

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA**

### **ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO Y FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL SISTEMA NET METERING EN ECUADOR**

#### **PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO ELÉCTRICO**

**MOSQUERA BRICEÑO LUIS GABRIEL**

luis.mosquera01@epn.edu.ec

**TOAQUIZA GUASUMBA OSWALDO ALBERTO**

oswaldo.toaquiza@epn.edu.ec

**DIRECTOR: Dr. GABRIEL BENJAMÍN SALAZAR YÉPEZ**

gabriel.salazar@epn.edu.ec

**Quito, Octubre 2017**

## DECLARACIÓN

Nosotros, Mosquera Briceño Luis Gabriel y Toaquiza Guasumba Oswaldo Alberto, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

---

Mosquera Briceño Luis Gabriel

---

Toaquiza Guasumba Oswaldo Alberto

## CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Mosquera Briceño Luis Gabriel y Toaquiza Guasumba Oswaldo Alberto, bajo mi supervisión.

---

**Dr. Gabriel Salazar**  
**DIRECTOR DEL PROYECTO**

## **AGRADECIMIENTO**

En primer lugar quiero agradecer a mi familia que sin ellos nada de esto tendría sentido. En especial a mis hermanos Carlos y Delia que con su presencia y apoyo saben sostenerme en todo momento. A mis dos sobrinitos Nicholas y Elías que con sus ocurrencias y alegría llenan de paz mi hogar. A Carlos mi papá, que siempre tuvo una palabra o una frase de aliento para motivarme a seguir adelante. A Luisa mi mamá, pilar fundamental y gracias a su apoyo incondicional ha sido pieza clave para alcanzar este objetivo. A ustedes seis los AMO.

A Oswaldo mi amigo y compañero de titulación, cuyo aporte ha sido fundamental para la culminación de este proyecto.

También agradezco al Dr. Gabriel Salazar por habernos permitido que sea el quién nos dirija, pues nunca nos equivocamos al elegir un gran profesional y catedrático de tanta valía que siempre estuvo presto a colaborarnos. Así también a la Escuela Politécnica Nacional y a todos los docentes con los que pude compartir en las aulas de clase.

Finalmente a todos mis amigos de clases, en especial a los Juniors de Boca, con quiénes he compartido grandes momentos de mi vida.

**Luis Mosquera**

## **DEDICATORIA**

A la vida, que a pesar de los malos momentos siempre supo cuando enviar a las personas adecuadas para sobrellevar cada situación y enseñarme que lo importante es siempre continuar.

**Luis Mosquera Briceño**

## **AGRADECIMIENTO**

Un agradecimiento infinito a Dios por brindarme la oportunidad de abrir los ojos a este mundo y haberme guiado en cada etapa y en este presente permitirme culminar una de las metas importantes en la vida.

A mi hijo por llegar en la hora más oscura de la noche para ser el más hermoso amanecer, por ser el amor más puro y sincero. Porque con su inocencia y alegría me alienta cada día y me dio la fortaleza para nunca abandonar mi sueño.

A mis queridos padres Oswaldo y Ruth por el amor y apoyo incondicional, por los principios y valores inculcados, y por brindarme la oportunidad de soñar con un mundo diferente a través de los ideales de superación inculcados desde que la memoria me permite recordar.

A mis hermanos, Ruth, Diana y Maycol quienes con su apoyo, cariño y confianza me impulsaron para cumplir este objetivo.

A mi familia en general quienes nunca dejaron de creer en mí y quienes de una u otra forma aportaron para que hoy pueda alcanzar esta meta.

A Luis, mi buen amigo más que compañero de tesis, por la paciencia y comprensión en las circunstancias adversas, por el apoyo en momentos de flaqueza y por su profesionalismo durante este proceso.

A mis buenos amigos con quienes compartí experiencias inolvidables en el caminar diario de la vida universitaria.

Al Dr. Gabriel Salazar por haber aceptado dirigir nuestro proyecto de titulación, por su muy acertada dirección, por su paciencia y conocimientos impartidos en las aulas y durante el desarrollo de este proyecto.

**Oswaldo**

## **DEDICATORIA**

A mis padres porque nunca dejaron de creer en mi capacidad e inteligencia, porque su tenacidad, esfuerzo y lucha sin cesar en cada infortunio de la vida, han hecho de ellos un ejemplo destacado de superación para toda la familia.

A mi querido hijo, para quien dejo un referente, para cuando llegue el día en el que tenga que decirle lucha por tus sueños, pueda hacerlo mirándolo a los ojos porque a pesar de las dificultades del camino yo nunca renuncie a los míos.

En la vida solo se fracasa cuando se deja de intentar, todo lo demás es solo experiencia.

**Oswaldo.**

## CONTENIDO

DECLARACIÓN .....	I
CERTIFICACIÓN .....	II
AGRADECIMIENTO .....	III
DEDICATORIA.....	IV
AGRADECIMIENTO .....	V
DEDICATORIA.....	VI
CONTENIDO .....	VII
RESUMEN.....	XII
PRESENTACIÓN .....	XIII
<b>CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
1.1. OBJETIVOS.....	5
1.1.1. OBJETIVO GENERAL .....	5
1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	5
1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....	5
1.3. ALCANCE DEL PROYECTO .....	6
1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO .....	7
<b>CAPÍTULO 2: CONCEPTOS GENERALES .....</b>	<b>10</b>
2.1. SISTEMA ELÉCTRICO CONVENCIONAL .....	11
2.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	11
2.3. PARIDAD DE RED.....	13
2.3.1. PUNTOS DE CONSUMO AISLADOS.....	13
2.3.2. COSTO TOTAL DE SUMINISTRO .....	13
2.3.3. COSTO DE GENERACIÓN .....	13
2.4. TIPOS DE ENERGÍA .....	14
2.4.1. ENERGÍA CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL .....	14
2.4.2. ENERGÍA RENOVABLE .....	15
2.4.2.1. Energía renovable no convencional (ERNC).....	15
2.4.3. ENERGÍA NO RENOVABLE.....	16
2.5. MECANISMOS DE COMPENSACIÓN PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA .....	16



2.5.1.	FEED IN TARIFF .....	16
2.5.2.	NET METERING (BALANCE NETO).....	17
2.5.2.1.	Net Metering simple.....	22
2.5.2.2.	Net Metering con crédito .....	22
2.5.2.3.	Net Metering con pago.....	23
2.5.2.3.1.	Un valor menor al precio de compra .....	24
2.5.2.3.2.	Un valor igual al precio de compra.....	24
2.5.2.3.3.	Un valor mayor al precio de compra .....	24
2.5.2.4.	Net Metering con crédito y pago.....	24
2.5.3.	NET BILLING .....	24
CAPÍTULO 3: PANORAMA ACTUAL Y POLÍTICAS DEL NET METERING EN EL MUNDO.....		25
3.1.	ESTADOS UNIDOS .....	28
3.2.	CANADÁ.....	39
3.3.	MÉXICO .....	42
3.4.	BRASIL .....	43
3.5.	AUSTRALIA .....	44
3.6.	TAILANDIA .....	44
3.7.	MALASIA .....	45
3.8.	BÉLGICA .....	45
3.9.	DINAMARCA .....	46
3.10.	ITALIA.....	47
3.11.	PAISES BAJOS .....	48
3.12.	ISRAEL .....	49
3.13.	ANÁLISIS DE UN MODELO DE REGULACIÓN DEL ESQUEMA NET METERING EN EL ECUADOR.....	50
3.13.1.	TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN PERMITIDAS .....	50
3.13.2.	CLIENTES ADMISIBLES .....	52
3.13.3.	POTENCIA LIMITE DE GENERACIÓN .....	52

3.13.4. TIEMPO DE CRÉDITO .....	60
3.13.5. IMPUESTOS Y SUBSIDIOS .....	61
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO.....	63
4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO .....	63
4.2. ANÁLISIS FINANCIERO.....	66
4.2.1. FLUJO DE CAJA.....	67
4.2.2. VAN O VALOR ACTUAL NETO.....	67
4.2.3. TIR O TASA INTERNA DE RETORNO.....	68
4.3. CASO BASE .....	70
4.4. SUBSIDIO A LA INVERSIÓN .....	77
4.5. ARANCELES .....	81
4.6. VARIACIÓN DEL COSTO DE LA TARIFA DEL kWh.....	84
CAPÍTULO 5: ANÁLISIS TÉCNICO PARA INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN .....	95
5.1. RADIACIÓN SOLAR.....	95
5.2. IRRADIANCIA SOLAR.....	96
5.3. LOCALIZACIÓN.....	96
5.4. LATITUD .....	97
5.5. LONGITUD .....	98
5.6. RECURSO SOLAR.....	99
5.7. SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA.....	100
5.7.1. REQUERIMIENTOS DE LA NORMA.....	101
5.7.2. CALIDAD DE ENERGÍA .....	102
5.7.3. PROTECCIÓN ANTI ISLA .....	103
5.8. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED CON MICROINVERSORES.....	103
5.9. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON UN SOLO INVERSOR.....	104

5.10.	DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS.....	105
5.10.1.	MÓDULOS O PANELES FOTOVOLTAICOS .....	105
5.10.2.	INVERSOR .....	106
5.10.3.	MICRO INVERSOR .....	108
5.10.4.	MÓDULO DE CONEXIÓN .....	108
5.10.5.	CIRCUIT BREAKER .....	109
5.10.6.	MEDIDOR BIDIRECCIONAL .....	109
5.11.	PARÁMETROS PARA DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS	110
5.11.1.	CONSUMO MEDIO MENSUAL .....	110
5.11.2.	CONSUMO MEDIO DIARIO ( $ED, kWh/día$ ).....	110
5.11.3.	ÁNGULO AZIMUT.....	110
5.11.4.	ÁNGULO DE INCLINACIÓN.....	111
5.11.5.	VALOR MEDIO MENSUAL DE IRRADIACIÓN DIARIA ( $G_{dm0}$ ).....	112
5.11.6.	FACTOR DE IRRADIACIÓN (FI) .....	112
5.11.7.	VALOR MEDIO DE LA IRRADIACIÓN DIARIA SOBRE UNIDAD DE SUPERFICIE ( $G_{dm}$ ) .....	112
5.11.8.	FACTOR K.....	112
5.11.9.	FACTOR DE SOMBREADO(FS) .....	113
5.11.10.	EFICIENCIA DEL SISTEMA .....	113
5.12.	DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE ACUERDO AL CONSUMO ENERGÉTICO .....	114
CAPÍTULO 6: SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE HOMER 2.68 BETA .....		119
6.1.	INTRODUCCIÓN .....	119
6.2.	SOFTWARE.....	119
6.2.1.	FUNCIONAMIENTO .....	120
6.2.1.1.	Análisis de sensibilidad .....	120
6.2.1.2.	Creación de Nuevo Archivo Homer.....	121
CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		136

BIBLIOGRAFÍA .....	139
ANEXOS .....	143
ANEXO A: HOJAS TÉCNICAS DE EQUIPOS UTILIZADOS EN EL ESTUDIO .....	144
ANEXO B: CÁLCULO COSTO DE LOS SISTEMAS .....	148
ANEXO C: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA CONEXIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS CON MICROINVERSORES E INVERSORES.....	150
ANEXO D: DIAGRAMA DE FLUJOS DE CAJA PARA LOS SIETE SISTEMAS DE ESTUDIO.....	152
ANEXO E: RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE LOS 7 SISTEMAS.....	166
ANEXO F: HISTORIAL DE CONSUMO MENSUAL DE 7 CLIENTES DE LA EEQ CON CONSUMO PROMEDIO ANUAL DE 130, 200, 400, 750, 1000, 3000, 5000 kWh/mes.....	199

## RESUMEN

Hace ya un tiempo atrás se ha venido hablando alrededor del mundo sobre el cambio climático y las consecuencias que esto traerá para la humanidad. Una consecuencia de aquello es la reducción de fuentes hídricas en algunos países, acompañado de fuertes sequías alrededor del planeta. Esto sumado a la explotación de recursos naturales como el petróleo, carbón, etc. Hace que se busquen nuevas fuentes de generación de electricidad, es aquí donde toman protagonismo las energías renovables, ya que son cada vez más los países que apuestan por una generación limpia y amigable con el planeta. Es por ello que los gobiernos tratan de promover leyes y normativas que incentiven a la gente a involucrarse más con este tipo de tecnologías. Un caso de aquellos es el Net Metering o Balance Neto el cuál es un sistema de compensación creado para promover el uso de energías renovables. Lo que se pretende con este sistema es que el cliente de una distribuidora de energía eléctrica comience a generar su propia energía sin llegar a ser productor, es decir va a auto consumir la energía que produce. La ventaja que se tiene es que el sistema no va a tener que cubrir la demanda de potencia necesariamente ya que el usuario estará conectado a la red de distribución todo el tiempo, la cual suplirá de energía al cliente cuando el sistema de generación propio no produzca lo necesario e inyectará energía a la red cuando el consumo de energía sea menor al que produce el cliente, funcionando la red como un banco de baterías. Para ello se cuenta con un medidor bidireccional el cual está encargado de contabilizar los kWh inyectados y consumidos hacia y desde la red respectivamente, luego de un período de balance sea este diario, mensual, anual, etc. Para lograr un resultado positivo en muchos países de este sistema se han creado políticas y leyes que han ayudado a impulsar de buena forma el uso de energías renovables en especial la energía fotovoltaica por su simplicidad y seguridad que representa frente a otras tecnologías como la eólica.

## PRESENTACIÓN

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo presentar los resultados inferidos en la investigación para ver la factibilidad técnica, económica y financiera de implementar el sistema Net Metering en el Ecuador. A pesar que en el Ecuador es poco o nada conocido el Net Metering no es nuevo en el mundo y de a poco ha sido adoptado y adaptado por varios países. Este sistema ya está probado en varias naciones como Canadá, Alemania, Japón, Australia, Estados Unidos e incluso en países latino americanos como Chile, México, Costa Rica logrando exitosos resultados, gracias al apoyo que ha recibido este tipo de ideas en cuanto a materia energética se refiere. El Net Metering permite la generación de electricidad a través de energías renovables e inyectar a la red eléctrica el excedente de energía que no es consumida, permitiéndole balancear la curva de consumo y producción de energía eléctrica, este balance se logra de manera diaria, mensual, anual o como la empresa distribuidora y el usuario convengan, de esta forma se compensa los kWh generados y kWh consumidos, significándole una reducción importante en la cartilla de consumo eléctrico. Para la generación de energía eléctrica en la gran mayoría de casos se ha optado por paneles fotovoltaicos en lugar de generadores eólicos u otro tipo de tecnología debido a la facilidad, costos de instalación, mantenimiento y seguridad que representan los paneles fotovoltaicos frente a otras tecnologías, además por las características geográficas que permiten que la mayor parte del territorio ecuatoriano cuente con el recurso solar de forma prácticamente constante y abundante. Se buscó casos en los cuales se cubra una parte importante de los consumidores de las empresas distribuidoras, los cuales son consumidores residenciales. Se dividió a consumidores en siete casos de estudio los mismos que tienen un consumo promedio mensual de energía entre: 130 kWh/mes, 200 kWh/mes, 400 kWh/mes, 750 kWh/mes, 1000 kWh/mes, 3000 kWh/mes y 5000 kWh/mes aproximadamente, estos datos de consumidores fueron asumidos y provistos de la base de datos de la EEQ. Se segmentó este grupo de consumidores para saber desde que estrato o nivel de consumo se puede llevar a cabo este tipo de innovaciones en el país, tomando en cuenta que la tarifa residencial acoge al mayor número de clientes en la EEQ y en el país. A partir de los consumos de los

clientes provistos por la EEQ, se realizaron los cálculos de dimensionamientos de los sistemas fotovoltaicos, estos cálculos fueron realizados a través del pliego de la Normativa Española para Sistemas Conectados a la Red. Una vez calculado el número de paneles fotovoltaicos y realizado el dimensionamiento de los materiales requeridos, se estimaron los costos de los equipos empleados para poder obtener el costo total. Después de lo cual se muestran los diferentes análisis para las tres variables consideradas que son subsidio la inversión, variación de tarifas eléctricas y eliminación de aranceles para los equipos importados. En el análisis financiero se utilizó una tasa de interés del 12%. Con lo cual se determinó que subsidiando los sistemas analizados se obtienen mejores resultados que eliminando aranceles o variando la tarifa eléctrica, ya que el tiempo de recuperación de la inversión disminuye con los subsidios debido a que el costo de los sistemas disminuyen sustancialmente. También se realizó un análisis del panorama actual y políticas del Net Metering en el mundo para determinar las normativas que pueden implementarse en el Ecuador para lograr adoptar este sistema. Adicional a lo anteriormente expuesto se utilizó el software HOMER para poder realizar una simulación y comparar con los cálculos realizados en la parte técnica y financiera, el software entrega gráficas y valores que ayudan al análisis de este estudio. En el último capítulo se realizan conclusiones y recomendaciones basadas en el estudio exhaustivo del presente trabajo de titulación.

## **CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN**

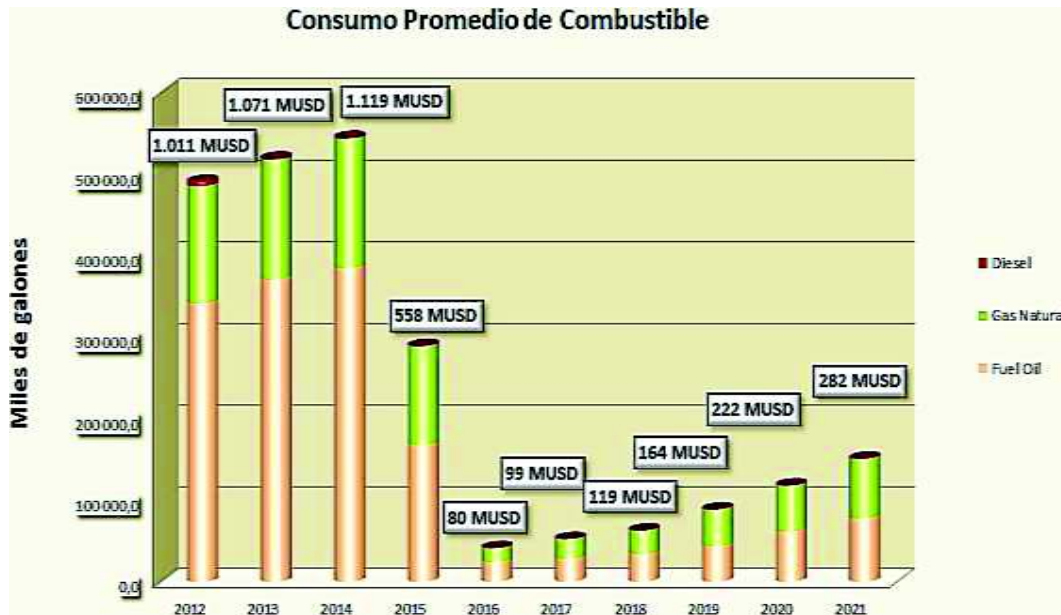
La actualidad que vive el Ecuador en cuyo plan de gobierno consta el cambio de matriz productiva y con lo cual se pretende desarrollar varios procesos tales como la petroquímica, biotecnología entre otras empresas, generando de esa manera el crecimiento de la demanda eléctrica por parte de la industria, sumándose a eso los actuales y venideros proyectos extractivos y de transporte como el metro de Quito, además del crecimiento regular de la demanda de energía eléctrica por parte de los usuarios residenciales y comerciales y por último el programa eficiente de cocción (PEC) con las cocinas de inducción para lograr el anunciado retiro al subsidio del gas licuado de petróleo (GLP) que planea el estado en los próximos años, determina que el país oferte más y mejores opciones de generación de energía eléctrica a través de las llamadas energías renovables.

“El artículo 26 de la Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica(LOSPEE), establece que el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía”.

Básicamente, la generación de energía eléctrica en el Ecuador consta de dos fuentes principales, como son la generación hidroeléctrica y la termoeléctrica, las cuales representan el 99% del total de energía generada, las mismas que causan un impacto ambiental alto, las unas provocan la contaminación en su etapa de construcción y las otras en su etapa de operación, debido a que las grandes centrales hidroeléctricas alteran sustancialmente la demografía de un sitio cuando se construye su embalse provocando incluso modificaciones climáticas en el sitio y las termoeléctricas por la cantidad de CO<sub>2</sub> arrojados al ambiente cuando generan energía. Ecuador a pesar de los proyectos ejecutados en los últimos tiempos y los proyectos que aún están en la etapa de estudio es un país que depende y dependerá de la generación térmica lo cual implica un costo alto al utilizar combustibles y el mantenimiento de las mismas centrales, sin dejar de lado el alto precio que se paga al contaminar el ambiente con los residuos que arrojan.



A continuación se aprecia en la figura 1.1 con el consumo promedio de combustible para la generación de energía eléctrica, proyectado hasta el año 2021 por parte del MEER.



**Figura 1.1 Consumo Promedio de Combustible para Generación de Energía Eléctrica.**

**Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.**

En la Figura 1.1 se observa que para el año 2016 en adelante el consumo de combustible en las termoeléctricas baja sustancialmente por la entrada en operación del mayor proyecto hidroeléctrico del país como lo es Coca Codo Sinclair y pequeñas hidroeléctricas pero así mismo los años posteriores comienza nuevamente el crecimiento de la demanda y la necesidad de suplir la carga que año a año va en aumento.

Según datos del Plan Maestro de Electrificación 2013-2022 del Consejo Nacional de Electricidad (CONELEC), ahora llamado ARCONEL, el Ecuador tuvo un promedio de crecimiento de demanda de energía eléctrica del 5,5% entre el año 2001 y el 2012, y se estima que para el 2017 la tasa de crecimiento llegará hasta el 21,3% en promedio, como se observa en la tabla 1.1.

**Tabla 1.1 Proyección de la Demanda Anual de Energía Eléctrica.**

**Fuente: Plan Maestro de Electrificación.**

PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I.-Considerando el Programa PEC y Refinería del Pacífico								
AÑO	DEMANDA DE ENERGÍA (GWh)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				10859				5,0
2002				11541				6,3
2003				12115				5,0
2004				12960				7,0
2005				13769				6,2
2006				14689				6,7
2007				15457				5,2
2008				15315				5,6
2009				16877				3,4
2010				17594				4,2
2011				18645				6,0
2012				19547				4,8
2013	20056	20634	20867		2,6	5,6	6,8	
2014	20829	21639	22106		3,9	4,9	5,9	
2015	23553	24574	25339		13,1	13,6	14,6	
2016	28088	29313	30436		19,3	19,3	20,1	
2017	34137	35571	37106		21,5	21,3	21,9	
2018	35328	36982	38967		3,5	4	5	
2019	36645	38534	41016		3,7	4,2	5,3	
2020	37866	40009	43035		3,3	3,8	4,9	
2021	38927	41339	44963		2,8	3,3	4,5	
2022	39935	42701	46913		2,6	3,3	4,3	
2023	41052	44205	49070		2,8	3,5	4,6	
2024	42204	45773	51355		2,8	3,5	4,7	
2025	43393	47408	53775		2,8	3,6	4,7	
2026	44631	49126	56352		2,9	3,6	4,8	
2027	45909	50920	59085		2,9	3,7	4,8	
2028	47219	52783	61974		2,9	3,7	4,9	
2029	48571	54728	65041		2,9	3,7	4,9	
2030	49968	56759	68295		2,9	3,7	5	
2031	51193	58665	71533		2,5	3,4	4,7	
2032	52682	60882	75204		2,9	3,8	5,1	
<b>Crec. 2001-2012</b>								
<b>Crec. 2013-2022</b>	↓ 7,60%	→ 8,30%	↑ 9,30%	→ 5,50%	La sensibilidad en el comportamiento de la demanda se la realizó en función de la variación del PIB. Sensibilidad de la Proyección			
<b>Crec. 2023-2032</b>	↓ 2,80%	→ 3,60%	↑ 4,80%					

En la tabla 1.1 se observa el crecimiento de la demanda año a año presentada en el Plan Maestro de Electrificación y donde se ve claramente un aumento sustancial de la demanda de energía, con un aumento en promedio del 5.5% de manera general.

El incremento de la demanda del país se basa en una primera instancia en el aumento de usuarios residenciales debido al crecimiento de la población. Es así que la Agencia Internacional de Energía durante el período 2001-2030 estableció según sus estadísticas y proyecciones, que la demanda mundial de energía aumentará a un ritmo aproximado del 1,8% anual y crecerá un 37% hasta el año

2040, otro punto a tomar en cuenta es el incremento de la industria y comercios, además de las nuevas industrias vinculadas con la minería como Cóndor Mirador, Fruta del Norte y Río Blanco que empezarán a funcionar en los próximos años. En una tercera etapa, se considera el incremento de la demanda energética en función del cambio de cocinas a gas por cocinas de inducción así como también el calentamiento de agua en la región sierra, todo esto con el objetivo de quitar paulatinamente el subsidio al GLP. Además de lo ya expuesto anteriormente, se debe considerar los proyectos de transporte de alto consumo de energía eléctrica como el Metro de Quito y el Tranvía de Cuenca que entrarían a operar en los próximos años, los cuales generarán una demanda extra que incluso con todas las obras de generación hidroeléctricas que entrarán en operación no permitirá que se reduzca sustancialmente la utilización de centrales térmicas como se aprecia en la figura 1.1 donde su uso va a seguir siendo importante para la generación de energía, provocando la contaminación a gran escala con los gases y residuos que las termoeléctricas producen en especial a las poblaciones cercanas.

Las fuentes de energía actuales a nivel mundial en su mayoría están basadas en recursos no renovables y por ende contaminantes de lo cual Ecuador también es parte, ya que hasta mediados del año anterior contaba con un porcentaje alto de generación termoeléctrica la cual bordeaba el 40 % utilizando productos como petróleo, gas natural, etc., que son los principales responsables de la contaminación ambiental y el calentamiento global por las emisiones de dióxido de carbono al ambiente.

Por las razones expuestas con anterioridad es necesario un cambio de visión hacia nuevas formas de generación de energía limpia, amigable con el ambiente, que sea renovable y sobre todo que ayude a suplir la demanda de energía con responsabilidad, logrando un servicio confiable y de calidad con eficiencia energética.

Es por eso que en el actual trabajo se ha realizado el estudio técnico económico y financiero del Net Metering, un sistema en apogeo en Europa y también en algunos países de la región, en donde se han observado resultados favorables, satisfaciendo de esa manera el incremento de la demanda energética y ayudando

a mejorar el ambiente con fuentes de energía no contaminantes, y con beneficios económicos a mediano y largo plazo para los usuarios de las empresas distribuidoras de energía eléctrica.

## **1.1. OBJETIVOS**

### **1.1.1. OBJETIVO GENERAL**

Analizar la factibilidad técnica, económica y financiera de la implementación del Sistema Net Metering en el Ecuador.

### **1.1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Analizar las condiciones eléctricas y energéticas que se necesitan para garantizar un correcto funcionamiento del Sistema Net Metering en el Ecuador.

Realizar un Análisis Económico y Financiero tomando en cuenta la inversión inicial, el tiempo de recuperación y otros parámetros para el consumidor.

Estudiar las leyes Internacionales y reglamentos que rigen en el Ecuador para este tipo de proyectos.

Comparar el desempeño que tendría en el Ecuador este sistema con otros ya implementados en otros países.

## **1.2. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

El Trabajo consiste en un “Estudio Técnico, Económico y Financiero para la Implementación del Sistema Net Metering en Ecuador”, el cual tiene por destinatario a los actores que están ligados de algún modo en el mundo de la generación eléctrica distribuida y a la utilización de energías renovables. La idea de realizar este importante estudio nació de la necesidad de ser parte de la solución, utilizando las fuentes naturales y con poco o nada de impacto ambiental, aportar con un estudio realizado de manera exhaustivo y tomando parámetros cualitativos y cuantificables para exponer resultados contundentes acerca de la factibilidad para la implementación de este nuevo sistema en el Ecuador.

La factibilidad económica financiera medirá la rentabilidad para los clientes de las distribuidoras de Energía Eléctrica (inversionistas) al implementar este sistema, tomando en cuenta el tiempo y los flujos de dinero en la inversión realizada. Para la parte económica se establece los equipos a utilizarse para los casos de estudio tomando valores referenciales de la tecnología escogida dentro del mercado. En la parte financiera se evalúa los parámetros como el TIR (Tasa Interna de Retorno), VAN (Valor Actual Neto), junto a otros elementos que ayuden a la decisión final del inversionista.

También se hace un análisis de la factibilidad técnica, el cuál es un parámetro importante para poder determinar la viabilidad de implementar el Sistema Net Metering, tomando en cuenta todos los componentes que se necesitan para realizar el montaje de los paneles fotovoltaicos y otros elementos necesarios para el sistema antes mencionado sin perjudicar la confiabilidad y calidad del actual servicio de distribución eléctrica. El estudio técnico, económico y financiero permite determinar la viabilidad de implementar este sistema en el país.

Por tal razón, se presenta resultados para los siete casos de estudio cada uno con distinto consumo, dichos consumos fueron provistos por parte de la Empresa Eléctrica Quito (ANEXO F), y se emplearon para determinar la viabilidad, técnica, económica y Financiera de utilizar el Sistema Net Metering en el País, incluso se compara con el simulador "HOMER Legacy" a cada uno de los siete casos estudiados

### **1.3. ALCANCE DEL PROYECTO**

Se ha obtenido datos reales y otros estimados de los elementos necesarios como los valores de paneles fotovoltaicos, contadores, conductores, etc., es decir todo lo referente a la parte técnica para implementar este nuevo sistema.

Se han utilizado conceptos y fórmulas financieras para analizar costos y gastos necesarios al iniciar un proyecto así como una estimación del tiempo óptimo para recuperar la inversión, obteniendo los parámetros mínimos para poder determinar su viabilidad financiera y económica.

Se ha hecho un balance técnico-económico para estimar la factibilidad del Net Metering, analizando los aspectos positivos y negativos que esto implica, tomando en cuenta parámetros cuantitativos y cualitativos de los siete casos de estudio.

Se han analizado las leyes y reglamentos existentes dentro de este campo, así como también las normativas vigentes en el Ecuador, analizando y proponiendo nuevas alternativas para el éxito del proyecto.

Se estudió resultados y experiencias a nivel Internacional de la implementación de este sistema, para tener una visión más cercana de los posibles resultados en el Ecuador.

Se realizó simulaciones con el programa Homer Legacy para comparar los valores del simulador con los calculados y presentar las respectivas conclusiones.

#### **1.4. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO**

En la actualidad debido a la gran demanda de energía eléctrica requerida por parte de los usuarios a las empresas distribuidoras, hacen que se busque nuevas opciones de generación eléctrica y así poder abastecer a todos sus usuarios, más aún con el programa PEC el cuál si se dan las proyecciones hechas por el gobierno se crearía un pico de demanda al medio día, el cuál podría ser suplido con los generadores fotovoltaicos funcionando al 100% a esas horas del día.



**Figura 1.2 Curva De Demanda Máxima Para Circuito Expreso De Programa PEC Del Día Jueves.**

**Fuente: Simbaña Elena, 2015, EPN.**

En la figura 1.2 se observa que la demanda máxima se registra en el horario de 11 de la mañana hasta las 14 horas aproximadamente, horario en el cuál cada uno de los sistemas fotovoltaicos estarían operando al 100% sufriendo sino es toda la demanda de un cliente si una gran parte de , todo depende de la carga y el uso de la misma, logrando un ahorro que se refleja fielmente en la facturación mensual del cliente con el sistema Net Metering.

Con el objetivo de realizar un estudio que ayude a la comprensión y al entendimiento para la utilización de nuevas fuentes de energía, se planteó realizar este análisis técnico-económico y financiero como un aporte a nuevos sistemas que vayan en beneficio de las personas y que ayuden a no destruir más el medio en el que vivimos.

En este estudio además se pone en evidencia el potencial eléctrico que Ecuador posee, demostrando que se trata de un país privilegiado, ya que por su ubicación, la radiación que recibe es más alta que en otros países que ya cuentan con este sistema y con un alto índice de éxito.

Además con la utilización del Net Metering el usuario puede disponer de una mejor calidad de energía, disminución de pérdidas por calentamiento en las redes de distribución por la generación y consumo in situ debido a los efectos de contar con generación además del ahorro sustancial para el cliente y el sistema eléctrico que producirá al ser acompañado de otras medidas de eficiencia energética que impulsen aún más este proyecto.

La adopción del sistema permitirá también desarrollar e implementar diversas estrategias de planificación en los sistemas de distribución para distintos escenarios posibles en lo que a materia de generación y distribución de energía se refiere y poder prever diferentes situaciones de contingencia si así se requiere para que no vuelvan a repetirse escenarios de desabastecimiento energético con temporadas de sequías crónicas como en años anteriores.

Además al apoyar este tipo de iniciativas se abren nuevos campos de investigación y nuevas áreas para que la industria se desarrolle en el país.

Las áreas de investigación que serán estudiadas son:

1. Distribución de Energía Eléctrica
2. Energías Renovables

Es necesario realizar un estudio serio y lo suficientemente fundamentado aplicado en nuestro país sobre este nuevo sistema de generación distribuida y la utilización de energías renovables, atendiendo el pedido por parte del gobierno y el cambio de matriz energética que se está implementando en el territorio nacional.

En varios países de primer nivel alrededor del mundo se cuenta ya con este modelo de sistema eléctrico, incluyendo países europeos, norteamericanos, sudamericanos y asiáticos, por tal razón Ecuador tiene que comenzar a utilizar nuevas fuentes de energía eléctrica tal como así lo respalda la constitución en su artículo 26 además de las regulaciones emitidas por el ARCONEL.



## **CAPÍTULO 2: CONCEPTOS GENERALES**

Net Metering (balance neto) es una herramienta normativa que regula el pago de producción y consumo de Energía Renovable no Convencional (ERNC), cuando un sistema de autoconsumo está conectado a la red eléctrica. El Net Metering busca incentivar el uso de ERNC, es decir que cada cliente genere su propia energía mediante sistemas mayormente eólicos o fotovoltaicos, conduciéndonos a un nuevo concepto denominada generación distribuida.

Un cliente que genera su propia energía podría en ocasiones generar mayor energía de la que necesita para su consumo y en otros casos la energía que genera le será insuficiente para abastecer su demanda de energía. Para dar solución al inconveniente de tener exceso de energía en algunos casos e insuficiencia de la misma en otros, el cliente está en la capacidad de cuando se genera más energía de la que se requiere el usuario puede inyectar ese exceso a la red, y en el caso contrario cuando el sistema fotovoltaico no abastezca en su totalidad la necesidad energética podríamos tomar esa energía faltante de la red.

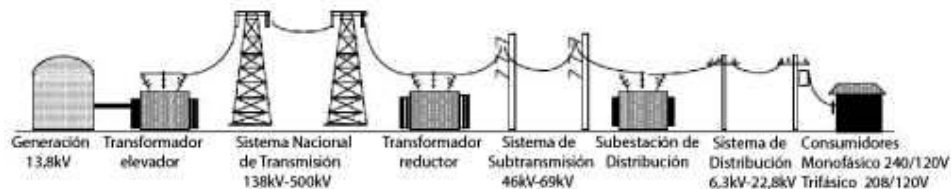
En el primer caso debemos considerar que cuando inyectamos energía al sistema de distribución estamos simulando como productores y deberíamos cobrar por esa energía que estamos entregando, en el caso adverso cuando consumimos energía de la red eléctrica seguimos siendo clientes y debemos pagar por esa energía consumida que nuestro sistema de autogeneración no puede abastecer.

Pero la pregunta que surge es cuanto debemos pagar por la energía consumida y más importante aún cuanto deberíamos cobrar por la energía inyectada, es donde entra en escena el sistema Net metering el cual nos permite analizar varios escenarios posibles ya existentes en otros países donde se ha implementado con éxito este sistema y la generación de ERNC se encuentra en auge.

Para entender de mejor manera el tema de este documento es importante mencionar y analizar algunas definiciones asociadas que se detallan a continuación.

## 2.1. SISTEMA ELÉCTRICO CONVENCIONAL

En su forma tradicional el sistema eléctrico cuenta con centrales de generación, donde distintas fuentes de energía primaria son transformadas a energía eléctrica a niveles medios de voltaje generalmente en el Ecuador a 13,8 kV, después mediante un transformador de elevación se sube el voltaje a 138 kV, 230 kV y hasta 500 kV para su transporte a grandes distancias mediante el sistema nacional de transmisión, para luego volver a disminuir el voltaje mediante un transformador de reducción en una subestación del SNT y transportar la energía mediante el sistema de sub-transmisión, generalmente en el Ecuador a niveles de voltaje entre 46 kV y 69 kV, de aquí la energía continua su camino hacia una sub-estación de distribución donde se reduce el voltaje a media tensión que en el Ecuador es generalmente 22,8 kV, 13,8 kV, 6,3 kV (Empres Eléctrica Quito) y finalmente distribuir la energía a consumidores de media tensión y transformadores de distribución donde se realiza la última reducción de voltaje a 208/120 V en redes trifásica y 240/120 V en redes monofásicas para su entrega al consumidor. En la Figura 2.1 podemos observar un diagrama del sistema eléctrico convencional.



