

METODO DE DIMENSIONAMIENTO SIMPLIFICADO
DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS PARA LA REPUBLICA ARGENTINA

Pracchia J.* y Fabris A.**

RESUMEN

Se describe un mecanismo de cálculo simple que utilizando 2 coeficientes numéricos asociados a una determinada localidad permite obtener la potencia pico y el tamaño del sistema de acumulación en baterías de un sistema fotovoltaico que se necesita para satisfacer una determinada demanda energética.

El cálculo de los coeficientes fue realizado mediante un balance energético diario y utiliza como base de datos meteorológicos las tablas para 118 localidades de la República Argentina presentadas en la XII reunión de trabajo de la Asociación Argentina de Energía Solar [1].

Esta metodología permite dimensionar un sistema fotovoltaico para 3 perfiles de demanda diaria y 4 niveles de confiabilidad.

Al final del trabajo se muestran 2 ejemplos de cálculo, uno referido a la electrificación de una escuela rural, y el otro correspondiente a una estación de bombeo de agua.

Es intención de los autores proponer esta metodología como norma para el cálculo simplificado de sistemas fotovoltaicos al comité IRAM correspondiente.

INTRODUCCION

Existen a nuestro juicio dos razones importantes para el desarrollo de métodos simplificados de cálculo de sistemas fotovoltaicos.

La primera es que si se pretende que los sistemas en cuestión sean utilizados, debe ponerse a disposición de los profesionales encargados del diseño y definición de sistemas de energía para uso en lugares remotos un método de simple aprendizaje que los estimule a considerar la utilización de la alternativa fotovoltaica frente a otras posibles (diesel, extensión de red, eólica, etc.). Un método simple de cálculo, que no requiera largos periodos de aprendizaje le facilita la tarea de evaluar la factibilidad técnico económica de la tecnología fotovoltaica para cada aplicación específica.

La segunda y que hace a la evaluación de licitaciones, es que la experiencia muestra que se han presentado múltiples inconven-

* Comisión Nacional de Investigaciones Espaciales
+ Investigador del CONICET.

nientes en el momento de evaluación de las ofertas. Esto se debe fundamentalmente a la utilización, por parte de los oferentes, de distintas bases de datos meteorológicos y diferentes metodologías de dimensionamiento de cada uno de los subsistemas (paneles, baterías, etc.), lo cual conduce necesariamente a diferencias en el tamaño de los distintos sistemas ofrecidos.

El hecho de no existir hasta la fecha una reglamentación que permita determinar el tamaño mínimo de un sistema fotovoltaico necesario para satisfacer la demanda requerida, convalida las distintas metodologías utilizadas y dificulta la selección de una alternativa frente a las otras.

Con el fin de tratar de resolver estos inconvenientes decidimos confeccionar primeramente la base de datos meteorológicos mencionada anteriormente que incluye todas las variables requeridas en un dimensionamiento simplificado de sistemas solares, y posteriormente hemos desarrollado una metodología simple de dimensionamiento que utiliza parte de los datos de dichas tablas.

En la actualidad existe un gran número de métodos de cálculo de pre-diseño de sistemas fotovoltaicos que utilizando datos climatológicos diarios y promediados mensualmente, permiten determinar la potencia pico y el tamaño del sistema de acumulación en baterías mínimo necesarios para satisfacer un determinado requerimiento energético. Generalmente, la aplicación de estas metodologías requiere de un soporte computacional importante [2] en muchos casos no fácilmente disponible, o de la realización de una gran cantidad de cálculos simples pero tediosos [3].

Nuestro estudio estuvo orientado en la búsqueda de una metodología que tratase de evitar estos 2 inconvenientes, y que permitiera mediante unas pocas operaciones algebraicas básicas dimensionar un sistema fotovoltaico con un margen de error razonable.

El trabajo consistió en la elaboración de 118 tablas de coeficientes numéricos asociados a la igual cantidad de localidades de la base de datos mencionada, los cuales permiten obtener rápidamente la potencia pico del generador fotovoltaico y el tamaño en días de acumulación que debe disponerse para satisfacer una determinada demanda energética. El bombeo de agua es analizado como caso particular puesto que resulta más económico almacenar agua que energía eléctrica en baterías.

El cálculo de los coeficientes se realizó mediante un balance energético diario que toma en cuenta las distintas distribuciones de radiación que ocurren en un mes determinado. Liu y Jordan [4] han notado que esta distribución depende casi exclusivamente del promedio mensual del índice de transparencia de la atmósfera (K_t), lo cual implica que el tamaño del sistema de almacenamiento energético depende casi exclusivamente de la eficiencia propia del sistema de acumulación y de K_t .

Por otra parte, Hugget y Hollans [5] han encontrado una expresión analítica de la distribución de los K_t diarios para cada valor de K_t , la cual es utilizada en este caso.

La secuencia de valores diarios de K_t dentro de cada mes fue realizada mediante una elección aleatoria sobre una distribución uniforme de los valores obtenidos para los K_t diarios, y el promedio a largo plazo se obtuvo realizando el balance energético

para 100 de estas posibles elecciones.

La potencia del presente método se encuentra en la posibilidad de distinguir entre distintos perfiles de demanda diaria, los cuales son función de la aplicación particular de que se trate, y que pueden tener muchas formas. Por ejemplo, un sistema de telecomunicaciones puede tener una demanda diaria constante, un sistema de iluminación sólo requiere energía durante las horas nocturnas, y en el caso de bombeo de agua se puede tener un perfil estacional bien definido. Con el fin de poder contemplar estas posibles situaciones la estimación de los coeficientes obtenidos fue realizada para los siguientes casos: a) carga que actúa sólo durante las horas de sol, b) carga que actúa sólo durante la noche y c) carga que actúa uniformemente durante todo el día.

