OPzV2-2500	24	415	1625,00	4560

Marca	Modelo	Pd real	Tiempo de vida (ciclos)	Precio total (USD)
Ritar	OPzV2-2000	66%	2800	32100
Ritar	OPzV2-2500	52%	3700	39000

Tabla 20: Comparación de baterías Plomo-ácido, hojas técnicas en el anexo D.

Se observa una alta cantidad de ciclos (tiempo de vida) para las baterías elegidas, la diferencia se encuentra en la profundidad de descarga (Pd) que tendrá cada una. La profundidad de descarga es mayor en la batería de 2000 Ah dado que esta tiene una menor cantidad de carga almacenada con relación a la batería de 2500 Ah. Al ser E_{bat} constante, Pd será mayor en la batería de 2000 Ah (66%) con relación a la batería de 2500 Ah (52%) y esto se ve reflejado en el uso de curvas distintas en el gráfico de tiempo de vida vs capacidad proporcionada por el fabricante, resultando así en una variación significativa en los tiempos de vida de ambas baterías.

Asimismo, el precio de baterías de este tipo es mayor que el de baterías de 12 V, esto se debe principalmente a que las baterías de 2 V se desgastan en menor medida ante la ocurrencia de corrientes elevadas.

Ambas opciones poseen una tecnología llamada OPzV, que consiste en que uno de los electrodos es una placa tubular, la cual reduce notablemente las pérdidas en la batería y aumenta el tiempo de vida considerablemente. Sin embargo, también es más pesada y bastante más costosa.

Finalmente, se ha elegido la alternativa que mejor calza de las alternativas propuestas:

Marca	Modelo	Tensión (V)	Capacidad (Ah)	Dimensiones (l x a x h) (mm)	Peso (kg)
Ritar	OPzV2-2500	2	2500	487x212x770	190

Marca	Modelo	# baterías	Inom@C5 (A)	Precio unitario (USD)	Peso total (kg)
Ritar	OPzV2-2500	24	415	1625	4560

Marca	Modelo	Pd real	Tiempo de vida (ciclos)	Precio total (USD)
Ritar	OPzV2-2500	52%	3700	39000

Tabla 21: Características de la batería seleccionada.

Se eligió la batería modelo OPzV2-2500 de marca Ritar, la cual, a pesar de tener un precio y peso altos, tiene una elevada cantidad de ciclos de carga/descarga, siendo de 3700 ciclos, la cual es mayor a 20 años de uso, por lo que no se necesitará reemplazar estos componentes durante el tiempo de vida del sistema, a diferencia de las batería de 2000 Ah, que solo tiene 2800 ciclos, (el sistema utilizará como máximo 180 ciclos por año, ya que un ciclo de carga/descarga ocurrirá por día (Ver 3.5.1), resultando un total de 3600 ciclos en un período de 20 años), y un menor nivel de profundidad de descarga, en comparación con la otra alternativa:



Figura 15: Batería OPzV2-2500 de marca Ritar. Fuente en anexo D.

Con la batería elegida, se necesitará un banco de 24 baterías para ser compatible con la entrada de 48 V de los inversores. Este banco proporcionará la energía necesaria a los 3 inversores para que estos entreguen energía en corriente alterna trifásica a las cargas, teniendo finalmente un banco de baterías de 2500 Ah y 48 V.

3.5.3. Selección del sistema de generación:

Para la selección del sistema de generación se tomarán en cuenta características como potencia nominal de los paneles solares, voltaje de salida, eficiencia, dimensiones y precio.

Cabe mencionar que el diseño del controlador de carga se realizará después del diseño de los paneles solares, ya que su diseño depende tanto del dimensionamiento de los paneles como de las baterías.

Estos componentes de la micro red a diseñar se encuentran remarcados en la siguiente figura:

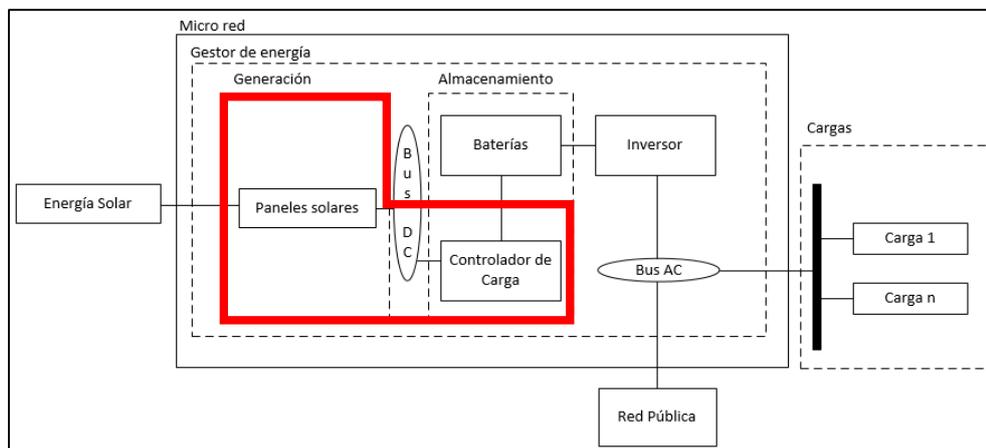


Figura 16: Sistema de generación en la micro red a diseñar.

Selección del sistema de generación (paneles solares):

En el subcapítulo 3.3., donde se demostró la factibilidad del uso del recurso solar, se hizo una comparación entre paneles de 70, 100 y 140 W de potencia nominal, cada uno con sus respectivas dimensiones, demostrando que es posible alimentar a las cargas del sistema de iluminación. Sin embargo, no se tomaron en cuenta otros aspectos como el voltaje y corriente de salida, el peso, la eficiencia y el costo.

Habiendo calculado los verdaderos valores de radiación para Lima en 3.5.1, se procede a realizar los cálculos para la selección del panel solar.

La energía total mínima que los paneles deberán ser capaces de suministrar es de 85903,53 Wh (Ebat, Ver en 3.5.1), y por fase es de 28634,51Wh. Se usará el valor de energía por fase para la selección.

Para elegir paneles solares es necesario tener en cuenta que estos deben poseer pruebas NOCT (Nominal Operating Cell Temperature) y pruebas STC (Standard test conditions).

Esto se debe a que las pruebas con NOCT se realizan en condiciones más reales que las STC. Mientras las pruebas STC se realizan con una irradiancia de 1000 W/m^2 (que es raramente alcanzada de manera real) y a 25°C , las pruebas NOCT se realizan a 800 W/m^2 , a 20°C y con una velocidad de viento de 1 m/s .

En el diseño de este sistema, se ha utilizado un factor de pérdidas globales (70%) que incluye tanto las pérdidas de los paneles por condiciones ambientales, así como factores de pérdidas por suciedad o factores externos (sombras, cableado, controladores de carga, etc), por lo que los valores de potencia nominal de los paneles utilizados para la selección de componentes serán los de STC.

Se observa que es posible alimentar al sistema con paneles de las potencias seleccionadas en 3.3. No obstante, el elevado número de paneles lo hace muy costoso si se compara el precio de estos con otros de mayor potencia, dado que el costo de los paneles solares no es directamente proporcional con su potencia.

Por ejemplo, si se compara el precio de un panel Canadian Solar de 150 W con un panel de la misma marca, pero de 320 W, se tiene que el panel de 150 W tiene un costo de 152,5 USD, mientras que el de 320 W tiene un costo de 275,2 USD. El panel de 150 W tiene un precio mayor que la mitad del precio de un panel de 320 W. Por lo que si se requiriese el doble de paneles de 150 W que de 320 W, el costo de estos sería mayor que comprar los paneles de 320 W.

Por lo tanto, se escogerán paneles de potencias superiores para poder cumplir con todos los requerimientos:

Marca	Modelo	Tecnología	Pnom (W)	Eficiencia	HSP (h)	Eprod (Wh)
Can. Solar	CS6P-240P	Policristalino	240	72,50%	2,61	626,40
Can. Solar	CS6P-255P	Policristalino	255	72,55%	2,61	665,55
Can. Solar	CS6K-275P	Policristalino	275	73,45%	2,61	717,75
Can. Solar	CS6U-320P	Policristalino	320	72,50%	2,61	835,20
Can. Solar	CS6U-330P	Policristalino	330	72,42%	2,61	861,30
Solarworld	SW300	Monocristalino	300	75,57%	2,61	783,00
Sharp	UN-RC300	Monocristalino	300	73,33%	2,61	783,00

Tabla 22: Comparación de paneles de 240-330W. Hojas técnicas en el anexo A.

En donde Eprod es la energía producida por los paneles en un día. Valor que resulta de la multiplicación entre Pnom y HSP.

Sus características eléctricas son:

Modelo	Vmp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)
CS6P-240P	29,90	8,03	37,00	8,59
CS6P-255P	30,20	8,43	37,40	9,00
CS6K-275P	31,00	8,88	38,00	9,45
CS6U-320P	36,80	8,69	45,30	9,26
CS6U-330P	37,20	8,88	45,60	9,45
SW300	32,60	9,31	40,00	9,83
UN-RC300	31,20	9,63	39,40	9,97

Tabla 23: Características eléctricas de los paneles solares.