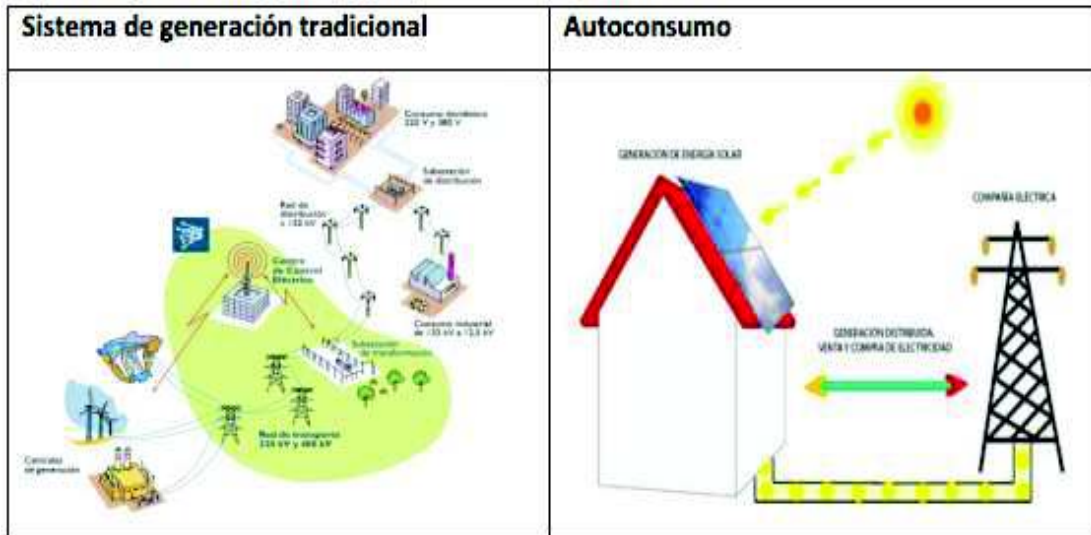
**Figura 2.1 Sistema convencional de generación, transmisión y distribución de la Energía Eléctrica.**

Fuente: <https://jmirez.wordpress.com/2011/05/28/>

## 2.2. GENERACIÓN DISTRIBUIDA

A diferencia de la generación convencional que produce a gran escala y en lugares alejados de las cargas que se pretende alimentar, la generación distribuida es producida por pequeñas centrales que está en los centros de carga disminuyendo de esta manera las pérdidas en los sistemas de transmisión y distribución como podemos observar en la Figura 2.2. Es decir la autogeneración es parte de la generación distribuida si cada cliente que instala su sistema se

conecta a la red. De esta forma podremos contribuir con energía al sistema de distribución cuando tengamos excedente y respaldar nuestro sistema autónomo de generación, para cuando no podamos generar la energía suficiente para abastecer nuestra demanda. [1]



**Figura 2.2 Generación Tradicional vs Generación Distribuida.**

**Fuente: Energía y Sociedad. [49]**

Las desventajas de la generación distribuida es que no se puede tener control del sistema ya que cada cliente decide cuando utiliza o no su sistema de autogeneración, además no son sistemas confiables ya que las plantas de generación más comunes son las de ERNC y sus recursos primarios son la luz solar para sistemas fotovoltaicos y el aire para aerogeneradores y sobre estos recursos no se tiene ningún control. Otra desventaja de los sistemas de generación distribuida son los costos de producción, actualmente el Ecuador no cuenta con un marco regulatorio para este tipo de sistemas y mucho menos con planes que incentiven las instalación de los mismos por tal razón los costos de producción de la generación distribuida actualmente en el Ecuador serían mayores en comparación a los costos en las grandes centrales de generación incluso considerando las perdidas en los sistemas de transmisión y distribución. [2]

Cabe recalcar que una de las razones por las que se debe considerar la generación distribuida como una opción importante es por ejemplo cuando se tienen clientes alejados de las redes de distribución en donde la construcción de un sistema de distribución para llegar al cliente resulta mucho más costoso. Más importante aún es que la generación distribuida utiliza fuentes ERNC que implica menor impacto ambiental y reducción de emisiones considerables de CO<sub>2</sub> al ambiente. [2]

### **2.3. PARIDAD DE RED**

La Paridad de Red es un indicador económico de los sistemas de autoconsumo en generación distribuida, consiste en lograr que el costo de producción de la energía sea igual o menor al costo de la energía del sistema eléctrico actual, Podemos distinguir tres casos para lograr este objetivo. [3]

#### **2.3.1. PUNTOS DE CONSUMO AISLADOS**

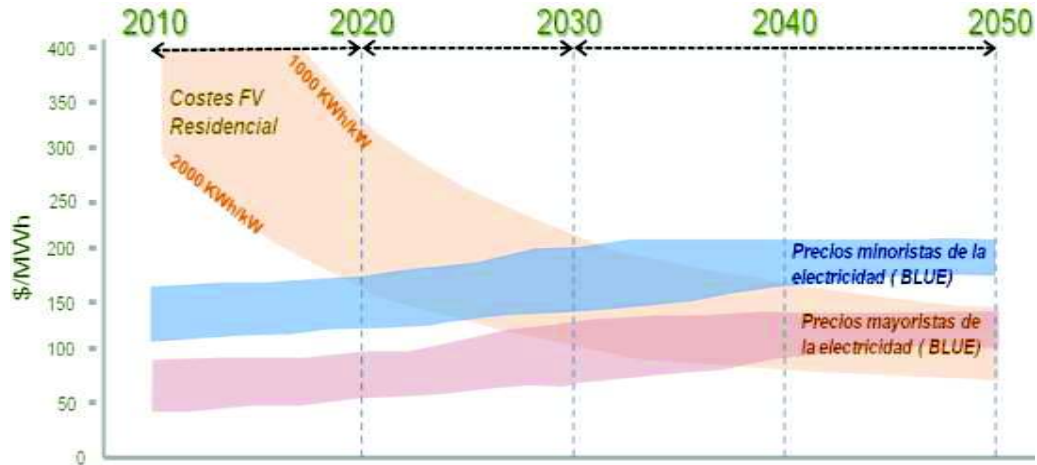
En este caso se logra la Paridad de Red cuando el costo de producir energía en un sistema de autogeneración es menor o igual al costo de llevar la energía a lugares aislados mediante los sistemas convencionales. Por ejemplo; es más económico en algunos casos instalar un sistema fotovoltaico en lugares alejados de los centros de carga que construir un sistema de distribución para llegar con la energía hasta ellos. [3]

#### **2.3.2. COSTO TOTAL DE SUMINISTRO**

La paridad de red se logra cuando el costo de producir energía de un sistema de autogeneración es menor o igual al costo total de la energía hasta llegar al centro de carga es decir incluyendo en este valor el costo de generación, transmisión, distribución y tarifas por servicio incluido en las planillas de energía eléctrica. [3]

#### **2.3.3. COSTO DE GENERACIÓN**

Para lograr la paridad de red en este caso se debe garantizar que el costo de la energía en un sistema de auto generación sea menor o igual al costo de producción en una central de generación convencional. [3]



**Figura 2.3 Competitividad de costos y viabilidad de la generación fotovoltaica.**

**Fuente: International Energy Agency.**

Como se puede observar en la Figura 2.3, a medida que avanzamos en el futuro los costos de los sistemas fotovoltaico irán reduciendo su valor y los costos de los sistemas convencionales de generación tendrán una ligera tendencia a la alza entonces podemos observar que la paridad de red para sistemas fotovoltaicos se podrá obtener a partir del año 2025 aproximadamente, según la Agencia Internacional de Energía.

## **2.4. TIPOS DE ENERGÍA**

### **2.4.1. ENERGÍA CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL**

Se llama energía no convencional al tipo de energía que no es tradicional es decir las nuevas tendencias de generación. Entonces se entenderá que la Energía Convencional es la comúnmente conocida, como:

Energía Hidráulica: Fuerza del agua de los ríos.

Energía Térmica: Combustión de recursos fósiles como petróleo, gas natural, carbón (ciclo combinado.)

Energía Nuclear: Fisión de átomos de elementos radioactivos.

Dado que la demanda de energía crece de forma continua y los recursos fósiles y nucleares utilizados actualmente son limitados además de contaminantes, se necesita una forma de generación que siga la misma tendencia de crecimiento y

sea sostenible en el tiempo, es por esta razón que aparece la necesidad urgente de cambiar nuestras fuentes de energía convencionales a una más amigable con el ambiente y que sea duradera.

#### **2.4.2. ENERGÍA RENOVABLE**

Conocida como Energía Renovable porque se dice que su fuente es natural y prácticamente inagotable o que la fuente de donde se obtiene se puede regenerar además de ser amigables con el ambiente. Las Energías Renovables pueden ser. [4], [5]

Energía Solar (fotovoltaica): Luz Solar.

Energía Eólica: Corrientes de aire.

Energía Geotérmica: Calor interno del planeta (Volcanes).

Energía Hidráulica: Aprovechamiento de las corrientes de los ríos.

Energía Mareomotriz: Altura entre la marea alta y baja.

Energía Undimotriz: Fuerza de las Olas del mar.

Energía Térmica con biomasa: Combustión de biomateriales.

Energía Solar térmica: Calor del sol.

Energía Eólica marina: Fuerza de las corrientes del mar.

##### **2.4.2.1. Energía renovable no convencional (ERNC)**

En este punto es donde cobra sentido el concepto de ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL denominada renovable porque su fuente es prácticamente inagotable y no convencional ya que no se extrae de fuentes tradicionales, entre las principales se tiene:

Energía Solar (fotovoltaica): Luz del sol.

Energía Eólica: Fuerza del aire.

Energía Geotérmica: Calor interno del planeta (Volcanes).

Energía Mareomotriz: Altura entre la marea alta y baja.

Energía Undimotriz: Fuerza de las Olas del mar.

Energía Térmica con biomasa: Combustión de biomateriales.

Energía Solar térmica: Calor del sol.

Energía Eólica marina: Fuerza de las corrientes del mar.

### **2.4.3. ENERGÍA NO RENOVABLE**

Se dice del tipo de energía cuya fuente es limitada en el tiempo es decir en algún momento se terminarían los recursos para producirla. Las principales son:

Energía Térmica: Petróleo, Gas Natural y Carbón.

Energía Nuclear: Fisión de los átomos de elementos radioactivos.

A demás de ser limitadas las fuentes que las producen son contaminantes y causan grandes estragos al medioambiente con la emisión de CO<sub>2</sub> y residuos radioactivos que tardaran miles de años en desaparecer. [6]

## **2.5. MECANISMOS DE COMPENSACIÓN PARA GENERACIÓN DISTRIBUIDA**

### **2.5.1. FEED IN TARIFF**

Feed-In Tariff (FIT) es un esquema de compensación normativo para incentivar desarrollo de las ERNC, que consiste en el pago de una tarifa especial para la energía inyectada a la red proveniente de sistemas de generación ERNC. [7]

Existen 3 características que debemos considerar esenciales para entender el FIT. En primer lugar la tarifa especial es establecida por las autoridades que norman el costo de la energía, esta tarifa puede ser una tarifa preferencial con un aumento con respecto al valor de la energía convencional, cuyo valor varía en función del origen de la energía (tipo de ERNC) el tamaño y la ubicación de la central ERNC. En segundo lugar, se establece una política de acceso a las redes de distribución para la inyección de la energía producto de centrales ERNC. Finalmente la empresa de distribución está en la obligación de comprar toda la energía que el

sistema de generación ERNC produce, esta condición se cumple de forma parcial en función de las regulaciones que rijan en cada País donde se aplica. [7]

Algunas de las ventajas más relevantes del FIT son que permiten el desarrollo integral de todas las tecnologías de generación ERNC mediante el establecimiento de tarifas diferenciadas para cada tecnología en función de la tecnología, el tamaño y ubicación de la central de generación, es decir no se enfoca únicamente en la más competitiva, logrando de esta manera el avance en la investigación y mejora de todas las formas de generación lo que implica a largo plazo la baja de costos de las mismas. Por otro lado la normativa FIT impulsa a las empresas generadoras a invertir en ERNC y obtener beneficios de las tarifas establecidas, pero no sanciona a las empresas en caso de no hacerlo, es decir las generadoras son libres de decidir con que forma de generación trabajar. Otra ventaja a nivel de nuevo mercado es el beneficio equitativo para todas las empresas generadoras sin importa el tamaño lo que permite el acceso a créditos, que impulsa a nuevos actores a involucrarse en este negocio ya que en la actualidad en los países donde la generación esta privatizada, el monopolio está en manos de unos pocos. Un estudio realizado por el instituto Fraunhofer este esquema de compensación para generación ERNC es el más eficiente y eficaz. [7]

### **2.5.2. NET METERING (BALANCE NETO)**

Ahora que se ha revisado los diferentes conceptos asociados a nuestro sistema podremos entender con mayor claridad que es el BALANCE NETO o NET METERING. Es un modelo de regulación de consumo y generación de energía en sistemas de autogeneración conectados a la red, para garantizar el suministro eléctrico cuando el consumo supere a la autogeneración y para poder inyectar la energía excedente cuando la generación sea mayor que el consumo, constituyendo de esta forma una red de generación distribuida que busca de la paridad de red.

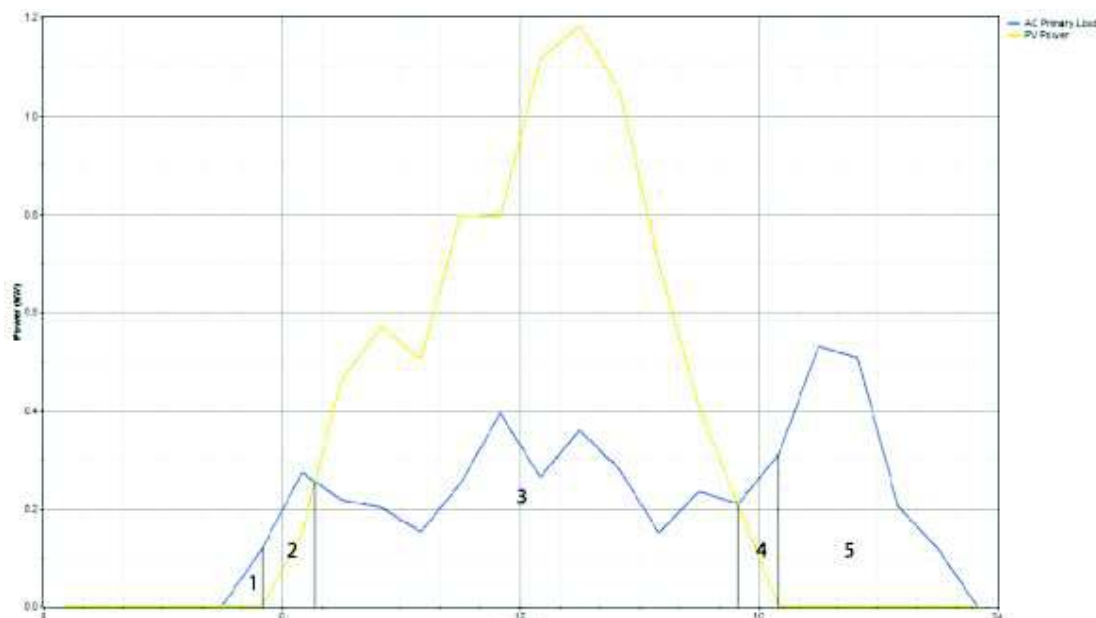
En otras palabras el Balance neto es medir el consumo y generación de energía de un cliente que cuenta con un sistema de autogeneración conectado a la red mediante un medidor bidireccional es decir que mide la energía que se consume



pero también la energía que se inyecta a red de forma diferenciada y al final de un periodo hace una comparación de estos dos valores, para determinar si se debe pagar por el consumo de energía u obtener algún beneficio por la energía generada en exceso al final del periodo de facturación, esto dependerá del tipo de Net Metering empleado como se muestra más adelante.

Debemos considerar que para nuestro caso de estudio nos enfocaremos en una forma de ERNC, debido a que el Ecuador es privilegiado en el recurso solar y este es prácticamente ilimitado, debe ser aprovechado y en la actualidad estamos perdiendo la oportunidad de convertir a la energía solar en una importante fuente de energía eléctrica. Nos enfocaremos entonces en la generación fotovoltaica, con el propósito de analizar el Net Metering en este sistema, para lograr a largo plazo incentivar el uso extendido y crecimiento de este tipo de generación y lograr alcanzar una independencia energética más duradera.

Analicemos ahora la curva de demanda de un usuario residencial representado por la línea azul y la curva de generación de un sistema fotovoltaico simbolizada por la línea amarilla, mostradas en la Figura 2.4.



**Figura 2.4 Curva de demanda cliente residencial (azul) vs generación fotovoltaica diaria (amarillo) [kW].**

**Fuente: Elaboración propia**

Se debe de considerar que esta grafica ha sido realizada considerando las predicciones de demanda con el uso de cocinas de inducción, como podemos observar hay varios sectores de la curva que podemos analizar.

En el primer sector se puede observar que el sistema de autogeneración no está en funcionamiento (línea amarilla) debido a que el sol que es nuestra fuente de energía aun no aparece, es por esta razón que en este sector toda la energía consumida por el usuario será tomada del sistema (línea azul).

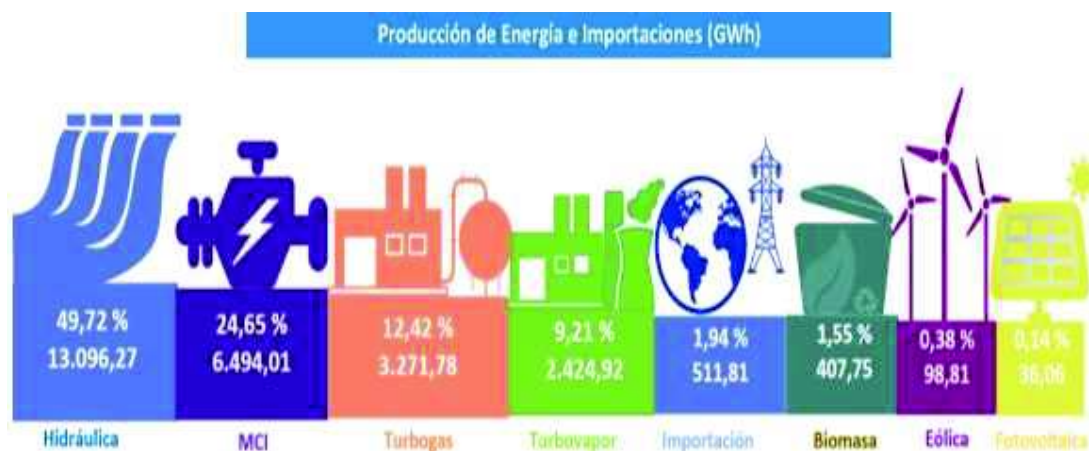
El segundo sector de análisis, donde podemos observar que nuestro sistema empieza a generar energía también se muestra que la curva de demanda (línea azul) está por encima de la curva de generación (línea amarillo) lo que implica que una parte de la energía consumida por el usuario es generada por el sistema de autogeneración y otra parte es tomada de la red.

En el tercer sector como se observa con claridad la situación cambia y la curva de generación (línea amarilla) supera ampliamente a la curva de demanda (línea azul) ya que es el horario de la mañana entre las 8 am y la 1pm en donde la irradiación solar está en su máximo nivel y la demanda tiende a aumentar de forma lenta bajo el supuesto del uso de las cocinas de inducción en ese horario. Podemos observar que la generación supera ampliamente a la demanda lo que implica que en este tramo de la curva la energía consumida es suplida en su totalidad por el sistema de autogeneración y además el excedente está siendo inyectado a la red.

Los sectores 4 y 5 se analizan básicamente bajo el mismo criterio de los sectores 2 y 1 respectivamente. Este análisis se realiza a nivel de usuario y podemos garantizar como se puede observar, que el beneficio es mayor ya que a simple vista podemos observar que en un día con buena irradiación solar el usuario podrá generar mayor energía que la que consume.

Ahora hagamos el mismo análisis a nivel de sistema, donde se deberá entender que si nos ubicamos en el primer sector analizado las condiciones son las actuales en donde la demanda total es cubierta por el sistema y todas las generadoras están en funcionamiento.

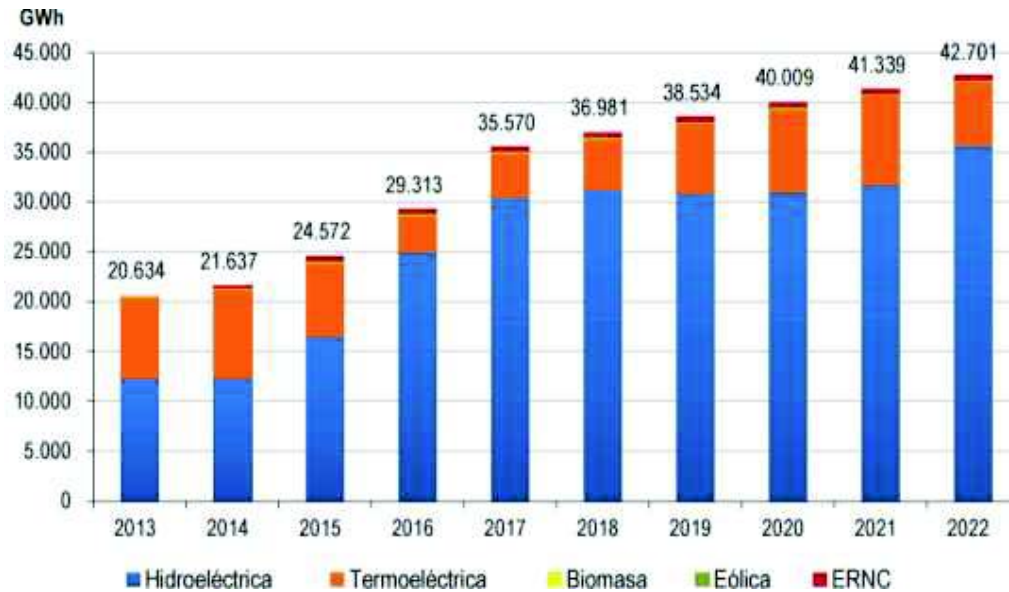
Por otro lado cuando entramos en el segundo y tercer sector de la curva el usuario autogenera una parte de la energía que utiliza y luego el total de su demanda para luego inyectar energía a la red, entonces se deberá entender que una parte de las generadoras del sistema deberán de dejar de funcionar ya que la energía generada por el cliente se distribuye a través de la red haciendo innecesaria una parte de la generación centralizada en ese momento. Basados en este escenario podemos decir que el costo de la energía que se inyecta a la red no es el mismo de la energía que se consume, ya que para el Sistema Eléctrico Ecuatoriano dónde aún existe generación termoeléctrica como podemos observar en la 2.5, es muy conveniente apagar las plantas generadoras termoeléctricas y así reducir altos costos en consumo de combustible y emisiones de CO<sub>2</sub> al ambiente.



**Figura 2.5 Producción de Energía e Importaciones [GWh].**

**Fuente: Estadísticas ARCONEL 2015**

Considerando las proyecciones del Plan maestro de Electrificación 2013-2022 que se muestra en la Figura 2.6, se estima que el porcentaje de participación de la generación hidroeléctrica con la entrada en funcionamiento de Coca Coco Sinclair cambió la proporción de la generación termoeléctrica, pero a pesar de la disminución parcial de la participación de este tipo de generación a partir de 2016 se estima un crecimiento gradual de su participación debido a que también la demanda de energía seguirá incrementado.



**Figura 2.6 Proyección de la generación por tipo de tecnología [GWh].**

**Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013- 2022**

Entonces desde cualquier punto de vista la implementación desarrollo y crecimiento de generación de ERNC es indispensable para garantizar una soberanía energética permanente y disminuir el impacto medioambiental y las emisiones de CO<sub>2</sub> cuya tendencia es creciente como podemos observar en la Figura 2.7.



**Figura 2.7 Emisiones de CO<sub>2</sub> por tipo de combustible, periodo 2013 - 2022**

**Fuente: Plan Maestro de Electrificación 2013- 2022**

Basados en los diferentes factores analizados que inciden en un sistema de generación de ERNC de un cliente residencial y cómo influye este tipo de sistemas de autoconsumo en el sistema global podemos considerar algunos escenarios posibles para la implementación del Net Metering.

#### **2.5.2.1. Net Metering simple**

Esta forma de Net Metering consiste en que el medidor bidireccional contabiliza la energía que se consume del Sistema Eléctrico cuando el sistema de auto generación no supe las necesidad del cliente, y también la energía que se inyecta a la red cuando el sistema del cliente cubre la demanda requerida, y produce un exceso de energía, durante un periodo de tiempo que puede ser mensual. Al final del mes tendremos dos escenarios al hacer la comparación entre lo consumido y lo inyectado a la red.

Cuando la energía inyectada a la red es mayor que la energía consumida de la misma, en este caso la empresa distribuidora no pagará por esa energía excedente del sistema de autogeneración que se inyecta a la red, pero el cliente ya no tiene que pagar por consumo de energía dado que su sistema supe toda su demanda.

En un segundo escenario la energía consumida de la red es mayor que la energía que se inyecta, en este caso se entenderá que el sistema de autogeneración no ha suplido la demanda del cliente, entonces el cliente ha consumido energía de su propio sistema pero también una parte de la energía se ha tomado de la red eléctrica, entonces el cliente debe pagar solo por el consumo de esta energía.

#### **2.5.2.2. Net Metering con crédito**

En el segundo escenario del caso anterior es razonable entender que si el sistema de autogeneración no alcanza a abastecer la demanda del cliente este tenga que pagar por la cantidad de energía que consume de la red debido a que su sistema no cubre su consumo. Pero que sucede cuando las circunstancias son contrarias, suena injusto que si el cliente inyecta la energía excedente generada por su sistema de autogeneración no reciba una compensación por esta, entonces aparece el segundo caso de Net Metering donde esta energía

excedente generada por el cliente e inyectada a la red puede ser descontada dentro de un número de periodos de facturación, establecido por la Empresa distribuidora, es decir es como un “crédito de energía” que el cliente puede utilizar para reducir el pago de la siguiente facturación.

Por ejemplo si en el primer periodo de facturación el cliente generó más de lo que consumió este obtendría un “crédito de energía”, ahora suponemos que el segundo periodo de facturación el cliente consumió más de lo que generó, este tendría que pagar por la energía tomada de la red, pero como el mes anterior tiene un valor remanente de energía que inyectó al sistema esta se utiliza para reducir el pago de la factura del segundo periodo, restando la energía que consumió de la red en el segundo mes menos la energía que inyectó a la red en el primer mes. El proceso se repite cada mes durante un determinado número de periodos de facturación según lo establezca la Empresa distribuidora, en el caso de que cada mes exista un excedente y no se pueda descontar la energía inyectada a la red, esta se perderá al igual que en el primer caso.

#### **2.5.2.3. Net Metering con pago**

Para mejorar las condiciones del sistema y hacer más atractiva la inversión en sistemas de generación de ERNC existe otro tipo de Net Metering en el cual la energía inyectada a la red además de ser útil para descontar energía en un período de facturación, esta pueda ser pagada por la Empresa distribuidora.

En cada período de facturación se pueden presentar los dos escenarios ya mencionados; se consume más de lo que se genera o se genera más de lo que se consume.

En el primer caso está claro que la energía extra que el sistema de autogeneración del cliente no avanza a generar y que se consume de la red debe ser pagado por el usuario a la distribuidora.

Pero para el segundo caso la energía inyectada a la red en cada periodo de facturación ahora será pagada por parte de la Empresa distribuidora al cliente, pero ahora debemos entender que el costo de energía para el cliente no es el mismo al comprarla que al venderla entonces en este caso de Net Metering la energía excedente generada por el cliente se puede vender a:

#### *2.5.2.3.1. Un valor menor al precio de compra*

Donde es evidente que si bien el cliente no pierde esta energía, la ganancia es mínima.

#### *2.5.2.3.2. Un valor igual al precio de compra*

En este caso el neteo es solamente de energía ya que al tener el mismo valor estamos en el NET METERING CON CRÉDITO con una diferencia fundamental, en este caso se obtiene un beneficio monetario de forma mensual y no hay posibilidad de que en un determinado número de periodos la energía se pierda.

#### *2.5.2.3.3. Un valor mayor al precio de compra*

Este es el caso más favorable para el cliente, recomendable para incentivar el crecimiento de los sistemas de generación de ERNC.

#### **2.5.2.4. Net Metering con crédito y pago**

Finalmente podemos analizar un esquema donde se combinan los dos casos anteriores. Entonces en cada periodo de facturación neteamos la energía generada y la energía consumida, si existe un excedente este se guarda para descontar en el siguiente periodo de facturación, durante un número determinado de periodos de facturación (un año), si al finalizar este tiempo existe un valor remanente de energía que no fue descontado, entonces esta energía será paga por parte de la empresa distribuidora al cliente según los casos del valor de energía analizados en el caso de Net Metering con pago.

### **2.5.3. NET BILLING**

Este mecanismo de compensación es solamente una variación del esquema Net Metering, donde en lugar de netear energía se va a netear el costo de la factura de cada mes, aquí debemos considerar nuevamente que el costo de la energía al comprarla no será la misma al venderla.

## **CAPÍTULO 3: PANORAMA ACTUAL Y POLÍTICAS DEL NET METERING EN EL MUNDO**

El primer sistema Net Metering en el mundo fue instalado en Massachusetts Estados Unidos en el año de 1979 desde entonces el crecimiento de este sistema ha sido relativamente lento, recién en la década de 1990 la idea cruzo el océano Pacífico y llego a Japón.

En Junio de 1990 el Ministerio de Comercio Internacional e Industria (MITI) de Japón implemento políticas para la conexión a la red de sistemas residenciales fotovoltaicos, la Federación Japonesa de Compañías de Energía Eléctrica introdujo un programa de Net Metering en 1992. [8] Eventualmente el Net Metering se extendería a Canadá, Europa, Australia y Brasil en 2006, a México en 2007, Sri Lanka en 2009, Uruguay en 2010, Líbano 2011, Argentina 2012, India (nueve estados) 2014, Chile 2014, Pakistán 2015. [9]

En la actualidad las políticas energéticas a nivel mundial están enfocadas hacia el desarrollo de tecnologías de generación no convencional o renovables principalmente fotovoltaicas y eólicas. Este es el caso de este tema de investigación, ya que 52 países han adoptado el sistema Net Metering convirtiéndose en uno de los sistemas de apoyo de generación distribuida con energías renovables más importantes del planeta. Políticas como subvenciones, préstamos e incentivos fiscales también son necesarios para el desarrollo y crecimiento de tecnologías de generación renovables por lo cual se ha aplicado en combinación con otras políticas como FIT (Feed in Tariff) en proyectos de mayor envergadura.

En la Figura 3.1 podemos observar el crecimiento de políticas para energías renovables aplicadas a nivel mundial. [9]



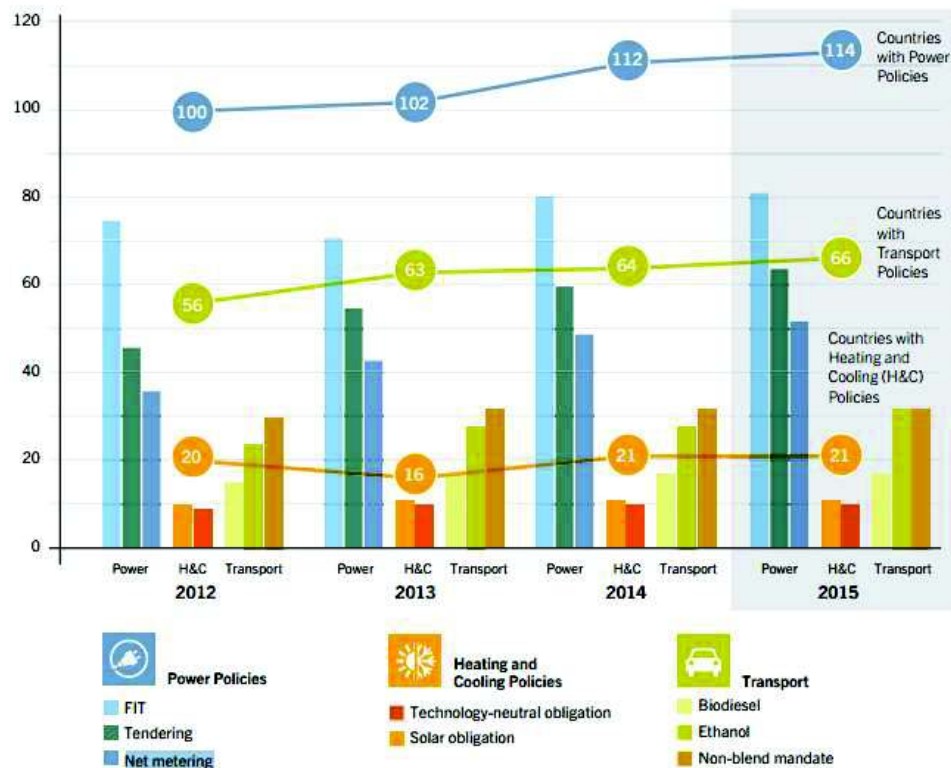


Figura 3.1 Panorama de países con políticas para energías renovables.

Fuente: RENT21 2016 Base de datos de políticas.

En el año 2015 se anunciaron la implementación del sistema Net Metering en 4 casos a nivel nacional y 5 más a nivel estatal o provincial. Colombia, Ghana, Nepal y Pakistán adoptaron Net Metering para sistemas de generación menores a 1 MW y Brasil amplió su política para Net Metering de 1 MW a 5MW. En la India Himachal Pradesh and Rajasthan implementaron el sistema Net Metering logrando alcanzar 21 estados con políticas de Net Metering. En Estados Unidos Carolina del Sur se convirtió en el estado número 44 en implementar políticas de Net Metering, en Canadá por otro lado Terranova y Labrador llegó a ser la cuarta provincia en adoptar este sistema. Además Dubái estableció un programa de implementación de sistemas fotovoltaicos y Net Metering. En la Figura 3.2 podemos observar el panorama del sistema Net Metering implementado en cada país ya sea a nivel nacional o a nivel estatal. [9]



**Figura 3.2 Esquema de países con net metering.**

**Fuente: Büro F, based on (REN21, 2015, pp. 101-103).**

El 78% del mercado de sistemas fotovoltaicos dependen de incentivos económicos como la autogeneración con Net Metering que constituye el 15 % de las políticas de incentivos. Pero a pesar de que en muchos países se identifica una tendencia hacia los esquemas de autoconsumo países como Bélgica o Dinamarca están poniendo distancia al Net Metering a través de impuestos para los clientes con este sistema, por esta razón que se espera que sean los mercados emergentes los que establezcan esquemas de medición neta ya que para estos países en rápido crecimiento y con la imperativa necesidad de incrementar su capacidad energética no requieren inversión en acceso a mercados complejos y además no requieren regulaciones para el exceso de sistemas de generación fotovoltaica. La tendencia actual es hacia la autogeneración con una política adecuada de compensación del exceso de energía generado y que es inyectado a la red, entre las políticas más aceptadas son Net Metering, FIT, Net Billing. [10]

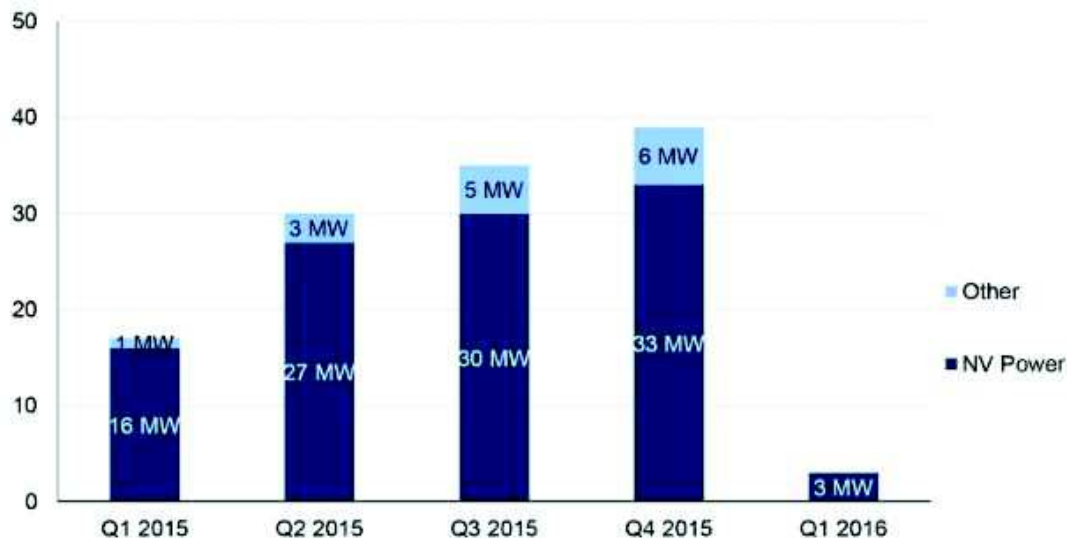
### 3.1. ESTADOS UNIDOS

En la actualidad existen dos posturas contrapuestas con respecto al creciente uso del sistema Net Metering y sistemas de generación distribuida por ejemplo en Arkansas las empresas distribuidoras argumentan que los clientes con sistemas fotovoltaicos conectados a la red mediante Net Metering están transfiriendo los costos de mantenimiento del sistema de distribución a los clientes sin este sistema. Además que las empresas distribuidoras empiezan a sentir con el incremento de los sistemas de autogeneración la disminución en sus utilidades.

Por otro lado el incremento de los sistemas de generación fotovoltaica tienen un costo social incalculable y una reducción del impacto ambiental considerable, ha presentado un crecimiento 66% entre 2014 y 2015, actualmente representa un 30% de la nueva capacidad de generación de los Estados Unidos.

Los precios de los sistemas fotovoltaicos han caído drásticamente, esto aliado al incremento de las instalaciones, ha contribuido a que el costo de la energía fotovoltaica sea comparable con el costo promedio de la energía del sistema de distribución lo que se conoce como paridad de red.

Cada una de las contraposiciones han generado debates en diferentes regiones del país, estados como New York y California debaten acerca de mejoras en tarifas y políticas que permitan un mayor desarrollo de los sistemas de generación distribuida. Pero en Nevada en contraposición, los intereses de las empresas de servicios eléctricos y con el argumento de la “trasferencia de costos de mantenimiento de la red a los clientes sin Net Metering” lograron que se disminuya el pago de la energía excedente inyectada a la red mediante el sistema Net Metering lo que provoco el quiebre de empresas proveedoras de paneles solares y la reducción en la solicitud de permisos para la instalación de sistemas fotovoltaicos como se puede observar en la Figura 3.3.



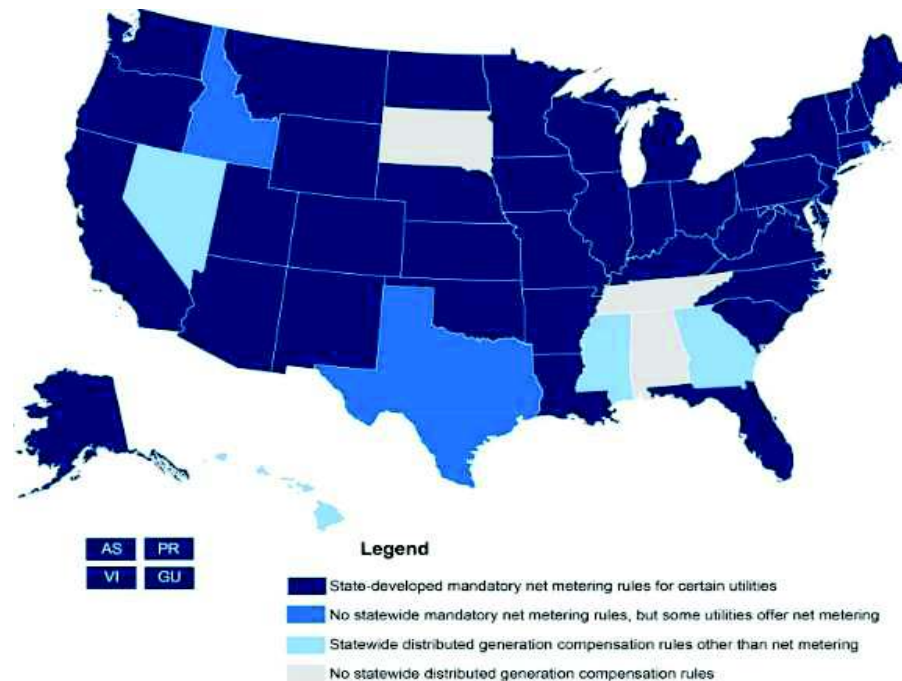
**Figura 3.3 Permisos emitidos para sistemas fotovoltaicos en Nevada.**

**Fuente: Metropolitan policy program at Brookings.**

A pesar de estas posiciones divididas en la actualidad la proliferación de sistemas de generación distribuida con paneles fotovoltaicos sigue en auge debido a las políticas implementadas, por tal razón se debe considerar entonces que los cambios en las políticas, regulaciones y tarifas determinarán el futuro del sistema Net Metering, la generación distribuida y su industria.

Hasta el año 2016, 41 estados tenían políticas de Net Metering para la energía en exceso inyectada a la red también los distritos de Columbia y Puerto Rico. En 2015, 18 estados hicieron cambios en sus políticas en su mayoría fueron cambios menores, pero 3 estados cambiaron la forma de compensación de la energía excedente, 3 estados aumentaron la capacidad para estos sistemas y 2 estados incorporaron nuevas políticas de autoconsumo. En la Figura 3.4 podemos observar el estado de las políticas de Net Metering implementadas en Estados Unidos a Mayo de 2016. [10]

Varias Comisiones de servicios públicos, consultores independientes y organizaciones han realizado investigaciones en torno al beneficio o perjuicio del sistema Net Metering, en su mayoría concluyen que a nivel global el sistema Net Metering es beneficioso para la red y todos los contribuyentes.



**Figura 3.4 Desarrollo de políticas para Net Metering en Estados Unidos.**

**Fuente: Metropolitan policy program at Brookings.**

Una investigación realizada por la Comisión de Servicios Públicos de Nevada en 2014 concluyó que el Net Metering generó 36 millones de dólares en beneficios para todos los clientes, adicional a esto los sistemas Net Metering disminuyen los costos de actualización de las redes y evitan inversiones significativas en nueva infraestructura, permitiendo un ahorro adicional. Evidenciando también que a medida que se incrementa el número de sistemas fotovoltaicos con Net Metering para la interconexión con la red los beneficios económicos de las empresas de servicios eléctricos disminuirán pero que esto se puede solucionar con políticas que beneficien a las dos partes a los usuarios con sistemas de autogeneración y a las empresas distribuidoras. [11]

Lo que respecta a datos más puntuales de la legislación americana para el esquema Net Metering tenemos a continuación en la tabla 3.1 un resumen de los aspectos más sobresalientes considerados en las políticas de los países y sus provincias o estados más representativos.