La presente metodología contempla a su vez la posibilidad de elegir entre 4 niveles de confiabilidad del sistema desde el punto de vista de la insatisfacción energética debido exclusivamente a una deficiencia en el tamaño de los subsistemas. La cuantificación de esta cualidad está dado por lo que hemos denominado déficit, el cual representa el promedio a largo plazo del porcentaje de la demanda mensual insatisfecha. Un déficit del 0% significa que la demanda siempre será satisfecha, y un déficit del 100% significa que la misma nunca será satisfecha.

La importancia de esta variable reside en la posibilidad de utilizarla como parámetro en análisis comparativos técnico-económicos entre sistemas fotovoltaicos y otras fuentes de potencia alternativas, permitiendo determinar la competitividad de uno frente al otro bajo condiciones de confiabilidad semejantes.

Se han considerado 4 posibles valores de déficit, los cuales son: .1%, 1%, 5% y 10%. Por ejemplo, en el caso de protección catódica donde la confiabilidad del sistema debe ser elevada se puede tomar como valor aceptable de déficit el .1%, mientras que para el caso de electrificación domiciliar sería suficiente con un 10%.

Debe tenerse presente que el método aquí desarrollado no exime de la realización durante la etapa de la ingeniería de detalle de nuevos cálculos y ajustes, que en alguna aplicaciones particulares pueden conducir a valores de los tamaños del generador y baterías distintos de los que aquí se calculan. Es nuestra opinión sin embargo que si la ingeniería de detalle es realizada por expertos en el tema, utilizando equipamiento adecuado al tipo de aplicación y si el presente método se aplica adecuadamente, los valores finales no diferirán mayormente de los obtenidos por el método propuesto.

A continuación se detalla la metodología empleada en el cálculo de los coeficientes mencionados y finalmente se muestran 2 ejemplos de aplicación.

BALANCE ENERGETICO

La FIGURA 1 muestra un esquema para un sistema fotovoltaico utilizado en la mayoría de las aplicaciones terrestres actuales. La potencia generada por el panel fotovoltaico depende del nivel de radiación que incide sobre él, la cual puede variar no sólo en los ciclos día/noche, sino también por los cambios en las condiciones climáticas del lugar. Debido al hecho de que la poten-

cia requerida por la carga generalmente no varía en fase con la radiación, una porción de la energía producida deberá ser almacenada para utilizarla cuando la radiación sea insuficiente o nula. Por lo tanto, el dimensionamiento del sistema debe conducir a encontrar la mejor correspondencia entre la energía generada, el tamaño del sistema de acumulación necesario y la demanda energética, tratando de encontrar la relación potencia pico del generador/días de almacenamiento que optimice esta correspondencia en término de un aceptable nivel de confiabilidad y mínimo costo.

El método empleado en obtener esta correspondencia consistió en la realización de un balance energético diario el cual permite determinar la relación entre la potencia pico y los días de acumulación necesarios para satisfacer una determinada carga.

Área mínima: A^{\wedge} (m²)

Se define como área mínima (A^{\wedge}) aquella área de paneles que, suponiendo un tamaño infinito de batería y no produciéndose pérdidas energéticas en las mismas (batería ideal), genera durante el mes en consideración la misma cantidad de energía eléctrica que la requerida por la carga, es decir:

$$\sum_N A^{\wedge} * E_p * H_d = \sum_N C_o \quad (1)$$

donde:

E_p = Eficiencia del generador fotovoltaico
 N = Número de días en el mes (Se considera 30 para todos los meses)
 H_d = Radiación global diaria = $K_{td}/K_t * H$ (kWh/m²/día)
 K_{td} = Índice de transparencia de la atmósfera (diario)
 K_t = Índice de transparencia de la atmósfera (promedio mensual)
 H = Radiación solar global sobre la superficie de captación (promedio mensual) (kWh/m²/día)
 C_o = Carga diaria (kWh/día)

Aproximando la eficiencia diaria del generador por su valor promedio mensual resulta:

$$A^{\wedge} = \frac{\sum_N C_o}{\sum_N E_p * H_d} = \frac{C_o}{E_p * H} \quad (2)$$

Área Efectiva: A_o (m²)

Se define como área efectiva al área mínima necesaria para satisfacer la demanda energética pero teniendo en cuenta las pérdidas en las baterías.

Dado que las pérdidas en las baterías depende del perfil de la demanda, se consideraron las siguientes situaciones posibles:

a) Carga uniforme actuando solo durante las horas nocturnas

Para este caso toda la energía generada durante el día deberá ser almacenada para ser utilizada durante la noche.

Para esta situación el balance energético resulta:

$$\sum_N A_o * E_p * H_d * E_b = \sum_N C_o \quad (3)$$

E_b = Eficiencia global de las baterías

efectuando las aproximaciones anteriores resulta:

$$A_o = \frac{C_o}{E_p * H_d * E_b} = \frac{A^{\wedge}}{E_b} \quad (4)$$

b) Carga uniforme actuando solo durante las horas de sol

En este caso, parte de la energía generada por los paneles es utilizada en satisfacer parte o toda la demanda, y el exceso es acumulado en las baterías.

Para este caso el balance energético es:

$$\sum_N (A_o * E_p * H_d - C_o) * E_b + \sum_N [(A_o * E_p * H_d - (A_o * E_p * H_d - C_o))] = \sum_N C_o \quad (5)$$

A
B

donde + significa: suma sobre los términos positivos.

El término A contempla la energía que ingresa y sale de las baterías, y el término B es la energía que se dirige directamente a la carga.

Suponiendo que el área efectiva (A_o) para este caso es proporcional al área mínima ($A_o = F_p * A^{\wedge}$) como ocurre para la situación anterior, reemplazando esto en la ecuación (5), y efectuando algunas operaciones algebraicas resulta:

$$\sum_N (F_p * K_{td}/K_t - 1) * (E_b - 1) + N * F_p = N \quad (6)$$

El valor de F_p se calcula para cada K_t pues cada distribución de los K_{td} depende de este valor. La resolución de la ecuación implícita anterior conduce a:

$$F_p = (1.08 - 0.1 * K_t) \quad (E_b = 0.85) \quad (7)$$

siendo

$$A_o = F_p * A^{\wedge} \quad (8)$$

c) Carga uniforme actuando durante todo el día

El área efectiva para esta situación debe ser calculada para cada localidad en particular realizando un promedio pesado entre los valores obtenidos para los casos a) y b), tomando como

parámetro de peso el porcentaje promedio de horas de sol para el mes en consideración.