Con estos paneles se obtienen los siguientes resultados:

Modelo	Dimensiones (l*a*e) (mm)	Área (m ²)	# máx de paneles	# de paneles por fase	Área de techo no usada (m ²)	% de utilización del área	Se alimenta a todas las cargas?
CS6P-240P	1638*982*40	1,61	161	46	38,02	85,38%	Sí
CS6P-255P	1638*982*40	1,61	161	44	47,68	81,66%	Sí
CS6K-275P	1650*992*40	1,64	158	40	63,58	75,54%	Sí
CS6U-320P	1960*992*40	1,94	133	35	55,85	78,52%	Sí
CS6U-330P	1960*992*40	1,94	133	34	61,68	76,28%	Sí
SW300	1675*1001*33	1,68	155	37	73,89	71,58%	Sí
UN-RC300	1660*990*50	1,64	158	37	77,58	70,16%	Sí

Tabla 24: Resultados referidos al número de paneles, y disponibilidad del área en el sitio de instalación.

Se observa que para todos los modelos el área disponible es suficiente y el número de paneles no es tan alto como en 3.3.

Cabe mencionar que los paneles estarán sujetos por un soporte a una altura no menor a 1,5 m y además tendrán un nivel de inclinación de 15 grados, por lo que el área disponible será mayor.

El peso de los paneles debe ser tomado en cuenta para su elección, de tal manera que se debe tratar de que el peso que soportará el techo del edificio y su estructura de soporte sea el menor posible:

Modelo	Peso unit. (kg)	Peso total (kg)
CS6P-240P	19,00	2622,00
CS6P-255P	19,00	2508,00
CS6K-275P	18,20	2184,00
CS6U-320P	22,40	2352,00
CS6U-330P	22,40	2284,80
SW300	18,00	1998,00
UN-RC300	20,00	2220,00

Tabla 25: Cálculo del peso total del arreglo de paneles.

Realizando un análisis de todos estos aspectos, se descartan los modelos CS6P-240P/255P y CS6K-275P ya sea por la cantidad de área libre, la eficiencia, el número de paneles, la potencia y el peso. A continuación, se presentará una tabla con las 4 posibles opciones de paneles solares señalando las características a tomar en cuenta para la selección del panel que será utilizado en el diseño:

Marca	Modelo	Tecnología	Pnom (Wp)	Eficiencia	Dimensiones (l*a*e) (mm)	# de paneles por fase	Área de techo no usada (m ²)
Can. Solar	CS6U-320P	Policristalino	320	72,50%	1960*992*40	35	55,85
Can. Solar	CS6U-330P	Policristalino	330	72,42%	1960*992*40	34	61,68
Solarworld	SW300	Monocristalino	300	75,57%	1675*1001*33	37	73,89
Sharp	UN-RC300	Monocristalino	300	73,33%	1660*990*50	37	77,58

Tabla 26: Tabla con las posibles opciones de paneles solares.

Cuyas características eléctricas son:

Modelo	Vmp (V)	Imp (A)	Voc (V)	Isc (A)
CS6U-320P	36,80	8,69	45,30	9,26
CS6U-330P	37,20	8,88	45,60	9,45
SW300	32,60	9,31	40,00	9,83
UN-RC300	31,20	9,63	39,40	9,97

Tabla 27: Características eléctricas de los paneles escogidos.

Esta información es importante pero insuficiente. Se debe tomar en cuenta el factor económico, por lo que en el siguiente cuadro se mostrará el precio de los respectivos paneles para poder definir cuál es el más conveniente para el sistema a diseñar:

Marca	Modelo	Precio Unit. (USD)	Precio total (USD)
Can. Solar	CS6U-320P	233,22	24488,10
Can. Solar	CS6U-330P	241,53	24636,06
Solarworld	SW300	310,60	34476,60
Sharp	UN-RC300	362,30	40215,30

Tabla 28: Cálculo del precio total de los paneles.

Se decide utilizar el panel de la marca Canadian Solar CS6U-320P policristalino dada su eficiencia, características eléctricas, dimensiones, número de paneles, área disponible, peso y precio.

Finalmente se tiene un arreglo fotovoltaico de 33,6 kWp (105 paneles de 320 Wp cada uno).



Figura 17: Panel solar Canadian Solar de 320 Wp. Fuente en anexo A.

Selección del controlador de carga:

Para el diseño del controlador de carga, se necesitará uno que pueda brindar la corriente y voltaje necesarios para permitir la carga óptima del banco de baterías diseñado. Para escoger el controlador que se adapte de mejor manera al sistema, este deberá manejar la potencia de entrada del arreglo fotovoltaico y la corriente máxima de entrada de este.

Se decide usar un controlador de carga con tecnología MPPT, el cual basa su funcionamiento en la medición de la potencia proveniente de los paneles solares y no en su corriente o voltaje de salida. De esta manera, el controlador puede brindar valores de corriente variables dependiendo del voltaje de las baterías, es decir dependiendo de lo que la batería demande, manteniendo siempre la potencia de entrada y la de salida constantes.

Para el arreglo fotovoltaico de entrada hay que tener en cuenta que el voltaje de salida de los paneles debe ser mayor que el voltaje de entrada de las baterías para que el controlador funcione correctamente, esta diferencia de voltaje dependerá de cada fabricante.

Para el diseño del arreglo se utilizará el panel elegido del cual se calculó que el número de paneles necesarios para alimentar al sistema es de 35 por fase. Según su hoja de datos su voltaje y corriente de potencia óptima son de 36,8 V y 8,69 A respectivamente. Estos valores de corriente y voltaje se utilizarán para calcular el número de paneles en serie como mínimo (voltaje de entrada que deberá manejar el controlador) y la corriente de salida de los paneles que deberá manejar el controlador de carga como máximo (número de paneles o conjuntos de paneles en paralelo).

Se diseñó en 3.5.2 que el banco de baterías tendrá una entrada de 48 V, por lo que el voltaje de salida de los paneles deberá ser mayor a este. Esto implica que se necesitarán al menos 2 paneles en serie por fila para poder cumplir con este requerimiento. Se decidió colocar 5 paneles en serie por fila, para disminuir el número de filas en paralelo, resultando la tensión de los paneles por fila igual a 184 V.

Asimismo, al tener 35 paneles por fase (tabla 26) y ya obtenido el número de paneles en serie (5 por fila), se calcula que el número de filas en paralelo será de 7. Este resultado se obtiene al dividir el número de paneles por fase (35) entre el número de paneles en serie por fila (5).

Se verifica que el número de paneles es correcto demostrando que la potencia generada por el número de paneles por fase es mayor a la potencia que se necesita para cargar a las baterías de acuerdo a la siguiente fórmula:

Potencia necesaria por fase < Potencia total de paneles por fase

$$\frac{E_{pan}}{HSP * \#fases} < \# \text{ de paneles por fase} * Pnom$$

$$\frac{85903,53 \text{ Wh}}{2,61 \text{ h} * 3} < 35 * 320 \text{ W}$$

$$10971,08 \text{ W} < 11200 \text{ W}$$

Se procede a calcular la corriente máxima que podrá generar el arreglo de paneles por fase, dado que este será el valor máximo de corriente que pasará por el controlador. Se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{máxp} = I_{sc} * F_{sc} * N_{mp}$$

Donde:

$I_{máxp}$: Corriente máxima producida por los paneles.

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del panel.

F_{sc} : Factor de seguridad para la corriente. Será igual a 1,25 por norma CNE Utilización 050-104 (5a).

N_{mp} : Número de filas de paneles en paralelo, igual a 7.

Reemplazando los valores se obtiene:

$$I_{máxp} = 9,26 * 1,25 * 7 = 81,03A$$

En la siguiente tabla se muestran los indicadores necesarios para elegir el controlador adecuado:

Banco de baterías	Arreglo FV por fase		
Tensión (V)	Tensión de salida (V)	Corriente de salida (A)	Pnom (W)
48,00	184,00	81,03	11200,00

Tabla 29: Parámetros para la selección de un controlador.

Se tienen las siguientes alternativas de solución para el controlador de carga:

Marca	Modelo	Tensión FV (V)	Corriente de carga (A)	Corriente de entrada máxima (A)	Voltaje de salida (V)	Peso (kg)	PinFV (W)	Precio Unitario (USD)
Victron Energy	MPPT 250/100-Tr	250	100	70	48	4,5	5800	1025,94
Victron Energy	MPPT 150/85-Tr	150	85	70	48	4,5	4900	755,95
Victron Energy	MPPT 250/85-Tr	250	85	70	48	4,5	4900	917,86

Tabla 30: Comparación de controladores de carga. Hojas técnicas en el anexo B.

Para lograr cargar las baterías se necesitará más de un controlador en paralelo, ya que la potencia de entrada fotovoltaica que los controladores pueden manejar (5800 Wp, ver tabla 30) es menor a la que el arreglo produce (11200 Wp, ver tabla 29).