**Tabla 3.1 Resumen Políticas para el esquema Net Metering en Estados Unidos.**

Fuente: <http://freeingthegrid.org/>

ESTADO	TECNOLOGÍA PERMITIDA	SECTOR APLICABLE	CAPACIDAD LÍMITE	LÍMITE DE CAPACIDAD AGREGADA	TIEMPO DE CRÉDITO
Alaska	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hidrica, Energía Geotérmica, Energía Mareomotriz, Energía Undimotriz, Energía Mareomotriz, Energía Digestión anaeróbica, Residuos Sólidos Urbanos, Gas de relleno Sanitario, Energía Hidrocinética.	Comercial, Industrial, Residencial.	25 kW	1,5% de la demanda minorista promedio	Indefinido

Arizona	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Gas de relleno Sanitario, Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hidrica, Energía Geotérmica, Residuos Sólidos Urbanos, CHP/Cogeneración, Hidrógeno, Biogás, Digestión anaeróbica, Pilas de combustible utilizando combustibles renovables.	Comercial, Industrial, Residencial.	125% de la carga total conectada al cliente.	No especificado	Anual
Arkansas	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hidrica, Energía Geotérmica, Microturbinas usando combustibles renovables, Pilas de combustible utilizando combustibles renovables.	Comercial, Industrial, Residencial.	300 kW para uso comercial; 25 kW para uso residencial	No especificado	Anual

California	Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Pilas de combustible, Biogás a partir de la producción de estiércol o el metano como un subproducto de la digestión anaeróbica de biosólidos y residuos animales.	Comercial, Industrial, Residencial.	1 MW	5% de la demanda pico de la empresa distribuidora agregada del cliente.	Mensual y Anual
Carolina del Sur	Energía Geotérmica, Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Hidrógeno, Producción combinada de calor y energía, Energía Mareomotriz, Energía Undimotriz, Pilas de combustible utilizando combustibles renovables.	Residencial, Comercial	20 kW para uso residencial; 1.000 kW para no residencial	2% del promedio de la demanda máxima de 5 años anteriores	Mensual y Anual
Delaware	Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Digestión anaeróbica, Pilas de combustible utilizando combustibles renovables y no renovables.	Comercial, Industrial, Residencial.	2 MW: clientes no residenciales Delmarva; 500 kW: clientes no residenciales DEC; 25 kW: clientes residenciales; 100kW: clientes de granja	5% de la demanda pico mensual de clientes agregados de la empresa eléctrica.	Indefinido



Georgia	Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Pilas de combustible.	Comercial, Industrial, Residencial.	100 kW no residencial; 10 kW residencial	0,2% de la demanda máxima de la empresa distribuidora durante el año anterior.	Mensual
Hawái	Energía Geotérmica, Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica.	Residencial, Comercial	100 kW	15% por umbral de circuito de distribución para la penetración de la generación distribuida	Anual
Illinois	Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Digestión anaeróbica, Pilas de combustible utilizando combustibles renovables, Microturbinas.	Comercial, Industrial, Residencial.	2 MW	1% de la demanda máxima de la empresa distribuidora en el año anterior.	Mensual y Anual
Indiana	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Pilas de combustible, Hidrógeno, Pilas de combustible utilizando combustibles renovables.	Comercial, Industrial, Residencial.	1 MW	1% de carga pico de la empresa distribuidora del verano más reciente.	Indefinido

Luisiana	Energía Geotérmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hidrica, Pilas de combustible utilizando combustibles renovables.	Residencial, Comercial	300 kW para uso comercial; 25 kW para uso residencial	0,5% de la carga pico de las empresas distribuidoras	Indefinido
Maryland	Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, CHP/Cogeneración, Energía, Digestión anaeróbica.	Comercial, Industrial, Residencial.	2 MW en general. (30 kW para micro CHP	1.500 MW (~ 8% de la demanda máxima)	Anual
Massachusetts	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hidrica, Energía Geotérmica, Pilas de combustible, Residuos Sólidos Urbanos, CHP/Cogeneración, Digestión anaeróbica, Otras tecnologías de generación distribuida.	Comercial, Industrial, Residencial.	10 MW para la medición neta por un municipio u otra entidad gubernamental; 2 MW para todos los otros sistemas de "Clase III"; 1 MW para todos los otros sistemas de "Clase II"; 60 kW para todos los otros sistemas de "Clase I"	3% de la carga máxima de la empresa distribuidora.	No especificado

Michigan	Energía Solar (fotovoltaica), Gas de relleno Sanitario, Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Residuos Sólidos Urbanos, Digestión anaeróbica, Energía Mareomotriz, Energía Undimotriz.	Comercial, Industrial, Residencial.	150 kW	0,75% de la carga máxima de la empresa distribuidora durante el año anterior.	Mensual
Nueva York	Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Pilas de combustible, CHP / Cogeneración, Digestión anaeróbica, Microturbinas.	Comercial, Industrial, Residencial.	2 MW de energía solar o eólica no residencial; 500 kW para la energía eólica o biogás agrícola; 25 kW para el viento solar residencial o; 10 kW para las células micro-CHP y de combustible residenciales	3% de la demanda de las empresas distribuidoras en 2005 para solar, biogases de agricultura, micro-CHP residencial, y pilas de combustión; 0,3% de la demanda de las empresas distribuidoras en 2005 para viento.	mensual, anual, e indefinida

Oregón	Energía Geotérmica, Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Energía Mareomotriz, Energía Undimotriz, Digestión anaeróbica, Gas de relleno Sanitario, Pilas de combustión alimentadas por combustible renovable o no renovable.	Comercial, Industrial, Residencial.	2 MW para no residencial, 25 kW para uso residencial.	0,5% de la carga máxima de una sola hora histórica de utilidad	Anual
Pennsylvania	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Residuos Sólidos Urbanos, Producción combinada de calor y energía, Pilas de combustible utilizando combustibles renovables y no renovables, Gas de relleno Sanitario, Digestión anaeróbica, Otras tecnologías de generación distribuida.	Comercial, Industrial, Residencial.	50 kW para Residencial 3 MW para no residencial 5 MW para los sistemas de micro-rejilla y de emergencia	No especificado	Anual

Texas	Energía Geotérmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Energía Mareomotriz, Energía Undimotriz, Gas de relleno Sanitario.	Residencial, Comercial	25 kW	No especificado	Mensual
Virginia	Energía Geotérmica, Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Residuos Sólidos Urbanos, Energía Mareomotriz, Energía Undimotriz.	Comercial, Industrial, Residencial.	500 kW para no residencial (puede ser mayor si se elige una utilidad); y 10 kW (20 kW con cargos de reserva) para uso residencial	1% de la previsión de Virginia de carga máxima de la empresa de distribución eléctrica para el año anterior.	Indefinido
Washington	Energía Geotérmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Hídrica, Producción combinada de calor y energía, Pilas de combustible utilizando combustibles renovables y no renovables.	Comercial, Industrial, Residencial.	100 kW	0,5% de la demanda máxima de 1996	Anual

### **3.2. CANADÁ**

El desarrollo del Net Metering se ha dado en la mayoría de las provincias gracias al apoyo de las autoridades, pero sobre todo en Ontario donde se ha autorizado sistemas de autoconsumo hasta de 500 kW que permiten obtener crédito por el exceso de energía inyectada a la red. Pero debido a que el esquema FIT es más atractivo el Net Metering actualmente tiene un lento crecimiento. A continuación tenemos la tabla 3.2 donde se muestran algunas provincias del territorio canadiense con Net Metering y las especificaciones para cada una de ellas [5]

**Tabla 3.2 Resumen Políticas para el esquema Net Metering en Canadá.**

Fuente: Navigant “Estudio de prácticas estándar de la medición neta”.

TERRITORIO/PROVINCIA	TECNOLOGÍA PERMITIDA	SECTOR APLICABLE	CAPACIDAD LÍMITE	LÍMITE DE CAPACIDAD AGREGADA	DURACIÓN CRÉDITO
Isla del Príncipe Eduardo	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa o biogás, Energía Hídrica.	No especificado	100 kW	No especificado	12 meses
Saskatchewan	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa o biogás, Energía Hídrica, Energía Geotérmica, Recuperación de calor, Llamada de gas.	Comercial, Industrial, Residencial.	100 kW	No especificado	No especificado
Columbia Británica	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Hídrica, Energía Térmica con biomasa o Biogás, Energía Geotérmica, Energía Mareomotriz, Energía undimotriz.	Residencial, Comercial	100 kW	No especificado	Semestral o Anual

Nueva Escocia	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Mareomotriz, Energía Undimotriz, Digestión anaeróbica, Gas de relleno Sanitario.	Comercial, Industrial, Residencial.	Para satisfacer la demanda anual del cliente y debe estar dentro de las siguientes categorías; Clase 1: hasta 100 kW, Clase 2: de 101 a 1000 kW	No especificado	12 meses
Ontario	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa.	Comercial, Industrial, Residencial.	500 kW	No especificado	12 meses
Quebec	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Geotérmica, Energía Térmica con biomasa o biogás.	Residencial, Comercial.	50 kW	No especificado	No especificado
Terranova y Labrador	Energía Geotérmica, Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Energía Mareomotriz, Energía Undimotriz.	Residencial, Comercial	100 kW	5 MW	12 meses
Territorios del Norte	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Hídrica y otras tecnologías de ERNC	Residencial, Comercial	5 kW	No especificado	Hasta marzo de cada año



### 3.3. MÉXICO

Un atractivo incentivo que ha fomentado México para el desarrollo y crecimiento de la energía fotovoltaica ha sido la depreciación acelerada de estos sistemas, es decir las empresas que suministran los sistemas de autogeneración asumen hasta el 100% costo de inversión durante el primer año.

Debido a la tarifa de electricidad en México donde en resumen los que más consumen más deben pagar, los clientes con altos consumos de energía llegan a pagar hasta el doble del valor que pagaría un consumidor estándar, por esta razón los sistemas fotovoltaicos con Net Metering son atractivos desde el punto de vista económico.

En la actualidad existe la legislación para la instalación del esquema Net Metering, donde se estipula que los sistemas con capacidad menor a 500 kW son aceptados, con principal énfasis en los sectores residencial y comercial. En adición a esto en 2013 se aprobó la posibilidad de que un grupo de consumidores vecino se unieran para obtener el permiso de producción eléctrica fotovoltaica, con lo que se logró un amplio avance en el desarrollo de estos sistemas de generación.

A demás de los sistemas de autogeneración, existen grandes centros de generación con sistemas fotovoltaicos en varios puntos de consumo distantes, estos son considerados esquemas de Net Metering virtuales debido a que las empresas distribuidoras les cobran a las empresas de generación fotovoltaica por el uso de la red de transmisión y distribución. [10]

En la tabla 3.3 podemos observar un resumen de las políticas mas representativas del esquema Net Metering en México.

**Tabla 3.3 Resumen Políticas para el esquema Net Metering en México.**

**Fuente: Secretaria de energía México.**

<b>TECNOLOGÍA PERMITIDA</b>	<b>SECTOR APLICABLE</b>	<b>CAPACIDAD LIMITE</b>	<b>NIVEL DE TENSIÓN</b>	<b>DURACIÓN CRÉDITO</b>
Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía	Comercial, Industrial, Residencial.	Pequeña escala: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Residencial: 10 kW</li> <li>• Comercial e</li> </ul>	< 1 kV	12 meses

Eólica, Energía Térmica con biomasa, Energía Hídrica, Energía Geotérmica, Energía Mareomotriz, Energía Undimotriz, Energía Maremotérmica.	industrial: 30 kw		
	Mediana escala: • 500 kW	1 kV<V<69 kV	
	Generación comunitaria: • Residencial: 10 kW por cliente • Comercial e industrial: 30 kW por cliente	< 1 kV	

### 3.4. BRASIL

En Brasil se han incorporado políticas que incentivan el desarrollo de sistemas fotovoltaicos con Net Metering hasta ahora con resultados un tanto limitados. El objetivo del gobierno para el año 2023 es llegar a 3,5 GW de capacidad fotovoltaica, con 3 GW de sistemas fotovoltaicos adjudicados para su construcción antes de 2018 y 4,5 de sistemas Net Metering para antes de 2024. Pero en 2015 se instalaron pocos MW y se anuncian proyectos para la instalación cientos de MW en 2016 y 2017.

Además de esta realidad, Brasil ha incorporado políticas de orden tributario y los elementos para sistemas fotovoltaicos han sido exonerados de aranceles en varios estados. [10]

En el año 2016 las instalaciones de autogeneración bajo el esquema Net Metering se sextuplicaron y la tecnología que lidera este auge de instalaciones es los sistemas fotovoltaicos con un 80 % de las mismas. [12]

En la tabla 3.4 podemos observar el resumen de políticas que rigen el sistema Net Metering en Brasil.

**Tabla 3.4 Resumen Políticas para el esquema Net Metering en Brasil.**

**Fuente: Agencia Nacional de Energía Eléctrica ANEEL Brasil.**

TECNOLOGÍA PERMITIDA	SECTOR APLICABLE	CAPACIDAD LIMITE	DURACIÓN CRÉDITO
Energía Solar térmica, Energía Solar	Comercial,	5 MW*	60 meses*

(fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa o cogeneración, Energía Hídrica.	Residencial.		
----------------------------------------------------------------------------------------------	--------------	--	--

\*Reformas implementadas en el año 2015.

### 3.5. AUSTRALIA

En la actualidad no hay una política bien definida para el sistema Net Metering, pero los sistemas de autoconsumo son permitidos en todo el país sin cobro adicional por el uso de la red por parte de las empresas distribuidoras, sin embargo hay un valor significativo que los dueños de los sistemas deben pagar por servicios públicos. [10]

### 3.6. TAILANDIA

En este país actualmente existe un esquema de Feed in Tariff (FIT) que incentiva el uso de energía renovables, que se financia mediante un valor sobre las tarifas eléctricas para todos los cliente y tiene una duración de 25 años.

En 2016 se impulsó un plan piloto de autoconsumo para determinar los beneficios para los clientes con autogeneración, las empresas distribuidoras y los clientes convencionales, los resultados de este proyecto se utilizaran para una implementación agresiva de esquemas de autoconsumo con medición neta. [10]

En la tabla 3.5 se presenta un resumen de las políticas para el sistema Net Metering en Tailandia.

**Tabla 3.5 Resumen Políticas para el esquema Net Metering en Tailandia.**

Fuente: Evaluación de la seguridad eléctrica en Tailandia.

<b>TECNOLOGÍA PERMITIDA</b>	<b>SECTOR APLICABLE</b>	<b>CAPACIDAD LIMITE</b>	<b>DURACIÓN CRÉDITO</b>
Energía Solar (fotovoltaica)	No especificado	500 kW	indefinido

Con la implementación del esquema Net Metering se espera alcanzar los 1000 MW de energía solar fotovoltaica en los próximos cinco años y 10 GW en un periodo de 20 años. [13]

### 3.7. MALASIA

Con el objetivo de impulsar el desarrollo de la industria fotovoltaica el Primer Ministro de Malasia anunció en 2015, una política para la construcción de sistemas fotovoltaicos con Net Metering con una cuota de 100 MW por año como se muestra en la tabla 3.6, a partir del 1 de noviembre de 2016. Actualmente las instalaciones fotovoltaicas se incentivan con una tarifa adicional sobre el FIT, con lo que se consiguió instalar 6,07 MW en el año 2015. [10]

**Tabla 3.6 Resumen Políticas para el esquema Net Metering en Malasia.**

**Fuente: Autoridad para el desarrollo energético sostenible Malasia.**

TECNOLOGÍA PERMITIDA	SECTOR APLICABLE	CAPACIDAD LIMITE	LÍMITE DE CAPACIDAD AGREGADA	DURACIÓN CRÉDITO
Solo Energía Solar (fotovoltaica)	Comercial, Industrial, Residencial.	Residencial: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Monofásico: 12 kWp</li> <li>• Trifásico: 72 kWp</li> </ul>	100 MW por año	24 meses
		Residencial y Comercial : 1 MWp o 75% de la demanda máxima		

### 3.8. BÉLGICA

El principal desarrollo de sistemas fotovoltaicos en Bélgica se dio en el año 2009 y 2012 en las regiones de Flandes y Valonia, sectores donde el mercado se incrementó a niveles muy altos en corto tiempo debido principalmente a la disminución de los costos de sistemas fotovoltaicos. Solo en 2012 en Valonia se instaló 291 MW en área residencia.

Actualmente existen políticas para instalaciones de Net Metering con capacidad menor a 10 kW, se fomentaron subsidios para estos sistemas hasta 2010 y los descuentos fiscales hasta 2011.

En 2015 Flandes implemento una tarifa por el uso de la red para sistemas por debajo de 10 kW, los sistemas de mayor potencia no pagan dicha tarifa pero

tienen un beneficio por un esquemas de autoconsumo y certificados verdes que vincula la cantidad de certificados verdes por kWh con el tamaño del sistema, pero este cambio provocó una reducción de instalaciones en Valonia a tan sólo 29 MW en 2015.

Para 2018 Bruselas sustituirá el sistema Net Metering por esquemas de autoconsumo y certificados verdes para sistema menores a 5 kW. A nivel general Bélgica está en una transición de un esquema de incentivos a un esquema de autoconsumo, razón por la cual se revisa las políticas de Net Metering para el futuro. [10]

En la tabla 3.7 se muestra un resumen de las políticas aplicadas para el esquema Net Metering en Bélgica.

**Tabla 3.7 Resumen Políticas para el esquema Net Metering en Bélgica.**

**Fuente: Fuentes legales sobre la energía renovable.**

PROVINCIA	TECNOLOGÍA PERMITIDA	SECTOR APLICABLE	CAPACIDAD LÍMITE	LÍMITE DE CAPACIDAD AGREGADA	TIEMPO DE CRÉDITO
Bruselas	Energía Solar térmica, Energía Solar (fotovoltaica), Energía Eólica, Energía Térmica con biomasa o biogás, Energía Hídrica, Energía Geotérmica.	Comercial, Industrial, Residencial.	5 kW	Hasta el 1 de enero de 2018	2 meses
Flanders			10 kW	No especificado	Mensual
Valonia			10 kVA	No especificado	2 meses

### 3.9. DINAMARCA

En 2012 el Net Metering impulsó el rápido crecimiento de sistemas fotovoltaicos a nivel residencial y en instituciones privadas, por este rápido desarrollo se modificó la política para Net Metering, la misma que reduce el tiempo para la compensación entre la energía generada y consumida a una hora mientras que antes de la reforma el neteo de energía era anual, además la duración de los sistemas fotovoltaicos se disminuyó a 10 y 15 años en función del tiempo de instalación, por esta razón en 2014 el mercado fotovoltaico cayó drásticamente a

tan solo 42 MW instalados. Luego de esta reducción se suspendió este esquema de Net Metering y en 2015 volvió a crecer hasta 181 MW instalados, distribuidos principalmente en el sector industrial que representaban 131 MW, esto gracias a nuevas políticas de autoconsumo y FIT con una duración del sistema de 20 años. Actualmente se estableció un límite para esquemas Net Metering, los sistemas no pueden superar los 800 MW, esta política rige has 2020. [10]

En la tabla 3.8 se observa un resumen de las políticas aplicadas en Dinamarca para el esquema Net Metering.

**Tabla 3.8 Resumen Políticas para el esquema Net Metering en Dinamarca.**

**Fuente: Fuentes legales sobre la energía renovable.**

<b>TECNOLOGÍA PERMITIDA</b>	<b>CAPACIDAD LÍMITE</b>	<b>SECTOR APLICABLE</b>	<b>CONDICIÓN</b>	<b>BENEFICIOS</b>
Energía Eólica	25 kW	Comercial, Industrial, Residencial.	la instalación debe conectarse a un sistema privado de suministro	Están exentas de toda la tarifa "Obligación de Servicio Público" (PSO).  Las plantas que superan estos límites están exentas solo del recargo por el apoyo a las energías renovables.
Energía Solar	50 kW			
Energía Térmica con Biogás	11 kW			
Energía Hídrica	11 kW			
Energía Térmica con Biomasa	11 kW			

### **3.10. ITALIA**

Desde el año 2000 Italia ha implementado varios mecanismos de incentivo para la implementación de sistemas fotovoltaicos, por ejemplo con una tarifa Premium para estos sistemas que duro hasta el año 2012, el mismo que fue regulado y dio paso al Net Metering y el autoconsumo, cabe recalcar que este incentivo está financiado por todos los clientes.

La inyección de energía a la red de distribución está autorizada pero ya no bajo el esquema Net Metering el mismo que fue cambiado en 2009 por un esquema de compensación a través de una tarifa basada en el precio del mercado eléctrico y los costos que ahorrarían las empresas eléctricas por el uso de redes de

transmisión y distribución. Ese sistema de compensación se aplica para sistemas ya instalados de hasta 200 kW y para sistemas nuevos a partir de 2015 con un máximo de 500 kW como se muestra en la tabla 3.9, si el cliente no se rige a este sistema de compensación la energía inyectada a la red se paga al mismo valor del mercado eléctrico. [10]

**Tabla 3.9 Resumen Políticas para el esquema Net Metering en Italia.**

**Fuente: Fuentes legales sobre la energía renovable.**

<b>TECNOLOGÍA PERMITIDA</b>	<b>SECTOR APLICABLE</b>	<b>CAPACIDAD LÍMITE</b>	<b>CONDICIÓN</b>	<b>TIEMPO DE CRÉDITO</b>
Energía Eólica Energía Solar Energía Térmica con Biogás Energía Hídrica, Energía Mareomotriz, Energía Undimotriz, Energía Térmica con Biomasa,	Comercial, Industrial, Residencial.	500 kW	Pago de una tarifa fija anual de 30 €, y una tarifa variable de 1 € / kW.  La tarifa variable se aplica a sistemas con capacidad entre 20 kW y 500 kW.	12 meses

### **3.11. PAISES BAJOS**

Desde 2011 el único incentivo que tiene Holanda para el desarrollo de sistemas fotovoltaicos ha sido el esquema Net Metering, en especial en el sector residencial, con instalaciones hasta 15 kW y 5000 kWh, el mismo que aportó al crecimiento del mercado fotovoltaico, solo en 2015 se instalaron 437 MW llegando a una capacidad instalada a nivel nacional de 1,5 GW.

Se avizora un gran desarrollo del esquema Net Metering en Holanda, actualmente ya existen nuevos modelos de negocio basados en el Net Metering, por ejemplo grupos de clientes se organizan para comprar energía a sus vecinos, esto debido también al elevado costo de la electricidad que hace que los sistemas fotovoltaicos se acerquen a la paridad de red, en especial en el sector residencial.

El compromiso de las autoridades de mantener el esquema Net Metering hasta finales de 2020, ofrece un escenario favorable para la inversión y el desarrollo de

sistemas fotovoltaicos, incluso para la aparición de nuevos sistemas fotovoltaicos por ejemplo los integrados a edificaciones debido a que el espacio libre es escaso y existen muchas edificaciones. [10]

A continuación en la tabla 3.10 tenemos un resumen de las políticas aplicadas en Holanda para el sistema Net Metering.

**Tabla 3.10 Resumen Políticas para el esquema Net Metering en Holanda.**

**Fuente: Fuentes legales sobre la energía renovable.**

<b>TECNOLOGÍA PERMITIDA</b>	<b>SECTOR APLICABLE</b>	<b>CAPACIDAD LIMITE</b>	<b>CONDICIÓN</b>
Energía Eólica, Energía Solar, Energía Térmica con Biogás, Energía Hídrica, Energía Térmica con Biomasa.	Comercial, Industrial, Residencial.	3*80A	Se debe pagar una tarifa por el uso de la red.

### **3.12. ISRAEL**

Desde 2013 existe una política para la implementación del esquema Net Metering para todos los sistemas de generación ERNC, política que tiene vigencia hasta 2020 y limita a los sistemas de autogeneración hasta 400 MW, en 2016 las autoridades de electricidad solicitaron el aumento del límite para estos sistemas hasta 700 MW. El esquema implementado en este país es el Net Metering con crédito descrito en el capítulo 2 con un tiempo de utilidad de la energía de 2 años, con pequeñas variación en cuanto a los créditos de energía por ejemplo que en este caso son transferibles a otro cliente con el mismo esquema y que pertenezca a la misma empresa distribuidora, adicional a esto existe la opción de vender una parte de la energía pero a un costo muy bajo (0,08 USD / kWh). [14]



### **3.13. ANÁLISIS DE UN MODELO DE REGULACIÓN DEL ESQUEMA NET METERING EN EL ECUADOR**

En este apartado se realizó un análisis de las experiencias de cada país, considerando las políticas más relevantes para encontrar factores en común entre los diferentes países y el Ecuador, con lo que se buscó concluir un modelo de regulación, a partir de lo cual se pretende crear una base legal del esquema Net Metering para el Ecuador.

Para lograr este modelo de regulación, analizaremos normativas como las tecnologías de generación permitidas, clientes admisibles para este esquema, capacidad máxima de generación, capacidad máxima admisible en nuestro sistema, duración del crédito, forma de compensación, peajes o impuestos por uso de la red, considerados como los aspectos más relevantes. Analizaremos las experiencias de los países estudiados y las aplicaremos a las condiciones y realidades de nuestro país, para lograr un modelo de regulación pertinente.

#### **3.13.1. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN PERMITIDAS**

Como se ha podido observar durante el desarrollo de este capítulo en la gran mayoría de países con el esquema Net Metering las tecnologías permitidas son todas aquellas fuentes de energía conocidas como ERNCs analizadas en el capítulo 2, pero debemos prestar una particular atención a las fuentes de Energía Solar y más específicamente a los sistemas fotovoltaicos, ya que estos son los preferidos en todos los países, incluso en países donde la radiación solar es limitada en ciertas épocas del año como Estados Unidos, México y Países Europeos.

Es por esta razón y debido a que Ecuador es un país privilegiado en lo que a cantidades de radiación solar se refiere, la recomendación de tecnología de generación permitida deberían ser los sistemas de generación solar fotovoltaica.

[4]

Debemos considerar también que el potencial hídrico del país es aún mayor que el recurso solar, así que podríamos también agregar las fuentes de generación conocidas como “mini hidro” dentro de las tecnologías de generación permitidas.

Otro de los recursos con los que el Ecuador cuenta es el viento, en diferentes sectores como por ejemplo Villonaco provincia de Loja donde ya se construyó la central eólica Villonaco de 16,5 MW o el parque eólico en la isla de San Cristóbal en el Archipiélago de Galápagos nos dan la pauta para poder incluir dentro de las tecnologías permitidas la Energía Eólica. [15], [16]

Por otro lado en la actualidad ya existen proyectos de generación con biomasa y sistemas de cogeneración como es el caso de los ingenios azucareros por ejemplo la Sociedad Agrícola e Industrial San Carlos S.A., Compañía Azucarera Valdez S.A. entre otras que en la actualidad representan 1,55% de la generación de energía del país, por esta razón podemos incluir también este tipo de generación en nuestro modelo de normativa. [17], [18]

Además de los recursos ya mencionados podemos considerar también el potencial geotérmico del Ecuador, estimado en aproximadamente 1700 MWe, el mismo que aún se encuentra en etapa de desarrollo para la producción de electricidad, el mismo también será incluido entre las tecnologías permitidas para el esquema Net Metering. [19]

Finalmente podemos citar los proyectos de investigación que se desarrollan en el Instituto Nacional de Eficiencia Energética y Energías Renovables (INER) en donde se estudia tecnologías de generación como biocombustibles, descomposición anaeróbica, residuos sólidos para la producción de combustibles, producción de hidrógeno a partir de biomasa residual de la producción de banano, biomasa residual del piñón, los cuales podrían ser considerados a futuro también como fuentes de generación permitidas dentro del marco legal del esquema Net Metering. [20]

Por lo expuesto y desde la perspectiva de la economía de los sistemas de generación en nuestro estudio se tomara como modelo de análisis los sistemas de generación con tecnología solar fotovoltaica, debido a que además de ser un sistema común a nivel mundial, Ecuador es un país privilegiado en lo que a cantidades de radiación solar se refiere y en la actualidad la tecnología fotovoltaica tiene un costo relativamente bajo.

### **3.13.2. CLIENTES ADMISIBLES**

En función de lo revisado se puede determinar que en la gran mayoría de países los clientes que pueden acceder al sistema Net Metering son residenciales, comerciales e industriales como por ejemplo en EEUU en casi todos los estados se admiten a todo tipo de clientes con ciertas excepciones como Carolina del Sur, Hawái, Idaho, Luisiana, Texas y Vermont donde solo se admiten clientes residenciales y comerciales. Lo mismo sucede en Canadá donde la mayoría de provincias y regiones admiten clientes residenciales, comerciales, e industriales y unas pocas no admiten clientes industriales.

También podríamos discriminar los clientes admisibles en función del nivel de voltaje que manejan para de esta forma limitar las conexiones solamente a la red de distribución de bajo voltaje, ya que este es un análisis dirigido a clientes con sistemas de autoconsumo para satisfacer sus propias necesidades de energía, cuyo objetivo no es la venta de energía y pretenden hacer un balance de la energía excedente solamente. Por otro lado de esta manera podemos limitar el número de clientes conectados a la red bajo el esquema Net Metering para no afectar las utilidades por venta de energía de las empresas distribuidoras como se ha podido observar en otros países.

En el Ecuador los clientes se clasifican en residenciales, comerciales, industriales, y públicos. Los mismos que pueden ser considerados como admisibles dentro del esquema Net Metering, sin discriminación alguna, considerando que para tener acceso al esquema de compensación Net Metering, deberán conectarse a bajo voltaje.

### **3.13.3. POTENCIA LIMITE DE GENERACIÓN**

Este parámetro es muy variable a nivel internacional, aunque hay una tendencia a determinados valores según el tipo de cliente y tecnologías utilizadas, más bien la tendencia es no poner limitante para la potencia máxima permitida, pero debemos considerar que si se da rienda suelta a esta variable estaríamos afectando directamente a la economía de las empresas distribuidoras ya que con la libertad de instalar cualquier capacidad sin un control los clientes pasarían a ser generadores de energía, convirtiendo esta iniciativa en un negocio desleal aprovechando las condiciones del esquema Net Metering, y este no es el objetivo

que busquemos, más bien establecer un mecanismo de compensación e incentivo para el uso de energías renovables que ayuden con el problema ambiental que soporta el planeta en la actualidad, suplir de alguna manera la creciente demanda de energía del Ecuador y generar un ahorro a los clientes que fomenten el cambio a un sistema de energía con generación renovable y limpia.

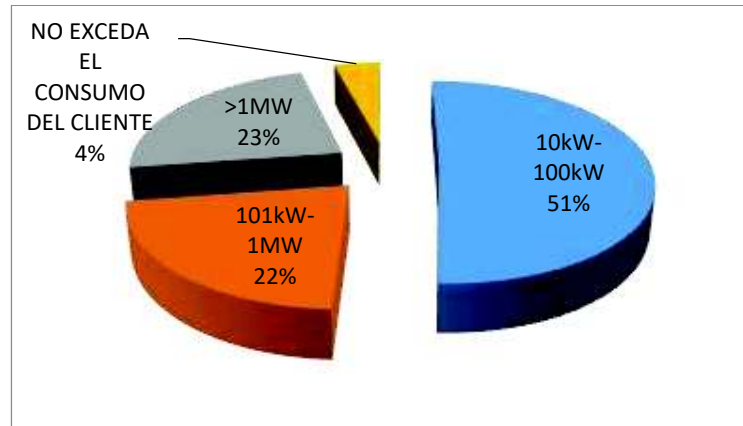
A continuación analizaremos las potencias máximas de generación permitidas en Estados Unidos para lo cual mostramos a continuación un análisis de los diferentes rangos de potencia permitidos según el tipo de cliente, tecnologías permitidas y combinaciones de ambos.

**Tabla 3.11 Potencias máximas de generación en Estados Unidos.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

POTENCIA/ CATEGORIA	10 kW-100 kW	101 kW-1 MW	>1 MW	NO EXCEDA EL CONSUMO DEL CLIENTE
RESIDENCIAL	12			
NO RESIDENCIAL	3	6	5	
TODOS LOS CLIENTES	12	6	4	
TECNOLOGÍA	5		1	
OTROS	5	4	7	
	37	16	17	

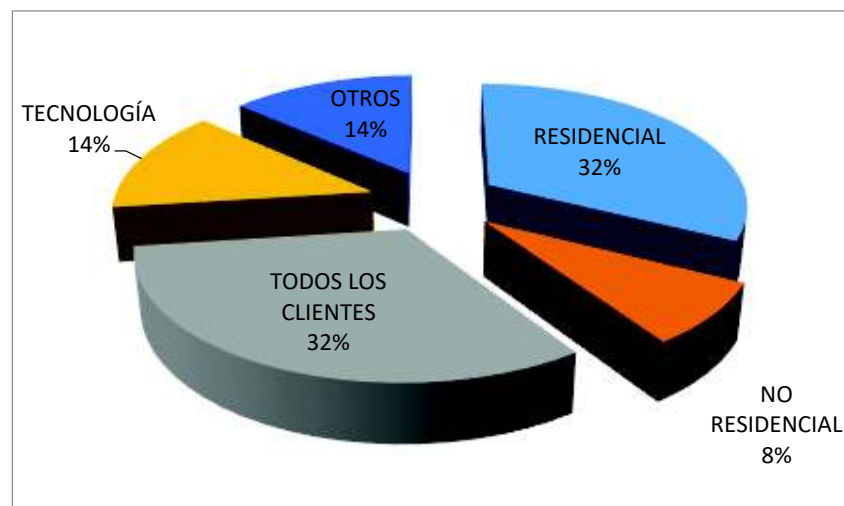
De la tabla 3.11 podemos concluir que el 51% de los casos permiten una potencia máxima de generación entre los 10 kW y 100 kW el 22% se encuentran en el rango de 101 kW a 1 MW y al 23% se les permite una potencia máxima de generación mayor a 1 MW. Debemos considerar también que la potencia máxima admisible no es necesariamente un valor fijo, también se puede establecer en función del consumo del cliente como es el caso del 4% restante de los casos.



**Figura 3.5 Rangos de potencia de generación permitida en Estados Unidos.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

Dentro de la primera franja de potencia permitida podemos observar que en su mayoría una potencia de generación entre 10 kW y 100 kW esta direccionada principalmente al sector residencial con un 32% de los casos, por otro lado este nivel de potencia también se escoge en función de la tecnología de generación utilizada con una representación del 14% de los casos como podemos observar en la Figura 3.6.



**Figura 3.6 Potencia de generación entre 10 kW y 100 kW según sector y tecnología utilizada en Estados Unidos.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

A continuación tenemos la segunda franja de potencia de generación permitida en la figura 3.7, donde podemos observar que estos niveles de potencia ya no son

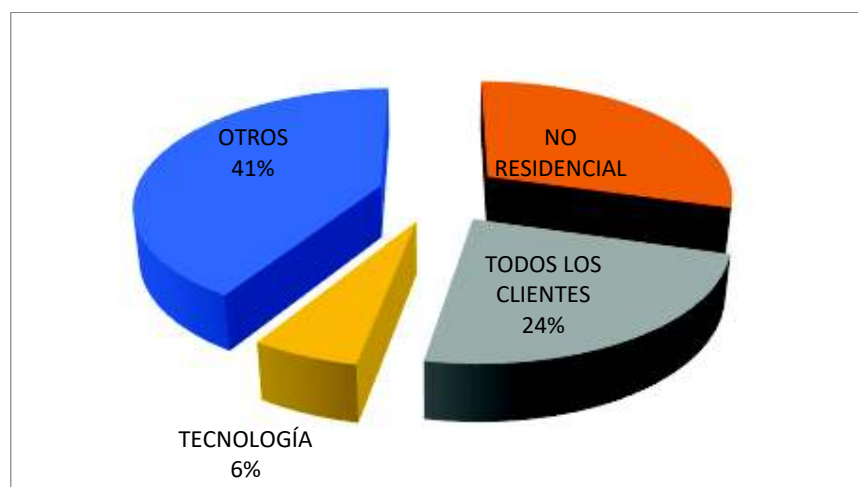
exclusivos del sector residencial, más bien de todos los clientes y más específicamente de los clientes no residenciales (comercial e industrial).



**Figura 3.7** Potencia de generación entre 101 kW y 1 MW según sector y tecnología utilizada en Estados Unidos.

**Fuente:** Elaboración Propia.

Finalmente en nuestro tercer rango de análisis en la figura 3.8 se puede observar que es lo opuesto al primer caso, ahora estos niveles de potencia son direccionados especialmente al sector no residencial, es decir son niveles de potencia que manejan los sectores comercial e industrial.



**Figura 3.8** Potencia de generación mayor a 1 MW según sector y tecnología utilizada en Estados Unidos.

**Fuente:** Elaboración Propia.

Se debe considerar que la categoría otros representa combinaciones de un tipo de tecnología con un tipo de cliente, aplicaciones específicas como sistemas de emergencia o instalaciones militares.

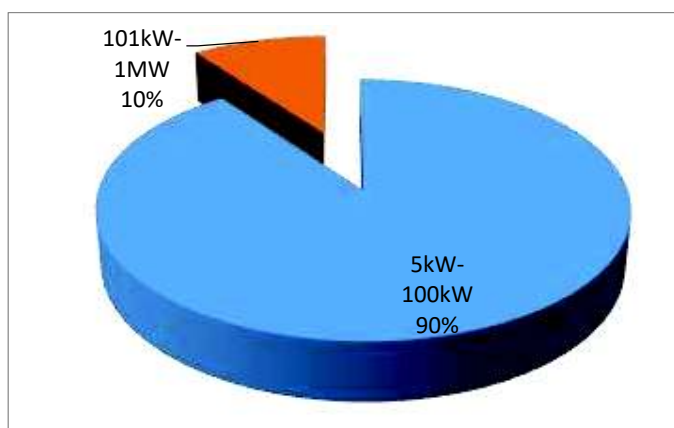
En Canadá por otro lado la tendencia no presenta mucha variación como podemos observar en la tabla 3.12.

**Tabla 3.12 Potencias máximas de generación en Canadá.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

POTENCIA/ CATEGORIA	5 kW-100 kW	101 kW-1 MW
RESIDENCIAL	6	
NO RESIDENCIAL	6	
TODOS LOS CLIENTES	2	1
OTROS	4	1

De forma general la franja de potencias permitidas en Canadá entre 5 kW y 100 kW representa el 90% de los casos y el 10% restante tienen una potencia permitida entre 101 kW y 1 MW, no existen casos con potencias mayores a 1 MW como podemos observar en la figura 3.9.

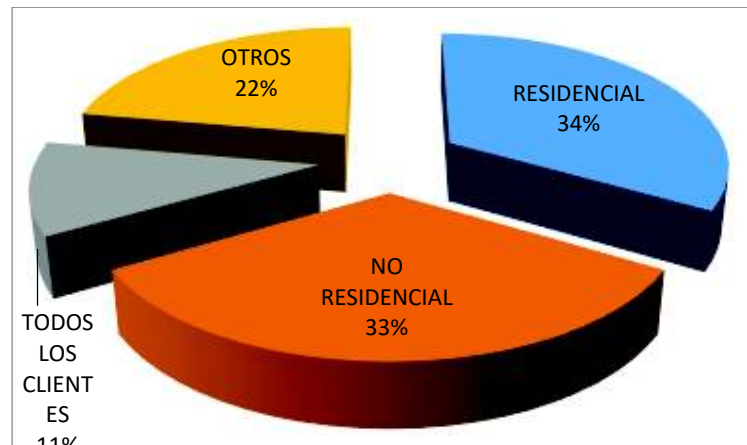


**Figura 3.9 Rangos de potencia de generación permitida en Canadá.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

También se puede observar en la figura 3.10 una tendencia donde, los niveles bajos de potencia permitida son de uso exclusivo del sector residencial mientras

que los altos niveles de potencia están direccionados principalmente al sector no residencial (Comercial e Industrial).



**Figura 3.10 Potencia de generación entre 10 kW y 100 kW según sector y tecnología utilizada en Canadá.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

A nivel de Países tenemos la tabla 3.13 donde se puede observar nuevamente una tendencia en la cual, a niveles menores de potencia los sistemas se inclinan al sector residencial mientras a que a mayor potencia se utilizan para el sector no residencial (Comercio e Industria)

**Tabla 3.13 Potencias máximas de generación a nivel Internacional.**

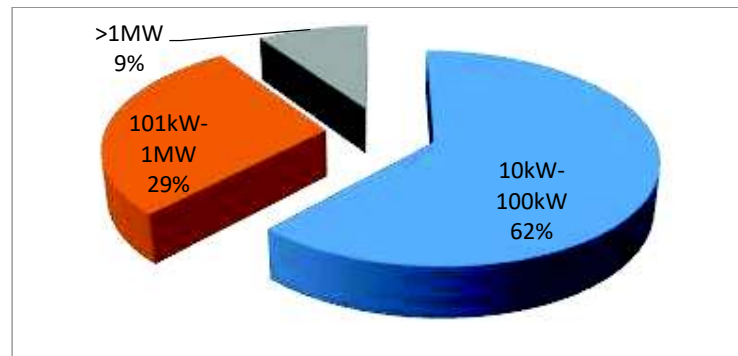
**Fuente: Elaboración Propia.**

POTENCIA/ CATEGORIA	10 kW-100 kW	101 kW-1 MW	>1 MW
RESIDENCIAL	3	1	1
NO RESIDENCIAL	1	1	1
TODOS LOS CLIENTES	4	4	
OTROS	5		

El mayor número de casos se concentra en el rango entre 10 kW y 100 kW con un 62% y un 29% para la franja entre 101 kW y 1 MW y apenas en un 9% de los



casos la potencia de generación admisible es mayor a 1 MW como se observa en la figura 3.11.