RESULTADOS OBTENIDOS

Definiendo como variable dimensional el cociente (A/Ao) entre el área real de los paneles (A) y el área efectiva (Ao), y asumiendo un valor de carga diaria unitaria (Co=1), se realizó el balance energético (APENDICE I) para cada perfil de carga y distintos valores de Kt, observándose que el déficit mensual depende exclusivamente de la distribución mensual de los Ktd (la cual depende de Kt), del valor de A/Ao y de los días de acumulación que se dispone.

Los posibles valores de Ktd para cada valor de Kt fueron obtenidos mediante la metodología explicitada en el APENDICE II, y la distribución de los valores de Ktd a lo largo del mes considerado se obtuvo mediante elecciones aleatorias sobre una distribución uniforme de dichos valores.

El cálculo del déficit a largo plazo se realizó sobre 100 distribuciones distintas de los Ktd. Con el fin de encontrar las relaciones entre potencia pico/días de acumulación para cada déficit se varió A/Ao entre .9 y 1.5, los días de acumulación (D.Ac.) entre 1 y 10 para los 3 perfiles de carga mencionados y para Kt=.3,.4,.5,.6 y .7.

La TABLA I muestra los resultados del balance para Kt=.5 y cargas nocturnas.

Las FIGURAS 2 y 3 muestran los déficits obtenidos en función de A/Ao para cargas nocturnas y diurnas respectivamente, observándose que para un valor de déficit constante a medida que se incrementa el tamaño del generador fotovoltaico (aumento de A/Ao), los días de acumulación necesarios son cada vez menores, lo cual demuestra que existirá una combinación óptima potencia pico/tamaño de acumulador desde el punto de vista económico que dependerá a su vez de los costos relativos de los paneles y las baterías.

Considerando en este trabajo que la demanda energética debe ser completamente satisfecha para el mes considerado (A/Ao>=1) y que el déficit energético se produce exclusivamente por insuficiencia en el tamaño del acumulador hemos considerado A/Ao=1. En las FIGURAS 4 y 5 muestran los días de acumulación en función de Kt para cargas diurnas y nocturnas, y los valores de déficits considerados. Como puede observarse a medida que aumenta Kt disminuyen los días de acumulación lo cual implica que la secuencia de días nublados consecutivos que se producen en un determinado mes disminuye con el valor de la radiación solar promedio de ese mes.

Para cada perfil de carga y porcentaje de déficit mensual hemos encontrado correlaciones entre los días de acumulación y Kt, las cuales se muestran a continuación:

Carga Nocturna	Déficit: .1%	D.Ac.=19.61-33.69*Kt+15.30*Kt ² (9)
Carga Nocturna	Déficit: 1.0%	D.Ac.=13.68-23.48*Kt+10.80*Kt ² (10)
Carga Nocturna	Déficit: 5.0%	D.Ac.= 8.69-17.28*Kt+ 9.20*Kt ² (11)
Carga Nocturna	Déficit:10.0%	D.Ac.= 4.07- 6.27*Kt+ 2.50*Kt ² (12)
Carga Diurna	Déficit: .1%	D.Ac.=16.51-29.88*Kt+12.90*Kt ² (13)
Carga Diurna	Déficit: 1.0%	D.Ac.=10.75-17.85*Kt+ 5.30*Kt ² (14)
Carga Diurna	Déficit: 5.0%	D.Ac.= 6.07-13.17*Kt+ 6.70*Kt ² (15)
Carga Diurna	Déficit:10.0%	D.Ac.= 2.17- 2.73*Kt- 1.25*Kt ² (16)

TABLAS DE COEFICIENTES

Utilizando los datos meteorológicos de [1], las ecuaciones (9) a (16), considerando A/Ao=1 e incorporando las consideraciones que se mencionan a continuación se calcularon los coeficientes de potencia pico y días de acumulación por unidad de energía eléctrica demandada, para los tres perfiles de demanda y 4 valores de déficit mensual.

Consideraciones para Coeficientes de Potencia Pico

- 1 - Efecto de reflexión no normal sobre la superficie del panel

A incidencia normal la reflexión en la superficie superior del panel es de aproximadamente un 4%. Suponiendo una variación diaria en el ángulo de incidencia de la radiación de tipo coseno, y utilizando los coeficientes de Fresnel para el cálculo de la reflectividad, se llega a un porcentaje de reflectividad promedio diaria del 7%, lo cual hace necesario incrementar A en un 3%.

- 2 - Efecto de la temperatura sobre la eficiencia de los paneles

Se supone una relación entre la eficiencia del generador a temperatura de celda Tc y la eficiencia a temperatura de celda de 25C del tipo:

$$Ep=[1-.004*(Tc-25C)]*Ep(25C) \quad [6] \quad (17)$$

donde:

$$Tc: \quad Tad+H/Hsol*(.35*NOCT-6.9) \quad [7] \quad (18)$$

$$NOCT: \quad \text{Nominal Operating Cell Temp. (45C)}$$

$$Tad: \quad \text{Temp diurna (Tmin/4+Tmax*3/4)} \quad [8]$$

$$Hsol: \quad \text{Heliofanía efectiva}$$

- 3 - Efecto de la dispersión de los valores la radiación

Los valores mensuales de radiación presentan una dispersión de aproximadamente un 15% respecto del valor a largo plazo, razón por la cual se incrementa el valor de A en este porcentaje adicional.