De esta manera, seleccionando el controlador Victron Energy MPPT 250/100-Tr, se calcula que la potencia nominal fotovoltaica es como máximo poco menos de 2 veces la potencia de entrada de estos controladores. Por lo que se deben usar 2 controladores de carga en paralelo, por fase, pudiendo los controladores manejar como máximo 11600 Wp de entrada fotovoltaica por fase.

De esta manera, se tendrá un arreglo de 7 filas en paralelo de 5 paneles en serie por fila, por fase, conectado a dos controladores, los cuales manejarán 5600 W y 40,52 A cada uno. Los valores de potencia y corriente calculados resultan de dividir los valores de entrada del arreglo fotovoltaico por fase (11200 Wp y 81,03 A) entre el número de controladores por fase (2).

Por las características mostradas, se decide elegir el controlador de carga Victron Energy modelo MPPT 250/100-Tr debido a su tecnología (MPPT), a su potencia, tensión y corriente de entrada FV, a su tensión y corriente máxima de salida y a su precio, como se muestra en la siguiente tabla:

Marca	Modelo	# de controladores en paralelo por fase	Corriente por controlador (A)	Precio Unitario (USD)	Precio total (USD)
Victron Energy	MPPT 250/100-Tr	2	40,51	2051,88	6155,65
Victron Energy	MPPT 150/85-Tr	3	27,01	2267,84	6803,53
Victron Energy	MPPT 250/85-Tr	3	27,01	2753,59	8260,78

Tabla 31: Comparación de precio de controladores de carga.



Figura 18: Controlador de carga Victron Energy MPPT 250/100 - Tr. Fuente en anexo B.

3.5.4. Selección del sistema de gestión:

Para la selección del sistema de gestión se buscará un sistema que permita controlar la micro red de la manera más eficiente posible, que monitoree el comportamiento del sistema constantemente, que permita la conexión entre equipos de manera que optimice la utilización de la energía y que sea del menor costo posible.

Por lo mencionado anteriormente, el sistema de gestión depende de los componentes que conforman la micro red. Estos enviarán parámetros a un centro de monitoreo y control que puede ubicarse en el mismo lugar de la micro red o en otro lado de la universidad, de tal manera que el personal encargado de la supervisión del sistema conozca el comportamiento de la micro red a todo momento.

Los componentes de la micro red a diseñar en esta sección se encuentran remarcados en la siguiente figura:

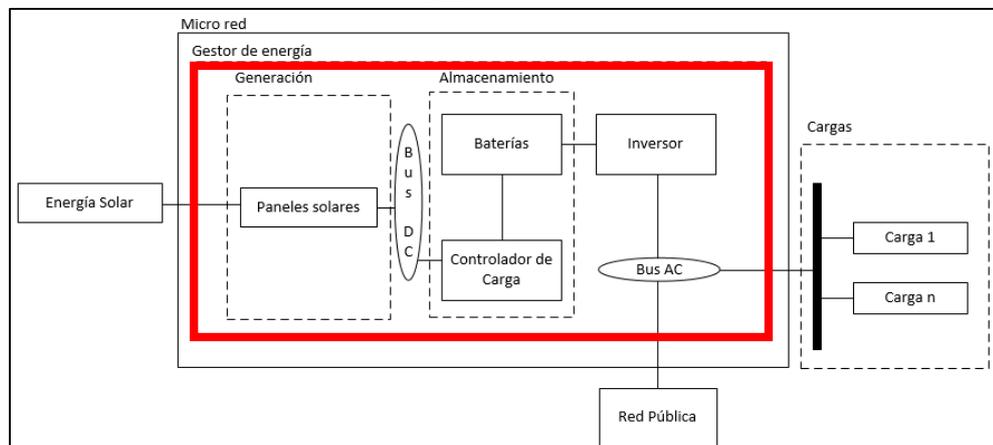


Figura 19: Sistema de gestión en la micro red a diseñar.

Como parte del sistema de gestión se puede incluir, además del diseño de las cajas de paralelaje, los tableros de transferencia de cada piso, tablero de distribución, tablero de corriente continua y tablero de corriente alterna. Así como también el controlador de carga y el inversor, ya que estos tienen características que permiten un mejor manejo y aprovechamiento de la energía del sistema.

Los planos de los tableros, así como el diseño de la micro red en general, se encuentran en el anexo F.

El controlador tiene un sistema inteligente de carga para las baterías, además de la tecnología MPPT (máximo power point tracking) que optimiza la utilización de la energía buscando el punto de máxima potencia dependiendo del nivel de potencia fotovoltaica de entrada y el estado de carga de las baterías.

El inversor tiene un sistema de apagado automático cuando no detecta carga conectada y se prende apenas la detecta, optimizando así el uso de la energía. Además de monitoreo de temperatura y estado de carga de las baterías.

En cuanto a los tableros de transferencia (TT-0x), se diseñó un conjunto de enclavamientos mecánicos y eléctricos para poder conmutar de manera segura entre la micro red y la red pública hacia el sistema de iluminación del edificio. Estos serán controlados a través de un interruptor horario que los conmuta en las horas especificadas del funcionamiento de la micro red. Es decir, conmutará de la red pública a la micro red a las 17 horas y viceversa a las 22 y repetirá el ciclo de lunes a viernes. Revisar plano DT-06 para un mayor detalle.

Si es que hubiera una falla en la micro red durante su tiempo de funcionamiento, cada tablero tiene un juego de contactores que detecta la presencia de tensión en los inversores, desconectando la micro red y conectando el sistema de iluminación nuevamente a la red pública en caso no haya presencia de tensión en los inversores, o la tensión presente no se encuentre dentro de sus valores normales (230 V).

Asimismo, al tener cada piso su propio tablero general ya existente (Ver anexo E) donde se encuentra el sistema de iluminación, se tendrá un tablero de transferencia por cada piso, resultando un total de 5 tableros.

Cabe mencionar que la micro red no brinda energía al sistema de iluminación los días sábado y domingo ni en los meses de vacaciones para el alumnado en general (enero, febrero, julio y agosto), como se mencionó en 3.5.1.

Las cajas de paralelaje (CP-0x) constan de una barra positiva y otra negativa, además de fusibles de protección de entrada y salida. Estas tendrán 7 entradas y dos salidas.

Conectarán los paneles solares a los controladores de carga. Revisar plano DT-01 para un mayor detalle.

El tablero de distribución (TD-01) es de 3 hilos y 230 V, consta de 3 barras para cada fase (R, S, T), una barra para tierra, 1 interruptor termomagnético de entrada y 5 bornes de salida por fase, para cada piso. Revisar plano DT-04 para un mayor detalle.

El tablero de corriente continua (TDC) es de 48 VDC, consta de una barra positiva, una barra negativa y una barra de tierra, fusibles de protección para los controladores de carga y un interruptor termomagnético para la salida al banco de baterías. Este tablero recibe como entrada los cables provenientes de los controladores de carga. Como salida se encuentran conectados el banco de baterías y los inversores del sistema. Revisar plano DT-02 para un mayor detalle.

El tablero general de corriente alterna (TG) es de 400-230 VAC, 4 hilos y consta de bornes de entrada para cada fase (R, S, T), de 1 barra para el neutro y una barra de tierra. Asimismo, consta de un interruptor termomagnético, cuya salida está conectada a un transformador de aislamiento trifásico. Revisar plano DT-03 para un mayor detalle.

Finalmente, un transformador de aislamiento trifásico 400-231/230 V de 20 KVA, con grupo de conexión YNd5, el cual servirá como protección al proveer un aislamiento galvánico entre el primario y secundario. Este se encontrará conectado entre el tablero general de corriente alterna (TG) y el tablero de distribución (TD-01).

3.6. Distribución de componentes y sección de los conductores:

Con el sistema eléctrico diseñado, se procede a realizar el diseño del soporte de los paneles, el rack de los bancos de baterías, el soporte para inversores, controladores de carga y tableros, además del diseño de los tableros de conexión a tierra, así como su respectiva distribución en el edificio y el cálculo de la sección de los conductores a utilizar.

Los planos de cada soporte y sus vistas se encuentran en el anexo F.

a) Distribución de los componentes y soportes:

El soporte de los paneles solares constará de una estructura metálica con perfiles de aluminio donde los paneles tendrán una inclinación de 15 grados y será colocada en paralelo a lo largo del edificio. Esta estructura tendrá 24 m de largo, 9,66 m de ancho y alturas mínima y máxima de 1,6 y 4,19 m con respecto al piso. Asimismo, el plano inclinado donde se colocarán los paneles para obtener la inclinación de 15 grados tiene 24 m de largo y 10 m de ancho. Revisar plano DDC-01 para un mayor detalle.

El rack de baterías es un soporte de 1 solo piso que tiene adosado un seccionador. El

rack irá colocado cerca al parapeto de la torre A en el que se encuentra la altura máxima del soporte de paneles solares. Revisar plano DDC-03 para un mayor detalle.