**Figura 3.11 Rangos de potencia de generación permitida a nivel internacional.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

A nivel global tenemos una capacidad límite de generación desde 5 kW como es el caso de Territorios del Norte en Canadá y Bruselas-Bélgica, hasta 80 MW como es el caso de Nuevo México en Estados Unidos, siendo el más común el rango entre 5 kW y 100 kW que representa 51% de los casos en Estados Unidos y un 62% de los casos a nivel mundial, estos son sistemas direccionados especialmente al consumo residencial, seguido de capacidades entre 101 kW y 1 MW siendo el 22% de los casos en Estados Unidos y el 29% aproximadamente de los casos totales direccionados también para consumo residencial pero especialmente para consumo comercial e industrial, también hay algunos casos particulares de capacidades de 5 MW como es el caso de Pennsylvania, Rhode Island y Brasil (en función de una reforma del año 2015), finalmente tenemos el caso de Massachusetts con 10 MW de capacidad límite de generación direccionada a municipios y entidades gubernamentales que representan el rango mayor a 1 MW con un 23% de los casos en Estados Unidos y un 9% de los casos a nivel mundial.

Direccionando ahora este estudio a las necesidades y condiciones del Ecuador, debido a que nuestro sistema si bien se tiene identificado con claridad a los diferentes clientes no manejamos cifras de consumo de energía como Estados Unidos ni Canadá que son nuestros principales referentes, considerando también

que contamos con sistemas de aire acondicionado y calentamiento de agua con sistemas eléctricos de forma generalizada no necesitamos manejar niveles de potencia admisibles muy elevados. Por esta razón se sugiere una potencia máxima de generación de 100 kW, la misma que se debe subdividir en función del tipo de cliente.

Los clientes residenciales podrán instalar un sistema con una potencia máxima de 10 kW, este valor se escoge en función de limitantes técnicas de nuestro sistema de distribución, los niveles de demanda máxima unitaria para un cliente tipo del sector residencial como se muestra en la tabla 3.14 y para garantizar que los ingresos de las empresas distribuidoras no se vean afectadas.

**Tabla 3.14 Demanda máxima y carga instalada referencial de un usuario residencial tipo, considerando la utilización de equipos eléctricos para uso general, cocción de alimentos y calentamiento de agua.**

**Fuente: Normas para sistemas de distribución Empresa Eléctrica Quito.**

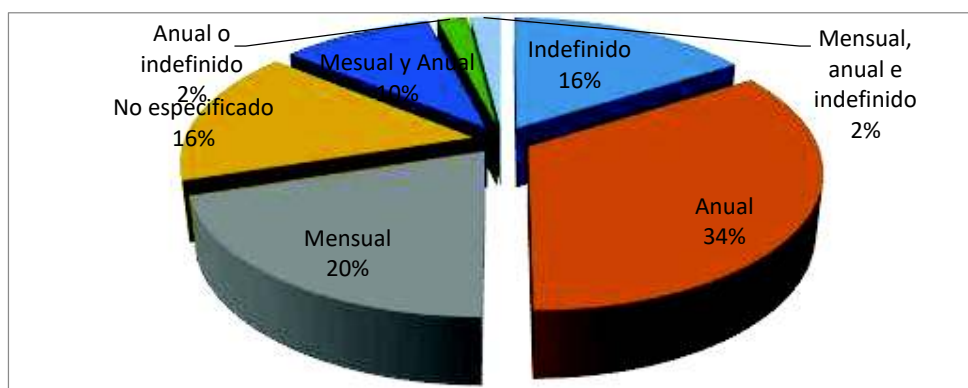
<b>USUARIO RESIDENCIAL TIPO</b>	<b>DMU [kW]</b>	<b>DMU [kVA]</b>	<b>CI [kW]</b>	<b>CI [kVA]</b>
E	2.31	2.43	3.86	4.06
D	2.73	2.87	5.49	5.77
C	3.53	3.71	8.89	9.36
B	4.3	5.65	15.46	16.27
A	5.43	6.84	21.84	22.99
A1	6.86	7.46	25.93	27.29

Por otro lado para el sector comercial e industrial es evidente que manejan una potencia mucho mayor es por esta razón que el límite para estos sectores será los 100 kW ya mencionados, debido a que no existe limitante técnica y tampoco un valor promedio de demanda máxima unitaria como en el caso residencial, porque esta puede ser tan pequeña como la residencial o incluso mayor a 100 kW y debe ser calculada según las normativa y según el caso particular, también se escoge este valor por la tendencia marcada en el análisis realizado a nivel internacional, donde la mayoría de sistemas lo toman como límite.

### 3.13.4. TIEMPO DE CRÉDITO

En nuestro análisis a nivel internacional el tiempo de crédito para la energía inyectada a la red es de 12 meses en la mayoría de los casos.

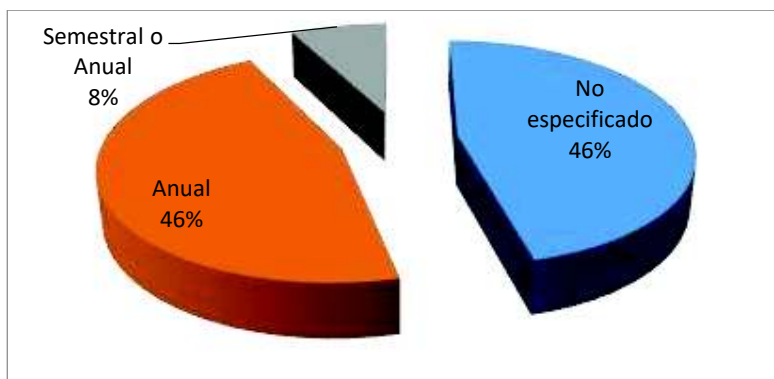
Por ejemplo en Estados Unidos en el 34% de los casos el crédito de energía dura 12 meses, en el 20% de los casos en neteo de energía es mensual y el 16% de los casos el crédito es indefinido o no está especificado como podemos observar en la figura 3.12.



**Figura 3.12** Tiempo de crédito de la energía inyectada a la red en Estados Unidos

**Fuente:** Elaboración Propia.

En Canadá el 46% de los casos considera 12 meses para mantener vigente el crédito de energía, los demás estados no tienen un tiempo especificado para el crédito como podemos observar en la figura 3.13.



**Figura 3.13** Tiempo de crédito de la energía inyectada a la red en Canadá.

**Fuente:** Elaboración Propia.

A nivel de países analizados podemos observar que hay una gran variedad para el tiempo de crédito, desde un periodo mensual como es el caso de Bélgica hasta periodos de 60 meses como es el caso de Brasil donde se busca incentivar el uso de energías renovables bajo el esquema Net Metering razón por la cual el año 2015 se reformo la ley con una extensión del plazo durante el cual se pueden intercambiar los créditos de 36 a 60 meses, por otro lado como ya es tendencia en la mayoría de los casos el tiempo de duración del crédito es de 12 meses como es el caso de México e Italia.

Por las razones analizadas se considera como un tiempo prudente para poder realizar el neteo de la energía hasta un periodo máximo de 1 año, considerando también que un neteo mensual sería perjudicial para el cliente y los cierres de caja e inventarios se realizan de forma anual, si durante este año el crédito de energía no se equipara con el consumo del cliente, este pierde inmediatamente esta energía inyectada a la red. Esto se realiza con el propósito de garantizar la instalación de sistemas de autogeneración que no excedan las necesidades de cada cliente, para de esta manera garantizar también que las ganancias de las empresas distribuidoras por venta de energía no se vean afectadas.

### **3.13.5. IMPUESTOS Y SUBSIDIOS**

Finalmente se analiza el tema impuestos y subsidios para la implementación del esquema Net Metering los mismos que no señalan una tendencia en el estudio realizado más bien son políticas muy dispersas y en la mayoría de los casos inexistentes.

Por ejemplo el pago de peajes por el uso de la red de distribución para inyectar la energía excedente es un tema muy polémico ya que en varios estados de Estados Unidos no están de acuerdo con el no pago de este valor, según su criterio se está evadiendo una responsabilidad y se está transfiriendo el costo de la red y mantenimiento a los usuarios sin Net Metering, pero por otro lado los defensores del esquema aducen que este es un incentivo para fomentar la generación de energía con fuentes de ERNC, lo que implicaría un incremento de sistemas de autogeneración con el esquema Net Metering, lo que en

contraposición provocaría la disminución de las utilidades de las empresas de distribución.

El pago de una tarifa fija por lectura de consumos, alumbrado público, impuesto a bomberos y tasa de recolección de basura es otro tema a discutir debido a que independientemente de que se consuma energía del sistema eléctrico o no son valores que no derivan del consumo de energía pero en algunos casos si se calculan en forma porcentual al consumo.

Los subsidios a la inversión (Subsidio directo) para la instalación de sistemas de autogeneración con el esquema Net Metering y el no pago de aranceles para equipos y dispositivos importados para la instalación de es estos sistemas son políticas fundamental para fomentar el uso de nuevas tecnologías de generación y lograr un desarrollo sustentable con fuentes ERNC.

En este punto debemos mencionar que para implementar en el Ecuador el esquema Net Metering aliado a cualquier fuente ERNC, nuestra recomendación sería brindar inicialmente todas las facilidades e incentivos hasta fomentar el uso del sistema y paulatinamente en función del desarrollo y crecimiento de los mismos modificar las políticas para encontrar un punto de equilibrio donde clientes con Net Metering, clientes sin Net Metering y empresas distribuidoras, obtengan beneficio y no se sientan afectadas.

Entonces con el propósito de incentivar la instalación del esquema podríamos evitar el cobro de peajes por el uso de la red de distribución, impulsar políticas que brinden subsidios a la inversión inicial, y establecer una tarifa fija mensual relativamente económica y de forma temporal para lograr disminuir el tiempo de recuperación de la inversión, y de esta manera lograr que la inversión en este sistema sea llamativo para el cliente.

## **CAPÍTULO 4: ANÁLISIS ECONÓMICO-FINANCIERO**

En este capítulo se muestra el análisis económico financiero para cada uno de los siete sistemas de estudio teniendo en cuenta para cada caso los tres supuestos, los mismos que son sistemas fotovoltaicos sin aranceles, con subsidio a la inversión y variación de la tarifa eléctrica. La parte económica consta del costo que cada sistema tiene, de acuerdo al nivel de consumo mensual, aquí se toman en cuenta el precio de cada componente de los sistemas fotovoltaicos. Además para el análisis financiero se considera que no hay apalancamiento es decir se realiza la inversión con capital propio, la vida útil de los sistemas que se asume es de 25 años.

### **4.1. ANÁLISIS ECONÓMICO**

Para esta sección se presentan tablas con el análisis económico que se llevó a cabo para los siete sistemas de estudio, tomando en cuenta cada uno de las tres medidas económicas expuestas a continuación. La primera medida económica consiste en asumir un subsidio a la inversión de 30% y 50% por parte del estado ecuatoriano para apoyar el uso de este tipo de energía, el costo inicial de los siete casos se modifica, reduciéndose en un valor considerable para los clientes que adopten un sistema con un subsidio.

Para la segunda medida económica lo que se hace es restar el valor de los aranceles, los cuales se asumen en un valor de 25% aproximadamente en los equipos que son importados, tales como los paneles fotovoltaicos, micros inversores, inversores y módulos de conexión y comunicación, para este caso también se ve afectada la inversión inicial, reduciéndose sus precios como en el caso anterior. Por último, para el caso donde se modifica las tarifas eléctricas no se afecta el costo actual de los equipos y materiales, es decir su inversión inicial no varía ya que la variación del costo del kWh no cambia el costo del sistema, solo influirá en el análisis financiero.

En la tabla 4.1 se presenta la lista de costos de los materiales principales que se usan en las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, no se tomó en cuenta el costo de los medidores bidireccionales en esta lista ya que ese dispositivo lo

brinda cada distribuidora de energía y su precio varía de acuerdo a la cantidad de unidades solicitadas por cada empresa.

**Tabla 4.1 Lista de Precios de Materiales para Sistemas Fotovoltaicos.**

**Fuente: Proviento/ Teknosolar, 2016.**

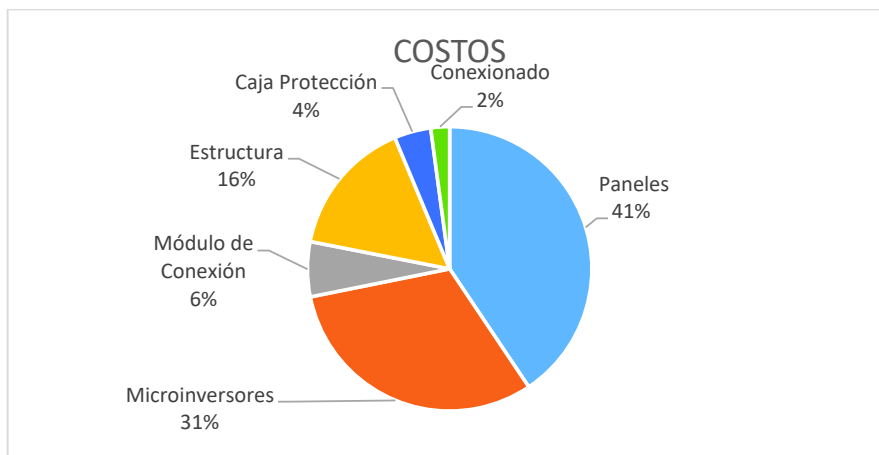
<b>Lista de Precios</b>	
<b>Material</b>	<b>Costo</b>
Panel Solar	325 USD/unidad
Microinversor	250 USD/unidad
Módulo de Conexión (Multigate)	450 USD/unidad
Estructura Metálica	125 USD/unidad
Caja de Conexiones	300 USD/unidad
Costo de Instalación	3,84 USD/kWh
Conexionado	0,7692 USD/kWh
Inversor (12 kW)	3500 USD/unidad
Inversor (34 kW)	9400 USD /unidad
Inversor (56 kW)	15900 USD/unidad

En la siguiente tabla 4.2 se aprecia el costo de cada uno de los siete sistemas de estudio para la situación actual llamado caso base donde no existe ningún incentivo económico.

**Tabla 4.2 Costo para los Siete Sistemas de Estudio.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

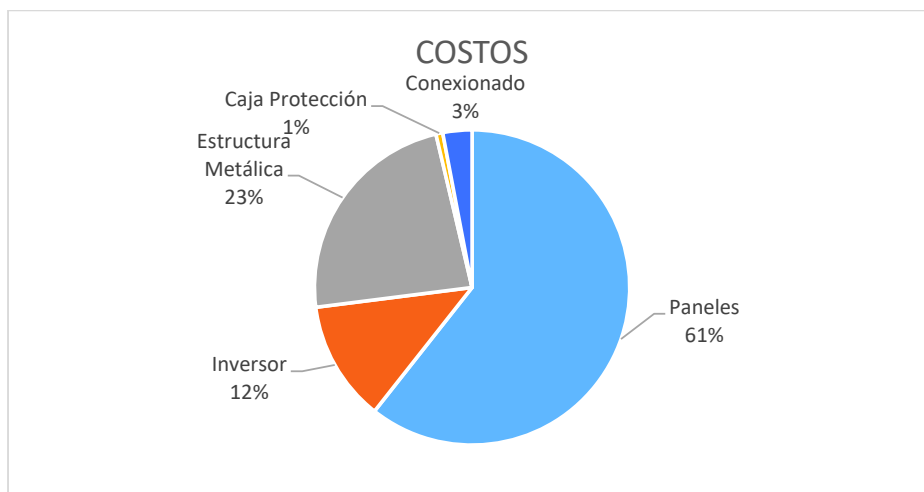
<b>Sistema (kWh)</b>	<b>130</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>750</b>	<b>1000</b>	<b>3000</b>	<b>5000</b>
Caso Base	6216,00	8929,85	17635,69	26276,92	34625,23	100291,69	166630,15
30% de Subsidio	4351,20	6250,89	12344,98	18393,85	24237,66	70204,18	116641,11
50% de Subsidio	3108,00	4464,92	8817,85	13138,46	17312,62	50145,85	83315,08
Sin Aranceles	5342,4	7669,85	15115,69	22872,12	30201,23	87557,29	145450,95



**Figura 4.1 Análisis de Costo para Sistema de 200 kWh.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

En el anterior gráfico se observa en porcentaje los costos de cada componente para un sistema de 200 kWh y donde se nota que la mayor parte de la inversión es debido a los paneles fotovoltaicos y a los microinversores obviamente porque son los que se utilizan en mayor número y los de mayor costo, este resultado se refleja para los otros sistemas donde se emplean microinversores.



**Figura 4.2 Análisis de Costo para Sistema de 5000 kWh.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

A diferencia de los sistemas con microinversores, para los sistemas con inversores como en el sistema mostrado en la figura 4.2 de 5000 se reduce el porcentaje en el costo total del sistema y dejando el costo de los paneles fotovoltaicos como el precio más alto en porcentaje debido al número de paneles



a utilizar. Con esto se prueba que parasistemas donde el consumo sea igual o mayor a 750 kWh mensual es más conveniente utilizar inversores por el aumento de los costos, por tal razón se realizó el análisis financiero con microinversores e inversores.

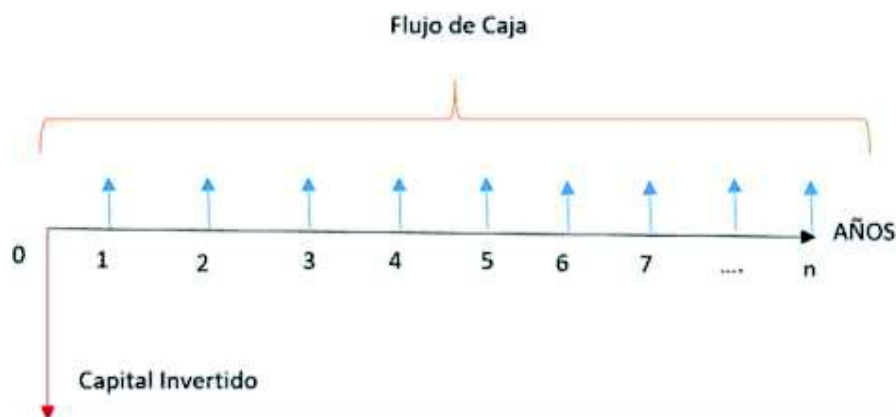
La mayoría de los costos expuestos en estas tablas fueron provistos por “Proviento” empresa dedicada a la venta e instalación de este tipo de equipos en el país. Otros equipos fueron cotizados en páginas del extranjero, los mismos que en cuanto al precio se aumentaron en un 25% debido a los aranceles y tasas que existen en la importación de este tipo de equipos. La cotización, precio y características técnicas de estos equipos se presentan en el ANEXO A, parte final de este trabajo.

#### **4.2. ANÁLISIS FINANCIERO**

Cuando una persona invierte su capital en un negocio o proyecto es porque espera al menos una retribución económica. La parte financiera de un proyecto es de vital importancia ya que le dice al inversor si un proyecto resultará rentable o no. Para el análisis financiero de una inversión se utiliza muchos índices de rendimiento tomando en cuenta los ingresos y egresos que se producen durante la vida útil del proyecto. Los indicadores que se utilizaron fueron el VAN y el TIR, los mismos que están estrechamente relacionados ya que son calculados a partir de las ganancias y gastos, es decir del flujo de caja para cada año de la vida útil del proyecto. Para el análisis se asume que el capital es propio, es decir no hay apalancamiento del capital por parte de alguna entidad financiera o por el gobierno simplemente se manejan los tres escenarios que son subsidio a la inversión, disminución de aranceles y variación del precio de la tarifa eléctrica. El tiempo estimado para el análisis financiero asumido es de 25 años ya que la vida útil de los paneles fotovoltaicos, microinversores e inversores corresponde a ese tiempo. El precio de la energía excedente generada por los sistemas fotovoltaicos es pagado si así el tipo de Net Metering lo requiere a un precio promedio de acuerdo a cada caso.

#### 4.2.1. FLUJO DE CAJA

El flujo de caja no es más que la diferencia de ingresos y egresos (Activos Corrientes y No corrientes) del proyecto en cada uno de los años de vida del mismo.



**Figura 4.3 Diagrama de Flujo de Caja para n periodos.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

En el diagrama de flujo de la figura 4.3 se observa que los egresos que están conformados por costos y gastos están representados con flecha roja, hacia abajo lo cual en este caso corresponde a la inversión inicial al año cero y las flechas hacia arriba en azul a los ingresos los cuales corresponden a los ahorros en la facturación mensual, sumado a la venta de energía dependiendo el tipo de Net Metering aplicado. Todos estos ingresos y egresos son calculados año a año y traídos a valor presente, para calcular en VAN y el TIR, indicadores financieros para el cálculo de la viabilidad financiera.

#### 4.2.2. VAN O VALOR ACTUAL NETO

Es un parámetro basado en traer a valor presente los flujos de caja en cada periodo durante todo el tiempo de vida del proyecto, lo que da como resultado un valor en unidades monetarias. El flujo de caja se realiza año a año sumando y restando los ingresos y egresos respectivamente. Si el VAN resulta positivo dentro del tiempo estimado del estudio, este indica que el negocio es rentable, si el VAN es negativo indicará que el proyecto no generará ganancias, por lo que la recomendación es no arriesgar y si el VAN es igual a cero quedará a criterio del

tomador de decisión ya que la ganancia ya está siendo considerada en la tasa de descuento. Para el periodo de análisis del VAN el plazo es de 25 años.

$$VAN = \sum_{n=1}^N \frac{V_n}{(1+i)^n} - I_0 \quad (4.1)$$

Donde:

$VAN$  = Valor Actual Neto

$V_n$  = *Flujo de Caja en cada periodo*

$i$  = *tasa de descuento*

$N$  = *número total de periodos*

$I_0$  = *Inversión Inicial*

#### 4.2.3. TIR O TASA INTERNA DE RETORNO

El TIR es otro criterio utilizado para la toma de decisiones e indica la tasa máxima de rendimiento que puede alcanzar un proyecto cuando el VAN es igual a cero. El valor de la TIR es expresada en porcentaje y se la compara con la tasa de descuento considerada en el análisis del proyecto. Si la TIR es mayor a la tasa de descuento se puede concluir que el proyecto generará rentabilidad, si por el contrario es menor se tendrá que optar por la no continuidad del proyecto.

$$VAN = \sum_{n=1}^N \frac{V_n}{(1+TIR)^n} - I_0 = 0 \quad (4.2)$$

$VAN$  = Valor Actual Neto

$V_n$  = *Flujo de Caja en cada periodo*

$N$  = *número total de eriodos*

$I_0$  = *Inversión Inicial*

$TIR$  = *Tasa interna de Retorno*

Para el cálculo de la TIR se utilizó la función de Excel ya que de manera manual es un poco demoroso el proceso. Para calcular la TIR se debe lograr que el VAN sea igual a cero para encontrar su valor, para llegar a ello se hace a través de procesos iterativos hasta encontrar el valor de la TIR

A continuación se presentan los resultados del análisis financiero realizado a los diferentes casos de estudio. Las consideraciones tomadas para el análisis financiero y técnico fueron las siguientes:

De acuerdo al límite de vida de los equipos como micros inversores, inversores y paneles fotovoltaicos se tomó el análisis para un tiempo estimado de 25 años debido a que el tiempo de vida de los paneles fotovoltaicos, micros inversores e inversores ya bordean los 30 años, es decir se asume un tiempo de recuperación del capital muy bueno para el cliente que instala estos sistemas.

Para sistemas pequeños de bajo consumo donde se utilizan hasta 36 paneles fotovoltaicos es conveniente el diseño con micro inversores para tener un montaje modular y mayor conveniencia en cuanto a lo económico y en la parte técnica en este tipo de sistemas pequeños utilizando esta tecnología. Para los sistemas de mayor tamaño se ha considerado la utilización de inversores centrales. En este estudio para los sistemas de hasta 400 kWh mensual de consumo promedio se ha optado por la utilización de microinversores por razones técnicas y económicas a excepción del sistema de 400 kWh ya que para este sistema con micro inversores se tiene un costo apenas superior que con inversor central pero se compensa con la eficiencia y la ventaja de montaje modular, por lo cual para los sistemas a partir de 750 kWh mensual se utilizó un solo inversor porque con microinversores la inversión se dispara. Los valores de los 7 sistemas con microinversores e inversor central se pueden observar en forma detallada en el ANEXO B.

El Cálculo de VAN para los diferentes sistemas se lo hace con flujos de caja constantes ya que se toma un consumo y generación mensual promedio de los mismos durante los 25 años.

Ejemplo de cálculo del VAN para el Sistema de 130 kWh mensual.

$$VAN = \sum_{n=1}^N \frac{V_n}{(1+i)^n} - I_0$$

Si:

$$I_0 = 6048 \text{ USD}$$

$$V_n = 129.02 \text{ USD}$$

$$i = 12 \%$$

$$n = 25$$

Año 1:

$$VAN = \frac{129.02}{(1+0.12)^1} - 6048$$

$$VAN = -5932.81 \text{ USD}$$

Año 2:

$$VAN = \frac{129.02}{(1+0.12)^2} - 5932.81$$

$$VAN = -5829.95 \text{ USD}$$

Año 25:

$$VAN = \frac{129.02}{(1+0.12)^{25}} = -5043.69$$

$$VAN = -5036.10 \text{ USD}$$

### 4.3. CASO BASE

En las siguientes tablas se muestran los flujos de efectivo para los casos de Net Metering simple, Net Metering con crédito, Net Metering con pago y Net Metering con crédito y pago para cada uno de los siete sistemas analizados, sin tomar en cuenta ninguna medida económica, es decir sin ninguno de los supuestos económicos como subsidio a la inversión, eliminación de aranceles o variación de

la tarifa eléctrica, simplemente el exceso de energía es vendido al precio promedio en caso de haber excedente y si el tipo de Net Metering así lo permite.

**Tabla 4.3 Flujo de Efectivo para los Siete Sistemas de Estudio con Net Metering Simple.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

<b>Flujo de Efectivo</b>							
<b>Año</b>	<b>130</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>750</b>	<b>1000</b>	<b>3000</b>	<b>5000</b>
0	-6216,00	-8929,85	-17635,69	-26276,92	-34625,23	-100291,69	-166630,15
1	-6089,73	-8732,61	-17192,29	-25325,07	-33218,18	-91440,59	-145216,88
2	-5976,98	-8556,51	-16796,40	-24475,20	-31961,88	-83537,83	-126097,88
3	-5876,32	-8399,28	-16442,92	-23716,38	-30840,19	-76481,78	-109027,35
4	-5786,44	-8258,89	-16127,32	-23038,87	-29838,68	-70181,75	-93785,81
5	-5706,19	-8133,54	-15845,53	-22433,95	-28944,47	-64556,71	-80177,28
6	-5634,54	-8021,63	-15593,93	-21893,84	-28146,07	-59534,36	-68026,82
7	-5570,56	-7921,70	-15369,29	-21411,60	-27433,22	-55050,12	-57178,19
8	-5513,44	-7832,48	-15168,72	-20981,03	-26796,74	-51046,33	-47491,91
9	-5462,44	-7752,82	-14989,63	-20596,59	-26228,46	-47471,52	-38843,45
10	-5416,91	-7681,70	-14829,74	-20253,35	-25721,06	-44279,73	-31121,60
11	-5376,25	-7618,19	-14686,98	-19946,87	-25268,03	-41429,91	-24227,10
12	-5339,95	-7561,49	-14559,51	-19673,24	-24863,53	-38885,43	-18071,30
13	-5307,54	-7510,87	-14445,70	-19428,92	-24502,38	-36613,57	-12575,04
14	-5278,60	-7465,67	-14344,08	-19210,78	-24179,92	-34585,13	-7667,67
15	-5252,76	-7425,31	-14253,35	-19016,01	-23892,01	-32774,02	-3286,09
16	-5229,69	-7389,27	-14172,35	-18842,11	-23634,94	-31156,96	626,03
17	-5209,09	-7357,10	-14100,02	-18686,84	-23405,42	-29713,15	4119,00
18	-5190,70	-7328,38	-14035,44	-18548,21	-23200,49	-28424,04	7237,72
19	-5174,28	-7302,73	-13977,78	-18424,43	-23017,52	-27273,04	10022,30
20	-5159,62	-7279,83	-13926,30	-18313,91	-22854,15	-26245,37	12508,52
21	-5146,53	-7259,38	-13880,33	-18215,24	-22708,29	-25327,81	14728,37
22	-5134,84	-7241,12	-13839,29	-18127,14	-22578,05	-24508,55	16710,37
23	-5124,41	-7224,82	-13802,65	-18048,47	-22461,77	-23777,07	18480,02
24	-5115,09	-7210,27	-13769,93	-17978,24	-22357,95	-23123,97	20060,06
25	-5106,77	-7197,28	-13740,72	-17915,53	-22265,25	-22540,84	21470,81

En la tabla anterior se aprecia el flujo de efectivo para el caso base de los siete sistemas con Net Metering simple, donde solo se descuenta los kWh generados por los sistemas fotovoltaicos con los kWh consumidos desde la red. Si ocurriera un déficit de energía esa porción de energía se calcula con la tarifa actual de pago y al contrario, si hay un excedente este se pierde sin ninguna compensación para el cliente. El neteo se realiza mes a mes así como su facturación.

**Tabla 4.4 Flujo de Efectivo para los Siete Sistemas de Estudio con Net Metering con Crédito.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

<b>Flujo de Efectivo</b>							
<b>Año</b>	<b>130</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>750</b>	<b>1000</b>	<b>3000</b>	<b>5000</b>
<b>0</b>	-6216,00	-8929,85	-17635,69	-26276,92	-34625,23	-100291,69	-166630,15
<b>1</b>	-6089,19	-8729,20	-17189,14	-25318,75	-33214,71	-91426,58	-145199,97
<b>2</b>	-5975,96	-8550,05	-16790,43	-24463,23	-31955,31	-83511,29	-126065,88
<b>3</b>	-5874,86	-8390,09	-16434,44	-23699,38	-30830,85	-76444,08	-108981,87
<b>4</b>	-5784,60	-8247,27	-16116,59	-23017,37	-29826,87	-70134,06	-93728,28
<b>5</b>	-5704,01	-8119,76	-15832,80	-22408,43	-28930,45	-64500,12	-80109,01
<b>6</b>	-5632,05	-8005,90	-15579,41	-21864,74	-28130,08	-59469,81	-67948,95
<b>7</b>	-5567,80	-7904,25	-15353,17	-21379,29	-27415,47	-54978,47	-57091,75
<b>8</b>	-5510,43	-7813,48	-15151,18	-20945,86	-26777,42	-50968,34	-47397,83
<b>9</b>	-5459,22	-7732,45	-14970,82	-20558,87	-26207,73	-47387,87	-38742,54
<b>10</b>	-5413,49	-7660,09	-14809,79	-20213,35	-25699,08	-44191,02	-31014,60
<b>11</b>	-5372,65	-7595,49	-14666,01	-19904,84	-25244,93	-41336,69	-24114,65
<b>12</b>	-5336,20	-7537,80	-14537,64	-19629,39	-24839,44	-38788,18	-17953,98
<b>13</b>	-5303,65	-7486,30	-14423,02	-19383,45	-24477,39	-36512,73	-12453,39
<b>14</b>	-5274,59	-7440,32	-14320,68	-19163,86	-24154,14	-34481,07	-7542,14
<b>15</b>	-5248,64	-7399,26	-14229,31	-18967,79	-23865,52	-32667,09	-3157,10
<b>16</b>	-5225,47	-7362,60	-14147,72	-18792,74	-23607,82	-31047,47	758,11
<b>17</b>	-5204,78	-7329,87	-14074,88	-18636,44	-23377,73	-29601,37	4253,84
<b>18</b>	-5186,31	-7300,65	-14009,84	-18496,89	-23172,30	-28310,22	7375,02
<b>19</b>	-5169,82	-7274,56	-13951,77	-18372,29	-22988,87	-27157,40	10161,79
<b>20</b>	-5155,10	-7251,26	-13899,92	-18261,04	-22825,10	-26128,10	12649,98
<b>21</b>	-5141,95	-7230,46	-13853,63	-18161,70	-22678,88	-25209,09	14871,58
<b>22</b>	-5130,21	-7211,89	-13812,30	-18073,02	-22548,32	-24388,53	16855,15
<b>23</b>	-5119,73	-7195,31	-13775,39	-17993,83	-22431,75	-23655,90	18626,20
<b>24</b>	-5110,38	-7180,50	-13742,44	-17923,13	-22327,67	-23001,76	20207,49
<b>25</b>	-5102,02	-7167,28	-13713,02	-17860,00	-22234,74	-22417,71	21619,35

En la tabla 4.4 se aprecia el flujo de efectivo para el caso base de los siete sistemas con Net Metering con crédito, donde se descuenta los kWh generados por los sistemas fotovoltaicos con los kWh consumidos desde la red. Si ocurriera un déficit de energía esa porción de energía se cancela ese mes y se calcula con la tarifa actual de pago y si hay un excedente este se guarda para ser descontado el próximo mes. El neteo se realiza mes a mes, es decir el crédito del excedente es un solo mes.



**Tabla 4.5 Flujo de Efectivo para los Siete Sistemas de Estudio con Net Metering con Pago.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

<b>Flujo de Efectivo</b>							
<b>Año</b>	<b>130</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>750</b>	<b>1000</b>	<b>3000</b>	<b>5000</b>
<b>0</b>	-6216,00	-8929,85	-17635,69	-26276,92	-34625,23	-100291,69	-166630,15
<b>1</b>	-6081,15	-8718,58	-17168,10	-25247,10	-33146,22	-90941,38	-143017,97
<b>2</b>	-5960,74	-8529,95	-16750,61	-24327,61	-31825,67	-82592,89	-121935,66
<b>3</b>	-5853,24	-8361,54	-16377,84	-23506,63	-30646,62	-75138,88	-103112,17
<b>4</b>	-5757,26	-8211,16	-16045,02	-22773,62	-29593,89	-68483,51	-86305,48
<b>5</b>	-5671,56	-8076,90	-15747,86	-22119,15	-28653,95	-62541,22	-71299,51
<b>6</b>	-5595,04	-7957,03	-15482,53	-21534,80	-27814,72	-57235,60	-57901,33
<b>7</b>	-5526,72	-7849,99	-15245,64	-21013,05	-27065,40	-52498,44	-45938,66
<b>8</b>	-5465,72	-7754,43	-15034,12	-20547,21	-26396,37	-48268,84	-35257,71
<b>9</b>	-5411,25	-7669,10	-14845,27	-20131,28	-25799,03	-44492,40	-25721,14
<b>10</b>	-5362,62	-7592,92	-14676,65	-19759,92	-25265,68	-41120,59	-17206,35
<b>11</b>	-5319,21	-7524,90	-14526,10	-19428,34	-24789,48	-38110,04	-9603,86
<b>12</b>	-5280,44	-7464,16	-14391,68	-19132,29	-24364,30	-35422,05	-2815,92
<b>13</b>	-5245,83	-7409,94	-14271,66	-18867,96	-23984,67	-33022,06	3244,74
<b>14</b>	-5214,92	-7361,52	-14164,50	-18631,95	-23645,72	-30879,21	8656,04
<b>15</b>	-5187,33	-7318,29	-14068,82	-18421,22	-23343,09	-28965,95	13487,57
<b>16</b>	-5162,69	-7279,70	-13983,39	-18233,08	-23072,88	-27257,68	17801,42
<b>17</b>	-5140,69	-7245,23	-13907,12	-18065,09	-22831,62	-25732,44	21653,08
<b>18</b>	-5121,05	-7214,47	-13839,01	-17915,10	-22616,21	-24370,62	25092,06
<b>19</b>	-5103,52	-7186,99	-13778,21	-17781,19	-22423,88	-23154,71	28162,58
<b>20</b>	-5087,86	-7162,46	-13723,92	-17661,62	-22252,16	-22069,08	30904,12
<b>21</b>	-5073,88	-7140,56	-13675,44	-17554,86	-22098,83	-21099,76	33351,92
<b>22</b>	-5061,40	-7121,01	-13632,16	-17459,54	-21961,93	-20234,30	35537,45
<b>23</b>	-5050,25	-7103,55	-13593,52	-17374,43	-21839,71	-19461,57	37488,82
<b>24</b>	-5040,30	-7087,96	-13559,02	-17298,44	-21730,57	-18771,63	39231,12
<b>25</b>	-5031,42	-7074,04	-13528,21	-17230,59	-21633,13	-18155,61	40786,74

En la tabla 4.5 se aprecia el flujo de efectivo para el caso base de los siete sistemas con Net Metering con pago, donde se descuenta los kWh generados por los sistemas fotovoltaicos con los kWh consumidos desde la red. Si en un mes ocurriera un déficit o excedente de energía, el déficit se calcula con la tarifa actual de pago y si hay un excedente este se calcula con el precio promedio del kWh.

**Tabla 4.6 Flujo de Efectivo para los Siete Sistemas de Estudio con Crédito y Pago de Excedentes.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

<b>Flujo de Efectivo</b>							
<b>Año</b>	<b>130</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>750</b>	<b>1000</b>	<b>3000</b>	<b>5000</b>
<b>0</b>	-6216,00	-8929,85	-17635,69	-26276,92	-34625,23	-100291,69	-166630,15
<b>1</b>	-6081,16	-8718,85	-17169,21	-25251,23	-33147,97	-91141,91	-143128,95
<b>2</b>	-5960,78	-8530,45	-16752,72	-24335,43	-31828,98	-82972,45	-122145,72
<b>3</b>	-5853,29	-8362,24	-16380,84	-23517,76	-30651,31	-75678,30	-103410,70
<b>4</b>	-5757,31	-8212,06	-16048,81	-22787,69	-29599,83	-69165,66	-86683,01
<b>5</b>	-5671,62	-8077,96	-15752,36	-22135,85	-28661,00	-63350,81	-71747,56
<b>6</b>	-5595,11	-7958,24	-15487,67	-21553,84	-27822,76	-58158,97	-58412,35
<b>7</b>	-5526,80	-7851,34	-15251,34	-21034,19	-27074,33	-53523,41	-46505,90
<b>8</b>	-5465,81	-7755,89	-15040,33	-20570,22	-26406,09	-49384,51	-35875,15
<b>9</b>	-5411,35	-7670,67	-14851,92	-20155,96	-25809,45	-45689,06	-26383,41
<b>10</b>	-5362,73	-7594,58	-14683,71	-19786,09	-25276,73	-42389,56	-17908,63
<b>11</b>	-5319,32	-7526,64	-14533,51	-19455,84	-24801,09	-39443,57	-10341,87
<b>12</b>	-5280,55	-7465,99	-14399,41	-19160,98	-24376,42	-36813,23	-3585,84
<b>13</b>	-5245,95	-7411,83	-14279,68	-18897,71	-23997,24	-34464,71	2446,34
<b>14</b>	-5215,04	-7363,47	-14172,77	-18662,65	-23658,69	-32367,81	7832,21
<b>15</b>	-5187,45	-7320,30	-14077,32	-18452,77	-23356,41	-30495,58	12641,02
<b>16</b>	-5162,82	-7281,75	-13992,10	-18265,38	-23086,52	-28823,95	16934,60
<b>17</b>	-5140,83	-7247,33	-13916,01	-18098,07	-22845,55	-27331,42	20768,16
<b>18</b>	-5121,19	-7216,60	-13848,07	-17948,68	-22630,39	-25998,81	24190,98
<b>19</b>	-5103,65	-7189,16	-13787,41	-17815,30	-22438,29	-24808,97	27247,07
<b>20</b>	-5088,00	-7164,66	-13733,25	-17696,21	-22266,77	-23746,62	29975,72
<b>21</b>	-5074,02	-7142,79	-13684,89	-17589,88	-22113,63	-22798,09	32412,01
<b>22</b>	-5061,54	-7123,26	-13641,71	-17494,95	-21976,89	-21951,19	34587,27
<b>23</b>	-5050,40	-7105,82	-13603,16	-17410,18	-21854,81	-21195,03	36529,47
<b>24</b>	-5040,45	-7090,25	-13568,74	-17334,50	-21745,80	-20519,89	38263,58
<b>25</b>	-5031,57	-7076,35	-13538,01	-17266,92	-21648,48	-19917,08	39811,89

En la tabla anterior se aprecia el flujo de efectivo para el caso base de los siete sistemas con Net Metering con crédito y pago, donde se descuenta los kWh generados por los sistemas fotovoltaicos con los kWh consumidos desde la red. Si en un mes ocurriera un déficit, este se calcula con la tarifa actual de pago y si hay un excedente este se calcula con el precio promedio del kWh. El neteo de energía es mensual pero el crédito es anual.