- 4 - Inclinación de los paneles

La inclinación de los paneles considerada para el cálculo de la radiación ha sido igual al valor de la latitud+10, aunque no óptima para el peor mes (diferencia<5%), mejora la captación promedio anual.

por lo tanto el coeficiente de potencia pico se calcula como:

$$PP = 1.03*1.15*Ro*Ep(25C) \quad Wp/kWh \quad (19)$$

Consideraciones para Coeficientes de Tamaño de Baterías

- 1 - Efecto de variación de la capacidad nominal de las baterías con la temperatura

El coeficiente que toma en cuenta este efecto es:

$$Ft = 100 / (1.2 * Ta + 70) \quad [9] \quad (20)$$

Ta: temperatura ambiente media

por lo tanto el coeficiente del sistema de acumulación es:

$$TB = Ft * D.Ac. \quad (kWh/kWh) \quad (21)$$

Las tablas que se acompañan al final muestran los coeficientes PP y TB para las 118 localidades mencionadas, los 3 perfiles de carga y los 4 valores de déficit mensual. Excluyendo el caso de bombeo, los coeficientes fueron calculados para el peor mes del año del punto de vista del goce radiativo.

Para bombeo de agua las tablas solo muestran el coeficiente de potencia pico, ya que para esta aplicación la incorporación de baterías está relacionado con la estabilización del punto de trabajo del sistema, y no como acumulador de la energía excedente, considerándose medio día como suficiente para cumplir esta función.

Suele ocurrir que el momento de mayor demanda de agua no coincide con el mes de menor recurso solar, por lo tanto las tablas que se acompañan para esta aplicación muestran los coeficientes PP para todos los meses del año y distintas inclinaciones de los paneles, lo cual permite realizar comparaciones para distintas bases de tiempo de la cantidad de agua bombeada por sistemas que mantengan la inclinación de los paneles fija o por aquellos que la modifiquen mensual o estacionalmente.

El balance energético que considera un sistema de acumulación de agua en tanque muestra que aproximadamente 2 días es el valor adecuado para permitir a lo sumo un porcentaje de déficit del 10% mensual.

EJEMPLOS DE UTILIZACION DE LAS TABLAS

Ejemplo 1

Se desea alimentar eléctricamente una escuela rural ubicada en la isla de Apipé (Corrientes). Según personas que conocen el lugar las condiciones meteorológicas son similares a las de Posadas (Misiones), localidad cuyos coeficientes figuran en las tablas (Localidad 84).

El sistema requiere baterías y por lo tanto un regulador de voltaje ($\epsilon = 95\%$).

En la PLANILLA 1 se muestran un detalle de la carga y los cálculos requeridos para obtener la potencia pico y la capacidad nominal en baterías.

El factor de seguridad que aparece multiplicando a Ppt es debido a las posibles desigualdades que se encuentran en las características eléctricas entre los distintos paneles que conforman el generador, y por los apartamientos producidos para el punto de trabajo del sistema respecto del punto de máxima potencia.

Ejemplo 2

En la PLANILLA 2 se detalla el dimensionamiento de un sistema fotovoltaico necesario para extraer agua en la

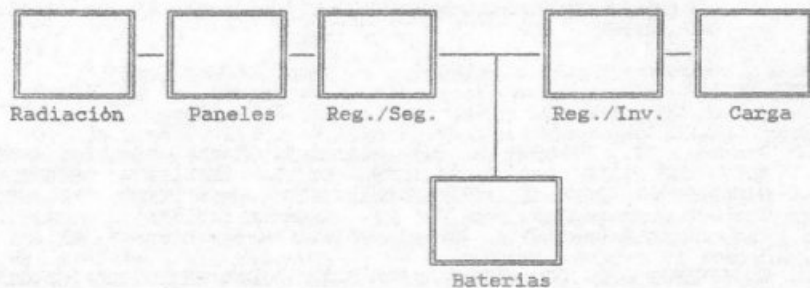
localidad de El Recreo (Formosa). El mes en consideración es Junio, el requerimiento de agua es de 20 m³/día para una altura manométrica total de 25 m. La localidad de las tablas más cercana a El Recreo es Las Lomitas (63). El volumen adicional que se incluyen en los cálculos contempla posibles cortes en la extracción de agua por factores ajenos a la climatología (Falla técnica del sistema, etc.).

REFERENCIAS

- [1] Pracchia J., Fabris A. y Rapallini A., TABLAS DE DATOS METEOROLÓGICOS PARA 118 LOCALIDADES DE LA REPÚBLICA ARGENTINA NECESARIOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE SISTEMAS SOLARES, Trabajo presentado en la XII Reunión de Trabajo de la Asociación Argentina de Energía Solar, Buenos Aires (1987).
- [2] ENGINEERING DESIGN HANDBOOK FOR STAND-ALONE PHOTOVOLTAICS SYSTEMS, Monegon LTD, Report No. M108 (1980).
- [3] Chapman R., SIZING HANDBOOK FOR STAND-ALONE PHOTOVOLTAICS/STORAGE SYSTEMS, Sandia Report, Sand 87, 1087 Uc, 83 (1987)
- [4] Liu B. and Jordan R., THE INTERRELATIONSHIPS AND CHARACTERISTICS DISTRIBUTIONS OF DIRECT, DIFFUSE AND TOTAL RADIATION, Solar Energy, Vol 4,3, pp 1-19 (1960).
- [5] Hugget R. and Hollands A., A PROBABILITY DENSITY FUNCTION FOR Kt WITH APPLICATIONS TO UTILIZABILITY, Solar World Forum, Proceedings of the International Solar Energy Society Congress, Brighton (UK), pp 2424-2432 (1981).
- [6] Folletos de venta de paneles SOLAVOLT, SOLARTEC, etc.
- [7] Stultsz J, and Wen L., THERMAL PERFORMANCE TESTING AND ANALYSIS OF PHOTOVOLTAICS MODULES IN NATURAL SUNLIGHT, JPL Document No 5105-31 (1977).
- [8] Spirito P. and Vitale G., COURSE ON PHOTOVOLTAICS SOLAR DEVICES, Urbino (Italy) (1983).
- [9] Panigazzi N., CAPACIDAD DE LOS ACUMULADORES ELÉCTRICOS EN SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, Información Industrial.