Asimismo, se encuentra al costado del soporte para inversores y controladores de carga y del transformador de aislamiento para facilitar las conexiones.

La estructura de soporte de los inversores, los controladores de carga y tableros será fabricada con tubos y canales de fierro negro pintado, en donde irán adosados los inversores, controladores de carga y tableros de corriente continua, alterna y de distribución. El soporte estará fijado al parapeto de la torre A en donde se encuentra la altura máxima del soporte de paneles solares por pernos tanto en piso como en el parapeto y se encontrará al costado del rack de baterías y del transformador de aislamiento. Revisar plano DDC-02 para un mayor detalle.

Los tableros de tierra (TCT-0x) se diseñan con la finalidad de conectar los componentes de la micro red diseñada al sistema de tierra existente. Revisar plano DT-05 para un mayor detalle.

El tablero TCT-01 conecta las tierras de los paneles y de su soporte a una sola barra de tierra, la cual tiene como salida un cable que se conecta al tablero TCT-02. Del mismo modo, el tablero TCT-03 conecta las tierras de los componentes en corriente alterna y continua a una sola barra de tierra, la cual tiene como salida un cable que se conecta al tablero TCT-02. Finalmente, el tablero TCT-02, además de tener como entrada a los cables provenientes de los tableros TCT-01 y TCT-03, tiene como salida un cable de tierra que bajará por la montante existente del edificio hacia el sistema de tierra existente en el primer piso.

b) Cálculo de sección de los conductores:

Para el cálculo de sección de los conductores, se utilizó el criterio de corriente y de caída de tensión.

Cabe resaltar que al realizar el cálculo de la sección, se evidenció que el criterio de corriente siempre fue decisivo respecto del criterio de caída de tensión, ya que las longitudes de los cables son cortas.

Se utilizarán conductores tipo solar para la conexión entre paneles y conductores N2XOH (libre de halógenos) para el resto de conexiones.

Asimismo, el panel escogido utiliza conectores tipo T4 hembra y macho para su interconexión y como entrada hacia las cajas de paralelaje (figura 20).



Figura 20: Conector tipo T4 hembra y macho para conexión entre paneles solares [33].

Para el criterio de corriente se calcula la corriente máxima que pasará por el cable de acuerdo con la siguiente formula:

$$I_{máxc} = I_c * F_{sc}$$

Donde:

$I_{máxc}$: Corriente máxima que pasará por el cable.

I_c : Corriente calculada para cierto recorrido entre componentes del sistema.

F_{sc} : Factor de seguridad para la corriente. Será igual a 1,25 por norma CNE Utilización 050-104 (5a).

Posterior al cálculo de la corriente máxima " $I_{máxc}$ ", se buscará en las tablas proporcionadas por el fabricante, de acuerdo al tipo de cable seleccionado (en este caso N2XOH), un valor de calibre del cable para el cual su corriente admisible máxima sea mayor al valor de " $I_{máxc}$ ".

Finalmente, este valor de calibre será el calibre del cual deberá ser el conductor para ese recorrido de cable específico. Revisar plano DDC-04 para un mayor detalle de las conexiones entre componentes.

A continuación, se muestra una tabla con la sección de los conductores para cada parte de la micro red:

Recorrido	Corriente (A)	Metrado (m)	Calibre (mm ²)
De Paneles Solares a Cajas de Paralelaje	11,58	582,00	4
De Cajas de Paralelaje a Controladores de Carga	40,51	140,00	4
De Controladores de Carga a TDC	100,00	15,00	16
De TDC a Baterías	600,00	2,20	240
De TDC a Inversores	208,33	12,00	50
De Inversores a TG	43,30	12,00	4
De TG a Transformador	43,30	8,00	4
De Transformador a TD	62,76	6,00	10
De TD a cada piso	12,55	360,00	4

Tabla 32: Calibre de conductores en micro red.

Para el cálculo de la sección de los conductores de tierra se utilizaron las normas CNE Utilización 060-206 (1a) y 060-814 (1). Utilizando la norma 060-814 (1), se calculan las secciones de conductores de tierra para masas (P1). Consecuentemente, para conductores de tierra de corriente continua (P2) y de corriente alterna (P3) se utiliza la norma 060-206(1a):

Cable	Elemento	Corriente de operación (A)	Metrado (m)	Calibre del cable de tierra (mm ²)
a	Paneles solares (P1)	9,26	105,00	4
c	Soporte Paneles (P1)	64,82	75,00	10
c	Caja de paralelaje (P1)	64,82	24,00	10
c	Controladores de carga (P1)	100,00	12,00	10
e	Banco de baterías (P1)	600,00	2,00	50
f	Banco de baterías (P2)	600,00	2,00	95
e	Soporte Componentes (P1)	600,00	0,50	50
d	Inversores (P1)	166,67	2,00	16
e	TDC (P1)	600,00	1,50	50
b	TG (P1)	34,64	1,50	6
b	TD-01 (P1)	50,20	1,50	6
b	Transformador (P1)	50,20	4,00	6
c	TG (P3)	34,64	1,50	10
a	TT-0x (P1)	10,04	5,00	4
c	TCT-01 (P1)	64,82	3,00	10
f	TCT-03 (P1,P2,P3)	600,00	16,00	95
f	TCT-02 (P1,P2,P3)	600,00	60,00	95

Tabla 33: Calibre de conductores de tierra en micro red.

El tipo de cable mostrado en la primera columna identifica la sección de los cables de tierra en el plano de conexionado de cables de tierra del sistema DDC-05, revisar para un mayor detalle.

Finalmente, el diagrama unifilar y los diagramas eléctricos de la micro red se encuentran en el anexo F (planos DU-01 y DE-01-04 respectivamente).

3.7. Análisis de costo:

Para este análisis se tomarán en cuenta los costos de cada elemento mencionado anteriormente, además de cables, estructuras de soporte y tableros, así como el tipo de tarifa por la que se tiene que pagar la energía consumida en la universidad (MT3). No se tomarán en cuenta costos como el de reemplazo de componentes, dado que ningún equipo necesitará ser reemplazado para el tiempo de vida del proyecto, el cual se ha considerado en 20 años.

El valor del presupuesto total resulta 310090,01 soles. La tabla del presupuesto detallada se encuentra en el anexo G.

Considerando la tarifa MT3:

TARIFA MT3 : TARIFA HORARIA CON MEDICION DOBLE DE ENERGIA Y CONTRATACION O MEDICION DE UNA POTENCIA .- 2E1P			
Cargo Fijo mensual		S/./cliente	3.85
Cargo por Energía activa en horas de punta		Cent.S/./KW.h	27.81
Cargo por Energía activa en horas fuera de punta		Cent.S/./KW.h	23.31
Cargo por potencia activa de generación			
Presentes en punta		S/./KW-mes	55.27
Fuera de punta		S/./KW-mes	37.67
Cargo por potencia activa por uso de las redes de distribución			
Presentes en punta		S/./KW-mes	13.39
Fuera de punta		S/./KW-mes	13.46
Cargo por energía reactiva que exceda del 30% del total de la energía activa		Cent.S/./kvarh	5.05

Tabla 34: Tarifa MT3 para Lima al día, sin IGV [34].

Tarifa Eléctrica MT3 (ENEL) (PEN)								
Cargo fijo mensual	Cargo por Energía (HP)	Cargo por Energía (HFP)	Cargo por potencia activa de generación (HP)	Cargo por potencia activa de generación (HFP)	Cargo por potencia activa de distribución (HP)	Cargo por potencia activa de distribución (HFP)	Cargo por energía reactiva > 30% del total	Total
3,85	281,95	45,62	751,33	335,07	182,02	119,73	0	1715,72

Tabla 35: Costo de la tarifa eléctrica mensual por el sistema de iluminación en los días y horas de uso de la micro red.

Se observa que el costo de la energía mensual que se dejará de pagar a la compañía eléctrica debido a la utilización de la micro red es de 1715,72 soles; durante el periodo de 8 meses.

Con estos valores se calcula el tiempo de recuperación de la inversión con la siguiente fórmula:

$$T(\text{años}) = \frac{310090,01}{1715,72 * 8}$$

$$T(\text{años}) = 22,59$$

Se puede observar que el tiempo de recuperación es de 22,59 años, el cual es muy cercano al tiempo de vida del proyecto, estimado en 20 años.

En el siguiente acápite se evaluará la importancia de la inversión inicial en el tiempo de recuperación de inversión al utilizar la tecnología LED en lugar de las luminarias existentes.

Con este cambio, la potencia consumida del sistema se reducirá considerablemente, por lo que el dimensionamiento de la micro red también se reducirá de la misma manera, y en consecuencia, su costo.

3.8. Reemplazo por tecnología LED:

El propósito de este cambio será el de reducir costos dado que la tecnología LED consume mucho menos potencia que la convencional y alumbrará con la misma intensidad.