Se observa que entre más grande es el sistema resulta más conveniente pues en el sistema de 5000 kWh de consumo promedio mensual, ya se logra recuperar la inversión e incluso se observa ganancia dentro de los 25 años considerados, sin siquiera adoptar alguna medida económica como subsidio a la inversión, variación de tarifa eléctrica o eliminación de aranceles que ayude a impulsar el Net Metering e incluso este resultado se obtiene en sus cuatro variantes del Net Metering analizadas y presentadas en las tablas anteriores. En el caso de 5000 kWh/mes se tiene un VAN positivo lo cual le da la pauta al tomador de decisiones para apoyar el proyecto analizado. Para los otros casos se observa un VAN negativo y una TIR menor a la tasa de descuento es decir no se logra recuperar la inversión dentro del tiempo estimado para el análisis por lo tanto no son viables financieramente. Se observa además que de los cuatro tipos de Net Metering el más conveniente es el caso de Net Metering con pago debido a que el excedente se cancela a un precio promedio y se lo paga mes a mes a diferencia del Net Metering con crédito y pago en donde cuando haya un excedente se descuenta los kWh durante todo el año y recién al final se pagará los excedentes al precio promedio.

A continuación en la tabla 4.7 se presenta la Tasa Interna de Retorno para el tipo de Net Metering con pago de excedentes al ser el más conveniente para los clientes de las empresas distribuidoras, tal como se evidenció en las tablas de flujo de efectivo presentadas anteriormente.

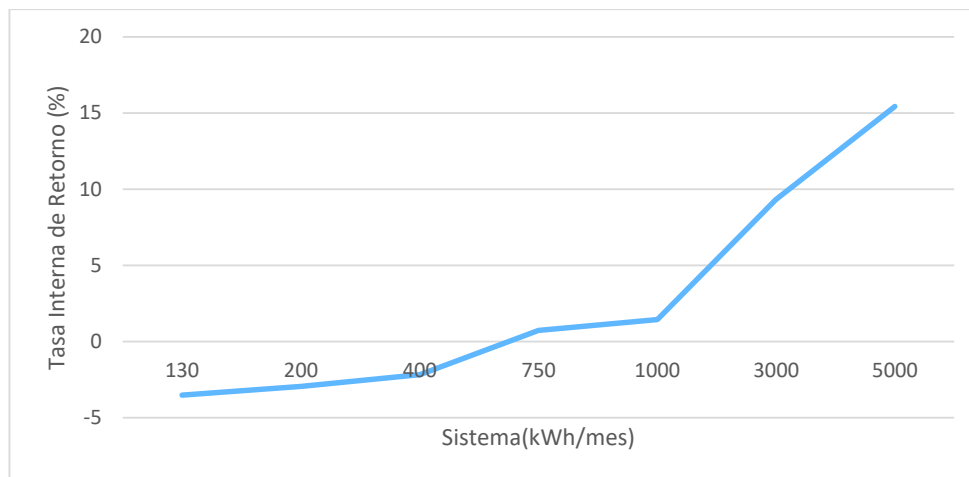
**Tabla 4.7 Tasa Interna De Retorno de los Sistemas en Estudio en la Situación Actual con Pago de Excedente.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

<b>TIR (Situación Actual)</b>							
<b>Sistema</b>	<b>130</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>750</b>	<b>1000</b>	<b>3000</b>	<b>5000</b>
<b>Tasa Interna de Retorno (%)</b>	-3,52%	-2,95%	-2,17%	0,73%	1,43%	9,32%	15,43%

Nótese que en la tabla anterior, para el caso de 5000 kWh se tiene una TIR del 15% que comparada con el 12 % de la tasa de descuento y tomando en cuenta también el VAN presentado en las tablas anteriores, se tiene un proyecto rentable para el inversionista.

En la siguiente figura 4.4 se presenta la TIR para cada caso de estudio, donde se observa que mejora conforme el consumo de cada sistema aumenta mostrando la rentabilidad en función del tamaño de los sistemas.



**Figura 4.4 Tasa Interna de Retorno de los Sistemas en Estudio para la Situación Actual y Venta de Excedente.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

Debido a los resultados obtenidos a partir de los cuatro tipos de Net Metering empleados a nivel mundial y a los datos presentados en las tablas anteriores a continuación se muestra el análisis para cuando se adopta Net Metering con pago, escenario más favorable para cuando se tiene las medidas económicas como subsidio a la inversión, eliminación de aranceles y variación de la tarifa eléctrica.

#### **4.4. SUBSIDIO A LA INVERSIÓN**

Un subsidio es un estímulo que se da al consumo de un bien o producto. En este caso sería un subsidio directo ya que el gobierno es el encargado de dar un beneficio monetario para la adquisición de los sistemas fotovoltaicos y así incentivar el uso de esta tecnología.

A continuación se observa en la tabla 4.8 el Flujo de Efectivo para cuando se aplica el subsidio de 30% a la inversión para los 7 sistemas diseñados, para el caso donde se tiene Net Metering con pago al ser la mejor opción de los 4 tipos de Net Metering.

Tabla 4.8 Flujo de Efectivo con el 30% de Subsidio a la Inversión.

Fuente: Elaboración Propia.

Flujo de Efectivo con el 30% de Subsidio a la Inversión							
Año	130	200	400	750	1000	3000	5000
0	-4351,20	-6250,89	-12344,98	-18393,85	-24237,66	-70204,18	-116641,11
1	-4216,35	-6039,63	-11877,39	-17364,02	-22758,65	-60853,87	-93028,92
2	-4095,94	-5851,00	-11459,90	-16444,53	-21438,11	-52505,38	-71946,61
3	-3988,44	-5682,58	-11087,14	-15623,56	-20259,05	-45051,37	-53123,13
4	-3892,46	-5532,21	-10754,31	-14890,55	-19206,32	-38396,00	-36316,44
5	-3806,76	-5397,95	-10457,15	-14236,07	-18266,38	-32453,71	-21310,47
6	-3730,24	-5278,07	-10191,83	-13651,72	-17427,15	-27148,10	-7912,28
7	-3661,92	-5171,04	-9954,93	-13129,98	-16677,83	-22410,94	4050,39
8	-3600,92	-5075,47	-9743,41	-12664,14	-16008,80	-18181,33	14731,34
9	-3546,45	-4990,15	-9554,56	-12248,21	-15411,46	-14404,90	24267,91
10	-3497,82	-4913,96	-9385,94	-11876,84	-14878,11	-11033,08	32782,70
11	-3454,41	-4845,94	-9235,39	-11545,26	-14401,91	-8022,53	40385,19
12	-3415,64	-4785,21	-9100,97	-11249,21	-13976,73	-5334,54	47173,13
13	-3381,03	-4730,98	-8980,95	-10984,88	-13597,10	-2934,55	53233,79
14	-3350,12	-4682,57	-8873,79	-10748,87	-13258,15	-791,70	58645,09
15	-3322,53	-4639,34	-8778,11	-10538,15	-12955,52	1121,56	63476,61
16	-3297,89	-4600,74	-8692,68	-10350,00	-12685,31	2829,83	67790,47
17	-3275,89	-4566,28	-8616,41	-10182,02	-12444,05	4355,07	71642,13
18	-3256,25	-4535,51	-8548,31	-10032,03	-12228,64	5716,89	75081,11
19	-3238,72	-4508,04	-8487,50	-9898,11	-12036,31	6932,80	78151,63
20	-3223,06	-4483,51	-8433,21	-9778,54	-11864,59	8018,43	80893,16
21	-3209,08	-4461,61	-8384,74	-9671,78	-11711,26	8987,75	83340,96
22	-3196,60	-4442,05	-8341,46	-9576,46	-11574,37	9853,21	85526,50
23	-3185,45	-4424,59	-8302,81	-9491,35	-11452,14	10625,94	87477,87
24	-3175,50	-4409,01	-8268,31	-9415,36	-11343,00	11315,88	89220,16
25	-3166,62	-4395,09	-8237,50	-9347,52	-11245,56	11931,90	90775,78

En la tabla anterior se puede notar que mejoran los números para los siete sistemas, ya que el VAN al final de los 25 años es mejor que el caso base, aun así con esta medida para los 5 primeros sistemas aún no se logra tener números a favor del inversionista por tal razón esta medida no resulta conveniente para

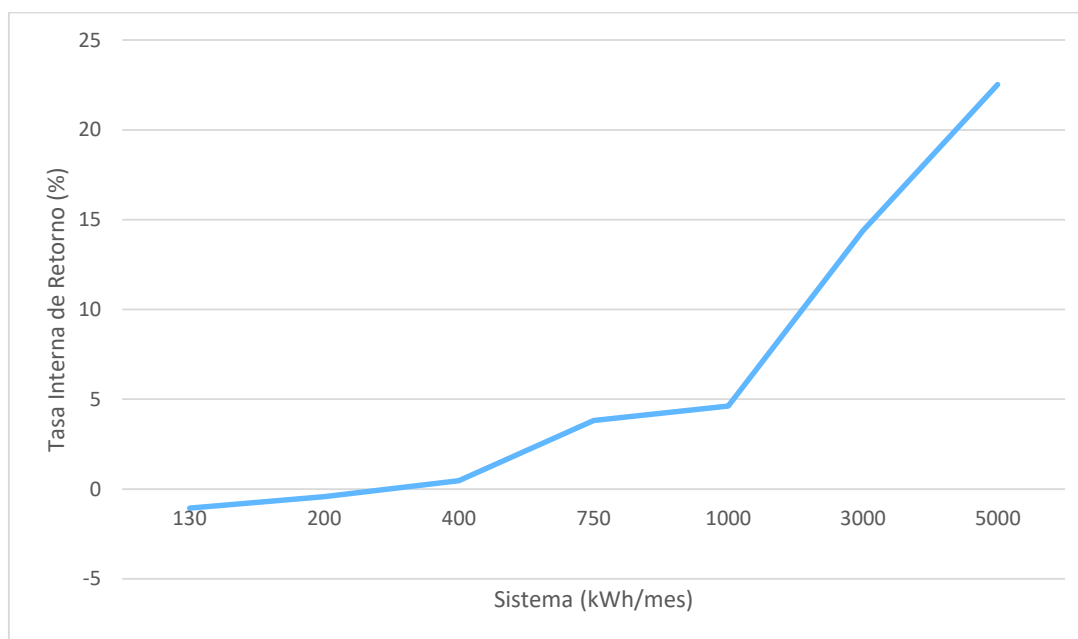
cualquier usuario sino solo para usuarios que consumen mensualmente desde 3000 kWh mes.

**Tabla 4.9 Tasa Interna de Retorno de los Siete Sistemas de Estudio con subsidio del 30 %.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

TIR (30 % SUBSIDIO A LA INVERSIÓN)							
Sistema	130	200	400	750	1000	3000	5000
TIR%	-1,06%	-0,42%	0,46%	3,81%	4,63%	14,40%	22,53%

Con la tabla 4.9 se confirma que en los dos sistemas más grandes se tienen TIR mayores que la tasa de descuento, por lo que es beneficioso para el inversionista el proyecto. En la siguiente figura 4.5 se observa la TIR respecto a cada caso de estudio y donde se nota una mejora sustancial comparando con la figura 4.4.



**Figura 4.5 Tasa Interna de Retorno vs Sistema de Estudio con subsidio del 30%.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

A continuación en la tabla 4.10 se muestra el escenario donde se subsidian los siete sistemas pero ahora con un subsidio del 50% de la inversión.

**Tabla 4.10 Flujo de Efectivo con el 50% de Subsidio a la Inversión.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

<b>Flujo de Efectivo con 50 % de Subsidio a la Inversión</b>							
<b>Año</b>	<b>130</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>750</b>	<b>1000</b>	<b>3000</b>	<b>5000</b>
<b>0</b>	-3108,00	-4464,92	-8817,85	-13138,46	-17312,62	-50145,85	-83315,08
<b>1</b>	-2973,15	-4253,66	-8350,25	-12108,63	-15833,60	-40795,54	-59702,89
<b>2</b>	-2852,74	-4065,03	-7932,76	-11189,14	-14513,06	-32447,04	-38620,58
<b>3</b>	-2745,24	-3896,61	-7560,00	-10368,17	-13334,00	-24993,03	-19797,09
<b>4</b>	-2649,26	-3746,24	-7227,17	-9635,16	-12281,27	-18337,67	-2990,41
<b>5</b>	-2563,56	-3611,98	-6930,01	-8980,69	-11341,33	-12395,37	12015,56
<b>6</b>	-2487,04	-3492,10	-6664,69	-8396,34	-10502,10	-7089,76	25413,75
<b>7</b>	-2418,72	-3385,07	-6427,79	-7874,59	-9752,79	-2352,60	37376,42
<b>8</b>	-2357,72	-3289,50	-6216,27	-7408,75	-9083,76	1877,01	48057,37
<b>9</b>	-2303,25	-3204,18	-6027,42	-6992,82	-8486,41	5653,44	57593,94
<b>10</b>	-2254,62	-3128,00	-5858,80	-6621,46	-7953,06	9025,26	66108,73
<b>11</b>	-2211,21	-3059,97	-5708,25	-6289,88	-7476,86	12035,81	73711,22
<b>12</b>	-2172,44	-2999,24	-5573,83	-5993,83	-7051,68	14723,80	80499,16
<b>13</b>	-2137,83	-2945,02	-5453,81	-5729,50	-6672,06	17123,79	86559,82
<b>14</b>	-2106,92	-2896,60	-5346,65	-5493,49	-6333,11	19266,64	91971,12
<b>15</b>	-2079,33	-2853,37	-5250,97	-5282,76	-6030,47	21179,90	96802,64
<b>16</b>	-2054,69	-2814,77	-5165,54	-5094,62	-5760,26	22888,17	101116,50
<b>17</b>	-2032,69	-2780,31	-5089,27	-4926,63	-5519,00	24413,40	104968,16
<b>18</b>	-2013,05	-2749,54	-5021,17	-4776,64	-5303,59	25775,22	108407,14
<b>19</b>	-1995,52	-2722,07	-4960,36	-4642,72	-5111,26	26991,13	111477,66
<b>20</b>	-1979,86	-2697,54	-4906,07	-4523,15	-4939,54	28076,77	114219,19
<b>21</b>	-1965,88	-2675,64	-4857,60	-4416,39	-4786,22	29046,09	116666,99
<b>22</b>	-1953,40	-2656,09	-4814,32	-4321,07	-4649,32	29911,55	118852,53
<b>23</b>	-1942,25	-2638,63	-4775,67	-4235,97	-4527,09	30684,28	120803,90
<b>24</b>	-1932,30	-2623,04	-4741,17	-4159,98	-4417,96	31374,22	122546,19
<b>25</b>	-1923,42	-2609,12	-4710,36	-4092,13	-4320,52	31990,24	124101,81

Nótese que se obtienen mejoras con respecto al rendimiento cuando se adoptó la medida del subsidio de 30%, pero aun así se obtienen VAN negativos para los 5 primeros casos de estudio. Para los otros dos casos más grandes se mejora sustancialmente el VAN por lo tanto si se adopta esta medida tendrían que ser sistemas de aproximadamente 3000 kWh de consumo mensual o mayor.

**Tabla 4.11 Tasa Interna de Retorno de los Siete Sistemas con Subsidio del 50 %.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

<b>TIR (50 % SUBSIDIO A LA INVERSIÓN)</b>							
<b>Sistema</b>	<b>130</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>750</b>	<b>1000</b>	<b>3000</b>	<b>5000</b>
<b>TIR%</b>	1,56%	2,29%	3,30%	7,25%	8,25%	20,69%	31,71%

La tabla 4.11 muestra la TIR para los siete sistemas subsidiados un 50% del costo de cada inversión se observa una TIR mucho mejor que con la medida del 30% de subsidio, así también se obtiene un VAN muy bueno para los casos de 3000 kWh/mes y 5000 kWh/mes, siendo atractivo para el inversionista el adoptar este tipo de incentivos en el caso de metering con pago.

Para las otras dos medidas que son eliminación de aranceles y variación de tarifa eléctrica se hace el análisis con Net Metering con pago de igual manera ya que en esa modalidad es donde se obtuvieron los mejores resultados en cuanto al análisis financiero se refiere.

Los resultados del análisis con subsidio a la inversión del 30% y 50% de los siete sistemas se presentan en el ANEXO D.

#### **4.5. ARANCELES**

Los aranceles son un tipo de impuestos que un gobierno impone para las importaciones, con el fin de “proteger” la industria local

El estado ecuatoriano cobra un tributo sobre las importaciones que se realizan, el valor depende del tipo de mercancía que se importa y el costo que esta tenga. Para los productos que se utilizaron para los diferentes sistemas se averiguo a un agente de la aduana y se constató que estos tenían un valor superior del 25% aproximadamente del costo en el extranjero, tomando en cuenta también para el análisis los valores como costo de envío y salida de capitales.

La tabla siguiente muestra el caso para cuando para los 7 sistemas diseñados se quita a los aranceles a los equipos que son importados, tales como paneles fotovoltaicos, micros inversores, inversores y módulos de comunicación. El costo



de los sistemas se va a reducir como se ve en la tabla 4.12 con respecto a la situación actual, mostrada en la tabla 4.3.

Tabla 4.12 Flujo de Efectivo sin Aranceles.

Fuente: Elaboración Propia.

Flujo de Efectivo (Sin Aranceles)							
Periodo	130	200	400	750	1000	3000	5000
0	-5342,40	-7669,85	-15115,69	-22872,12	-30201,23	-87557,29	-145450,95
1	-5207,55	-7458,58	-14648,10	-21842,30	-28722,22	-78206,98	-121838,77
2	-5087,14	-7269,95	-14230,61	-20922,81	-27401,67	-69858,49	-100756,46
3	-4979,64	-7101,54	-13857,84	-20101,83	-26222,62	-62404,48	-81932,97
4	-4883,66	-6951,16	-13525,02	-19368,82	-25169,89	-55749,11	-65126,28
5	-4797,96	-6816,90	-13227,86	-18714,35	-24229,95	-49806,82	-50120,31
6	-4721,44	-6697,03	-12962,53	-18130,00	-23390,72	-44501,20	-36722,13
7	-4653,12	-6589,99	-12725,64	-17608,25	-22641,40	-39764,04	-24759,46
8	-4592,12	-6494,43	-12514,12	-17142,41	-21972,37	-35534,44	-14078,51
9	-4537,65	-6409,10	-12325,27	-16726,48	-21375,03	-31758,00	-4541,94
10	-4489,02	-6332,92	-12156,65	-16355,12	-20841,68	-28386,19	3972,85
11	-4445,61	-6264,90	-12006,10	-16023,54	-20365,48	-25375,64	11575,34
12	-4406,84	-6204,16	-11871,68	-15727,49	-19940,30	-22687,65	18363,28
13	-4372,23	-6149,94	-11751,66	-15463,16	-19560,67	-20287,66	24423,94
14	-4341,32	-6101,52	-11644,50	-15227,15	-19221,72	-18144,81	29835,24
15	-4313,73	-6058,29	-11548,82	-15016,42	-18919,09	-16231,55	34666,77
16	-4289,09	-6019,70	-11463,39	-14828,28	-18648,88	-14523,28	38980,62
17	-4267,09	-5985,23	-11387,12	-14660,29	-18407,62	-12998,04	42832,28
18	-4247,45	-5954,47	-11319,01	-14510,30	-18192,21	-11636,22	46271,26
19	-4229,92	-5926,99	-11258,21	-14376,39	-17999,88	-10420,31	49341,78
20	-4214,26	-5902,46	-11203,92	-14256,82	-17828,16	-9334,68	52083,32
21	-4200,28	-5880,56	-11155,44	-14150,06	-17674,83	-8365,36	54531,12
22	-4187,80	-5861,01	-11112,16	-14054,74	-17537,93	-7499,90	56716,65
23	-4176,65	-5843,55	-11073,52	-13969,63	-17415,71	-6727,17	58668,02
24	-4166,70	-5827,96	-11039,02	-13893,64	-17306,57	-6037,23	60410,32
25	-4157,82	-5814,04	-11008,21	-13825,79	-17209,13	-5421,21	61965,94

En la tabla 4.12 se observa que cuando se quita los aranceles a los equipos importados se nota que mejora con respecto al caso base, pero no mejora casi nada con respecto a la medida de subsidiar los sistemas. Esto se debe a que no se importa todos los componentes, con lo cual a pesar de incidir en los equipos más caros no representa una mejora con respecto a la otra medida de subsidiar la

inversión en donde se hace una subvención a toda la inversión y no solo a una parte de aquella.

**Tabla 4.13 Tasa Interna de Retorno sin Aranceles.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

<b>TIR (Sin Aranceles)</b>							
<b>Sistema</b>	<b>130</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>750</b>	<b>1000</b>	<b>3000</b>	<b>5000</b>
<b>TIR%</b>	-2,51%	-1,91%	-1,08%	1,87%	2,59%	11,10%	17,88%

En la tabla 4.13 se observa la TIR para los siete casos aplicado el Net Metering con pago para la medida de eliminación de aranceles, donde se observa que la TIR es menor con respecto a la medida de subsidiar el costo de los sistemas fotovoltaicos en un 30% y 50%, cuyos valores están presentados en las tablas 4.9 y 4.11 respectivamente.

#### **4.6. VARIACIÓN DEL COSTO DE LA TARIFA DEL kWh**

Los costos de generación, transmisión, distribución, alumbrado público y comercialización son calculados por el ARCONEL para las empresas eléctricas del país dentro del primer semestre del año, valores de los cuales sale la tarifa final para los usuarios para cada siguiente año y la cual deberá ser única en todo el territorio nacional. La tarifa eléctrica es elaborada a partir de principios como solidaridad, eficiencia energética, nivel de cobertura entre otros aspectos dando a notar que también pasa por una decisión política, expuesta en el plan de gobierno de turno para mantener o variar la tarifa eléctrica.

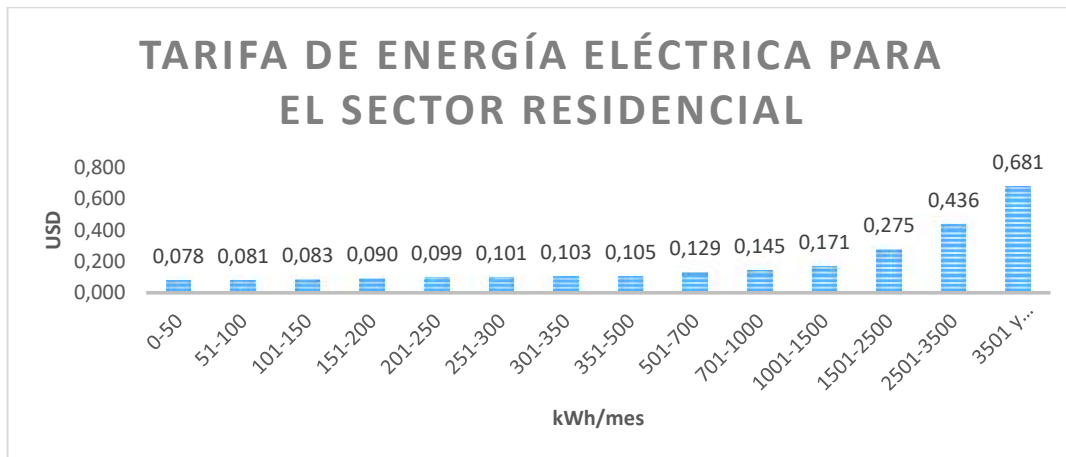
Adicional a la tarifa existen valores fijos como la comercialización que tiene un costo fijo de 1,41 USD, el subsidio cruzado que es a favor de clientes con un consumo de menor a 130 kWh mensual. También hay otros valores en la factura que varían de acuerdo al consumo de energía tales como la tasa de recolección de basura que es calculada en base al consumo de energía y son reguladas por los municipios de cada cantón.

**Tabla 4.14 Pliego tarifario de la Empresa Eléctrica Quito.**

**Fuente: Empresa Eléctrica Quito.**

<b>PLIEGO TARIFARIO</b>	
<b>Consumo (kWh)</b>	<b>Tarifa USD</b>
0-50	0,0784
51-100	0,0814
101-150	0,0834
151-200	0,0904
201-250	0,099
251-300	0,101
301-350	0,103
351-500	0,105
501-700	0,1285
701-1000	0,145
1001-1500	0,1709
1501-2500	0,2752
2501-3500	0,436
3501 y superior	0,6812

Se observa en la tabla 4.14 y en la figura 4.6 que el costo de la tarifa residencial va incrementando en escalones de acuerdo al consumo que el cliente vaya teniendo, es decir que los primeros 50 kWh son cobrados a 0,0784 dólares, si el cliente tiene un consumo mayor los siguientes 50 kWh ya le cuestan a 0,0814 dólares y conforme vaya incrementando el consumo la tarifa va subiendo hasta llegar a un tope de 0,6812 dólares para los kWh que excedan el consumo de 3501 kWh en el mes, tal como escalones y como se muestra en la siguiente figura.



**Figura 4.6 Gráfico de Pliego Tarifario.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

A continuación en la tabla 4.14 se presenta la tarifa actualizada de la EEQ tomado del pliego tarifario de la misma, y a partir de la cual se calculan los precios para los siete sistemas de estudio planteados. Para este análisis se consideraron tres opciones, la primera es el estudio a la tarifa actual o caso base que fue presentado en la tabla 4.5 en el caso de Net Metering con pago, el otro caso a una tarifa aumentada el 20%, otro escenario con la tarifa aumentada el 40 % y el último caso aumentado el 60% a partir de ahí se realiza el análisis financiero y se calcula la facturación mensual de cada sistema para saber el ahorro anual que tendría un cliente dentro de los 25 años para el caso de Net Metering con pago.

**Tabla 4.15 Pliego Tarifario Para El Análisis Financiero.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

<b>PLIEGO TARIFARIO</b>					
<b>Rango de Consumo (kWh)</b>	<b>Consumo (kWh)</b>	<b>Tarifa Actual USD</b>	<b>Incremento del 20 % USD</b>	<b>Incremento del 40 % USD</b>	<b>Incremento del 60 % USD</b>
<b>0-50</b>	50	0,078	0,094	0,109	0,125
<b>51-100</b>	100	0,081	0,097	0,113	0,130
<b>101-150</b>	150	0,083	0,100	0,116	0,133
<b>151-200</b>	200	0,090	0,108	0,126	0,144
<b>201-250</b>	250	0,099	0,118	0,138	0,158
<b>251-300</b>	300	0,101	0,121	0,141	0,161
<b>301-350</b>	350	0,103	0,123	0,144	0,164
<b>351-500</b>	500	0,105	0,126	0,147	0,168
<b>501-700</b>	700	0,128	0,154	0,179	0,205
<b>701-1000</b>	1000	0,145	0,174	0,203	0,232
<b>1001-1500</b>	1500	0,170	0,205	0,239	0,273
<b>1501-2500</b>	2500	0,2752	0,330	0,385	0,440
<b>2501-3500</b>	3500	0,436	0,523	0,610	0,697
<b>3501 y superior</b>	5000	0,681	0,817	0,953	1,089

A partir de las tarifas presentadas en la tabla anterior se realiza el análisis financiero para cada uno de los siete sistemas con el fin de determinar cuan rentable resulta cada sistema con el caso de Net Metering con pago.

Tabla 4.16 Flujo de Efectivo con Aumento de Tarifa Actual del 20%.

Fuente: Elaboración Propia.

Flujo de Efectivo con Tarifa Aumentada el 20%							
Periodo	130 kWh	200 kWh	400 kWh	750 kWh	1000 kWh	3000 kWh	5000 kWh
0	-6216,00	-8929,85	-17635,69	-26276,92	-34625,23	-100291,69	-166630,15
1	-6054,18	-8676,33	-17074,58	-25041,13	-32850,42	-89071,32	-138295,53
2	-5909,69	-8449,98	-16573,59	-23937,74	-31265,76	-79053,13	-112996,76
3	-5780,69	-8247,87	-16126,27	-22952,58	-29850,89	-70108,32	-90408,58
4	-5665,51	-8067,43	-15726,89	-22072,96	-28587,62	-62121,88	-70240,55
5	-5562,67	-7906,31	-15370,29	-21287,59	-27459,69	-54991,13	-52233,39
6	-5470,85	-7762,46	-15051,90	-20586,37	-26452,61	-48624,38	-36155,56
7	-5388,86	-7634,02	-14767,62	-19960,28	-25553,44	-42939,79	-21800,36
8	-5315,66	-7519,34	-14513,81	-19401,27	-24750,60	-37864,27	-8983,22
9	-5250,30	-7416,95	-14287,18	-18902,15	-24033,79	-33332,55	2460,66
10	-5191,95	-7325,53	-14084,84	-18456,52	-23393,77	-29286,37	12678,41
11	-5139,85	-7243,91	-13904,18	-18058,62	-22822,33	-25673,71	21801,40
12	-5093,33	-7171,03	-13742,87	-17703,36	-22312,11	-22448,12	29946,93
13	-5051,79	-7105,96	-13598,85	-17386,16	-21856,56	-19568,13	37219,72
14	-5014,71	-7047,86	-13470,26	-17102,95	-21449,82	-16996,71	43713,28
15	-4981,59	-6995,98	-13355,44	-16850,09	-21086,66	-14700,80	49511,11
16	-4952,03	-6949,67	-13252,93	-16624,31	-20762,41	-12650,88	54687,74
17	-4925,63	-6908,31	-13161,40	-16422,73	-20472,90	-10820,59	59309,73
18	-4902,06	-6871,39	-13079,68	-16242,74	-20214,40	-9186,41	63436,51
19	-4881,02	-6838,42	-13006,71	-16082,04	-19983,61	-7727,32	67121,13
20	-4862,23	-6808,99	-12941,56	-15938,55	-19777,54	-6424,55	70410,97
21	-4845,46	-6782,71	-12883,39	-15810,44	-19593,55	-5261,37	73348,33
22	-4830,48	-6759,24	-12831,46	-15696,06	-19429,28	-4222,82	75970,97
23	-4817,11	-6738,29	-12785,09	-15593,93	-19282,60	-3295,54	78312,62
24	-4805,16	-6719,58	-12743,68	-15502,74	-19151,64	-2467,61	80403,37
25	-4794,50	-6702,88	-12706,71	-15421,33	-19034,71	-1728,39	82270,11

En la tabla 4.16 se observa que a partir del caso de 5000 kWh/mes se tiene una rentabilidad buena para la medida de aumento de tarifa en un 20% en el tipo de Net Metering con pago.

**Tabla 4.17 Tasa Interna de Retorno con aumento de tarifa del 20%.****Fuente: Elaboración Propia.**

<b>TIR</b>							
<b>Sistema</b>	<b>130</b>	<b>200</b>	<b>400</b>	<b>750</b>	<b>1000</b>	<b>3000</b>	<b>5000</b>
<b>TIR%</b>	-2,30%	-1,69%	-0,87%	2,24%	3,00%	11,75%	18,79%

En la tabla anterior se observa que a partir del caso de 5000 kWh/mes se tiene una TIR excelente, para el caso de 3000 kWh/mes o menos ya no es financieramente aceptable ya que se tiene una tasa de rendimiento inferior al 12% que es la tasa considerada para todo el análisis financiero.



Tabla 4.18 Flujo de Efectivo con Aumento de Tarifa Actual del 40%.

Fuente: Elaboración Propia.

Flujo de Efectivo con Tarifa Aumentada el 40%							
Periodo	130 kWh	200 kWh	400 kWh	750 kWh	1000 kWh	3000 kWh	5000 kWh
0	-6216,00	-8929,85	-17635,69	-26276,92	-34625,23	-100291,69	-166630,15
1	-6027,21	-8634,08	-16981,06	-24835,16	-32554,62	-87201,26	-133573,09
2	-5858,64	-8370,00	-16396,57	-23547,88	-30705,85	-75513,37	-104057,86
3	-5708,14	-8134,21	-15874,71	-22398,52	-29055,17	-65077,75	-77704,98
4	-5573,76	-7923,69	-15408,75	-21372,30	-27581,35	-55760,24	-54175,62
5	-5453,78	-7735,72	-14992,72	-20456,04	-26265,43	-47441,03	-33167,26
6	-5346,65	-7567,90	-14621,27	-19637,95	-25090,51	-40013,17	-14409,80
7	-5251,01	-7418,05	-14289,61	-18907,51	-24041,47	-33381,15	2337,94
8	-5165,60	-7284,26	-13993,49	-18255,33	-23104,83	-27459,70	17291,27
9	-5089,35	-7164,80	-13729,10	-17673,03	-22268,54	-22172,69	30642,47
10	-5021,27	-7058,15	-13493,03	-17153,11	-21521,86	-17452,15	42563,17
11	-4960,49	-6962,92	-13282,26	-16688,91	-20855,18	-13237,38	53206,66
12	-4906,22	-6877,89	-13094,07	-16274,44	-20259,92	-9474,19	62709,78
13	-4857,76	-6801,97	-12926,04	-15904,37	-19728,45	-6114,20	71194,70
14	-4814,49	-6734,19	-12776,02	-15573,96	-19253,92	-3114,21	78770,52
15	-4775,86	-6673,67	-12642,07	-15278,95	-18830,23	-435,65	85534,65
16	-4741,37	-6619,64	-12522,47	-15015,54	-18451,94	1955,92	91574,05
17	-4710,57	-6571,39	-12415,68	-14780,36	-18114,17	4091,26	96966,38
18	-4683,08	-6528,31	-12320,34	-14570,38	-17812,60	5997,81	101780,95
19	-4658,52	-6489,85	-12235,21	-14382,89	-17543,34	7700,08	106079,68
20	-4636,60	-6455,51	-12159,21	-14215,49	-17302,93	9219,97	109917,82
21	-4617,03	-6424,85	-12091,34	-14066,03	-17088,27	10577,01	113344,74
22	-4599,56	-6397,47	-12030,75	-13932,58	-16896,62	11788,66	116404,49
23	-4583,96	-6373,03	-11976,65	-13813,43	-16725,49	12870,48	119136,41
24	-4570,03	-6351,21	-11928,35	-13707,05	-16572,71	13836,40	121575,62
25	-4557,59	-6331,72	-11885,22	-13612,06	-16436,29	14698,83	123753,49

En la tabla 4.18 se observa que mejora el VAN para el caso de 3000 kWh con respecto al caso base ya que se tiene un valor positivo cuando se aumenta el valor de la tarifa en un 40% con respecto al 20% presentado en la tabla 4.15.

**Tabla 4.19 Tasa Interna de Retorno con aumento de tarifa del 40%.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

TIR							
Sistema	130	200	400	750	1000	3000	5000
TIR%	-1,21%	-0,57%	0,30%	3,62%	4,43%	14,08%	22,07%

En la tabla anterior se observa que a partir del caso de 3000 kWh/mes se tiene una TIR mayor a la tasa de descuento, haciendo que a partir de ese consumo sea factible implementar este sistema.

Tabla 4.20 Flujo de Efectivo con Aumento de Tarifa Actual del 60%.

Fuente: Elaboración Propia.

Flujo de Efectivo con Tarifa Aumentada el 60%							
Periodo	130 kWh	200 kWh	400 kWh	750 kWh	1000 kWh	3000 kWh	5000 kWh
0	-6216,00	-8929,85	-17635,69	-26276,92	-34625,23	-100291,69	-166630,15
1	-6000,24	-8591,82	-16887,54	-24629,20	-32258,81	-85331,19	-128850,66
2	-5807,59	-8290,02	-16219,55	-23158,02	-30145,94	-71973,61	-95118,97
3	-5635,59	-8020,55	-15623,14	-21844,46	-28259,45	-60047,19	-65001,38
4	-5482,01	-7779,95	-15090,62	-20671,64	-26575,08	-49398,60	-38110,68
5	-5344,89	-7565,14	-14615,16	-19624,48	-25071,18	-39890,94	-14101,13
6	-5222,46	-7373,33	-14190,64	-18689,52	-23728,41	-31401,95	7335,97
7	-5113,15	-7202,08	-13811,60	-17854,73	-22529,51	-23822,50	26476,24
8	-5015,55	-7049,18	-13473,18	-17109,39	-21459,06	-17055,13	43565,76
9	-4928,41	-6912,66	-13171,01	-16443,90	-20503,30	-11012,83	58824,27
10	-4850,60	-6790,76	-12901,22	-15849,71	-19649,95	-5617,93	72447,93
11	-4781,13	-6681,93	-12660,34	-15319,19	-18888,03	-801,05	84611,92
12	-4719,10	-6584,76	-12445,27	-14845,51	-18207,74	3499,74	95472,62
13	-4663,72	-6497,99	-12253,23	-14422,58	-17600,34	7339,73	105169,68
14	-4614,27	-6420,53	-12081,78	-14044,96	-17058,02	10768,29	113827,76
15	-4570,13	-6351,36	-11928,69	-13707,81	-16573,80	13829,50	121558,20
16	-4530,71	-6289,61	-11792,01	-13406,77	-16141,46	16562,73	128460,37
17	-4495,51	-6234,47	-11669,97	-13137,99	-15755,45	19003,11	134623,02
18	-4464,09	-6185,24	-11561,01	-12898,01	-15410,80	21182,02	140125,39
19	-4436,03	-6141,28	-11463,72	-12683,74	-15103,07	23127,48	145038,22
20	-4410,98	-6102,03	-11376,85	-12492,43	-14828,31	24864,49	149424,68
21	-4388,61	-6066,99	-11299,29	-12321,62	-14582,99	26415,40	153341,16
22	-4368,64	-6035,71	-11230,05	-12169,10	-14363,96	27800,14	156838,01
23	-4350,81	-6007,77	-11168,22	-12032,93	-14168,39	29036,51	159960,20
24	-4334,89	-5982,83	-11113,01	-11911,35	-13993,78	30140,41	162747,88
25	-4320,67	-5960,56	-11063,72	-11802,79	-13837,87	31126,04	165236,87

En la tabla 4.20 se observa que mejora el VAN para el caso de 3000 kWh/mes y 5000 kWh/mes ya que se tiene un valor mayor cuando se aumenta el valor de la tarifa en un 60% con respecto al 40% presentado en la tabla 4.17.

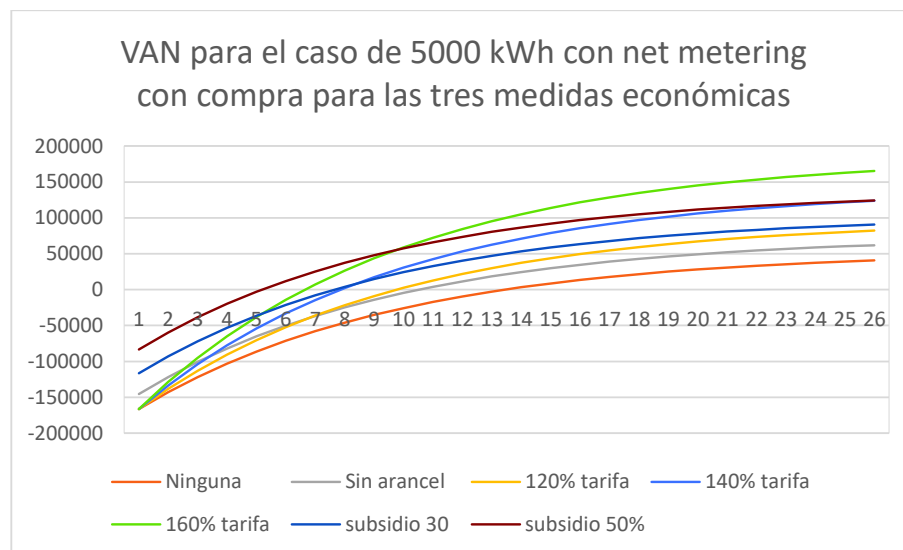
**Tabla 4.21 Tasa Interna de Retorno con aumento de tarifa del 60%.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

TIR							
Sistema	130	200	400	750	1000	3000	5000
TIR%	-0,22%	0,45%	1,37%	4,90%	5,77%	16,33%	25,30%

En la tabla anterior se observa que a partir del caso de 3000 kWh/mes se tiene una TIR mayor a la tasa de descuento, haciendo que a partir de ese consumo sea factible implementar este sistema.

En la figura 4.7 se presenta el VAN para el caso de 5000 kWh con crédito y venta para las tres medidas económicas planteadas, es decir sin arancel, variando la tarifa eléctrica y con subsidios en donde se observa que la mejor opción de las tres es el aumento de la tarifa eléctrica en un 60% ya que genera las más grandes ganancias dentro del tiempo de análisis.