FIGURA 1

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO



Radiación
 Radiación diaria promedio mensual
 Temperaturas media, mínima y máximas promediadas mensualmente

Paneles
 Area
 Eficiencia promedio mensual

Regulador/seguidor de máxima potencia
 Eficiencia global promediada mensualmente

Baterías
 Eficiencia de carga promediada mensualmente
 Profundidad de descarga

Regulador/inversor
 Eficiencia global promediada mensualmente

Carga
 Valor diario promediado mensualmente

TABLA I

PORCENTAJE DE DEFICIT MENSUAL vs A/A₀ Y DIAS DE ACUMULACION PARA K_t=.5 Y CARGA NOCTURNA

D.Ac.	A/A ₀			
	.9	1	1.3	1.5
0	100	100	100	100
1	22	19	13	11
2	12	7	2	1
3	11	3	0	0
4	11	2	0	0
5	11	1	0	0
6	11	0	0	0
7	11	0	0	0
8	11	0	0	0
9	11	0	0	0
10	11	0	0	0

FIGURA 2

PORCENTAJE DE DEFICIT vs A/Ao PARA Kt=.5 Y CARGA NOCTURNA

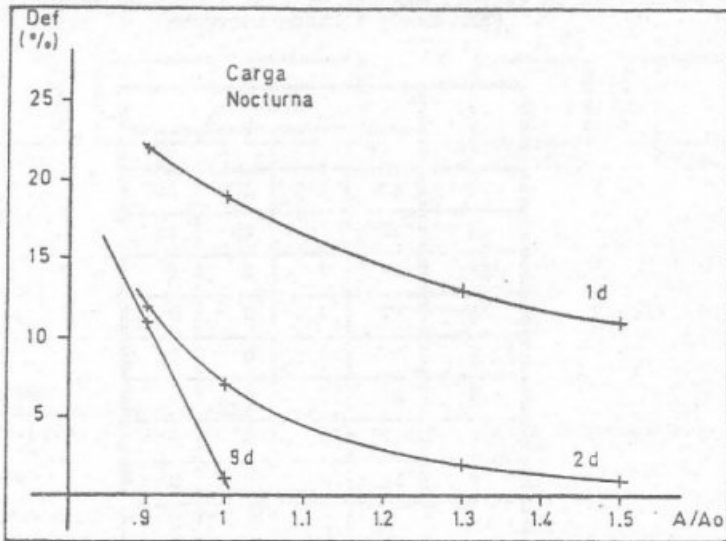


FIGURA 3

PORCENTAJE DE DEFICIT vs A/Ao PARA Kt=.5 Y CARGA DIURNA

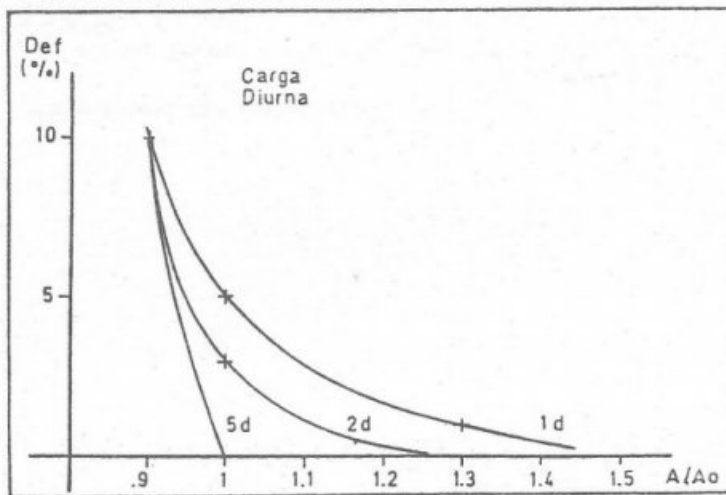


FIGURA 4

DIAS DE ACUMULACION vs Kt PARA A/Ao=1, CARGA DIURNA Y DIFERENTES PORCENTAJES DE DEFICIT

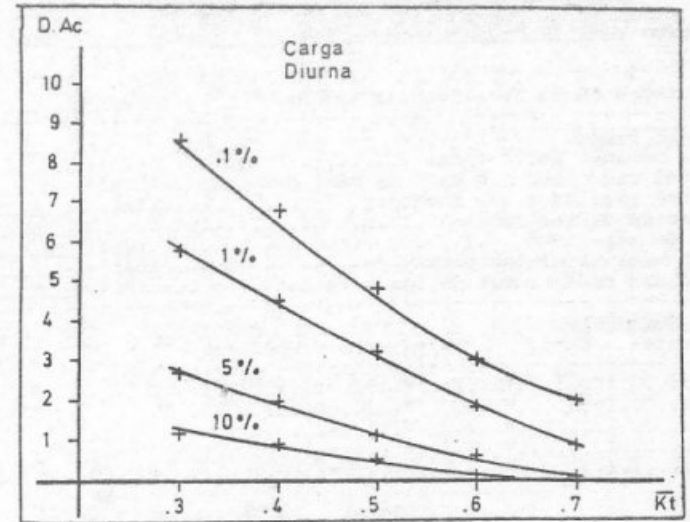
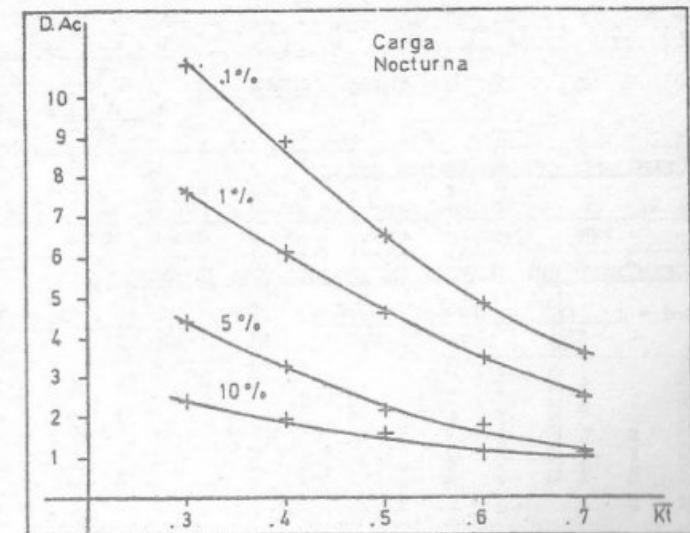