3.8.1. Estimación energética:

Actualmente, en el área de estudio se encuentran luminarias con lámparas de fluorescentes de 28 W y focos de 26 W. Estos serán reemplazados por lámparas LED. Para los fluorescentes y focos se tienen las siguientes tablas de equivalencias:

Potencias tubos LED vs fluorescentes	
Tubo LED y tubo fluorescente	
Tubo de LED	Tubo fluorescente
7W a 10W	18W*
13W a 18W	36W*
18W a 23W	52W*

Tabla 36: Equivalencias de tubos LED y fluorescente [35].

Eficiente		Eficiente	
Incandesc..	Halógena	CFL	LED
			
Potencia	Potencia	Potencia	Potencia
40w	35w	18w	5w
60w	50w	25w	7w
75w	65w	30w	10w
100w	90w	36w	15w
Vida / 1 año	1-3 años	6-10 años	15-30 años

Tabla 37: Equivalencias focos LED con luminarias convencionales [36].

Se observa que a un tubo fluorescente de 36 W lo puede reemplazar un tubo led de 13 a 18 W (se escogió 14 W) y a dos focos de 26 W los pueden reemplazar dos focos LED de 7 a 12 W (se escogió 7 W). Con este cambio, se tiene el mismo número de luminarias y

de lámparas, con un consumo de potencia mucho menor.

A continuación, se presenta una tabla con el nuevo consumo estimado de potencia con el cambio de tecnología:

Hora	Potencia piso 1 (W)	Potencia piso 2 (W)	Potencia piso 3 (W)	Potencia piso 4 (W)	Potencia piso 5 (W)	P Total (W)	E Total (Wh)
17:00 - 18:00	882	882	1218	714	1426	5122	5122
18:00 - 19:00	210	882	1218	1050	1762	5122	5122
19:00 - 20:00	1554	1554	1554	1554	1762	7978	7978
20:00 - 21:00	1554	1554	1554	1386	1762	7810	7810
21:00 - 22:00	1218	1554	882	882	1426	5962	5962

Tabla 38: Consumo de potencia con el cambio de tecnología.

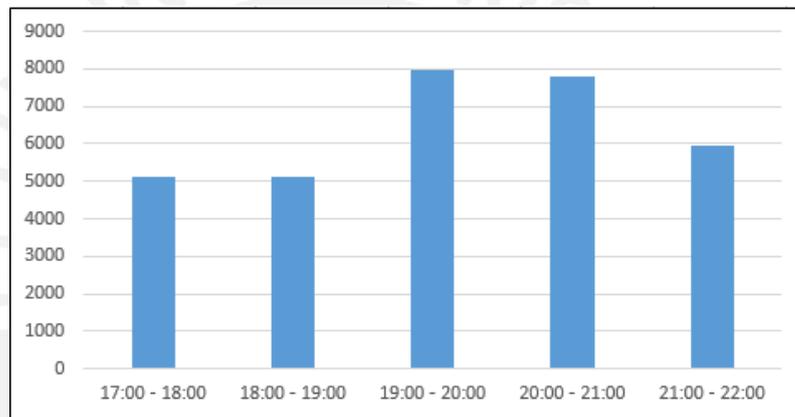


Gráfico 3: Demanda de potencia por hora con cambio de tecnología en un día.

Sumando los valores de energía de 17 a 22 horas con la nueva tecnología, se obtiene la energía total consumida por el sistema de iluminación, siendo esta 31994 Wh (valor de E_I). Con este valor se puede calcular cuál es el consumo de potencia promedio por hora, el cual resulta 6398,8 W, y se tiene que el valor de potencia máxima es de 7978 W.

Asimismo, teniendo en cuenta las mediciones realizadas y todas las consideraciones para el diseño del sistema convencional, se aplica el mismo factor de carga que se aplicó para el diseño anterior, resultando finalmente:

$$\text{Máxima demanda de potencia (MDP)} = 7978 * 0,8 = 6382,4 \text{ W}$$

$$\text{Máxima demanda de energía (E}_{LED}) = 31994 * 0,8 = 25595,2 \text{ Wh}$$

Se observa que la energía consumida se reduce considerablemente. El sistema consumiría sólo el 46,55% de la energía que actualmente consume.

3.8.2. Selección de componentes:

El análisis para la selección de componentes para el diseño de la micro red se realizará de la misma manera que se hizo anteriormente. Por tal motivo, los factores de seguridad serán los mismos, al igual que los valores de eficiencia de los componentes, dado que se piensa utilizar componentes de diseño similar.

La energía total mínima que las baterías deberán suministrar será:

$$E_{bLED} = \frac{25595,2}{0,96} * 1,1 = 29327,83 Wh$$

La energía total mínima que los paneles deberán suministrar será:

$$E_{pLED} = \frac{25595,2}{0,7 * 0,96} * 1,05 = 39992,5 Wh$$

Con estos valores se hallará la capacidad del sistema de almacenamiento (baterías), potencia de los inversores, controladores de carga y paneles solares necesarios para el sistema.

Para el diseño del sistema se piensa mantener el arreglo trifásico de inversores monofásicos, por lo que se diseñará el análisis de acuerdo a este criterio.

Para los inversores se calcula la potencia nominal sobre la que deberán ser diseñados:

MDP (W)	fs1	fdp	ninv	Potencia inductor 3f (VA)	Potencia inductor 1f (VA)
6382,40	1,1	0,90	0,96	8125,74	2708,58

Tabla 39: Cálculo de la potencia nominal para selección del inductor.

Al estar los inversores conectados en forma trifásica, la potencia nominal de cada inductor deberá ser un tercio de la potencia total calculada, es decir 2708,58 VA.

Se decide usar el inductor Victron Energy Quattro 48/5000 que tiene las siguientes características:

Marca	Modelo	Potencia (kVA)	Vin (V)	Iinmax (A)	Vout (V)	Conexión trifásica?	Precio (USD)
Victron Energy	Quattro	5	48	70	230	Sí	2998,52

Tabla 40: Inductor seleccionado para el sistema LED. Hojas técnicas en el anexo C.



Figura 21: Inversor Victron Energy Quattro 48/5000. Fuente en anexo C.

Para el diseño del banco de baterías, se elegirá un arreglo similar al del sistema convencional, pero de menor capacidad, compuesto de 24 baterías en serie de 2 V cada una y con la misma profundidad de descarga (70%).

A continuación, se calculará la capacidad del banco de baterías a diseñar por fase:

$$C_{b\acute{u}tilLED} = \frac{29327,83}{48} = 611 \text{ Ah}$$

Con este valor se halla el valor de capacidad nominal de las baterías:

$$C_{bnomLED} = \frac{611}{0,7} = 872,85 \text{ Ah}$$

Finalmente se procede a elegir una batería en función a los siguientes indicadores:

EbLED (Wh)	Vbats (V)	CbutilLED (Ah)	Pd	CbnomLED (Ah)	Imax (A)
29327,83	48	611,00	70%	872,85	166,21

Tabla 41: Parámetros necesarios para la selección de las baterías.

La batería a usar será la batería OPzV2-1200 de marca Ritar, la cual tiene las siguientes características:

Marca	Modelo	Tensión (V)	Capacidad (Ah)	Dimensiones (lxaxh) (mm)	Peso (kg)
Ritar	OPzV2-1200	2	1200	276x210x645	92

Marca	Modelo	# baterías	Inom@C5 (A)	Precio unitario (USD)	Peso total (kg)
Ritar	OPzV2-1200	24	199,2	900	2208

Marca	Modelo	Pd real	Tiempo de vida (ciclos)	Precio total (USD)
Ritar	OPzV2-1200	51%	3700	21600

Tabla 42: Características de la batería seleccionada.



Figura 22: Batería OPzV2-1200 de marca Ritar. Fuente en anexo D.

Para obtener el número de paneles se necesita calcular la energía que debe producir cada panel. Es más conveniente hallar el número de paneles por fase, por lo que la energía total mínima que deberá producir el arreglo de paneles por fase será de 13330,83 Wh, valor que se obtiene al dividir “ E_{pLED} ” (39992,5 Wh) entre 3 fases.

Se decide utilizar los paneles Canadian Solar CS6U-320P al igual que en el sistema convencional. El número de paneles a utilizar ahora será de 16 por fase, es decir, 48 en total.

Finalmente, se tiene un arreglo fotovoltaico de 15,36 kWp (48 paneles de 320 Wp).



Figura 23: Panel solar Canadian Solar de 320 Wp. Fuente en anexo A.

Para el diseño del arreglo se utilizará el panel elegido del cual se calculó que el número de paneles necesarios para alimentar al sistema es de 16 por fase. Según su hoja de datos, su voltaje y corriente de potencia óptima son de 36,8 V y 8,69 A respectivamente.

Se diseñó una entrada de 48 V para el banco de baterías, por lo que el voltaje de salida de los paneles deberá ser mayor a este. Esto implica que se necesitarán al menos 2 paneles en serie por fila para poder cumplir con este requerimiento. Se decidió colocar 4 paneles en serie por fila, para disminuir el número de filas en paralelo, resultando la tensión de los paneles por fila igual a 147,2 V.