**Figura 4.7 VAN para el caso de 5000 kWh con crédito y venta para las tres medidas económicas.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

Para complementar el análisis financiero de este capítulo se calculó el LCOE. En inglés significa “Levelized Cost of Energy” y es el costo teórico de generar energía eléctrica para saber el costo que debe tener el precio del kWh y así alcanzar la paridad de red, que no es más que la capacidad de producir energía eléctrica a un precio menor o igual que la que brinda la distribuidora eléctrica, para calcular el LCOE se necesita la tasa de descuento, la inversión inicial y costos de mantenimiento, tal como se muestra en la ecuación 4.3.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \text{ [$/kWh]} \quad [4.3]$$

Donde:

T es el tiempo de vida estimado del sistema

I es la inversión inicial

Mt son los costos de mantenimiento

Et es la energía generada durante la vida del sistema

r es la tasa de descuento

**Tabla 4.22 Cálculo de LCOE para los siete sistemas para el caso base, y net metering con pago con la medida de subsidio a la inversión del 30%, 50% y sin aranceles.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

Cálculo de LCOE de Net Metering con Pago y Caso Base				
Sistema kWh	Caso Base	30 % Subsidio	50 % Subsidio	Sin Aranceles
	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh	USD/kWh
130	0,48	0,34	0,25	0,41
200	0,46	0,33	0,24	0,40
400	0,45	0,32	0,23	0,39
750	0,36	0,26	0,19	0,32
1000	0,36	0,26	0,19	0,32
3000	0,35	0,25	0,18	0,31
5000	0,35	0,25	0,18	0,30

Se ve claramente en la tabla 4.22 que mientras el sistema es de mayor capacidad kWh el LCOE baja logrando de esa manera que el LCOE sea relativamente bajo a partir del sistema de 750 kWh ubicándose en 0,19 USD/kWh y con subsidio del 50% llegando incluso a obtener un LCOE de 0.18 USD/kWh.

## **CAPÍTULO 5: ANÁLISIS TÉCNICO PARA INSTALACIÓN DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EN LA RED DE DISTRIBUCIÓN**

El análisis técnico juega un rol muy importante en todo diseño de ingeniería ya que provee los parámetros mínimos con los que deberá contar el proyecto tomando en cuenta normas y reglamentos técnicos nacionales e internacionales vigentes para cada caso, los mismos que serán el punto de partida para realizar el análisis económico y financiero del estudio. Se tiene principalmente tres limitantes para el diseño de los sistemas fotovoltaicos en general, estos son la radiación solar en el sitio a implementarse, ya que se necesita la menor cantidad de sombras y que la radiación directa sea la necesaria para tener una generación aceptable, otro aspecto a tomar en cuenta es el espacio físico disponible para la colocación de los paneles fotovoltaicos, para albergar el número necesario de los mismos para cubrir el uso de la energía. Por último y no por eso la condición menos importante es el tema económico el cuál al final mandará a la hora de ejecutar o no un proyecto. [21] Los dos primeros aspectos enumerados anteriormente son tratados en este capítulo ya que el análisis económico está en el capítulo 4. Básicamente la red en sí no ofrece ninguna limitante técnica para interconectar sistemas fotovoltaicos por lo que en la actualidad lo que impide este tipo de iniciativas son las regulaciones que permitan el uso de este tipo de sistemas. Por lo tanto en este capítulo se describe el diseño de los sistemas fotovoltaicos y sus componentes así como las condiciones técnicas que estos dispositivos y los sistemas fotovoltaicos deben poseer para no causar disturbios a la red de distribución.

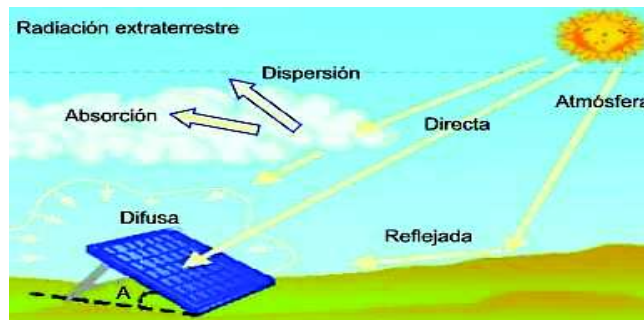
### **5.1. RADIACIÓN SOLAR**

La radiación solar no es más que la radiación electromagnética emitida por el sol y recibida por la tierra en diferentes frecuencias. Gran parte de ella llega a la superficie terrestre como rayos ultravioleta, luz infrarroja y luz visible, de la cual aproximadamente la mitad es aprovechada para la generación de energía fotovoltaica. [22]

Existen tres clases de radiación solar, que son la radiación directa, difusa y reflejada que sumadas dan una radiación total, la cual es medible y que en el mejor de los casos llega a  $1000 \text{ Wh}/\text{m}^2$ . [23]

La radiación directa es la radiación que llega directamente desde el sol hasta la superficie horizontal de la tierra sin que sea dispersada por la atmosfera u otro elemento a su paso, y se da solo cuando el día está despejado es decir cuando el sol es totalmente visible. La radiación difusa es la que llega a la superficie de la tierra pero en menor proporción ya que fue dispersada por partículas localizadas en la atmósfera o nubes que obstaculizan su paso. Y la radiación reflejada es la que al chocar con la superficie terrestre u otros objetos localizados en ella, es reflejada en diferentes direcciones este efecto es conocido también como albedo, tal como se ve en la siguiente figura.

$$\text{Radiación Total} = \text{Radiación Directa} + \text{Radiación Difusa} + \text{Radiación Reflejada} \quad (5.1)$$



**Figura 5.1 Radiación Solar. [9]**

**Fuente: PCE-IBÉRICA.**

## **5.2. IRRADIANCIA SOLAR**

Se utiliza para medir la potencia solar incidente por unidad de superficie en un instante y se expresa en  $\text{W}/\text{m}^2$ . [22]

## **5.3. LOCALIZACIÓN**

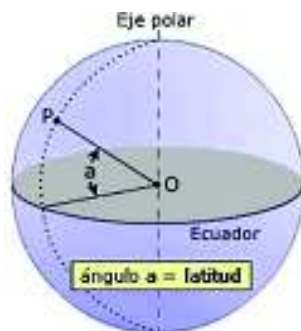
La localización de los sistemas de generación fotovoltaica ejerce un papel importante al momento de implementarlo, ya que el sistema no debe estar rodeado de obstáculos que generen sombras y por ende provoquen que su rendimiento disminuya, tomando en cuenta que no en todas las ciudades se tiene

la misma cantidad de recurso solar se debe buscar que los paneles fotovoltaicos reciban una considerable cantidad de radiación solar durante la mayor parte del día. Para estos casos de estudio se asume la localización de los proyectos en una zona céntrica de la ciudad de Quito de donde se obtiene los datos de radiación y a partir de los cuales se realizan los cálculos de producción de energía.

Para establecer la posición geográfica para este estudio se tomaron datos de “Atmospheric Science Data Center” página que provee información exacta de acuerdo a latitud y longitud. A pesar de no tener datos actualizados a la fecha son datos recogidos durante más de 20 años por lo que son muy confiables y en los cuales se basan la mayoría de Softwares en este campo, incluso el Homer, software que se ha escogido para complementar el presente trabajo y que se lo presenta en el capítulo 6. Los datos de longitud y latitud son expresados como “distancia angular”, cuyos ángulos se expresan en grados medidos desde el meridiano de Greenwich y la línea ecuatorial respectivamente.

#### 5.4. LATITUD

La latitud se mide en distancia angular con respecto a la línea ecuatorial hacia cualquier punto en la superficie de la tierra y se expresa en grados, minutos y segundos. Las latitudes van desde el  $0^\circ$  en la línea ecuatorial hasta los  $90^\circ$  en los polos como se visualiza en la figura 5.2, donde el ángulo “a” es el que indica la latitud. Para el caso ecuatoriano la distancia angular que arroja la página citada anteriormente está en grados decimales y corresponde a  $-0.22$ . [24]



**Figura 5.2 Gráfico de Latitud**

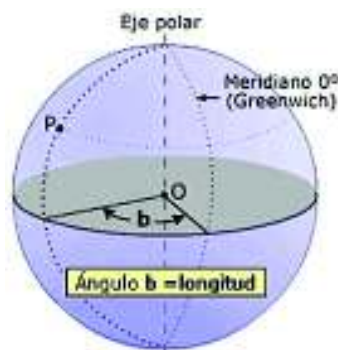
**Fuente: Catalonia/Cartografía**



La latitud determina la inclinación con la que los rayos solares inciden sobre una superficie, es decir durante todo el año la superficie localizada sobre el punto ecuatorial recibe una radiación casi perpendicular y de forma constante de ahí la importancia de este tipo de energía en esta región del planeta.

### 5.5. LONGITUD

Al igual que la latitud se mide la distancia angular y es expresada en grados, minutos y segundos. Esta distancia se calcula desde un punto cualquiera al meridiano de Greenwich el cual está ubicado en el  $0^\circ$  y alcanza hasta los  $180^\circ$  en dirección Oeste o Este, tal como se muestra en el siguiente gráfico con el ángulo "b".



**Figura 5.3 Gráfico de Longitud.**

**Fuente: Catalonia/Cartografía.**

En el siguiente gráfico se observa la línea imaginaria que atraviesa el territorio ecuatorial y el meridiano de Greenwich que se muestra de color rojo y se visualiza los grados de cada uno de los meridianos. Para el caso de Ecuador la distancia angular con respecto al meridiano de Greenwich es expresada en grados decimales y corresponde a 78.5 aproximadamente. [24]

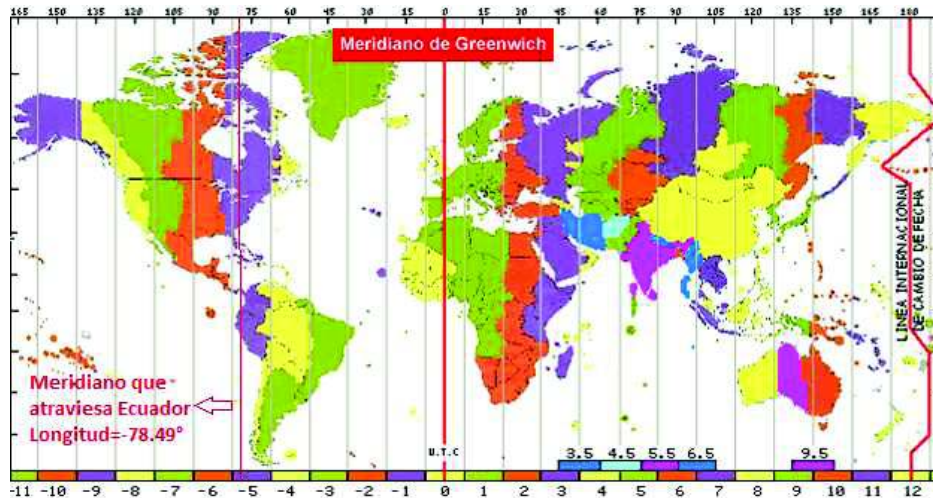
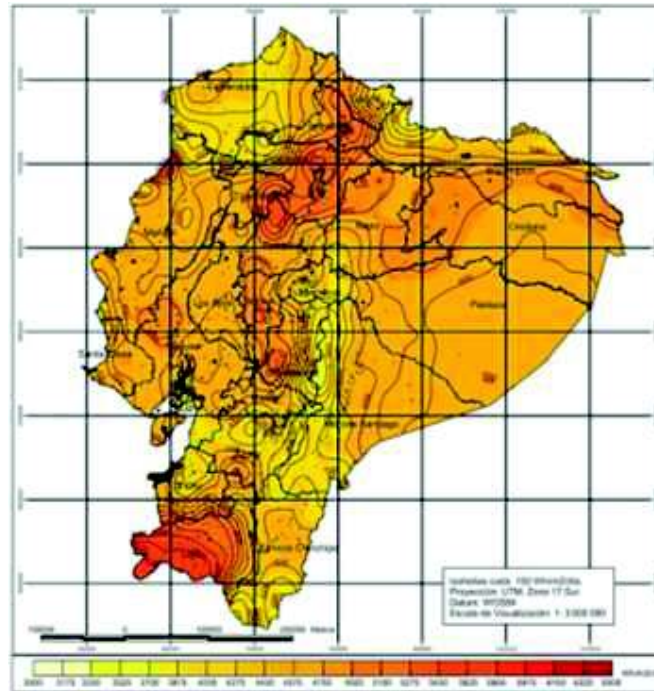


Figura 5.4 Esquema Mapa Mundial y sus meridianos

Fuente: Plengdut.

## 5.6. RECURSO SOLAR

El Ecuador está localizado sobre la línea ecuatorial lo que lo vuelve un país atractivo en cuanto a radiación solar se refiere. Al estar ubicado en el centro del planeta hace que la radiación solar llegue de manera prácticamente perpendicular y constante durante todo el año. Además los días y noches duran por igual 12 horas durante los 365 días del año lo que no ocurre en otros países tales como Alemania, España, Dinamarca y sin embargo han adoptado con gran éxito el sistema Net Metering. A continuación se muestra un mapa con datos de radiación solar promedio dentro del territorio ecuatoriano continental, donde se observa que la mayoría del país tiene una radiación promedio muy parecida y que llega a un valor de 4574, 99 kWh/m<sup>2</sup>/día.



**Figura 5.5 Mapa del Ecuador con su Radiación Solar.**

**Fuente: Ministerio de Electricidad y Energía Renovable.**

## **5.7. SISTEMA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA**

Estos sistemas básicamente están conformados por paneles fotovoltaicos encargados de captar la radiación solar y convertirla en corriente DC, también consta de un inversor o microinversores los cuales se encargan de transformar la corriente DC provenientes de los paneles en corriente AC, entre otros componentes están las protecciones, las cuales son las encargadas de garantizar el correcto funcionamiento del sistema fotovoltaicos con la red doméstica, una vez trasformada la corriente DC en corriente AC esta es utilizada por las cargas conectadas más próximas al sistema de generación.

Los sistemas fotovoltaicos se pueden clasificar en sistemas aislados y sistemas conectados a la red. Los sistemas fotovoltaicos aislados de la red tienen los elementos mencionados anteriormente, además necesitan un banco de baterías y un controlador de carga para las mismas, para poder almacenar la energía y de esa manera administrarla para garantizar la autonomía de electricidad cuando no

haya la suficiente radiación solar y así abastecer la carga de manera ininterrumpida. Por ejemplo en las noches cuando ya no existe radiación solar los paneles fotovoltaicos no generan energía por lo tanto las baterías tienen que alimentar las cargas conectadas en aquel sistema. Los sistemas conectados a la red tienen los mismos elementos que los sistemas aislados de la red excepto que en estos ya no se usa el banco de baterías ya que el sistema de distribución actúa como tal, es decir si se produce energía en exceso, esa porción de energía va hacia la red y si hay escasez de generación fotovoltaica la red provee el faltante de energía que necesita la carga. En todo momento el sistema fotovoltaico tiene que garantizar una correcta operación en paralelo con la red de distribución, para ello la instalación fotovoltaica entra a operar e inyectar energía a la red siempre y cuando cumpla con las condiciones técnicas que se detallan a continuación en la norma 1547 de la IEEE. [25]

#### **5.7.1. REQUERIMIENTOS DE LA NORMA**

La norma 1547 establece que ningún generador distribuido tiene que actuar como un regulador de voltaje activo en el punto de conexión, es decir no deberá causar variaciones de voltaje superiores a los especificados en la norma ANSI C84, donde se permite una variación de voltaje de  $\pm 5\%$  del voltaje nominal.

La coordinación de protección para cuando un sistema debe inyectar o tiene que dejar de hacerlo lo establece la norma 1547 de la IEEE sobre interconexión de generación distribuida con sistemas eléctricos de potencia donde se dispone los parámetros para la coordinación de estos sistemas, en cuanto a voltaje y frecuencia se refiere. Además establece que se necesita un dispositivo de protección con el que se debe aislar el sistema de generación con la red de distribución, este corte siempre tiene que ser visible. Otro aspecto importante es la protección que deben tener los equipos contra la interferencia electromagnética (EMI) según la norma IEEE Std C37.90.2-1995.

A continuación se muestra en la tabla 5.1 los niveles de voltaje en porcentaje respecto del nominal para el cual se debe desconectar el sistema de generación de manera automática. [25], [26]

**Tabla 5.1 Respuesta del sistema interconectado a Voltajes Anormales****Fuente: Norma 1547, Interconexión de Generación Distribuida, IEEE.**

Rango de Voltaje (% de voltaje base)	Tiempo de Despeje (s)
$V < 50$	0.16
$50 \leq V < 88$	2.00
$110 < V < 120$	1.00
$V \geq 120$	0.16

En la tabla 5.2, se presenta los rangos de frecuencia y los tiempos de despeje para cuando la frecuencia no está dentro de los límites permitidos por la norma.

**Tabla 5.2 Respuesta del sistema interconectado a Frecuencias Anormales.****Fuente: Norma 1547, Interconexión de Generación Distribuida, IEEE.**

Tamaño del Sistema	Rango de Frecuencia (Hz)	Tiempo de Despeje (s)
$\leq 30$ kW	$> 60.5$	0.16
	$< 59.3$	0.16
$> 30$ kW	$> 60.5$	0.16
	$< 59.8 - 57.0$	Ajustable de 0.16 a 300
	$< 57.0$	0.16

Si ocurre un disturbio en la red eléctrica, que obligue a desconectarse al Sistema de Generación distribuida, este no podrá volverse a conectarse a la red instantáneamente sino hasta que esta esté operando dentro de los parámetros especificados en la tabla 5.1 y tabla 5.2 y esto debe ocurrir en un tiempo recomendado arriba de los 5 minutos.

### 5.7.2. CALIDAD DE ENERGÍA

En cuanto a calidad se refiere, la norma establece que el sistema de generación no deberá inyectar más del 0.5% de componente de corriente DC. En cuanto a flickers, el sistema de generación no deberá generar estas distorsiones que produzcan problemas a la red. Para los armónicos la norma IEEE 1547 establece los siguientes parámetros: [25]

**Tabla 5.3 Distorsión de corriente máxima de armónicos en porcentaje de corriente.****Fuente: Norma 1547, Interconexión de Generación Distribuida, IEEE.**

Orden h de armónicos Individual	$h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h$	Distorsión en demanda Total
Porcentaje	4.0	2.0	1.5	0.6	0.3	5.0

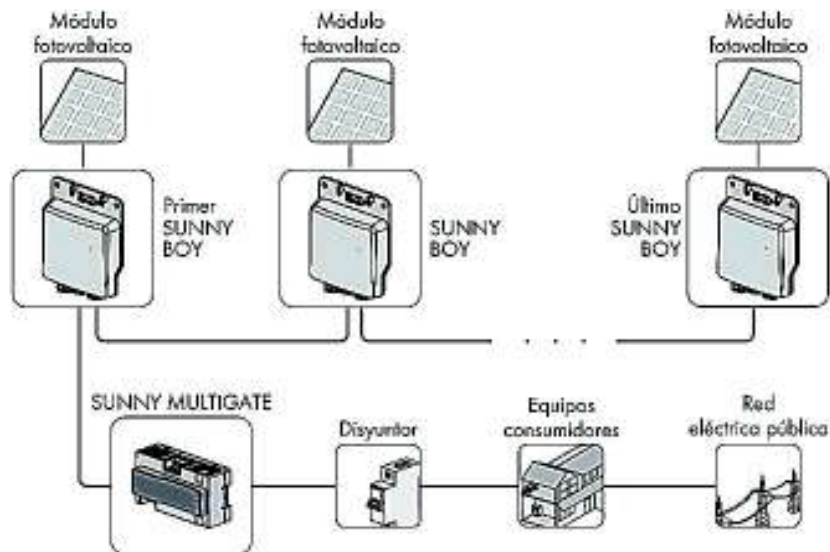
### 5.7.3. PROTECCIÓN ANTI ISLA

El sistema de generación distribuido debe ser capaz de desconectarse de la red para no trabajar de forma aislada en un tiempo máximo de dos segundos y podrá volverse a conectar después de transcurrido un tiempo mínimo de 5 minutos siempre y cuando el sistema esté operando dentro de los límites recomendados.

Los equipos encargados de conectar y desconectar de la red el sistema fotovoltaico es el inversor, para el caso donde se tiene uno solo y cuando se tiene microinversores el que monitorea y realiza tal acción es el módulo de conexión o "Multigate". Lo que hacen los dos equipos descritos anteriormente es realizar barridos constantes de las señales de control que censan el nivel de voltaje, frecuencia y sincronismo de la red de distribución y del sistema fotovoltaico para comparar y decidir si es conveniente interconectarlos o no. [25]

### 5.8. SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO A LA RED CON MICROINVERSORES.

Esta configuración tiene como componentes en general los paneles fotovoltaicos encargados de transformar la radiación solar en energía DC, también están los microinversores los cuales transforman la energía DC de cada panel en corriente AC y el módulo de conexión (Multigate) cuya función es de conectar todos los microinversores a través del Microinversor más cercano a este, después esa corriente AC pasa al tablero de protección del lugar, el mismo que está conectada a la red pública, tal como se nota en la figura 5.6. [27]



**Figura 5.6 Esquema de Conexión de Sistema Fotovoltaico con Microinversores y Multigate.**

**Fuente: Manual Sunny Boy, SMA.**

La ventaja de utilizar microinversores se da principalmente para sistemas pequeños ya que se obtiene un sistema modular con estos equipos es decir se puede empezar instalando pocos números de paneles y llegar a conectar más en el futuro, conforme vaya aumentando el consumo energético, a pesar de tener un costo elevado lo compensa con la eficiencia y rendimiento de cada Microinversor conectado a cada uno de los paneles, ya que por efecto de sombras o algún problema en algún panel fotovoltaico no afecta la eficiencia del resto del sistema. Además para sistemas mucho más grandes en el aspecto de costos se elevaría demasiado por lo cual es más conveniente utilizar un solo inversor, porque incluso se tiene un limitante ya que es posible conectar solo hasta 12 microinversores por Multigate y para un sistema trifásico se usaría hasta 3 Multigate dando un total de 36 paneles fotovoltaicos y con ello se alcanza una potencia pico total de 8.28 kW.

## **5.9. SISTEMA FOTOVOLTAICO CON UN SOLO INVERSOR**

En el siguiente gráfico se observa los elementos básicos que conforma un sistema fotovoltaico conformado por un solo inversor, se observa los paneles fotovoltaicos, encargados de transformar la energía proveniente del sol en energía DC luego de eso esa energía pasa por el inversor cuya función es de recibir la

energía DC de los paneles y transformarla en corriente AC para luego ir al breaker principal de donde saldrá la energía para el tablero de distribución y donde estará conectado también el medidor bidireccional el cuál registrará la energía producida y consumida para entregar una medición neta mensual, luego del medidor obviamente se encuentra la red de distribución. Se observa que el flujo de energía es bidireccional solo en el tramo del medidor y la red eléctrica es decir se inyectará o consumirá energía como la demanda de cada usuario así lo requiera, los demás componentes tienen el flujo de energía en una sola dirección los paneles generando y las cargas recibiendo energía tal como se nota en la figura 5.7.

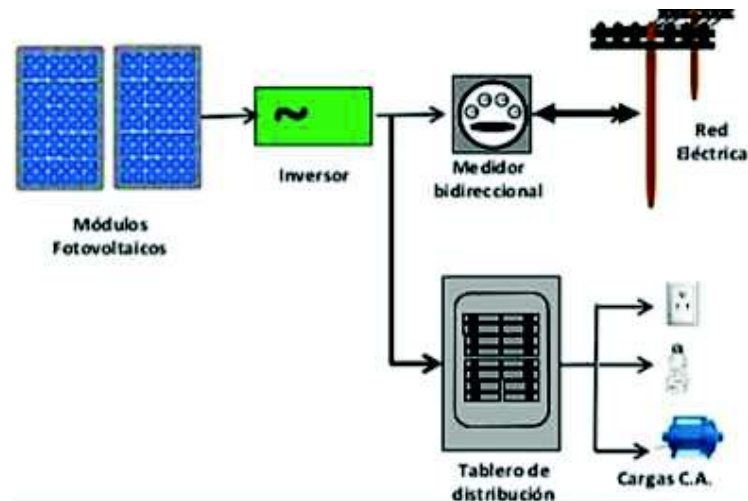


Figura 5.7 Esquema Gráfico de Sistema Conectado a la Red con un Inversor.

Fuente: Monycon, México.

## 5.10. DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS

### 5.10.1. MÓDULOS O PANELES FOTOVOLTAICOS

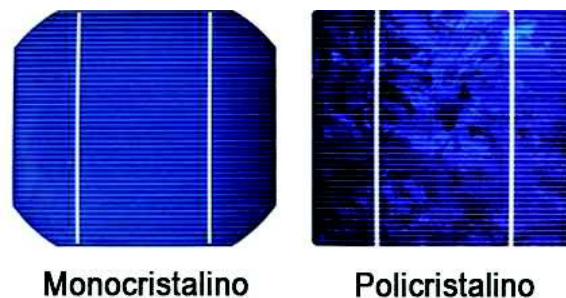
Los paneles fotovoltaicos basan su funcionamiento en el efecto fotoeléctrico, es decir la radiación solar, que está compuesta de fotones llega a las celdas fotovoltaicas (las cuales conforman los paneles y estas a su vez están compuestas por lo menos de dos capas de material semiconductor, una con exceso de electrones y otra con déficit de electrones), penetra en el material semiconductor y hace que los electrones se desplacen de la capa con mayor número de electrones hacia la capa con déficit de electrones, permitiéndole a los



“huecos” (portadores minoritarios) también “desplazarse” pero en sentido contrario, este efecto genera una diferencia de potencial entre estas dos placas produciendo un flujo de electrones, el mismo que a través de un conductor eléctrico conectado en los extremos de cada placa y una carga que cierre el circuito se obtiene una corriente DC, exactamente el mismo funcionamiento que se obtendría con una pila.

Existen diferentes tipos de paneles fotovoltaicos, pero los más utilizados son los paneles monocristalinos y los policristalinos. Los paneles monocristalinos están compuestos por un material semiconductor mucho más uniforme, su fabricación es más lenta, por lo que el costo de producción es elevado pero su mayor ventaja es el rendimiento, ya que con un menor número de paneles monocristalinos se logra la misma cantidad de kWh generados que con paneles policristalinos, lo cual se traduce en menor espacio físico. Los paneles monocristalinos tienen un rendimiento que pueden alcanzar el 22% según los fabricantes y las pruebas realizadas. En cambio los policristalinos tienen un rendimiento que bordean el 15 % en el mejor de los casos.

Los dos tipos se diferencian físicamente ya que los módulos monocristalinos tienen un color más uniforme y sus esquinas son redondeadas, mientras los otros tienen una forma cuadriculada, como se observa en la siguiente figura. [28]



**Figura 5.8** Apariencia Física de Paneles Fotovoltaicos.

**Fuente:** SunFlower-Solar.

### **5.10.2. INVERSOR**

El inversor es el equipo encargado de recibir la señal eléctrica de corriente continua o DC y transformarla en señal alterna o AC, señal alterna que es utilizada por cargas eléctricas como la mayoría de electrodomésticos en el hogar,

equipo de oficina o maquinaria en la industria. Al inversor se lo puede clasificar en dos grupos por la manera de su conexión es decir en Inversores aislados de la red e Inversores conectados a la red. Los primeros se utilizan en sectores remotos o que no cuentan con servicio eléctrico, ya que convierten la señal DC en AC para ser utilizada de acuerdo a la demanda del sitio que se quiere abastecer. Otra característica en estos sistemas aislados de la red es la utilización de baterías que puedan respaldar el uso de energía eléctrica durante las noches donde no existe generación fotovoltaica. En cambio los inversores conectados a red transforman la señal DC en AC y esta es utilizada por las cargas conectadas al sistema si es que existe demanda caso contrario esa energía generada es inyectada a la red eléctrica. Así mismo estos inversores pueden ser de conexión monofásica o trifásica. Este segundo tipo de inversores poseen características que les permite inyectar energía de calidad a la red de distribución y así no afectar los parámetros técnicos mínimos del sistema de distribución. Como parámetros principales se debe tener en cuenta la magnitud de la onda de voltaje, la frecuencia de la señal y el sincronismo de las fases, estos tres parámetros son analizados por el inversor y es su circuito de control el que determina si es factible o no entrar a operar en paralelo con la red de distribución, estos parámetros están descritos en la norma IEEE 1547. A continuación se muestra una figura del Inversor Sunny Boy utilizado para los casos estudiados.



**Figura 5.9 Inversor Sunny Boy.**

**Fuente: Manual SMA, Inversor Sunny Boy.**

### 5.10.3. MICRO INVERSOR

Este dispositivo cumple la misma tarea principal que el inversor conectado a la red, es decir convertir la señal DC proveniente de los paneles fotovoltaicos y transformarla en señal AC para la alimentación de las diferentes cargas eléctricas presentes en el sitio. Una notable diferencia es que estos micro-inversores permiten una implementación modular ya que se pueden ir agregando paneles fotovoltaicos como la demanda y el cliente así lo requiera ya que la manera de conexión es; un micro-inversor por cada panel instalado. La utilización de microinversores es conveniente para sistemas no muy grandes por el costo de inversión que representa. Además se tiene un limitante en cuanto al número de microinversores que se puede conectar, ya que el número depende del módulo de conexión Multigate. Otra diferencia importante con los inversores es su rendimiento ya que tiene una eficiencia superior a los inversores, también la avería o el bajo rendimiento de uno de los paneles no afecta sustancialmente al rendimiento del sistema por lo que se logra obtener una eficiencia global por encima de los sistemas que poseen un solo inversor. A continuación se muestra el microinversor Sunny Boy empleado en este análisis.



**Figura 5.10 Microinversor Sunny Boy.**

**Fuente: Manual Microinversor Sunny Boy, SMA.**

### 5.10.4. MÓDULO DE CONEXIÓN

El módulo de conexión es el encargado de enlazar la planta fotovoltaica con la red pública. La capacidad máxima es de 12 microinversores por Multigate. Este debe conectarse al Microinversor más cercano en los bornes donde dice Inverter y la red pública en los bornes donde dice Grid, tal como se muestra en la figura 5.11.



**Figura 5.11 Sunny Multigate US.**

**Fuente: Manual Sunny Multigate US, SMA.**

El Multigate es el equipo encargado de monitorear la red pública y establecer la sincronización con el sistema fotovoltaico compuesto por los microinversores, es decir entran tres señales, la señal proveniente de los microinversores, la señal de la red de distribución y tiene un puerto para comunicación para conectarse a la red de internet. Este dispositivo es el encargado de monitorear en todo momento las condiciones de la red y del sistema fotovoltaico para que puedan operar en conjunto. Así mismo cuenta con un puerto para conectarse al internet para ser monitoreado por el centro de control o el cliente a través de la red.

#### **5.10.5. CIRCUIT BREAKER**

El circuit breaker que se usa luego del sunny Multigate el fabricante recomienda utilizar uno de 15 A como protección de sobrecorriente. El circuit breaker para el sistema de un solo inversor se debe dimensionar de acuerdo a la potencia del inversor y la corriente que va a manejar en cada caso de acuerdo al tamaño del sistema

#### **5.10.6. MEDIDOR BIDIRECCIONAL**



Es el encargado de registrar la energía que sale hacia la red y la que entra desde la red, muestra dos lecturas para saber si el usuario tiene energía a favor o en contra. En varios países se instala un solo medidor mientras que en otros se instala dos medidores uno para registrar la energía generada por el sistema fotovoltaico y otro para el de la red de distribución. Tomando en cuenta los costos de mantenimiento así como el espacio, se cree que la mejor opción es la de instalar un solo medidor

## **5.11. PARÁMETROS PARA DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS**

### **5.11.1. CONSUMO MEDIO MENSUAL**

Se tomaron siete casos con tarifa residencial cada uno de ellos con diferente promedio de consumo mensual, desde un cliente de 130 kWh, 200 kWh, 400 kWh, 750 kWh, 1000 kWh, 3000 kWh y 5000 kWh. Los datos de consumo mensual fueron tomados de siete clientes de la EEQ, se analiza desde un consumidor de 130 kWh ya que desde ese consumo no entra en la tarifa de la dignidad y hasta 5000 kWh porque aún en ese consumo existe un grupo de consumidores importante dentro de la EEQ según los datos provistos por la misma compañía.

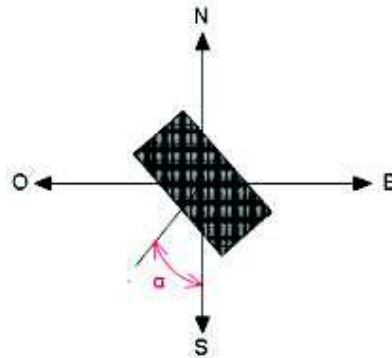
### **5.11.2. CONSUMO MEDIO DIARIO ( $E_D$ , kWh/día)**

Se toma el consumo medio mensual y se divide para 30 para sacar un consumo medio diario y así estimar cuanta energía se necesita y el tamaño del sistema que se requiere para llegar a tener un consumo neto de 0 kWh y de esa forma estimular el autoconsumo.

### **5.11.3. ÁNGULO AZIMUT**

Es el ángulo que forma la proyección sobre el plano horizontal de la normal a la superficie del módulo y el meridiano del lugar. Para paneles orientados hacia el sur es 0 grados, para paneles orientados al norte es 180 grados, para paneles orientados al este 270 y los orientados hacia el oeste 90 grados. Para paneles

ubicados en el hemisferio norte se los orienta apuntando hacia el sur y los ubicados en el hemisferio sur se los orienta hacia el norte, como se observa en la siguiente figura. [29]

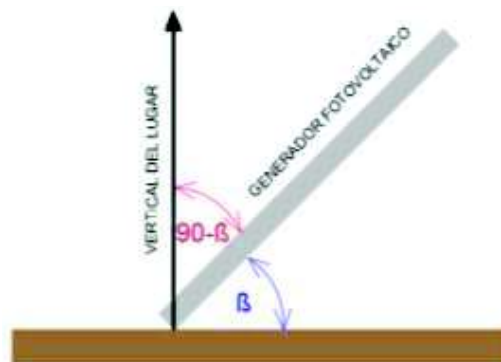


**Figura 5.12 Representación de ángulo azimut.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

#### 5.11.4. ÁNGULO DE INCLINACIÓN

Es aquel que forma la superficie del módulo con el plano horizontal, tal como se ve en la figura 5.13. Su valor es  $0^\circ$  para módulos horizontales y  $90^\circ$  si son verticales. La inclinación para paneles con posición fija se recomienda utilizar la inclinación óptima igual a la latitud del lugar escogido. [29]



**Figura 5.13 Representación de ángulo de inclinación.**

**Fuente: Instalaciones eléctricas domésticas convencionales y solares fotovoltaicas, Gilberto Enríquez Harper.**

Las pérdidas de radiación por inclinación, orientación y sombras deben estar dentro del rango especificado en la tabla 5.4.

**Tabla 5.4 Porcentaje Estimado de Pérdidas de Sistemas Fotovoltaicos.**

**Fuente: IDAE (Pliego de Condiciones Técnicas).**

<b>Pérdidas de radiación del generador</b>	<b>Valor máximo permitido (%)</b>
Inclinación y orientación	20
Sombras	10
Combinación de ambas	20

#### **5.11.5. VALOR MEDIO MENSUAL DE IRRADIACIÓN DIARIA ( $G_{dm0}$ )**

Es el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre unidad de superficie horizontal expresado en  $kWh/m^2día$ . Para el diseño del sistema se toma el peor mes del año. Para este estudio de acuerdo al nivel medio mensual de irradiación en Quito se ha tomado el mes de diciembre. [22]

#### **5.11.6. FACTOR DE IRRADIACIÓN (FI)**

Este factor se utiliza para considerar las pérdidas por sombreado, polvo en el ambiente, etc. debido a la ubicación de los paneles.

$$FI = 1 - \left[ 1.2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{\acute{o}pt})^2 + 3.5 * 10^{-5} * \alpha^2 \right] \text{ para } 15^\circ < \beta < 90^\circ \quad (5.1)$$

$$FI = 1 - \left[ 1.2 * 10^{-4} * (\beta - \beta_{\acute{o}pt})^2 \right] \text{ para } \beta \leq 15^\circ \quad (5.2)$$

#### **5.11.7. VALOR MEDIO DE LA IRRADIACIÓN DIARIA SOBRE UNIDAD DE SUPERFICIE ( $G_{dm}$ )**

Es el valor medio mensual de la irradiación diaria sobre unidad de superficie expresado en  $kWh/m^2día$ , tomando en cuenta las pérdidas por Irradiación si no se tomó la orientación e inclinación óptima de los paneles fotovoltaicos además las pérdidas por irradiación tomados en FI.

$$G_{dm}(\alpha, \beta) = FI * FS * K * G_{dm0} \quad (5.3)$$

#### **5.11.8. FACTOR K**

El factor K se obtiene calculando la relación entre el valor medio mensual de la radiación diaria sobre una superficie orientada hacia el sur con una inclinación

óptima y el valor medio mensual de la radiación diaria sobre una superficie horizontal, los valores de k se observan en la figura 5.5.

$$k = \frac{G_{dm}(\alpha = 0^\circ, \beta_{opt})}{G_{dm0}} \quad (5.4)$$

**Tabla 5.5 Valor de Constante K.**

**Fuente: IDAE.**

Período de diseño	$\beta_{opt}$	$k = \frac{G_{dm}(\alpha = 0^\circ, \beta_{opt})}{G_{dm0}}$
<b>Diciembre</b>	$\varphi + 10$	1.7
<b>Julio</b>	$\varphi - 20$	1
<b>Anual</b>	$\varphi - 10$	1.15

$$P_{mp,min} = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) * PR} \quad (5.5)$$

### 5.11.9. FACTOR DE SOMBREADO(FS)

Este factor se calcula respecto del caso ideal, es decir de las condiciones de un cielo totalmente despejado. Se calcula el porcentaje a partir de la expresión (1-FS).

### 5.11.10. EFICIENCIA DEL SISTEMA

Para el cálculo de la eficiencia del sistema fotovoltaico se deben considerar las pérdidas por temperatura, conductores, suciedad en paneles, inversor, etc. Estas pérdidas pueden ser calculadas por la siguiente ecuación:

$$PR = \frac{E_D G_{CEM}}{G_{dm}(\alpha, \beta) P_{mp}} \quad (5.6)$$

Donde:

$$G_{CEM} = 1 \text{ kW/m}^2$$

$P_{mp}$  = Potencia pico del generador(kWp).



Sin embargo, la IDAE ha establecido valores típicos como , PR=0.7 para sistema con inversores y PR=0.6 para sistemas con inversores y baterías.

## 5.12. DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS DE ACUERDO AL CONSUMO ENERGÉTICO

- 1) Uno de los sistemas considerados tiene un promedio mensual de energía de 1000 kWh.

$$\text{Consumo Medio Mensual} = 1000 \text{ kWh}$$

- 2) Se divide los 1000 kWh de energía consumida mensualmente para 30 días y de esa forma sacar el consumo medio diario, y por ende la energía demandada diaria que debe producir el sistema diariamente.

$$\text{Consumo Medio Diario} = \frac{1000 \text{ kWh}}{30 \text{ días}} = 33.33 \text{ kWh/día}$$

$$E_D = 33.33 \text{ kWh/día}$$

Es decir, el sistema debe ser capaz de producir 33.33 kWh por día durante los 30 días del mes.