FIGURA 5

DIAS DE ACUMULACION vs Kt PARA A/Ao=1, CARGA NOCTURNA Y DIFERENTES PORCENTAJES DE DEFICIT



PLANILLA I

Referencia: Electrificaci3n Escuela

Ubicaci3n: Isla Apip3 (Corrientes) Lat: _____ Lon: _____ Asnm: _____

Nro. y Nombre de la localidad de tabla: 84 Paraded

CARGAS DE DISEÑO

Voltaje nominal de la carga(Vc):	<u>24</u>	Volts
Efic. del regulador y/o seg. de m3x. potencia ..(Ers):	<u>.95</u>	(0ai)
Efic. del regulador y/o inversor(Eri):	<u>1</u>	(0ai)
Inclinaci3n de los paneles	<u>37°</u>	
Factor de seguridad	<u>1.2</u>	(1a2)
D3ficit mensual m3ximo permitido	<u>5</u>	%
Profundidad de descarga de las baterias	<u>.5</u>	(0a1)

CARGAS NOCTURNAS

Componente	Cant.	P(W)	Hs/dia	Wh/dia	
<i>L3mparas</i>					
I	<u>9</u>	<u>*</u>	<u>15</u>	<u>*</u>	<u>2</u> = <u>270</u>
I	*	*	*	*	=
I	*	*	*	*	=
I	*	*	*	*	=
I	*	*	*	*	=
I	*	*	*	*	=
	*				<u>.39</u> = <u>105.3</u>
					PP Ppn
	*				<u>2.9</u> = <u>783</u>
					TB Tbn
					Total <u>270</u>

CARGAS DIURNAS Y NOCTURNAS

Componente	Cant.	P(W)	Hs/dia	Wh/dia	
<i>TV Color</i>					
I	<u>1</u>	<u>*</u>	<u>70</u>	<u>*</u>	<u>4</u> = <u>280</u>
<i>Radio Casette</i>					
I	<u>1</u>	<u>*</u>	<u>12</u>	<u>*</u>	<u>4</u> = <u>48</u>
I	*	*	*	*	=
I	*	*	*	*	=
I	*	*	*	*	=
I	*	*	*	*	=
	*				<u>.37</u> = <u>121.4</u>
					PP Ppy
	*				<u>2.3</u> = <u>754.4</u>
					TB Tby
					Total <u>328</u>

DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR SOLAR

Pot. Pico = $(\frac{0}{Ppd} + \frac{105.3}{Ppn} + \frac{121.4}{Ppy}) * \frac{1.1}{Fs} / \frac{.95}{Ers} / \frac{1}{Eri} = 262$ Wp

DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUMULACION EN BATERIAS

Capacidad = $(\frac{0}{Tbd} + \frac{783}{Tbn} + \frac{754.4}{Tby}) / \frac{.5}{Pf} / \frac{1}{Eri} = 3074.8$ Wh

Coefficientes para el C3lculo de la Potencia Pico y Tarado de baterias

Localidad	Lat.	Lon.	Pico	Incl	Cargas Diurnas		Cargas Nocturnas		Cargas Mixtas y Nocturnas											
					10	5	1	1	10	5	1	1	10	5	1	1				
72 La Fioja Aero	32.4	66.0	429	39	PP	.30	.30	.30	.34	.34	.34	.34	.32	.32	.32	.32	.32	.32	.32	
					TB	.4	1.1	3.2	4.9	1.7	2.5	5.0	7.0	1.1	1.9	4.2	6.2	6.2	6.2	
73 Charical Aero	30.4	66.3	461	40	PP	.44	.44	.44	.49	.49	.49	.49	.47	.47	.47	.47	.47	.47	.47	
					TB	1.0	2.2	5.3	7.8	2.3	3.9	7.8	10.2	1.8	3.2	6.4	9.2	9.2	9.2	
Provincia de Mendoza																				
74 Puente del Inca	32.8	69.9	2720	43	PP	.35	.35	.35	.39	.39	.39	.39	.37	.37	.37	.37	.37	.37	.37	
					TB	.9	1.9	5.0	7.5	2.4	3.7	7.1	10.1	1.7	3.0	6.2	9.0	9.0	9.0	
75 Mendoza Aero	32.6	68.6	704	43	PP	.31	.31	.31	.35	.35	.35	.35	.34	.34	.34	.34	.34	.34	.34	
					TB	.5	1.3	3.7	5.6	1.9	2.8	5.5	7.8	1.3	2.2	4.8	6.9	6.9	6.9	
76 Chacras de Coria	33.0	68.9	921	43	PP	.30	.30	.30	.34	.34	.34	.34	.33	.33	.33	.33	.33	.33	.33	
					TB	.5	1.3	3.6	5.5	1.9	2.7	5.5	7.8	1.3	2.1	4.7	6.9	6.9	6.9	
77 San Martin	33.1	68.4	653	43	PP	.28	.28	.28	.32	.32	.32	.32	.31	.31	.31	.31	.31	.31	.31	
					TB	.3	1.0	3.1	4.9	1.7	2.4	5.0	7.1	1.1	1.8	4.2	6.2	6.2	6.2	
78 Jun3n Inta	33.2	68.5	653	43	PP	.30	.30	.30	.34	.34	.34	.34	.32	.32	.32	.32	.32	.32	.32	
					TB	.4	1.2	3.4	5.2	1.8	2.6	5.3	7.5	1.2	2.0	4.5	6.6	6.6	6.6	
79 La Consulta Inta	33.7	69.1	940	44	PP	.31	.31	.31	.35	.35	.35	.35	.33	.33	.33	.33	.33	.33	.33	
					TB	.5	1.3	3.6	5.6	1.9	2.8	5.6	7.9	1.3	2.1	4.8	6.9	6.9	6.9	
80 Rapa Ca3da Inta	34.7	68.4	692	45	PP	.34	.34	.34	.38	.38	.38	.38	.36	.36	.36	.36	.36	.36	.36	
					TB	.6	1.5	4.0	6.1	2.0	3.0	5.9	8.4	1.4	2.4	5.1	7.5	7.5	7.5	
81 Malargue Aero	35.5	69.6	1423	46	PP	.37	.37	.37	.42	.42	.42	.42	.40	.40	.40	.40	.40	.40	.40	
					TB	.8	1.8	4.7	7.1	2.2	3.5	6.7	9.5	1.7	2.8	5.9	8.6	8.6	8.6	
Provincia de Misiones																				
82 Iguaazu Aero	25.7	54.5	180	36	PP	.40	.40	.40	.46	.46	.46	.46	.43	.43	.43	.43	.43	.43	.43	
					TB	1.0	2.0	4.9	7.3	2.2	3.6	6.6	9.5	1.6	2.9	5.9	8.5	8.5	8.5	
83 Loreto	27.4	55.5	163	37	PP	.36	.36	.36	.40	.40	.40	.40	.38	.38	.38	.38	.38	.38	.38	
					TB	.7	1.6	4.1	6.2	1.9	3.0	5.8	8.3	1.4	2.4	5.1	7.4	7.4	7.4	
84 Posadas Aero	27.4	56.0	133	37	PP	.35	.35	.35	.39	.39	.39	.39	.37	.37	.37	.37	.37	.37	.37	
					TB	.7	1.5	4.0	5.9	1.9	2.9	5.6	8.0	1.4	2.3	4.9	7.1	7.1	7.1	
85 Cerro Azul Inta	27.7	55.4	270	38	PP	.37	.37	.37	.41	.41	.41	.41	.39	.39	.39	.39	.39	.39	.39	
					TB	.8	1.7	4.3	6.4	2.0	3.1	6.0	8.5	1.5	2.5	5.2	7.6	7.6	7.6	