Asimismo, al tener 16 paneles por fase y ya obtenido el número de paneles en serie (4 por fila), se calcula que el número de filas en paralelo será de 4. Este resultado se obtiene al dividir el número de paneles por fase (16) entre el número de paneles en serie por fila (4). Se verifica que el número de paneles es correcto demostrando que la potencia generada por el número de paneles por fase es mayor a la potencia que se necesita para cargar a las baterías de acuerdo a la siguiente fórmula:

$$\text{Potencia necesaria por fase} < \text{Potencia total de paneles por fase}$$

$$\frac{E_{pLED}}{HSP * \#fases} < \# \text{ de paneles por fase} * P_{nom}$$

$$\frac{39992,5}{2,61 * 3} < 16 * 320$$

$$5107,6 W < 5120 W$$

Se procede a calcular la corriente máxima que podrá generar el arreglo de paneles, dado que este será el valor máximo de corriente que pasará por el controlador. Se utiliza la siguiente fórmula:

$$I_{máxp} = I_{sc} * F_{sc} * N_{mp}$$

Donde:

$I_{máxp}$: Corriente máxima producida por los paneles.

I_{sc} : Corriente de cortocircuito del panel.

F_{sc} : Factor de seguridad para la corriente. Será igual a 1,25 por norma CNE Utilización 050-104 (5a).

N_{mp} : Número de filas de paneles en paralelo. Igual a 4.

Reemplazando los valores se obtiene:

$$I_{máxp} = 9,26 * 1,25 * 4 = 46,3 \text{ A}$$

En la siguiente tabla se muestran los indicadores necesarios para elegir un controlador adecuado:

Banco de baterías	Arreglo FV por fase		
Tensión (V)	Tensión de salida (V)	Corriente de salida (A)	Pnom (W)
48,00	147,20	46,30	5120,00

Tabla 43: Características necesarias para selección del controlador.

Se decide volver a utilizar el controlador de carga Victron Energy modelo MPPT 250/100-Tr ya que cumple con los requerimientos que se piden en la tabla anterior:

Marca	Modelo	# de controladores en paralelo por fase	Corriente por controlador (A)	Precio Unitario (USD)	Precio total (USD)
Victron Energy	MPPT 250/100-Tr	1	46,30	1025,94	3077,83

Tabla 44: Controlador de carga seleccionado para el sistema LED.



Figura 24: Controlador de carga Victron Energy MPPT 250/100-Tr. Fuente en anexo B.

En cuanto al sistema de gestión, cableado y soporte de componentes, serán similares a los del sistema convencional, por lo que no se especificará el diseño de estos.

Finalmente, cabe resaltar que, si bien el uso de luminarias LED genera un factor de potencia capacitivo en el sistema de iluminación, no genera problema alguno con la micro red diseñada, dado que los inversores seleccionados pueden trabajar tranquilamente con este factor de potencia siempre y cuando la demanda sea menor a su potencia nominal.

Asimismo, tampoco genera problemas cuando la micro red no se encuentra en uso, dado que las demás cargas del edificio hacen que el factor de potencia resultante sea inductivo.

Los planos de eléctricos, de distribución, cableado y diagrama unifilar se encuentran en el anexo F (todos los planos “-LED-”).

3.8.3. Análisis de costos:

Al igual que con el sistema anterior, se analizará cuál será el tiempo de recuperación de la inversión si es que el sistema fuera reemplazado por LEDs.

Cabe mencionar que el siguiente análisis no tomará en consideración el costo por reemplazo de equipos dado que todos los componentes tienen un tiempo de vida mayor o igual a 20 años.

El valor del presupuesto total resulta 166398,20 soles, incluyendo el costo por cambio de tecnología (estimado en 20000 soles). La tabla del presupuesto detallado se encuentra en el anexo G.

Utilizando la misma tarifa MT3 se tiene:

Tarifa Eléctrica MT3 (ENEL) (PEN)								
Cargo fijo mensual	Cargo por Energía (HP)	Cargo por Energía (HFP)	Cargo por potencia activa de generación (HP)	Cargo por potencia activa de generación (HFP)	Cargo por potencia activa de distribución (HP)	Cargo por potencia activa de distribución (HFP)	Cargo por energía reactiva > 30% del total	Total
3,85	131,53	21,01	352,76	154,36	85,46	55,15	0	800,27

Tabla 45: Costo de la tarifa eléctrica mensual por el nuevo sistema de iluminación en los días y horas de uso de la micro red.

$$T(\text{años}) = \frac{166398,20}{800,27 * 8}$$

$$T(\text{años}) = 25,99$$

Se observa que el tiempo de recuperación de inversión si la tecnología cambia aumenta con respecto al tiempo resultante para el sistema convencional.

Sin embargo, la inversión inicial usando tecnología LED disminuye a 166398,20 soles. Valor que, comparado con los 310090,01 soles usando las luminarias existentes, es notablemente menor, resultando casi la mitad.

Los criterios adicionales para la selección de alguna de las 2 alternativas serán tomados en cuenta por terceros que tengan interés en la realización de este trabajo.

4. Simulaciones y resultados:

4.1. Simulación del diseño realizado:

A continuación, se realizará la simulación del sistema diseñado inicialmente a través del programa HOMER.

HOMER es un software para la simulación y optimización de micro redes que trabajan tanto con energías convencionales como no convencionales. Permite visualizar no solo el comportamiento del sistema, sino que también muestra opciones sobre como optimizar el sistema analizado a través de diversas opciones configuradas por el usuario.

La simulación en este software dará como resultado el análisis de funcionamiento del sistema fotovoltaico para la alimentación completa del sistema de iluminación de la torre A del edificio McGregor, objetivo principal de esta tesis.

Todos los cuadros y gráficos mostrados a continuación son resultados de la simulación realizada con el software mencionado anteriormente.

A continuación, se presentan los resultados de la simulación:

Component	Capital (€)	Replacement (€)	O&M (€)	Fuel (€)	Salvage (€)	Total (€)
Bonus Depreciation	5382,70	0,00	0,00	0,00	0,00	5382,70
CanadianSolar CS6U-320P	19590,48	0,00	0,00	0,00	0,00	19590,48
Ritar OPzV2-2500	31200,00	0,00	0,00	0,00	0,00	31200,00
Victron Energy Quattro 48/8000	8421,60	0,00	0,00	0,00	0,00	8421,60
System	53829,38	0,00	0,00	0,00	0,00	53829,38

Tabla 46: Costo de componentes. Incluye reemplazo de componentes en un tiempo de 20 años.

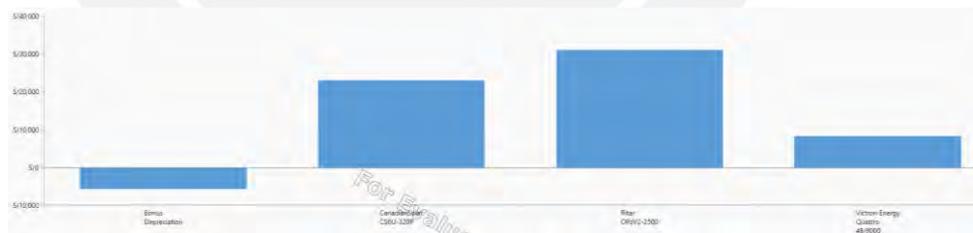


Gráfico 4: Costo de componentes. Incluye reemplazo de componentes en un tiempo de 20 años.



Gráfico 5: Flujo de caja del sistema diseñado.

Los gráficos 4 y 5 muestran un análisis económico del sistema. Este incluye factores como depreciación e inversión inicial en un tiempo de vida del proyecto de 20 años. Se observa que no se necesitará reemplazar componente alguno debido a que se diseñaron los componentes para tal propósito.

Asimismo, cabe resaltar que la moneda con la que trabaja el software es el euro, por lo que, para calcular el valor del sistema en dólares, se multiplicará el valor resultante en la simulación por el mismo factor de cambio que este usa.

Se observa que el costo final incluyendo la depreciación, los costos de los paneles solares, el banco de baterías y los inversores en el software, sumado con los 19667,68 dólares de los demás componentes (controladores, tableros, cables, soportes, etc.) es igual a 86954,41 dólares, equivalente a 287819,08 soles.

El software no tiene la capacidad de calcular un tiempo de recuperación de inversión a partir de tarifas eléctricas.

La siguiente tabla compara los tiempos de recuperación de inversión del sistema convencional y el sistema LED tomando los valores resultantes del software con respecto al precio de los sistemas:

Sistema	Costo de tarifa eléctrica anual (PEN)	Costo total (PEN)	Tiempo de recuperación de inversión (años)
Convencional	13725,76	287819,08	20,97
LED	6402,16	157030,53	24,53

Tabla 47: Comparación del tiempo de recuperación de inversión de las distintas alternativas de solución.

Los tiempos de recuperación son más cortos debido a que se tomó en cuenta la depreciación de los componentes.