- 3) La localización se encuentra a través del google maps, este arroja la latitud y longitud del sitio especificado.

$$\text{Latitud} = -0.2^\circ$$

$$\text{Longitud} = -78.49^\circ$$

- 4) Para la Orientación de los paneles fotovoltaicos se ha tomado la orientación hacia el sur es decir  $0^\circ$ , y la inclinación óptima de los paneles sería  $0^\circ$  para recibir la mayor cantidad de radiación de forma perpendicular, pero con el fin de que el polvo no se acumule y resbale sin problema cuando llueve o se limpian los paneles se ha dejado una inclinación de  $10^\circ$ .

$$\alpha (\text{Orientación de los Paneles}) = 0^\circ$$

$$\beta (\text{Inclinación de los Paneles}) = 10^\circ$$

- 5) El  $G_{dm0}$  se obtiene de los datos provistos por la página de la NASA y se extrae del peor mes con radiación del sitio elegido.

$$G_{dm0} = 3.98 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{día}$$

- 6) Se calcula el Factor de Irradiación.

$$FI = 0.988$$

7) El Factor de Sombreado

$$FS = 0.95$$

$$Ef = 0.7$$

$$G_{dm} = G_{dm0} * k * FI * FS$$

$$G_{dm} = 3.98 * 1.15 * 0.988 * 0.95 = 4.296 \text{ kWh/m}^2 * \text{día}$$

$$Pmp_{min} = \frac{E_D * G_{CEM}}{G_{dm} * Ef}$$

$$Pmp_{min} = \frac{33.33 * 1}{4.296 * 0.7} = 11.08 \text{ kW}$$

$$P_{panel} = 230 \text{ W}$$

$$V_{panel} = 30 \text{ V}$$

$$N^{\circ} \text{ paneles aprox.} = \frac{11.085 \text{ kW}}{0.230 \text{ kW}} = 48.2 \text{ paneles}$$

$$N^{\circ} \text{ paneles real} = 48 \text{ paneles}$$

$$Pmp = 48 * 230 = 11.04 \text{ kW}$$

**Entonces,**

$$P_{inversor} = 12 \text{ kW}$$

$$V_{inversor} = 380 - 800 \text{ V}$$

**Finalmente,**

$$N^{\circ} \text{ paneles}_{serie} = 2$$

$$N^{\circ} \text{ paneles}_{paralelo} = 4$$

**Tabla 5.6 Parámetros y Equipos calculados de los sistemas con microinversores.**

**Fuente: Elaboración Propia.**

<b>CALCULO DE LOS SISTEMA FOTOVOLTAICO CON MICROINVERSORES</b>				
<b>Parámetros</b>	<b>CASOS DE ESTUDIO</b>			<b>UNIDADES</b>
Consumo/mes	130	200	400	kWh
Consumo/diario	4,333	6,666	13,333	kWh
Localidad	Quito	Quito	Quito	
Latitud	-0,2	-0,2	-0,2	grados
Longitud	-78,49	-78,49	-78,49	grados
Ed	4,333	6,666	13,333	kWh
Periodo DE DISEÑO	Anual	Anual	Anual	
$\alpha$ óptimo	0	0	0	grados
$\beta$ óptimo	0	0	0	grados
$\alpha$ real	0	0	0	grados
$\beta$ real	10	10	10	grados
Gdm0	3,98	3,98	3,98	kWh/m2.dia
FI	0,988	0,988	0,988	
FS	0,95	0,95	0,95	
Eficiencia	0,7	0,7	0,7	
Gdm( $\alpha,\beta$ )	4,296	4,296	4,296	kWh/m2.dia
Pmpmin del sistema	1,441	2,217	4,434	kW
Potencia de los paneles	0,230	0,230	0,230	kWp
Voltaje de los paneles	30	30	30	V
Numero de paneles aprox.	6,265	9,639	19,277	
Numero de paneles real	6	9	20	
Pmp	1,38	2,07	4,6	kW

La tabla anterior muestra los valores calculados como número de paneles, potencia del sistema, energía demandada de los casos de estudio con microinversores.

**Tabla 5.7 Parámetros y Equipos calculados de los sistemas con un solo Inversor.**

**Fuente Elaboración Propia.**

CALCULO DE UN SISTEMA FOTOVOLTAICO CON UN SOLO INVERSOR					
Parámetros	CASOS DE ESTUDIO				UNIDADES
Consumo/mes	750	1000	3000	5000	kWh/mes
Consumo/diario	25	33,3333	100	166,67	kWh/día
Localidad	Quito	Quito	Quito	Quito	
Latitud	-0,2	-0,2	-0,2	-0,2	grados
Longitud	-78,49	-78,49	-78,49	-78,49	grados
Ed	25	33,3333	100	166,67	kWh/día
Periodo de diseño	Anual	Anual	Anual	Anual	
$\alpha_{op}$	0	0	0	0	grados
$\beta_{op}$	0	0	0	0	grados
$\alpha$	0	0	0	0	grados
$\beta$	10	10	10	10	grados
Gdm0	3,98	3,98	3,98	3,98	kWh/m2.dia
FI	0,99	0,988	0,988	0,988	
FS	0,95	0,95	0,95	0,95	
Eficiencia	0,7	0,7	0,7	0,7	
Gdm( $\alpha,\beta$ )	4,296	4,296	4,296	4,296	kWh/m2.dia
Pmpmin	8,313	11,085	33,254	55,423	kW
Potencia de Paneles	230	0,230	0,230	0,230	kWp
Voltaje de Paneles	30	30	30	30	V
Número de Paneles Aproximado	36,1	48,2	144,6	241,0	
Número de Paneles Real	36,0	50	146	242	
Pmp	8,28	11,05	33,58	55,66	kW
INVERSOR					
P entrada	9	12	34	56	kW
V entrada	370-800	380-800	400-800	380-800	V
PANELES EN SERIE	12	12	24	20	
PANELES EN PARALELO	3	4	3	4	

La tabla 5.7 muestra los valores calculados como número de paneles, potencia del sistema, energía demandada de los casos de estudio con un solo inversor.

Según el ARCONEL un generador de energía debe producir energía eléctrica con los siguientes requerimientos:

El nivel de voltaje en el punto de conexión debe estar en el rango de 0.95 a 1.05 p.u.

En el ANEXO C se presentan los diagramas de conexión para sistemas con microinversores e inversor central.

## **CAPÍTULO 6: SIMULACIÓN CON EL SOFTWARE HOMER**

### **2.68 BETA**

#### **6.1. INTRODUCCIÓN**

Los estudios llevados a cabo en el campo de la investigación tienen la ventaja de utilizar herramientas computacionales que respaldan y ayudan a entender de mejor manera los resultados encontrados en diferentes áreas que así se requiera. El caso de las Energías Renovables no es la excepción, para las simulaciones de los casos en este Estudio Técnico se ha escogido un software que permite simular de forma sencilla y amigable los casos planteados, ya que la selección y la entrada de datos se la realizan de una forma más intuitiva que otros programas como por ejemplo RetScreen. Además se optó por este programa ya que el desarrollador provee una licencia temporal gratuita de seis meses para realizar los análisis necesarios. El software escogido es HOMER 2.68 Beta el cual ha sido desarrollado por NREL (National Renewable Energy Laboratory), esta es una agencia dedicada a la investigación de Eficiencia energética y Energías Renovables con su sede en los Estados Unidos.

#### **6.2. SOFTWARE**

Homer Legacy es un poderoso software para el análisis de sistemas energéticos conectados y desconectados de la red de distribución. Cuando se realiza este tipo de análisis para implementar estos sistemas, se toman en cuenta variables como el tipo de equipos que se va a utilizar, el tamaño de los componentes, incluso otras variables como la inclinación de paneles fotovoltaicos o la velocidad del viento para sistemas eólicos, que lo vuelven un poco más complejo al estudio al realizarlo de forma manual los cálculos, por la cantidad de variaciones que aquellas variables provocan, extendiendo mucho más la investigación. Homer simplifica en muchos casos este tipo de cálculos permitiéndole al usuario agregar datos que sensibilicen aún más los resultados y proyecciones del estudio, en algunas variables acepta hasta 10 datos diferentes para realizar la simulación, asimismo permite desplegar gráficas y tablas que pueden adjuntarse a reportes y presentaciones si así se lo requiere. Para poder descargarse y solicitar este

software hay que registrarse en la página oficial del programa [http://www.homerenergy.com/HOMER\\_legacy.html](http://www.homerenergy.com/HOMER_legacy.html) y escoger la opción descargar, describiendo las razones y el propósito de la utilización del producto. Una vez aprobado por parte del desarrollador el requerimiento se procede a descargar e instalar el programa.

### **6.2.1. FUNCIONAMIENTO**

Este programa realiza los cálculos para cada una de las 8760 horas anuales, para cada una de ellas compara la demanda eléctrica con la energía que genera el sistema en cuestión, después de lo cual hace un balance energético, con la ventaja de que el flujo de energía se lo puede hacer para cada uno de los equipos del sistema logrando de esa manera un análisis más objetivo para ver en qué parte del sistema se puede mejorar. Para sistemas que tienen grupos electrógenos o baterías de respaldo el software decide que es lo más conveniente y realiza los cálculos de manera automática. Además de eso, también determina si es factible técnicamente, es decir si el sistema puede abastecer o no la demanda que requiere la carga sin dejar de lado el aspecto económico donde entran variables de precios de equipos, combustible e intereses generados a lo largo de la vida útil del sistema. Todas estas variables técnicas y económicas se las va introduciendo conforme el usuario lo disponga y si el programa encuentra algún inconveniente con alguno de los datos arroja una advertencia indicando el conflicto.

#### **6.2.1.1. Análisis de sensibilidad**

Homer acepta múltiples valores para variables sensibles, las mismas que están representadas por dos llaves {}, es decir que acepta diferentes datos de entrada para una variable y realiza el análisis para cada uno de aquellos valores con el fin de arrojar resultados para cada valor introducido, por ejemplo una variable sensible puede ser el tiempo de vida, en donde se puede especificar diferente número de años que el sistema operará entonces el programa correrá la simulación para cada uno de esos datos, la inclinación de los paneles puede ser otra variable sensible poniendo los paneles a distintas inclinaciones y viendo los

resultados para cada ángulo de inclinación, otra variable es la orientación, etc. las variables sensibles aceptan hasta 10 combinaciones por cada parámetro.

### 6.2.1.2. Creación de Nuevo Archivo Homer

Se abre el programa Homer Legacy 2.68 desde el escritorio o desde el menú inicio, si se guardó un proyecto anteriormente, el programa abrirá el último archivo guardado automáticamente como se muestra en la siguiente figura:

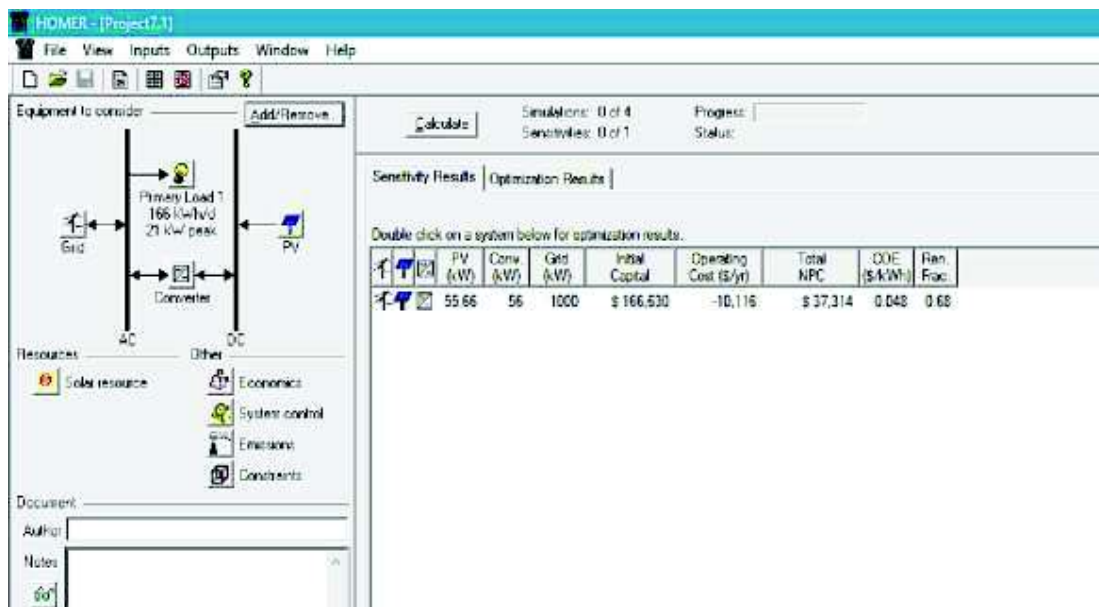
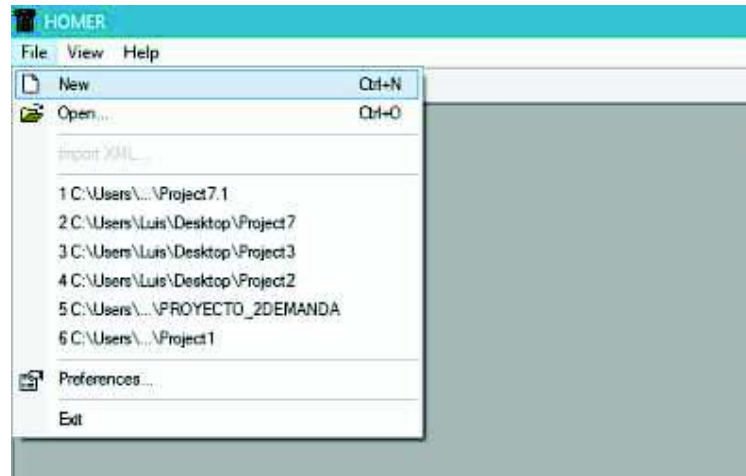


Figura 6.1 Ventana de Inicio de Homer Legacy.

Fuente: Programa Homer Legacy 2.68

Caso contrario sino se ha hecho algún diseño o el programa no encuentra el último proyecto trabajado aparecerá la pantalla principal del programa de color gris. Después de abrir el programa se puede crear un nuevo proyecto dando clic en Archivo (File) y se escoge la opción Nuevo (New) o directamente en la barra de tarea se da clic en el ícono Nuevo (New) como se observa en la figura 6.2.

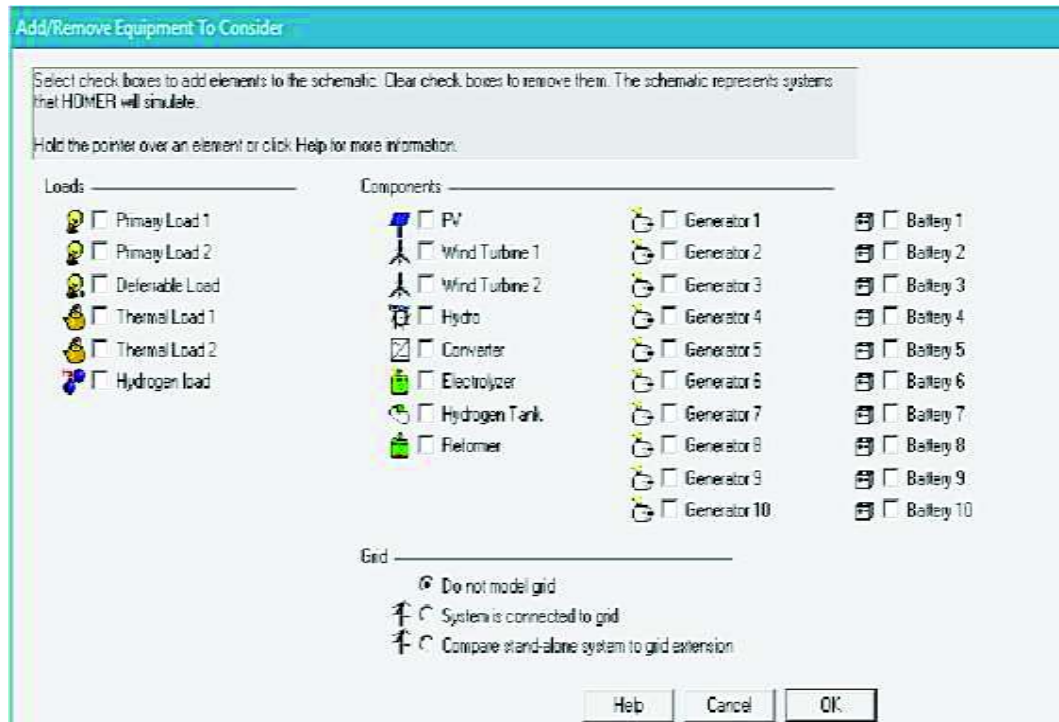




**Figura 6.2 Creación de nuevo archivo Homer.**

**Fuente: Programa Homer Legacy 2.68**

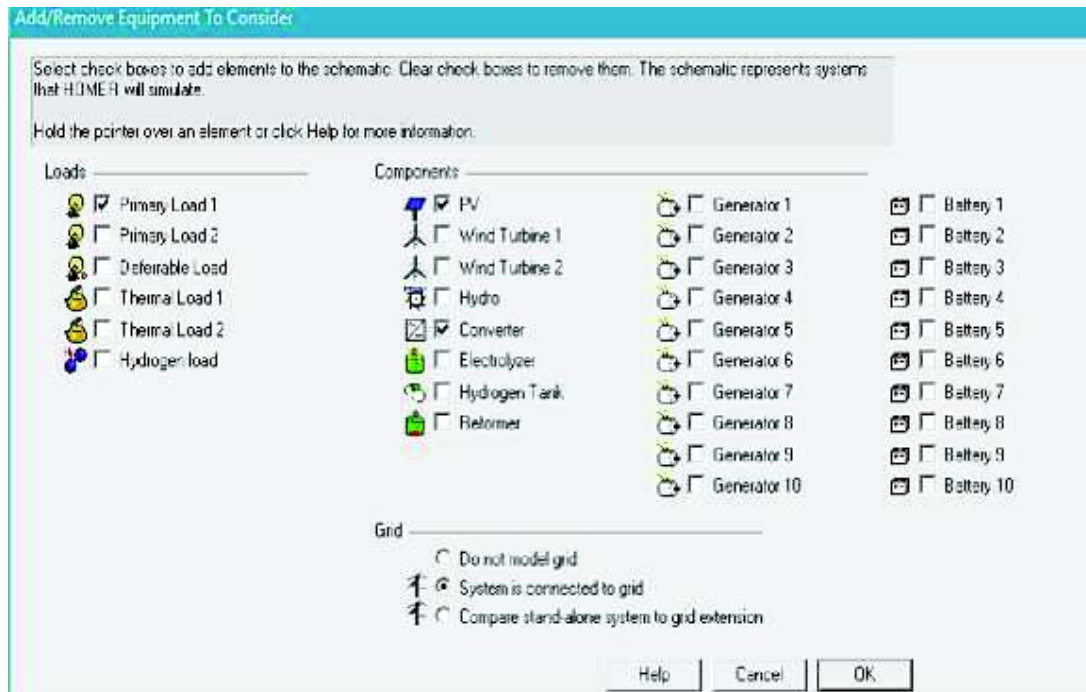
A partir de ahí se despliega una ventana, en la cual se tiene que dar clic en el botón de Agregar/Quitar (Add/Remove), para comenzar el proyecto. Acto seguido aparece una ventana con todos los equipos que están disponibles para adicionar o remover según sea el caso. En aquella ventana se encuentran equipos separados en dos grupos denominados cargas y componentes. En la primera agrupación se tiene cargas primarias las cuales pueden ser cargas eléctricas que se representan la carga instalada en cualquier hogar (Primary Load 1,2), también se tiene cargas con demanda diferible, es decir que ellas tienen un horario flexible en cuanto a su funcionamiento como por ejemplo los vehículos eléctricos. En el segundo grupo denominado componentes, se tiene equipos como paneles fotovoltaicos, aerogeneradores, conversores, generadores, baterías, etc. Lo detallado anteriormente se observa en la figura 6.3.



**Figura 6.3 Equipo Disponible para Agregar o Remover.**

**Fuente: Programa Homer Legacy 2.68**

Una vez abierta la ventana de los Equipos Disponibles, se escoge cada elemento necesario para el proyecto, marcando en las casillas correspondientes, también en esta ventana hay que seleccionar el tipo de red que se requiere para el análisis. En el tipo de red el software maneja tres opciones al momento de simular, cuando el proyecto está desconectado de la red, conectado a la red y la última cuando el sistema también está aislado de la red pero en esta opción permite comparar la parte económica de implementar un sistema aislado de la red con la opción de extender la red. Para los casos de estudio expuestos en este trabajo los elementos seleccionados fueron: carga primaria, paneles fotovoltaicos, inversor y sistema conectado a la red, tal como se observa en la figura 6.4. Una vez escogido los elementos y el tipo de red se da clic en aceptar (OK), para proceder a configurar cada elemento escogido.



**Figura 6.4 Escogimiento de los Equipos y Sistema de Red a Utilizar.**

**Fuente: Programa Homer Legacy 2.68**

En la parte superior izquierda del área de trabajo del programa aparece los elementos insertados como se puede visualizar en la figura 6.4. Se nota que los elementos insertados están separados por dos barras que representan el tipo de energía con la que se cuenta, para estos casos es la corriente AC en el lado de la red y la corriente DC en el lado de los paneles fotovoltaicos, cada elemento se colocará en el lado que corresponda según el tipo de energía con la que operen. Se nota en la figura 6.5 a los equipos aún desconectados porque todavía no se introducen los datos de cada variable en cada uno de los equipos. En la figura 6.13 se observa como los elementos ya están ligados a una de las dos barras AC o DC y las flechas indican la dirección de la corriente.

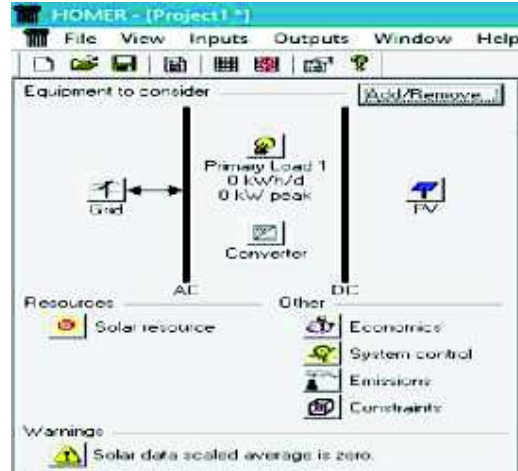


Figura 6.5 Equipo insertado en Nuevo Proyecto.

Fuente: Programa Homer Legacy 2.68

A continuación se debe ir configurando cada elemento insertado y escribiendo los parámetros mínimos de cada uno para poder realizar la simulación tal como se indica en la figura 6.6, figura 6.7 figura 6.8 y figura 6.9, donde se insertan los valores para la carga primaria, los valores del inversor, los parámetros de los paneles fotovoltaicos y los parámetros de la red de distribución.

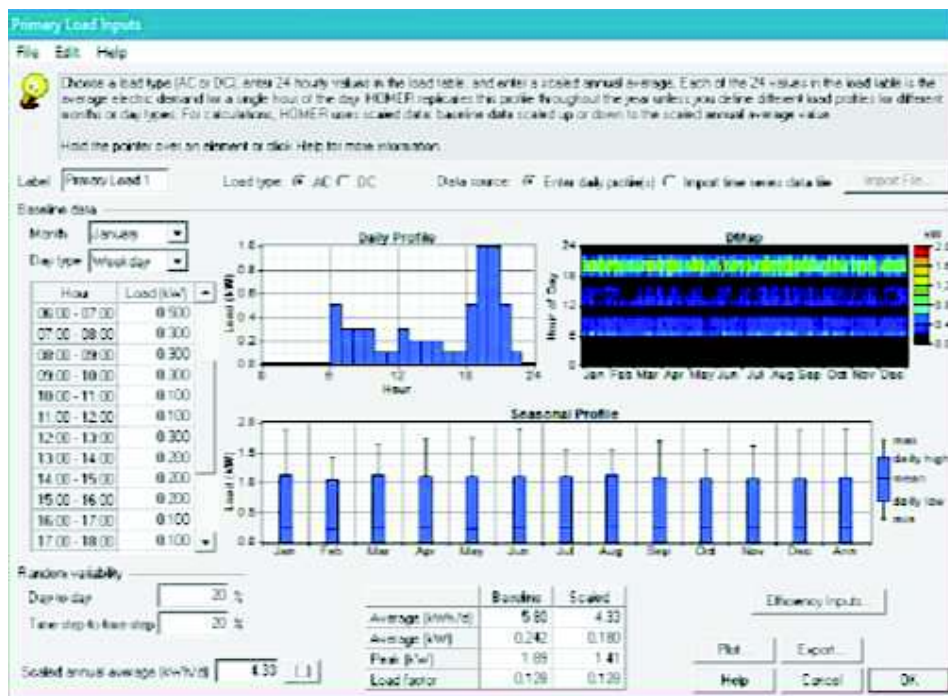


Figura 6.6 Configuración de Carga Primaria.

Fuente: Programa Homer Legacy 2.68

En la figura 6.6 se observa la ventana para la configuración de la carga primaria, donde hay que estimar la demanda para el usuario tipo que se va a diseñar el sistema fotovoltaico, para este caso tomamos el valor del usuario tipo del primer grupo, el cual tiene un consumo promedio mensual de 133 kWh, a partir de ese dato de Energía se estima la demanda de acuerdo a las cargas típicas de un usuario residencial, el factor de utilización de los electrodomésticos, la potencia de cada uno de ellos y el tiempo de uso, tomando en cuenta cada hora del día y el programa se encarga de calcular la demanda promedio diaria, el consumo promedio diario, la demanda pico y el factor de carga. Con la demanda de energía diaria hay que calcular el tamaño del sistema para poder generar esa misma cantidad de energía y poder hacer el balance de energía generada y consumida para lograr en lo posible que la energía producida sea utilizada, lo cual busca incentivar el consumo propio con el Net Metering.

**Converter Inputs**

File Edit Help

A converter is required for systems in which DC components serve an AC load or vice-versa. A converter can be an inverter (DC to AC), rectifier (AC to DC), or both.

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the converter, such as hardware and labor. As it searches for the optimal system, HOMER considers each converter capacity in the Sizes to Consider table. Note that all references to converter size or capacity refer to inverter capacity.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

**Costs**

Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	D&M (\$/yr)
1.700	1750	0	0

**Sizes to consider**

Size (kW)
0.000
1.700

**Cost Curve**

Y-axis: Cost (\$/kW) (0 to 2000)  
X-axis: Size (kW) (0.0 to 2.0)

Legend: Capital (Red line), Replacement (Blue line)

**Inverter inputs**

Lifetime (years): 25  
Efficiency (%): 97

Inverter can operate simultaneously with an AC generator

**Rectifier inputs**

Capacity relative to inverter (%): 0  
Efficiency (%): 0

Buttons: Help, Cancel, OK

Figura 6.7 Datos del Inversor.

Fuente: Programa Homer Legacy 2.68

En la ventana presentada en la figura 6.7 se introduce datos como la potencia nominal del Inversor escogido en el diseño, el costo del inversor, el reemplazo del inversor si el proyecto excede el tiempo de vida del inversor, también se declara el tiempo de vida y la eficiencia del mismo.

**PV Inputs**

File Edit Help

Enter at least one size and capital cost value in the Costs table. Include all costs associated with the PV (photovoltaic) system, including modules, mounting hardware, and installation. As it searches for the optimal system, HOMER considers each PV array capacity in the Sizes to Consider table.

Note that by default, HOMER sets the slope value equal to the latitude from the Solar Resource Inputs window.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Costs			
Size (kW)	Capital (\$)	Replacement (\$)	O&M (\$/yr)
1.600	5054	0	0
{.}	{.}	{.}	{.}

Sizes to consider
Size (kW)
0.000
1.600

**Properties**

Output current  AC  DC

Lifetime (years)  {.}

Derating factor (%)  {.}

Slope (degrees)  {.}

Azimuth (degrees W of S)  {.}

Ground reflectance (%)  {.}

**Advanced**

Tracking system

Consider effect of temperature

Temperature coeff. of power (%/°C)  {.}

Nominal operating cell temp. (°C)  {.}

Efficiency at std. test conditions (%)  {.}

Help Cancel OK

**Figura 6.8 Datos de los Paneles Fotovoltaicos.**

**Fuente: Programa Homer Legacy 2.68**

Los datos declarados en la ventana de la gráfica 6.8 es acerca de los paneles fotovoltaicos; el tamaño, el costo, el tiempo de vida, el factor de disminución debido a pérdidas como cableado, calentamiento, sombreado, etc., también se declara los datos de la inclinación de los paneles y la orientación. Además se debe escoger la opción de seguimiento de los paneles o posición fija.



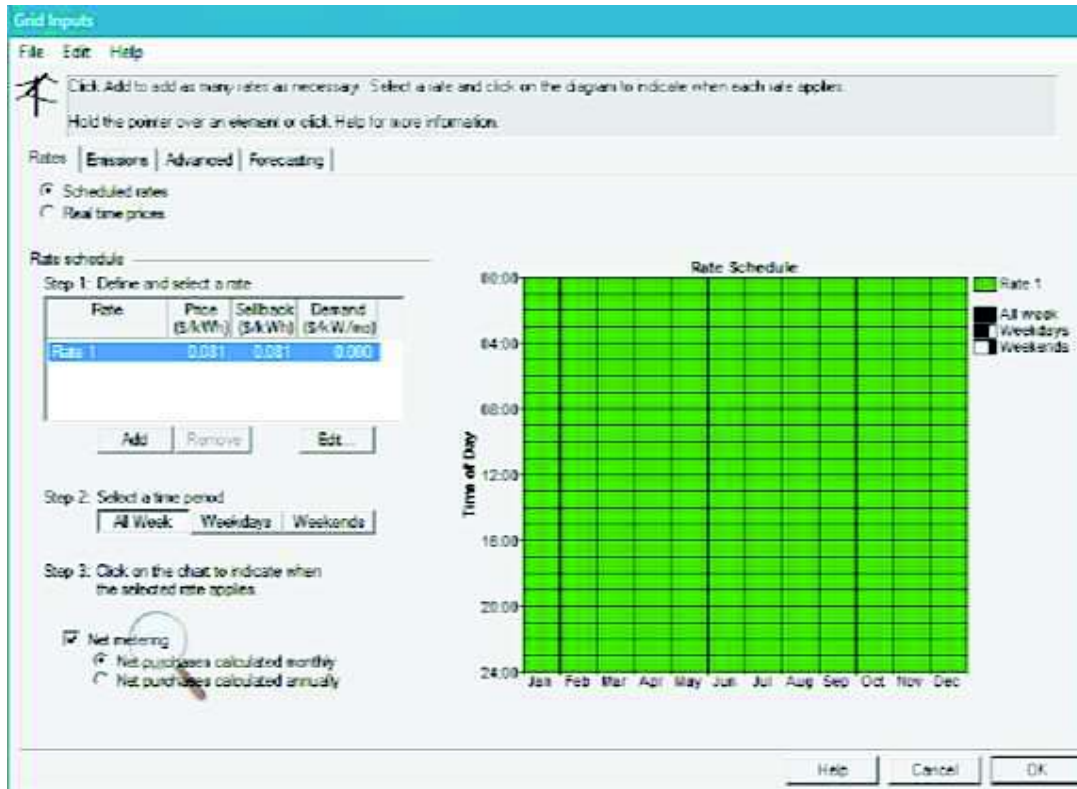



Figura 6.9 Datos de la Red.

Fuente: Programa Homer Legacy 2.68

En la figura 6.9 se declaran los datos para la red de distribución donde se debe escoger el valor de la tarifa de compra y venta de energía y los días que aplica ese valor o si es Net Metering puro donde no se tomarán en cuenta esos valores.

**Solar Resource Inputs**

File Edit Help

 HOMER uses the solar resource inputs to calculate the PV array power for each hour of the year. Enter the latitude, and either an average daily radiation value or an average clearness index for each month. HOMER uses the latitude value to calculate the average daily radiation from the clearness index and vice-versa.

Hold the pointer over an element or click Help for more information.

Location

Latitude:  °  '  North  South Time zone:

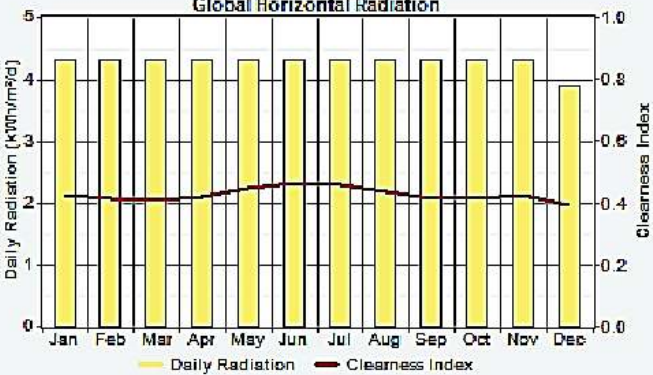
Longitude:  °  '  East  West

Data source:  Enter monthly averages  Import time series data file

Baseline data

Month	Clearness Index	Daily Radiation (kWh/m <sup>2</sup> /d)
January	0.427	4.300
February	0.414	4.300
March	0.409	4.300
April	0.421	4.300
May	0.446	4.300
June	0.462	4.300
July	0.456	4.300
August	0.434	4.300
September	0.416	4.300
October	0.415	4.300
November	0.426	4.300
December	0.393	3.900
Average:	0.426	4.266

Global Horizontal Radiation



Plot... Export... Help Cancel OK

Scaled annual average (kWh/m<sup>2</sup>/d)

**Figura 6.10 Datos de Recurso Solar.**

**Fuente: Programa Homer Legacy 2.68**

En la figura anterior se introducen los datos de radiación ya sea de manera manual uno a uno o que el programa consiga los datos del internet dando clic en el botón Conseguir Datos del Internet (Get Data Via Internet). En esta ventana también se pone la latitud y la longitud del sitio.



**Economic Inputs**

File Edit Help

HOMER applies the economic inputs to each system it simulates to calculate the system's net present cost.

Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Annual real interest rate (%)  ( )

Project lifetime (years)  ( )

System fixed capital cost (\$)  ( )

System fixed O&M cost (\$/yr)  ( )

Capacity shortage penalty (\$/kWh)  ( )

Help Cancel OK

**Figura 6.11 Datos para Análisis Económico.**

**Fuente: Programa Homer Legacy 2.68**

En la ventana mostrada en la figura 6.11 se introducen datos para el análisis económico tales como la tasa de interés anual, el tiempo de vida del proyecto, penalidades por no generar, etc.

**System Control Inputs**

File Edit Help

The system control inputs define how HOMER models the operation of the battery bank and generators. The dispatch strategy determines how the system charges the battery bank.

Hold the pointer over an element name or click Help for more information.

Simulation

Simulation time step (minutes)  ( )

Dispatch strategy

Load following

Cycle charging

Apply setpoint state of charge (%)  ( )

Generator control

Allow systems with multiple generators

Allow multiple generators to operate simultaneously

Allow systems with generator capacity less than peak load

Other settings

Allow systems with two types of wind turbines

Allow excess electricity to serve thermal load

Limit excess thermal output (% of load)  ( )

Help Cancel OK

**Figura 6.12 Datos del Sistema de Control.**

**Fuente: Programa Homer Legacy 2.68**

En la figura 6.12 se introduce datos para que el programa modele la operación del banco de baterías y los generadores.

Emissions penalties		
Carbon dioxide (\$/t)	0	(.)
Carbon monoxide (\$/t)	0	(.)
Unburned hydrocarbons (\$/t)	0	(.)
Particulate matter (\$/t)	0	(.)
Sulfur dioxide (\$/t)	0	(.)
Nitrogen oxides (\$/t)	0	(.)

Limits on emissions		
<input type="checkbox"/> Carbon dioxide (kg/yr)	0	(.)
<input type="checkbox"/> Carbon monoxide (kg/yr)	0	(.)
<input type="checkbox"/> Unburned hydrocarbons (kg/yr)	0	(.)
<input type="checkbox"/> Particulate matter (kg/yr)	0	(.)
<input type="checkbox"/> Sulfur dioxide (kg/yr)	0	(.)
<input type="checkbox"/> Nitrogen oxides (kg/yr)	0	(.)

**Figura 6.13 Ventana para Entrada de Emisiones.**

**Fuente: Programa Homer Legacy 2.68**

En la figura anterior se visualiza la ventana para declarar datos como penalidades que tiene cierto lugar para cuando se produce exceso de Dióxido de Carbono, Monóxido de Carbono u otros componentes detallados en esa ventana.

Después de haber ingresado todos los datos anteriormente expuestos aparece el sistema ya terminado y listo para empezar la simulación, tal como se ve en la figura 6.14 y 6.15, entonces se da clic en calcular (calculate) y se visualiza los resultados arrojados haciendo doble clic sobre el sistema que aparece en el recuadro más grande del programa tal como se observa en la figura 6.14.

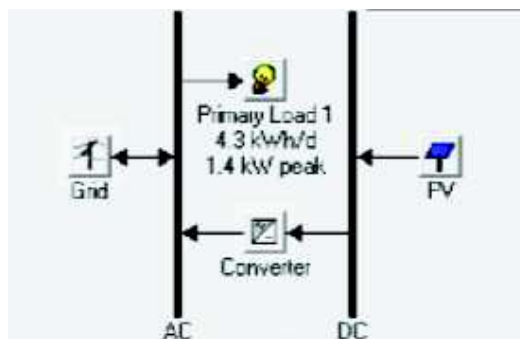


Figura 6.14 Diagrama con los elementos de red configurados.

Fuente: Programa Homer Legacy 2.68

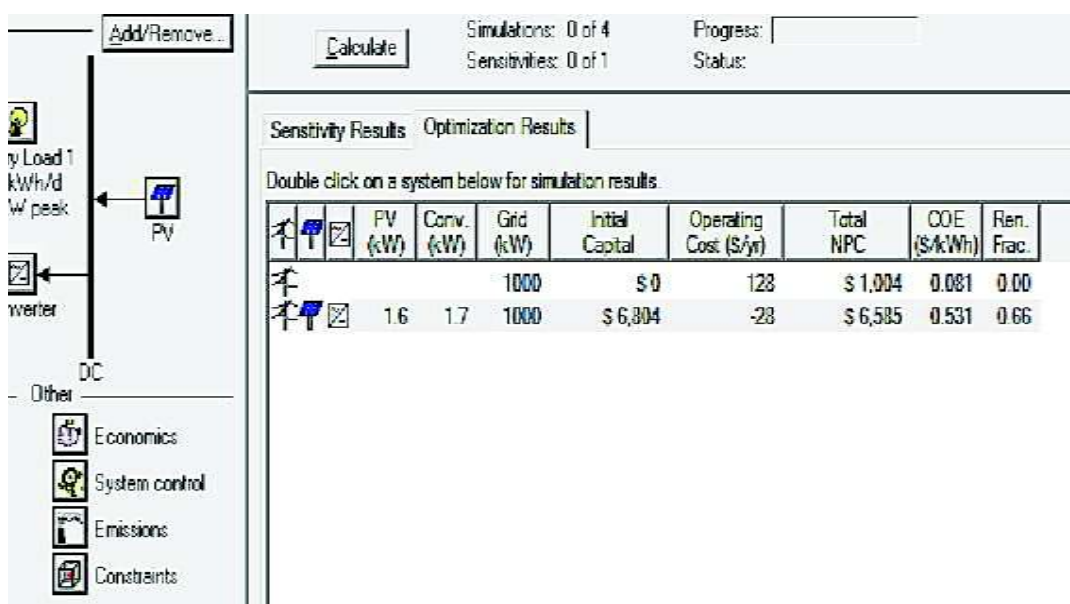
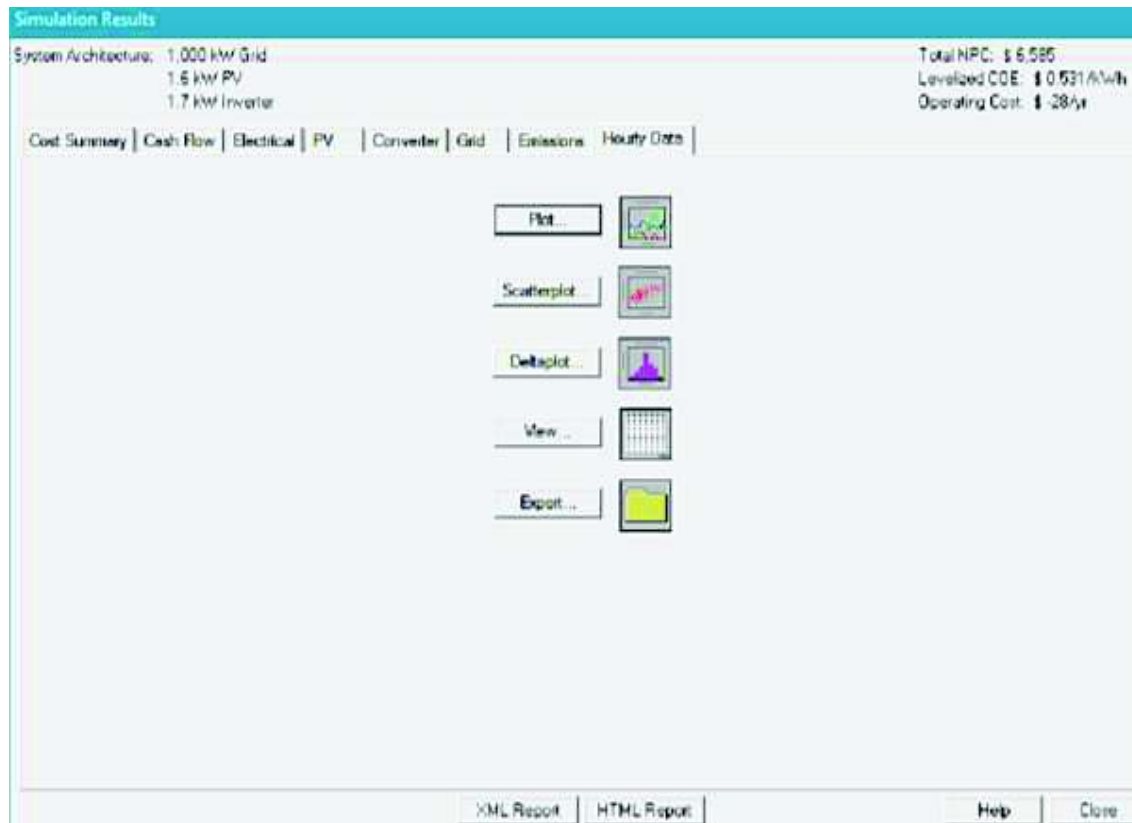


Figura 6.15 Proyecto Creado.