PLANILLA II

Referencia: Bombas de Agua

Ubicación: El Recreo (Formosa) Lat: _____ Lon: _____ Asnm: _____

Nro. y Nombre de la localidad de tabla: 63 Los Lomitos

PAUTAS DE DISEÑO

Mes de diseño(MES): Junio
 Caudal diario requerido(Q): 20 m3/día
 Altura manométrica total(Hm): 25 m
 Efic. del regulador y/o seg. de máx. potencia (.Ers): 45 (0a1)
 Efic. del regulador y/o inversor(Eri): 1 (0a1)
 Efic. del grupo motor-bomba(Emb): 4 (0a1)
 Factor de seguridad(Fs): 1.1 (1a2)
 Profundidad de descarga de las baterías(Pf): .5 (0a1)

CALCULO DEL REQUERIMIENTO ENERGETICO DIARIO

$$\text{Req} = 2.722 * \frac{20}{Q} * \frac{25}{Hm} / \frac{.4}{Emb} = 3402.5$$

DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR SOLAR

$$\text{Pot. Pico} = \frac{3402.5}{\text{Req}} * \frac{.29}{\text{PpMES}} * \frac{1.1}{\text{Fs}} / \frac{.45}{\text{Ers}} / \frac{1}{\text{Eri}} = 1142.5 \text{ Wp}$$

DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA DE ACUMULACION EN BATERIAS

$$\text{Capacidad} = \frac{3402.5}{\text{Req}} * 0.5 / \frac{.5}{\text{Pf}} / \frac{1}{\text{Eri}} = 3402.5 \text{ Wh}$$

DIMENSIONAMIENTO DEL TANQUE DE AGUA

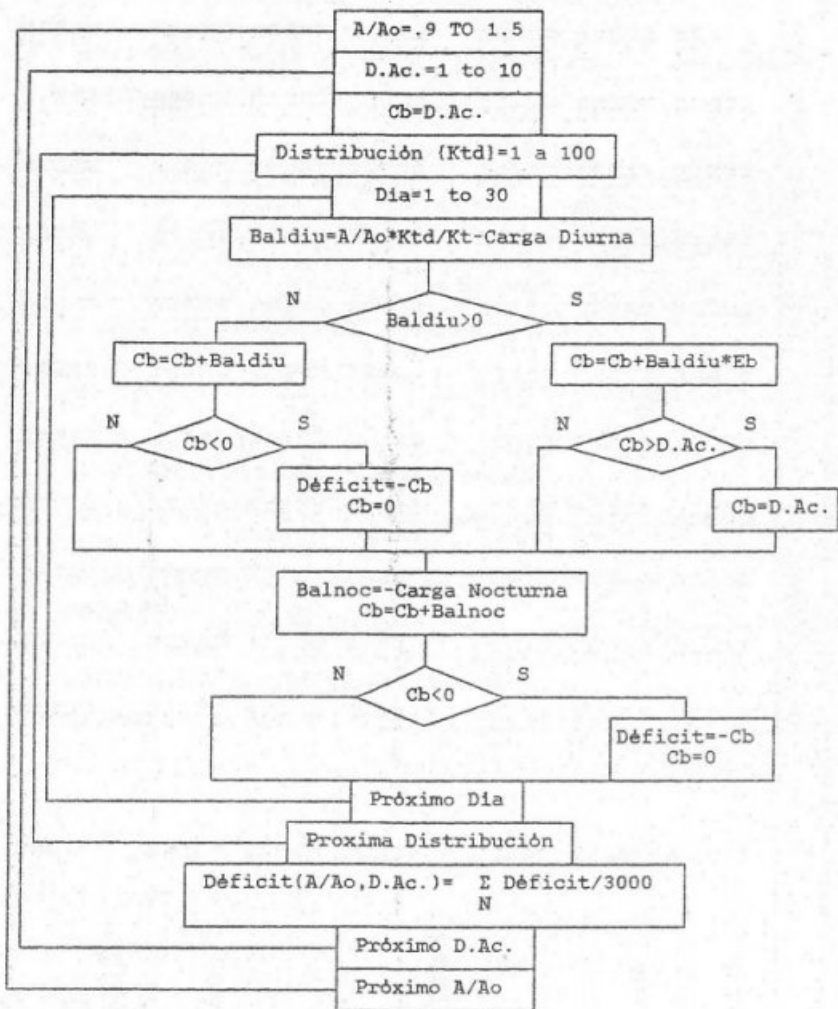
$$\text{VOLUMEN DEL TANQUE} = 2 * \frac{20}{Q} + \frac{20}{\text{Vol. Adic.}} = 60 \text{ m3}$$