Production	kWh/yr	%	Consumption	kWh/yr	%
CanadianSolar CS6U-320P	56,240	100	AC Primary Load	9,512	100
Total	56,240	100	Total	9,512	100

Tabla 48 y 49: Producción de la micro red (izquierda) y demanda energética (derecha), respectivamente.

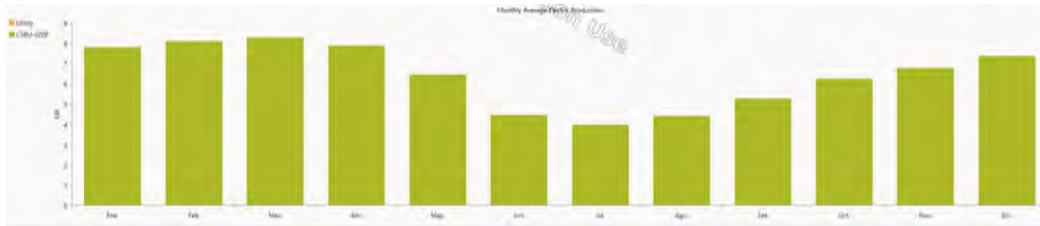


Gráfico 6: Producción eléctrica de potencia promedio de paneles solares por mes.

Los paneles producen suficiente energía para cargar a las baterías en todos los meses del año, siendo los meses de junio, julio y agosto los meses de menor producción. El gráfico 6 muestra la potencia eléctrica promedio producida por los paneles por mes, en un rango de 24 horas por día, no en uno de 8 horas (tiempo verdadero aproximado de horas del sol). Por este motivo las potencias promedio producidas por mes tienen valores bajos.

Asimismo, la tabla 48 muestra que el porcentaje de aprovechamiento de la energía solar hacia el sistema es 100%, lo que indica que el sistema de iluminación se alimenta en su totalidad por la micro red. Se verifica que el diseño del sistema es correcto y funciona como sistema aislado.

Quantity	Value	Units
Rated Capacity	33.6	kW
Mean Output	6.42	kW
Mean Output	154	kWh/d
Capacity Factor	19.1	%
Total Production	56,240	kWh/yr

Tabla 50: Potencia y energía producida por los paneles solares.

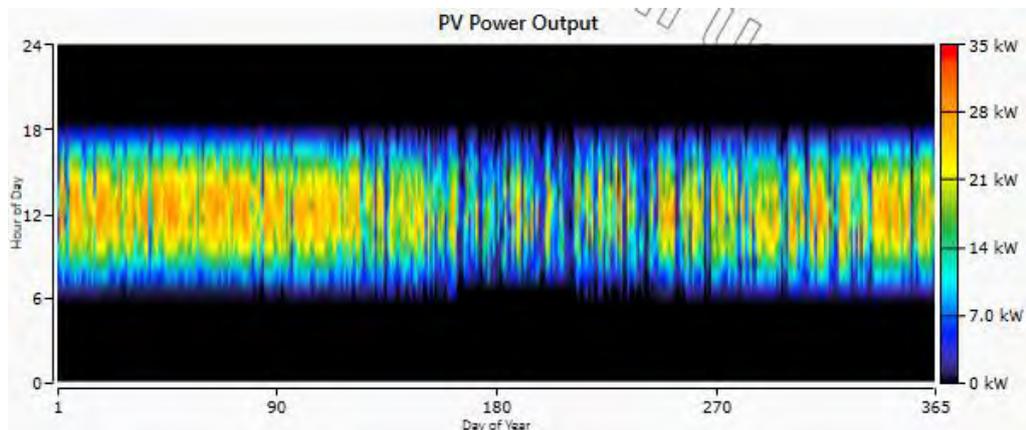


Gráfico 7: Potencia producida por los paneles solares a lo largo del día por año.

El gráfico 7 muestra las verdaderas magnitudes de potencia producida de acuerdo a cada hora del día. Se ve claramente un exceso de energía fotovoltaica producida en la mayoría de los meses. Esto se debe a que el sistema está diseñado para brindar la energía necesaria en el peor de los casos, el cual es el mes de julio.

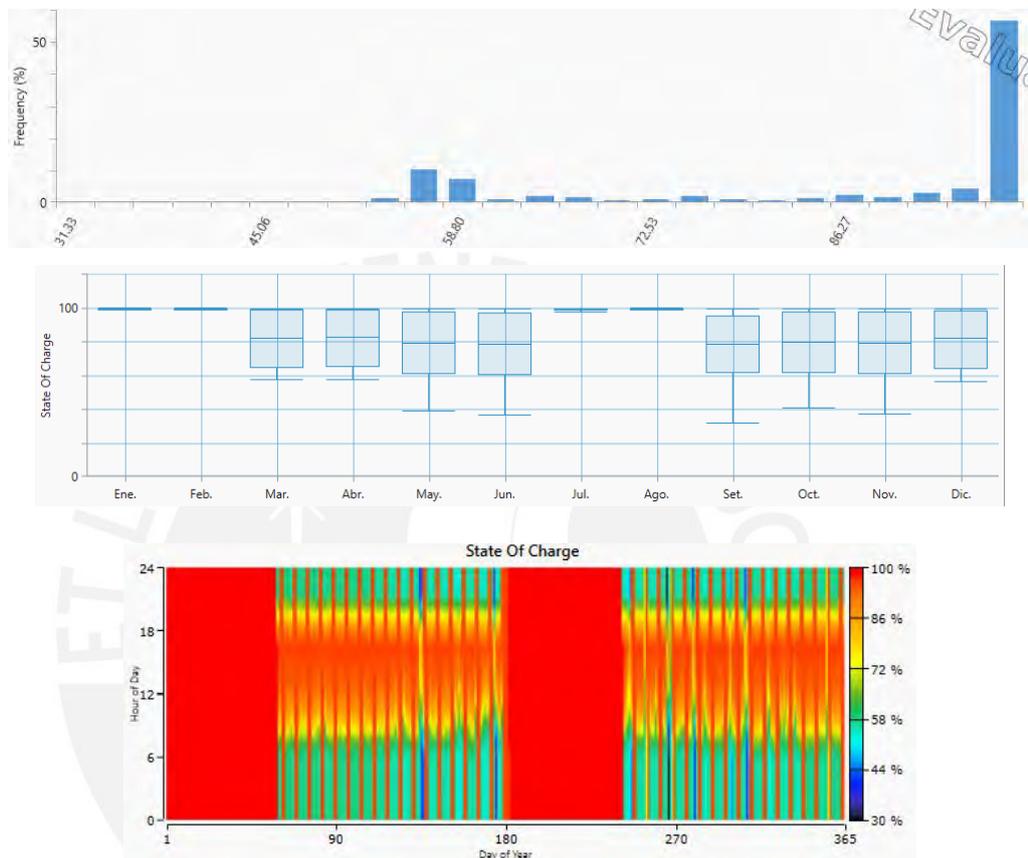


Gráfico 8: Tablas estadísticas de estado de carga y gráfica de estado de carga por mes vs hora del día.

El gráfico 8 muestra información sobre el comportamiento del banco de baterías a lo largo de un año por mes y datos estadísticos sobre su estado de carga. El histograma de frecuencia del estado de carga (gráfico del medio) muestra que la profundidad de descarga máxima en los meses de funcionamiento es de 70%, verificando que el diseño del banco es correcto, ya que se diseñó con una profundidad de descarga máxima de este valor.

Asimismo, en el gráfico de frecuencia de estado de carga (primer gráfico) se observa que en la mayoría de los casos el estado de carga se mantiene en 100% y 55%. Esto se debe al límite de la profundidad de descarga real (ver tabla 20) y a que las baterías se mantienen cargadas todos los fines de semana y se mantienen descargadas entre las 22 y 8 horas en días de semana, hora donde se empiezan a cargar debido a la presencia de radiación solar. Asimismo, el sistema no opera en los meses de vacaciones de verano e invierno (enero, febrero, julio y agosto).

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	19.5	0	kW
Mean Output	1.09	0	kW
Minimum Output	0	0	kW
Maximum Output	13.6	0	kW
Capacity Factor	5.57	0	%

Tabla 51: Potencia de salida del inversor.

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of Operation	865	0	hrs/yr
Energy Out	9,512	0	kWh/yr
Energy In	9,908	0	kWh/yr
Losses	396	0	kWh/yr

Tabla 52: Características de operación y energía de salida del inversor.

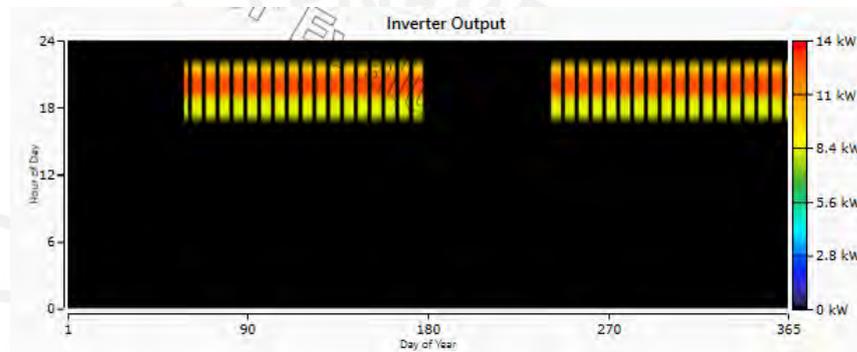


Gráfico 9: Se muestra la potencia de salida del inversor a lo largo del día por año.

El gráfico 9 muestra la salida de potencia del inversor, el sistema alimenta correctamente a la carga en todo el año dado que, de 17 a 22 horas, a excepción de los fines de semana y los meses de vacaciones, se logra una salida constante de potencia que equivale a la demanda que el sistema de iluminación del edificio exige.

5. Conclusiones:

- El análisis desarrollado en la presente tesis permite afirmar que el empleo de la energía solar, que, a pesar de tener magnitudes de radiación bajas, es suficiente para poder alimentar a las cargas el sistema de iluminación de la torre A del edificio McGregor en la PUCP.
- Sin embargo, el uso de energía eólica como parte de la micro red aislada, para el mismo indicado anteriormente, no resulta factible dadas las bajas magnitudes de velocidad de viento en esta zona.
- Los montos de inversión iniciales de la micro red utilizando las luminarias existentes (fluorescentes) y LED en la torre A del edificio McGregor en la PUCP resultan 287819,08 y 157030,53 soles, con tiempos de recuperación de inversión de 21 y 24,5 años respectivamente. Estas cifras son elevadas desde el punto de vista económico, haciendo su ejecución poco probable. Sin embargo, desde los puntos de vista social y ambiental, representaría una importante contribución por parte de la PUCP si es que decide implementarla, dado que se busca concientizar y promover el desarrollo de sistemas para potencias bajas como el realizado en esta tesis, haciendo que estas alternativas sirvan como ejemplo de la conservación eco ambiental, tal como lo han hecho en diversas universidades de países latinoamericanos, especialmente Colombia y Chile.
- Se ha desarrollado una metodología que puede ser empleada para desarrollar proyectos futuros para micro redes de esta envergadura.

6. Recomendaciones:

- Es necesario fomentar capacitaciones sobre el uso de energías renovables con la finalidad de aprovechar todo el potencial energético que el país posee.
- Universidades como la PUCP deben dar el primer paso creando (o promoviendo más activamente) grupos y comités orientados al desarrollo de sistemas que utilicen recursos renovables para acelerar el desarrollo de estas tecnologías a mayores escalas, que tendrán gran importancia en el futuro.
- El uso de sistemas aislados como el propuesto en el presente trabajo debe aplicarse en mayor medida para lugares de difícil acceso o donde no existe acceso a la red pública. En este trabajo se demuestra que es posible realizar este tipo de sistemas inclusive en lugares como Lima, en donde los niveles de radiación son bajos.



7. Bibliografía:

[1] Delta Volt

El sector de la energía eléctrica, revisado el 09/04/2017

<http://deltavolt.pe/energia-renovable/renovable-peru>

[2] Juan Manuel Rey-Lopez, Pedro Pablo Vergara-Barrios, Germán Alfonso Osma-Pinto y Gabriel Ordoñez-Plata

Generalities about design and operation of microgrids p. 109 – 120

[3] Pontificia Universidad Católica de Chile, revisado el 10/10/2019

<https://www.uc.cl/es/alumnos/14349-universidad-catolica-instala-paneles-solares-en-edificios-de-campus-san-joaquin>

[4] UC Berkeley

<https://sustainability.berkeley.edu/carbon-neutrality/uc-berkeley-goes-solar>

[5] Francisco Javier Ramón Ducoy

Implantación de energías renovables en una planta de producción de amoníaco p. 14 – 17

[6] Energy Management

2017 Microrredes: menos costos, más eficiencia y fiabilidad, revisado el 31/05/2017

<https://e-management.mx/microrredes-menos-costos-mas-eficiencia-y-fiabilidad/>

[7] A. Riofrio, D.Carrión, D. Vaca

2016 Propuesta de modelo de operación aplicado a micro redes fotovoltaicas en generación distribuida

[8] Esconorte

<http://www.esconorte.com.uy/html/documentos/sistemas-hibridos.html>

[9] Energiza

2015 Paneles Fotovoltaicos: Concepto y tipos, revisado el 09/04/2017

<http://www.energiza.org/solar-fotovoltaica/22-solar-fotovoltaica/627-paneles-fotovoltaicos-concepto-y-tipos>

- [10] María José Fernández Llobell
2012 Energías renovables: Estudio de viabilidad de una instalación solar fotovoltaica (Huerto solar). p. 19
- [11] Emax Technologies
<https://alumbradosolar.mx/producto/panel-solar-de-265-watts-ndnps265w/>
- [12] ResearchGate
https://www.researchgate.net/figure/Figura-1-18-Circuito-electrico-equivalente-de-la-celda-solar-2_fig6_277849521
- [13] Antonio Madrid Vicente
2009 Curso de energía solar (fotovoltaica, térmica y termoeléctrica)
- [14] Delta Volt
https://deltavolt.pe/images/solar-cell-efficiency-chart-04_18.png
- [15] Departamento de Energía, EE.UU.
2007 Sistemas eólicos pequeños para generación de electricidad. Una guía para consumidores en Nuevo México
<https://www.textoscientificos.com/energia/turbinas>
- [16] Partesdel.com
Partes del aerogenerador
<https://www.partesdel.com/aerogenerador.html>
- [17] Ana Patricia Talareyo Navales, Enrique Telmo Martínez
2011 Energía eólica (2º edición)
- [18] ResearchGate
https://www.researchgate.net/figure/Figura-4-Coeficiente-de-potencia-en-funcion-de-la-velocidad-especifica-y-el-angulo-de_fig3_321807468
- [19] Javier A. Guacaneme, David Velasco, César L. Trujillo
2014 Revisión de las características de sistemas de almacenamiento de energía para aplicaciones en micro redes p. 177 – 185

- [20] R. Palma-Behnke, C. Benavides, E. Aranda, J. Llanos, D Sáez
2011 Energy management system for a renewable based microgrid with a demand side management mechanism
- [21] MPP Solar
2013 PIP-HS Series, revisado el 28/05/2017
<http://www.mppsolar.com/v3/pip-hs-series/>
- [22] Google maps
<https://www.google.com/maps/place/Pontificia+Universidad+Cat%C3%B3lica+del+Per%C3%BA/@-12.0697798,-77.0793917,16.75z/data=!4m5!3m4!1s0x9105c912d40840a5:0xd7a0bfb797e5862e!8m2!3d-12.069512!4d-77.0793593>
- [23] H. Montes Corazao, P. Ríos Velásquez
Departamento de ciencias, sección física: Reporte de investigación: Promedios mensuales y normales mensuales de las variables meteorológicas sinópticas registradas por la Estación Meteorológica Hipólito Unánue de la Pontificia Universidad Católica del Perú durante el periodo junio 1968 – 2013.
- [24] Centro de Energías Renovables, Ministerio de Energía, Gobierno de Chile Guía eólica, desarrollo de proyectos pequeños y medianos.
- [25] NASA
<https://eosweb.larc.nasa.gov/cgi-bin/sse/retscreen.cgi?email=rets%40nrcan.gc.ca&step=1&lat=-12.068531067923384&lon=-77.07853317260742&submit=Submit>
- [26] German Alfonso Osma Pinto, Gabriel Ordoñez Plata
Design of a photovoltaic-wind power generation system with grid connection and two micro-grids
- [27] eNGineering
http://1.bp.blogspot.com/-KfX19IHdc0w/TzIS_xaOPnI/AAAAAAAAAbk/nYsspV-cMLQ/s400/Dibujo.bmp
- [28] Controlador de carga BlueSolar MPPT 150/85-Tr
<http://www.energiaymovilidad.com/controladores/136-bluesolar-mppt-15085->

[12243648v-85a.html](#), revisado el 19/03/2018

[29] Diego Manzana Monzó

Diseño y aplicaciones de energía solar fotovoltaica, revisado el 13/08/2017

[30] H. Grossi y R. Righini

2012 Ángulo óptimo para planos colectores de energía solar integrados a edificios. p. 5

[31] Richard Perez, Robert Seals

2014 A new simplified versión of the Perez diffuse irradiance model for titled surfaces. Solar Energy 39 (3) 1987.

[32] EOI

https://www.eoi.es/wiki/index.php/Conceptos_F%C3%ADsicos_en_Construcci%C3%B3n_sostenible_3

[33] Techno Sun

<https://store.technosun.com/media/catalog/product/cache/1/thumbnail/600x/dfef9f96d62796b5fe39f3ceff94e5e/e/ele176.jpg>

[34] ENEL

<https://www.enel.pe/es/ayuda/tarifas.html>

[35] Tubos de led

Tabla de equivalencias

<https://www.tubosdeled.com/tabla-de-equivalencias/>

[36] ENERFIK gestión energética

<https://www.enerfik.com/Calculaled.html>