Coeficientes para el Calculo de la Potencia Pico max. horac de suus

Localidad	Incl.	FOENE	FOFEB	FOZAP	FOABS	POKAY	POJUN	POJUL	FOAGO	POSEP	FOOCT	POMOV	POPIC
60 Concep. del Uruguay	12	.19	.21	.24	.28	.16	.41	.36	.32	.26	.22	.19	.19
Lat.=32.5	22	.20	.21	.24	.26	.13	.37	.35	.30	.25	.22	.20	.20
Lon.=59.3	32	.21	.22	.24	.25	.11	.34	.31	.29	.25	.23	.21	.21
Asnm= 25	42	.23	.23	.24	.25	.10	.32	.31	.28	.25	.24	.22	.23
	52	.25	.25	.25	.25	.09	.31	.31	.28	.26	.25	.24	.25
61 Gualeguaychu Aero	13	.20	.21	.25	.29	.26	.46	.43	.34	.28	.24	.20	.21
Lat.=33.0	23	.21	.22	.25	.27	.25	.42	.39	.31	.28	.24	.21	.22
Lon.=59.6	33	.22	.22	.25	.26	.23	.39	.37	.30	.27	.24	.22	.23
Asnm= 24	43	.23	.23	.26	.26	.22	.37	.35	.29	.25	.23	.23	.25
	53	.26	.25	.27	.26	.21	.37	.35	.29	.28	.27	.26	.27
62 Mazaruca	13	.20	.21	.24	.28	.27	.45	.42	.32	.27	.23	.21	.19
Lat.=31.6	23	.21	.22	.24	.26	.24	.41	.38	.30	.26	.23	.21	.20
Lon.=59.4	33	.21	.22	.24	.26	.22	.38	.36	.29	.26	.24	.22	.21
Asnm= 5	43	.23	.23	.24	.25	.21	.36	.34	.28	.26	.25	.24	.23
	53	.25	.25	.25	.26	.20	.35	.34	.28	.27	.26	.26	.25
63 Las Lomitas	4	.20	.20	.23	.27	.14	.38	.35	.29	.26	.22	.20	.20
Lat.=24.7	14	.21	.21	.23	.26	.11	.34	.31	.27	.25	.22	.21	.21
Lon.=60.6	24	.22	.22	.23	.25	.09	.32	.29	.26	.24	.23	.22	.22
Asnm= 130	34	.23	.23	.24	.24	.08	.30	.28	.25	.23	.23	.23	.24
	44	.26	.24	.24	.24	.07	.29	.27	.25	.25	.25	.26	.27
64 Formosa Aero	6	.19	.21	.24	.27	.13	.33	.31	.26	.23	.20	.19	.19
Lat.=26.2	16	.20	.21	.24	.25	.10	.31	.29	.25	.22	.21	.20	.20
Lon.=59.2	26	.21	.22	.24	.24	.09	.31	.29	.25	.22	.21	.21	.21
Asnm= 60	36	.23	.23	.24	.24	.08	.29	.28	.24	.23	.22	.22	.22
	46	.25	.25	.25	.24	.07	.28	.27	.25	.25	.25	.25	.26
65 El Colorado Inta	6	.19	.22	.23	.27	.13	.33	.31	.26	.23	.20	.20	.20
Lat.=26.3	16	.20	.21	.23	.26	.10	.31	.29	.25	.22	.21	.21	.21
Lon.=59.4	26	.21	.22	.24	.24	.09	.31	.29	.25	.22	.21	.21	.21
Asnm= 70	36	.23	.23	.24	.24	.08	.29	.28	.24	.23	.22	.22	.22
	46	.25	.25	.24	.25	.07	.28	.27	.25	.25	.25	.25	.26
66 La Quiaca Obs.	2	.19	.20	.21	.22	.25	.27	.26	.23	.21	.19	.18	.19
Lat.=22.1	12	.20	.20	.20	.21	.22	.24	.23	.21	.20	.19	.18	.20
Lon.=65.6	22	.21	.21	.20	.20	.21	.22	.21	.20	.19	.19	.19	.20
Asnm=1459	32	.22	.22	.21	.21	.20	.20	.20	.19	.19	.20	.21	.22
	42	.25	.24	.21	.22	.19	.20	.19	.19	.20	.21	.23	.25

APENDICE I

Diagrama de flujo del balance energético



Cb: Estado de carga del acumulador en días de carga.

APENDICE II

Cálculo de los valores Ktd a partir de la distribución de Hugget y Hollands

En [5] se detalla la distribución de probabilidad de los Ktd para cada valor de Kt.

La distribución está dada por:

$$p(K) = C \text{ EXP}(-WK) (Ktu - K)$$

donde:

Ktu: máximo valor de K (.864)
 C: Cte. de normalización
 W: Parámetro adimensional

Las constantes C y W son obtenidas aplicando las siguientes condiciones:

$$1) \int_0^{Ktu} p(K) dK = 1$$

$$2) \int_0^{Ktu} p(K) K dK = Kt$$

Para el cálculo de los Ktd se dividió el intervalo de K en 30 subintervalos cuyas probabilidades parciales fuesen todas iguales (todos los días equi-probables). Por lo tanto:

Para cada subintervalo $\int_{K1}^{K2} p(K) dK = 1/30$

Comenzando por K=0 se encontraron los 30 pares de límites de cada subintervalo.

Los 30 valores de Ktd se calculan de la siguiente forma:

$$Ktd = 30 \int_{K1}^{K2} K p(K) dK$$