Fuente: Programa Homer Legacy 2.68

Luego de haber simulado el programa aparece una ventana con pestañas donde se muestran los resultados tales como Resumen de costos el cuál consta del flujo de caja del sistema. También aparece una pestaña donde se puede visualizar el flujo de caja detallado a diferencia de la pestaña anterior que era solamente un resumen. Se tiene una tercera pestaña con datos acerca del consumo y producción de energía eléctrica. Las demás pestañas detallan datos de los paneles fotovoltaicos, del inversor, de la red, las emisiones que se evita arrojar al ambiente con el sistema a implementar y por ultimo una pestaña donde se muestran las gráficas de demanda, consumo e inyección de energía del proyecto

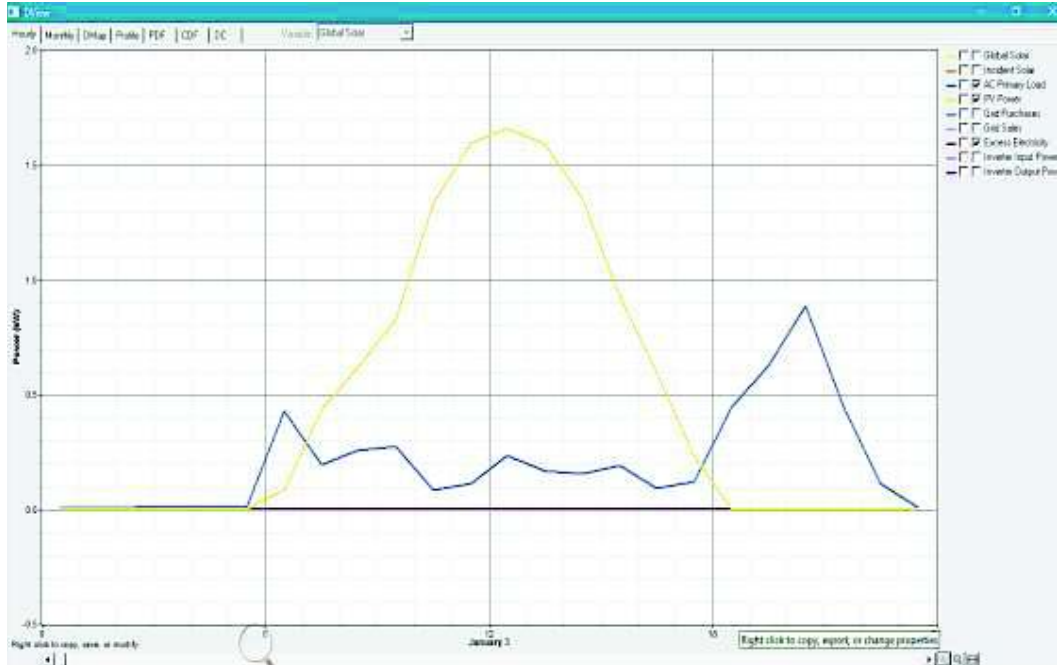
generado, la última pestaña de Datos horarios (Hourly Data), se tiene botones que presentan los resultados para cada hora del año en tablas, gráficos de Generación de Energía, Energía Consumida, Demanda de Potencia, etc. tal como se observa en la figura 6.16.



**Figura 6.16 Resultados para cada hora del año.**

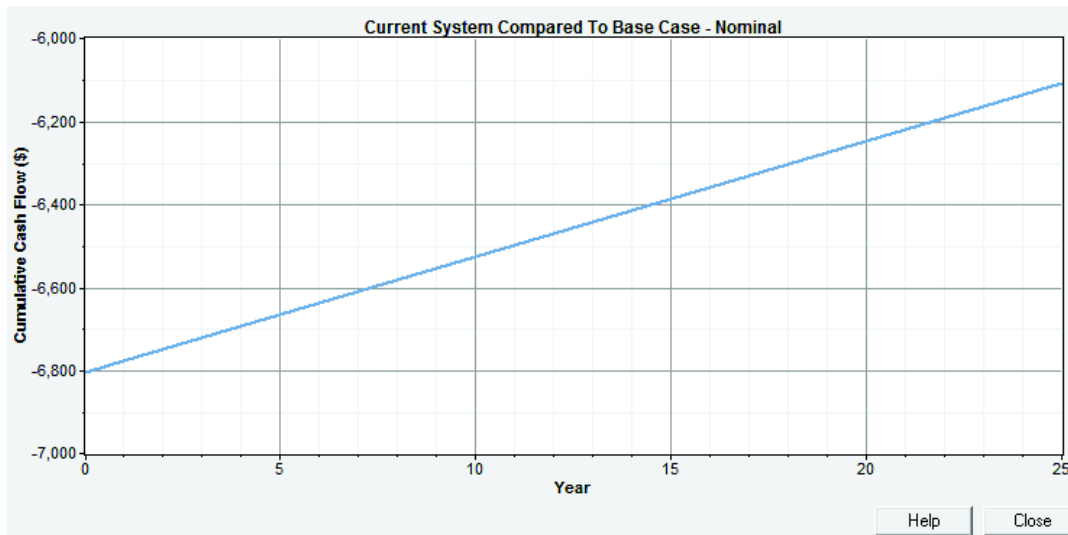
**Fuente: Programa Homer Legacy 2.68**

En la gráfica siguiente se visualiza la producción de energía representada por la curva de color amarillo, la demanda de energía de color azul y el exceso de energía inyectado a la red de color violeta el cuál es casi nulo para el día 3 de Enero, lo cual quiere decir que el usuario consume lo que genera durante ese día, incentivando de esa manera el autoconsumo ya que si se aplica el sistema de Net Metering puro al final de cada mes, lo generado en exceso la empresa distribuidora no reconoce esos kWh inyectados a la red, lo cual representa una pérdida para el propietario del sistema.



**Figura 6.17** Gráfica de Energía consumida, Energía Generada y Exceso de Energía para Usuario de 130 kWh/mes.

**Fuente:** Programa Homer Legacy 2.68



**Figura 6.18** Flujo de caja Acumulado para Usuario de 130 kWh/mes.

**Fuente:** Programa Homer Legacy 2.68

En la gráfica anterior se visualiza el diagrama de flujo acumulado para el sistema de 130 kWh/mes de consumo, en el año cero se tiene la inversión de aproximadamente 6800 USD, luego de 25 años se llega a pagar

aproximadamente 700 USD logrando bajar la deuda inicial a 6100 USD. Lo que se evidencia que para un cliente que consume 130 kWh mensual en promedio no es factible económicamente ni aun vendiendo el excedente a un precio promedio ya que no se logra recuperar la inversión.

Todo proyecto creado está sujeto a cambios que el diseñador desee realizar. Los resultados encontrados para cada sistema se presentan a continuación de forma tabulada junto a otras gráficas, otros datos extras acerca de los proyectos simulados se presentan en el ANEXO E.

## **CAPÍTULO 7: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

Se recomienda incorporar en el Ecuador políticas para promover el uso de ERNCs que incluyan incentivos y mecanismos para fomentar el avance energético dentro de un modelo de desarrollo sostenible en el tiempo y que no afecten a las empresas distribuidoras y tampoco traslade los costos del sistema de distribución a determinados clientes.

La tendencia hacia la generación distribuida, se debe a políticas como las que se propone en este trabajo donde resalta el auto consumo como la máxima expresión de la generación distribuida ya que en el esquema Net Metering, los sistemas de generación están en los mismos centros de consumo.

Un cliente que tiene un sistema de autogeneración aislado, requiere de un sistema de baterías que funcionara como sistema de almacenamiento cuando haya excedentes y de respaldo cuando no se pueda generar la energía suficiente. El esquema Net Metering es un sistema muy simple pero a la vez muy poderoso, permite al cliente aprovechar toda la energía generada, ya que al permitir la conexión del sistema de autogeneración con la red de distribución esta se convierte en el sistema de almacenamiento y respaldo.

A pesar de que Ecuador actualmente y a futuro plantea el uso de energías renovables a través de centrales hidroeléctricas vendiendo la idea de que es energía limpia, en la realidad no es tanto así, ya que para construir grandes centrales hidroeléctricas se tiene que alterar el ambiente donde van estas grandes centrales para almacenar el agua que va a utilizarse para la producción de energía, los caminos que deben construirse, etc. es por eso que se deben buscar alternativas que disminuyan el impacto ambiental tal cual se propone en este trabajo de investigación con sistemas y tecnologías que ayuden a preservar las condiciones ambientales.

La creación de nuevas industrias y negocios relacionados al campo de sistemas fotovoltaicos sin duda empezará a despegar si se logra potencializar el uso de las mismas en un país como el nuestro que cuenta con ese recurso solar inagotable, generando de esa forma plazas de trabajo en esta industria y abriendo nuevos frentes para la investigación dentro del país. Es así que en países como Estados

Unidos, México, China han logrado generar miles de empleos aun siendo países que no cuentan con una ubicación privilegiada como Ecuador en el globo terráqueo para el aprovechamiento de luz solar durante aproximadamente 12 horas todos los días del año .

Después del análisis realizado se puede decir que el esquema en estudio, es técnicamente viable pues no existe restricción técnica alguna o recurso que no nos permita superar cualquier inconveniente al momento de instalar el sistema, ya que nuestro sistema de energía eléctrica es análogo a los sistemas del resto del mundo con diferencias en niveles de voltajes y potencias. Incluso los equipos presentados para este estudio y otros de similares características cumplen con los requisitos y las normas planteadas en el ARCONEL y en la IEEE, tales como niveles de voltaje, protección anti isla, niveles de frecuencia, niveles de armónicos, etc. detallados con anterioridad

Desde el punto de vista financiero el esquema no es excesivamente costoso ya que para un cliente promedio que consume entre 130 kWh y 400 kWh el costo del sistema fluctúa entre 6200 y 19200 USD el cual es un costo accesible que se puede financiar con recursos propios o con entidades públicas o privadas. El problema que se presenta en las condiciones actuales donde no existe una regulación para este tipo de sistemas, es el aspecto económico ya que si cualquier cliente instala en este momento un sistema de autogeneración conectado a la red nunca recuperara la inversión y solo perderá el excedente de energía inyectado.

Se pudo concluir que a partir del sistema de 5000 kWh sin aplicar ninguna medida es viable financieramente el Net Metering en cualquiera de sus 4 variantes. En cambio para el sistema de 3000 kWh se necesita tener tarifas un 40% superior a las actuales o mínimo un subsidio del 30% para que sea factible financieramente. La medida de quitar los aranceles solo favorece al sistema de 5000 kWh, mejorando su rentabilidad.

De los 4 tipos de Net Metering el caso más favorable resultó el Net Metering con pago ya que el excedente o el déficit de energía se paga mes a mes, de esa manera el excedente de energía se cobra a una tarifa promedio mientras que el



déficit se cobra escalonadamente, por tal motivo este tipo de Net Metering resultó apenas mejor que el Net Metering con crédito donde al final del año es donde se cobra el excedente o el déficit según sea el caso.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] C. Mateu, «suelosolar,» 23 07 2012. [En línea]. Available: <http://www.suelosolar.com/newsolares/newsol.asp?id=7092>. [Último acceso: Junio 2016].
- [2] J. Romero, *Generación Distribuida: Beneficios y Desafíos*, Tegucigalpa.
- [3] ecointeligencia, «ecointeligencia,» 13 Agosto 2015. [En línea]. Available: <https://www.ecointeligencia.com/2015/08/paridad-de-red/>. [Último acceso: Octubre 2016].
- [4] INER, «INER,» 12 2014. [En línea]. Available: [http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/12/SOLAR\\_DOSSIER.pdf](http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/12/SOLAR_DOSSIER.pdf). [Último acceso: Septiembre 2016].
- [5] C.F.E.E., «cfee,» [En línea]. Available: <http://www.cfee.gov.ar/energias-renovables.php>. [Último acceso: Noviembre 2016].
- [6] endesa, «endesa,» [En línea]. Available: [http://www.endesaeduca.com/Endesa\\_educar/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/viii.-las-centrales-termicas-convencionales](http://www.endesaeduca.com/Endesa_educar/recursos-interactivos/produccion-de-electricidad/viii.-las-centrales-termicas-convencionales). [Último acceso: Diciembre 2016].
- [7] S. Leyton, «Central Energía,» 13 Julio 2010. [En línea]. Available: <http://www.centralenergia.cl/2010/07/13/feed-in-tariff/>. [Último acceso: Diciembre 2016].
- [8] R. Verzola, «cleantechnica,» 6 Septiembre 2015. [En línea]. Available: <https://cleantechnica.com/2015/09/06/net-metering-history-logic-part-1/>. [Último acceso: Octubre 2016].
- [9] REN21, «RENEWABLES 2016 GLOBAL STATUS REPORT,» REN21 Secretariat, Paris, 2016.

- [10] IEA , «TRENDS 2016 IN PHOTOVOLTAIC APPLICATIONS,» IEA, París, 2016.
- [11] M. M. D. Saha, «BROOKINGS,» 23 Mayo 2016. [En línea]. [Último acceso: Agosto 2016].
- [12] PV MAGAZINE, «Brasil sextuplica las instalaciones de medición neta,» 27 Junio 2016. [En línea]. Available: <https://www.pv-magazine-latam.com/2016/07/06/brasil-sextuplica-las-instalaciones-de-medicin-neta/>. [Último acceso: Enero 2017].
- [13] IEA, «Thailand Electricity Security Assessment 2016,» OECD/IEA, París, 2016.
- [14] H. Kabalo, «pua,» 29 Septiembre 2014. [En línea]. Available: <https://pua.gov.il/English/Documents/The%20Israeli%20Net%20Metering%20Scheme%20%20lessons%20learned.pdf>. [Último acceso: Enero 2017].
- [15] MEER, «energía,» [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.ec/villonaco/>. [Último acceso: Enero 2017].
- [16] MEER, «energía,» [En línea]. Available: <http://www.energia.gob.ec/ministerio-de-electricidad-y-energia-renovable-presento-el-primer-atlas-eolico-del-ecuador/>. [Último acceso: Enero 2017].
- [17] M. G. P. Herrmann, «revistalideres,» [En línea]. Available: <http://www.revistalideres.ec/lideres/san-carlos-proyecto-cogeneracion-electrica.html>. [Último acceso: Febrero 2017].
- [18] CONELEC, «iner,» Mayo 2013. [En línea]. Available: [http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/05/CONELEC\\_Proyectos-Energ%C3%A9ticos-Sector-El%C3%A9ctrico-Ecuatoriano-con-Biomasa\\_Paola\\_Andino.pdf](http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2013/05/CONELEC_Proyectos-Energ%C3%A9ticos-Sector-El%C3%A9ctrico-Ecuatoriano-con-Biomasa_Paola_Andino.pdf). [Último acceso: Enero 2017].
- [19] INER, «iner,» [En línea]. Available: <http://www.iner.gob.ec/4-plan-para-lineas-de-investigacion-para-el-desarrollo-de-la-geotermia/>. [Último acceso:

Enero 2017].

- [20] INER, «iner,» Diciembre 2014. [En línea]. Available: [http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/12/BIOMASA\\_DOSSIER.pdf](http://www.iner.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2014/12/BIOMASA_DOSSIER.pdf). [Último acceso: Febrero 2017].
- [21] PALAU PUBLIC UTILITIES CORPORATION, «irena,» Marzo 2013. [En línea]. Available: [https://www.irena.org/DocumentDownloads/events/2013/March/Palau/3\\_Design\\_of\\_Grid\\_Connect\\_PV.pdf](https://www.irena.org/DocumentDownloads/events/2013/March/Palau/3_Design_of_Grid_Connect_PV.pdf). [Último acceso: Agosto 2016].
- [22] IDAE, «idae,» Marzo 2010. [En línea]. Available: [http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos\\_PCP\\_y\\_T\\_11552.01\\_10\\_Elaboracion\\_Manual\\_Energias\\_del\\_Mar\\_de\\_caracter\\_divulgativo\\_para\\_el\\_publico\\_en\\_general\\_02fca991.pdf](http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_PCP_y_T_11552.01_10_Elaboracion_Manual_Energias_del_Mar_de_caracter_divulgativo_para_el_publico_en_general_02fca991.pdf). [Último acceso: Marzo 2016].
- [23] AEMET, «aemet,» [En línea]. Available: [http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia\\_clima/radiacion\\_ozono](http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/radiacion_ozono). [Último acceso: Junio 2016].
- [24] G. S. A. Castejón, Instalaciones Solares Fotovoltaicas, Madrid: Editex, 2010.
- [25] IEEE, *IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems*, New York: IEEE, 2003.
- [26] ARCONEL, «regulacionelectrica,» Diciembre 2015. [En línea]. Available: <http://www.regulacionelectrica.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2015/12/Regulacion-No.-ARCONEL-004-15.pdf>. [Último acceso: Octubre 2016].
- [27] SMA, *SUNNY BOY 240-US*.
- [28] SUNFLOWER, «sunflower-solar,» [En línea]. Available: [http://www.sunflower-solar.com/index\\_es.php?act=content&scheduler\\_id=1229](http://www.sunflower-solar.com/index_es.php?act=content&scheduler_id=1229). [Último acceso:

Abril 2016].

- [29] G. Enriquez, INSTALACIONES ELECTRICAS DOMESTICAS CONVENCIONALES Y SOLARES FOTO VOLTAICAS, México: AUTOR-EDITOR, 2010.

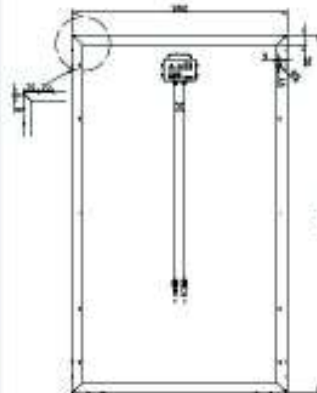
## **ANEXOS**

## ANEXO A: HOJAS TÉCNICAS DE EQUIPOS UTILIZADOS EN EL ESTUDIO

Technical data	Sunny Boy 240-US	Sunny Multigate-US
<b>PV Module Compatibility</b>		
PV module peak power @ STC	300 W	N/A
PV module MPP voltage range @ STC	26 V... 32 V	N/A
PV module max. short circuit current @ STC	12 A	N/A
<b>Input (DC)</b>		
Max. number of micro inverters	N/A	12 x SB 240-US-10
Max. input voltage	45 V	N/A
MPP voltage range / rated input voltage	23 V - 39 V / 29.5 V	N/A
Max. input current	8.5 A	N/A
<b>Output (AC)</b>		
Rated power (@ 240 V, 60 Hz)	240 W	N/A
Max. apparent AC power	240 VA	2880 VA / 2880 W
Nominal AC voltage / range	2 x 120 V / 211 V - 264 V	2 x 120 V / 211 V - 264 V
AC power frequency / range	60 Hz / 59.3 Hz ... 60.5 Hz	60 Hz / 59.3 Hz ... 60.5 Hz
Rated power frequency / rated grid voltage	60 Hz / 240 V	60 Hz / 240 V
Max. output current	1 A	12 A
Power factor at rated power	1	1
Feed-in phases / connection phases	2 / 2x120 V split phase	- / 2x120 V split phase
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency / CEC efficiency	95.9% / 96%	99.9%
<b>Protective devices</b>		
Ground fault monitoring / grid monitoring	● / ●	-
DC reverse polarity protection / AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / ● / ●	-
Grid monitoring / AC short-circuit current capability	N/A	● / ●
Max. permissible fuse protection	N/A	15 A Circuit Breaker
<b>General data</b>		
Dimensions (W / H / D)	188.4 / 218.4 / 43.7 mm (7.4 / 8.6 / 1.7 inch)	162 / 90 / 63 mm (6.4 / 3.5 / 2.5 inch)
Weight	1.3 kg / 2.9 lb	0.7 kg / 1.5 lb
Ambient temperature range	-40 °C ... +65 °C / -40 °F ... +149 °F	N/A
Operating temperature range	-40 °C ... +90 °C / -40 °F ... +194 °F	N/A
Topology	HF Transformer	N/A
Cooling concept	Convection	Convection
Degree of protection (according to IEC 60529)	NEMA 4X	TYPE 1
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	N/A
<b>Communication</b>		
Sunny Portal		SMA Webconnect via Ethernet
<b>Features</b>		
DC connection	Connector	N / A
AC connection	Connector	Screw terminal
Interface: Webconnect	N/A	●
Grounding washers/DC GEC	Not required/Not required	N/A
Warranty: 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Certificates and approvals (more available on request)	UL1741, UL1998, IEEE 1547, FCC Part 15 Class A & B, IEC 62109-1/-2 (CAN/CSA C22.2 107.1-1)	
● Standard feature ○ Optional feature - Not available		
Updated: September 2014		
Type designation	SB 240-US-10	MULTIGATE-US-10

Figura A.1 Datos Técnicos del Microinversor 240 US y el Módulo de Conexión (Multigate)

### SIMAX 156 Solarmodule (SM660-230W-240W-250W)



#### Mechanical Characteristics

Solar Cell	Monocrystalline silicon 156x156(mm)
No. of Cells	60 ( 6 x 10 )
Dimensions	1640 x 992 x 40 / 50 (mm)
Weight	19.1 kg
Front Glass	3.2mm (0.13 inches) tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy

#### Output

Cable Type	Ø = 4 mm <sup>2</sup>
Lengths	L = 900 mm
Junction Box	PV - JB003 MC4

#### Temperature Coefficients

Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	45 ± 2°C
Temperature Coefficient of (P <sub>max</sub> )	-0.39% / °C
Temperature Coefficient of (V <sub>oc</sub> )	-0.34% / °C
Temperature Coefficient of (I <sub>sc</sub> )	0.036% / °C



Parameters	SM660-230	SM660-240	SM660-250
Peak power [Wp] P <sub>mp</sub>	230W	240W	250W
Power Tolerance	0~+3%	0~+3%	0~+3%
Module Efficiency (%)	14.8%	15.1%	15.3%
Open circuit voltage [V] V <sub>oc</sub>	36.8	37.4	38.1
Maximum Power Voltage [V] (V <sub>mp</sub> )	29.7	30.2	30.7
Maximum Power Current [A] (I <sub>mp</sub> )	7.69	7.94	8.15
Short circuit Current [A] (I <sub>sc</sub> )	8.30	8.58	8.80

STC: Irradiance : 1000 W/m<sup>2</sup>; Spectrum AM 1.5; Cell temperature: 25°C; Wind 0 m/s

- Provide the best solutions for photovoltaic power generation and technical support
- Provide Cost-effective products
- Provide 12 Years Quality Warranty
- Power out ≥ 90% in 10 years
- Power out ≥80% in 25 years

**Simax (Suzhou) Green New Energy Co.,Ltd**  
 Address: No. 587 Suzhou Road, Taicang city,  
 Jiangsu province, China  
 P.C.: 215400  
 Tel: +86 512 5337 8555  
 Fax: +86 512 5337 8556  
 info@simaxsolar.com  
 www.simaxsolar.com

**Simax Green New Energy (Europe) GmbH**  
 Mergerthaler Allee 23 / 25  
 65760 Eschborn / Germany  
 Tel.: +49 6196 9739 525  
 Fax: +49 6196 9739 684  
 info@simaxsolar.com  
 www.simaxsolar.de

**Simax (Australia) Green New Energy Pty Ltd**  
 575 Frankston Gardens Drive,  
 Carrum Downs, VIC 3210  
 Tel: +61 03 9706 2400  
 Fax: +61 03 9706 2482  
 info@simaxsolar.com  
 www.simaxsolar.com.au



Figura A.2 Datos Técnicos de los Paneles Fotovoltaicos Utilizados

Datos técnicos	Sunny Mini Central 9000TL	Sunny Mini Central 10000TL	Sunny Mini Central 11000TL
<b>Entrada [CC]</b>			
Potencia máxima de CC (con cos φ=1)	9300 W	10350 W	11400 W
Tensión máx. de CC	700 V	700 V	700 V
Rango de tensión MPP	333 V - 500 V	333 V - 500 V	333 V - 500 V
Tensión nominal de CC	350 V	350 V	350 V
Tensión de CC mín. / tensión inicial	333 V / 400 V	333 V / 400 V	333 V / 400 V
Corriente máx. de entrada / por String	28 A / 28 A	31 A / 31 A	34 A / 34 A
Cantidad de seguidores del punto de máxima potencia (MPPT) / String por seguidor del punto de máxima potencia (MPPT)	1 / 5	1 / 5	1 / 5
<b>Salida [CA]</b>			
Potencia nominal de CA (a 230 V, 50 Hz)	9000 W	10000 W	11000 W
Potencia aparente de CA máxima	9000 VA	10000 VA	11000 VA
Tensión nominal de CA, rango	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V*)	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V*)	220, 230, 240 V; 180 V - 260 V (262 V*)
Frecuencia de red de CA, rango	50, 60 Hz; ± 4,5 Hz	50, 60 Hz; ± 4,5 Hz	50, 60 Hz; ± 4,5 Hz
Corriente máx. de salida	40 A	44 A	48 A
Factor de potencia (cos φ)	1	1	1
Fases de inyección / fases de conexión / Power Balancing	1 / 1 / ●	1 / 1 / ●	1 / 1 / ●
<b>Rendimiento</b>			
Rendimiento máx. / rendimiento europeo	98,0 % / 97,6 %	98,0 % / 97,5 %	98,0 % / 97,5 %
<b>Dispositivos de protección</b>			
Protección contra polarización inversa [CC] / corriente inversa	● / ○ (fusibles)	● / ○ (fusibles)	● / ○ (fusibles)
Seccionador de carga de CC ESS	●	●	●
Seccionador de carga de CC ESS	●	●	●
Resistencia al cortocircuito [CA]	●	●	●
Monitorización de cortocircuito a tierra	●	●	●
Monitorización de red (SMA Grid Guard)	●	●	●
Con separación gubernativa / unidad de monitorización de corriente de falla sensible a la corriente universal	- / ●	- / ●	- / ●
Descargador de sobretensión de CC (tipo II) integrable	-	-	-
Reconocimiento de fallos de String	-	-	-
Clase de protección / categoría de sobretensión	I / III	I / III	I / III
<b>Datos generales</b>			
Dimensiones [ancho / alto / fondo] en mm	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242	468 / 613 / 242
Peso	35 kg	35 kg	35 kg
Rango de temperatura de servicio	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C	-25 °C ... +60 °C
Emissiones de ruido (típicas)	≤ 42 dB(A)	≤ 45 dB(A)	≤ 46 dB(A)
Consumo característico nocturno	0,25 W	0,25 W	0,25 W
Topología	Sin transformador	Sin transformador	Sin transformador
Sistema de refrigeración	OptiCool	OptiCool	OptiCool
Tipo de protección electrónica / área de conexión (según CEI 60529)	IP65 / IP65	IP65 / IP65	IP65 / IP65
Clase climática (según CEI 60721-3-4)	4K4H	4K4H	4K4H
<b>Características</b>			
Conexión de CC: SUNCLIX	●	●	●
Conexión de CA: terminal de tornillo / terminal de muelle	● / -	● / -	● / -
Display: línea de texto / gráfica	● / -	● / -	● / -
Interfaces: RS485 / Bluetooth*	o / o	o / o	o / o
Garantía: 5 / 10 / 15 / 20 / 25 años	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
Certificados y autorizaciones (otros a petición)	CE, VDE 0126-1-1, DK 5940*, RD 1663, PPC, AS4777, EN 50438**, C10/C11, PFDS, IEEE 929		

Figura A.3 Datos Técnicos del Inversor para el Sistema de 750 kWh

### 14.1.1 Sunny Tripower 12000TL-US/15000TL-US/20000TL-US

#### Entrada de CC

	STP 12000TL-US-10	STP 15000TL-US-10	STP 20000TL-US-10
Potencia de CC máxima a $\cos \varphi = 1$	12250 W	15300 W	20400 W
Tensión de entrada máxima	1000 V	1000 V	1000 V
Rango de tensión del MPP	300 V a 800 V	300 V a 800 V	380 V a 800 V
Tensión asignada de entrada	675 V	675 V	695 V
Tensión de entrada mínima	150 V	150 V	150 V
Tensión de entrada de inicio	188 V	188 V	188 V
Corriente de entrada A máxima	33 A	33 A	33 A
Corriente de entrada B máxima	33 A	33 A	33 A
Corriente de cortocircuito máxima por string	43 A	43 A	43 A
Máxima corriente residual de entrada	1187 A <sub>pk</sub>	1187 A <sub>pk</sub>	1187 A <sub>pk</sub>
Corriente de cortocircuito máxima por string	43 A	43 A	43 A
Máxima corriente residual de entrada	1187 A <sub>pk</sub>	1187 A <sub>pk</sub>	1187 A <sub>pk</sub>
Duración de la corriente residual de entrada máxima	0,0072 s	0,0072 s	0,0072 s
Número de entradas del MPP independientes	2	2	2
Strings por entrada del MPP	1	1	1

#### Salida de CA

	STP 12000TL-US-10	STP 15000TL-US-10	STP 20000TL-US-10
Potencia asignada a 277 V, 60 Hz	12000 W	15000 W	20000 W
Potencia aparente de CA máxima	12000 VA	15000 VA	20000 VA
Tensión de red asignada	480 V / 277 V WYE	480 V / 277 V WYE	480 V / 277 V WYE
Rango de tensión de CA	243,7 V a 304,7 V	243,7 V a 304,7 V	243,7 V a 304,7 V
Corriente nominal de CA a 277 V	14,5 A	18,1 A	24,1 A
Corriente de salida máxima	14,5 A	18,1 A	24,1 A

Figura A.4 Datos Técnicos del Inversor para los Sistemas de 1000 kWh en adelante.

## ANEXO B: CÁLCULO COSTO DE LOS SISTEMAS

Tabla. B.1 Cálculo de Costos para sistemas con Microinversores

DEMANDA EQUIPOS	CÁLCULO COSTO DE MATERIALES												
	C. UNITARIO	750			1000			3000			5000		
		CANTIDAD	C. TOTAL	CANTIDAD	C. TOTAL	CANTIDAD	C. TOTAL	CANTIDAD	C. TOTAL	CANTIDAD	C. TOTAL	CANTIDAD	C. TOTAL
PANELES SOLARES (USD)	325	36	11700	50	16250	146	47450	242	78650				
INVERSOR (USD)	3500	1	3500	1	3500	2	9400	3	15900				
ESTRUCTURA METÁLICA (USD)	125	36	4500	50	6250	146	18250	242	30250				
CAJA BABINETE ELÉCTRICO (USD)	300	1	300	1	300	2	600	3	900				
CONEXIONADO (USD/kWh)	0,77	750,00	576,92	1000,00	769,23	3000,00	2307,69	5000,00	3846,15				
COSTO INSTALACIÓN (USD/kWh)	3,85	750	2884,62	1000	3846,15	3000	11538,46	5000	19230,77				
SUBTOTAL (USD)			23461,54		30915,38		89546,15		148776,9				
IVA 12%			2815,39		3709,85		10745,54		17853,23				
TOTAL [USD]			26276,92		34625,23		100291,69		166630,15				

Tabla B.2 Cálculo de Costos para sistemas con Inversores

DEMANDA	CALCULO COSTO DE MATERIALES											
	750			1000			3000			5000		
EQUIPOS	C. UNITARIO	CANTIDAD	C. TOTAL	CANTIDAD	C. TOTAL	CANTIDAD	C. TOTAL	CANTIDAD	C. TOTAL	CANTIDAD	C. TOTAL	
PANELES SOLARES (USD)	325	36	11700	50	16250	146	47450	242	78650			
INVERSOR (USD)	3500	1	3500	1	3500	2	9400	3	15900			
ESTRUCTURA METÁLICA (USD)	125	36	4500	50	6250	146	18250	242	30250			
CAJA BABINETE ELÉCTRICO (USD)	300	1	300	1	300	2	600	3	900			
CONEXIONADO (USD/kWh)	0,77	750,00	576,92	1000,00	769,23	3000,00	2307,69	5000,00	3846,15			
COSTO INSTALACIÓN (USD/kWh)	3,85	750	2884,62	1000	3846,15	3000	11538,46	5000	19230,77			
SUBTOTAL (USD)			23461,54		30915,38		89546,15		148776,9			
IVA 12%			2815,39		3709,85		10745,54		17853,23			
TOTAL [USD]			26276,92		34625,23		100291,69		166630,15			

## ANEXO C: DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LA CONEXIÓN DE LOS DIFERENTES SISTEMAS CON MICROINVERSORES E INVERSORES

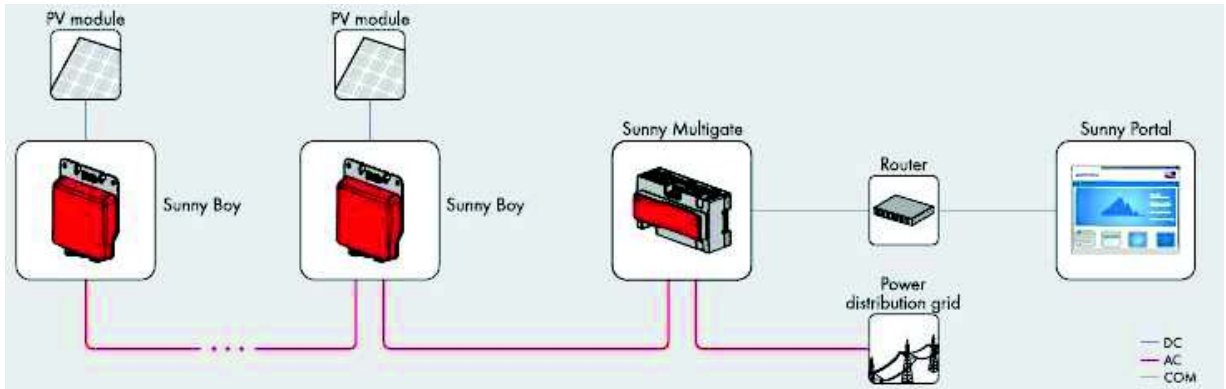


Figura C.1 Conexión en un sistema monofásico y microinversores

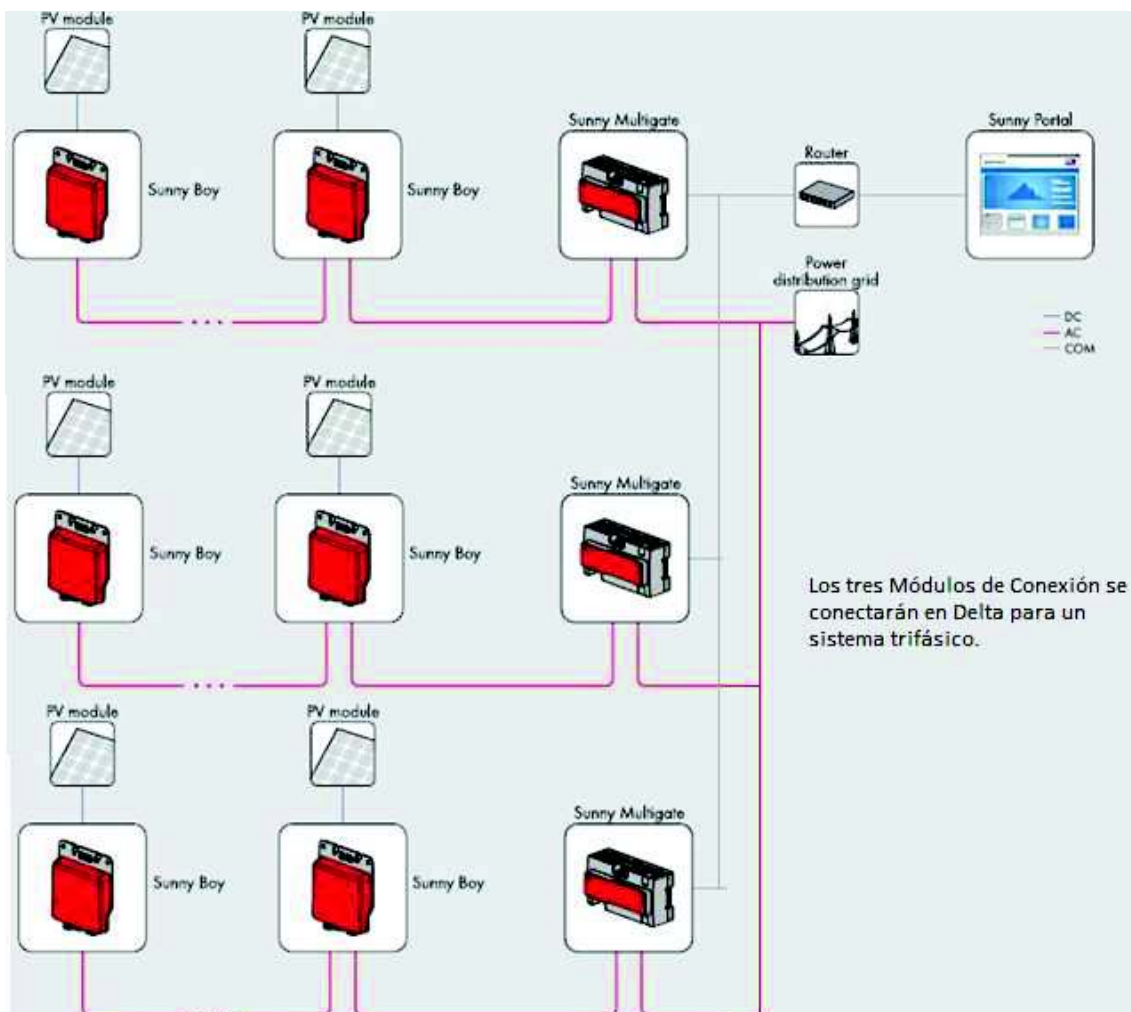


Figura C.2 Conexión en un sistema trifásico y microinversores

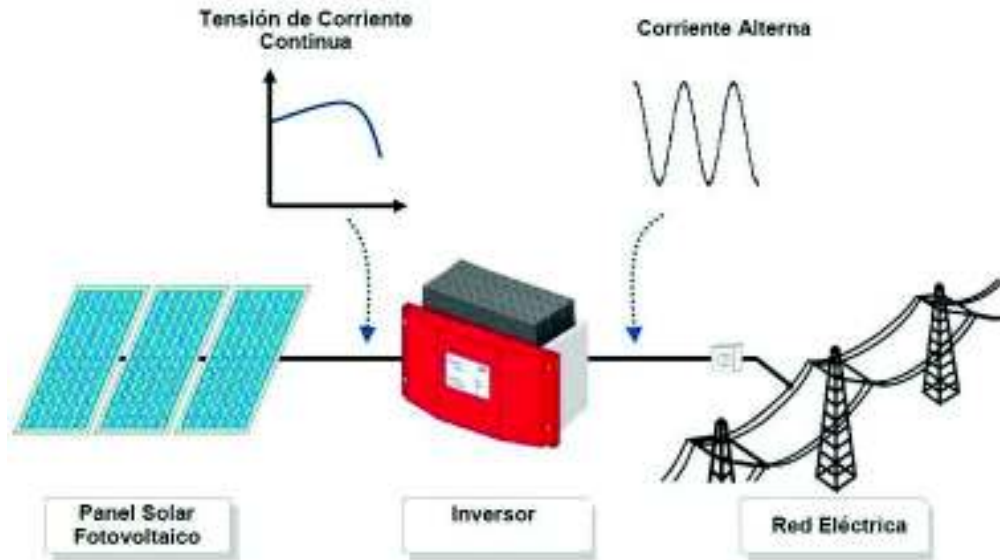


Figura C.3 Conexión de un Sistema con Inversor

## ANEXO D: DIAGRAMA DE FLUJOS DE CAJA PARA LOS SIETE SISTEMAS DE ESTUDIO.

Figura D.1 Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 130 kWh con 30% subsidio a la inversión

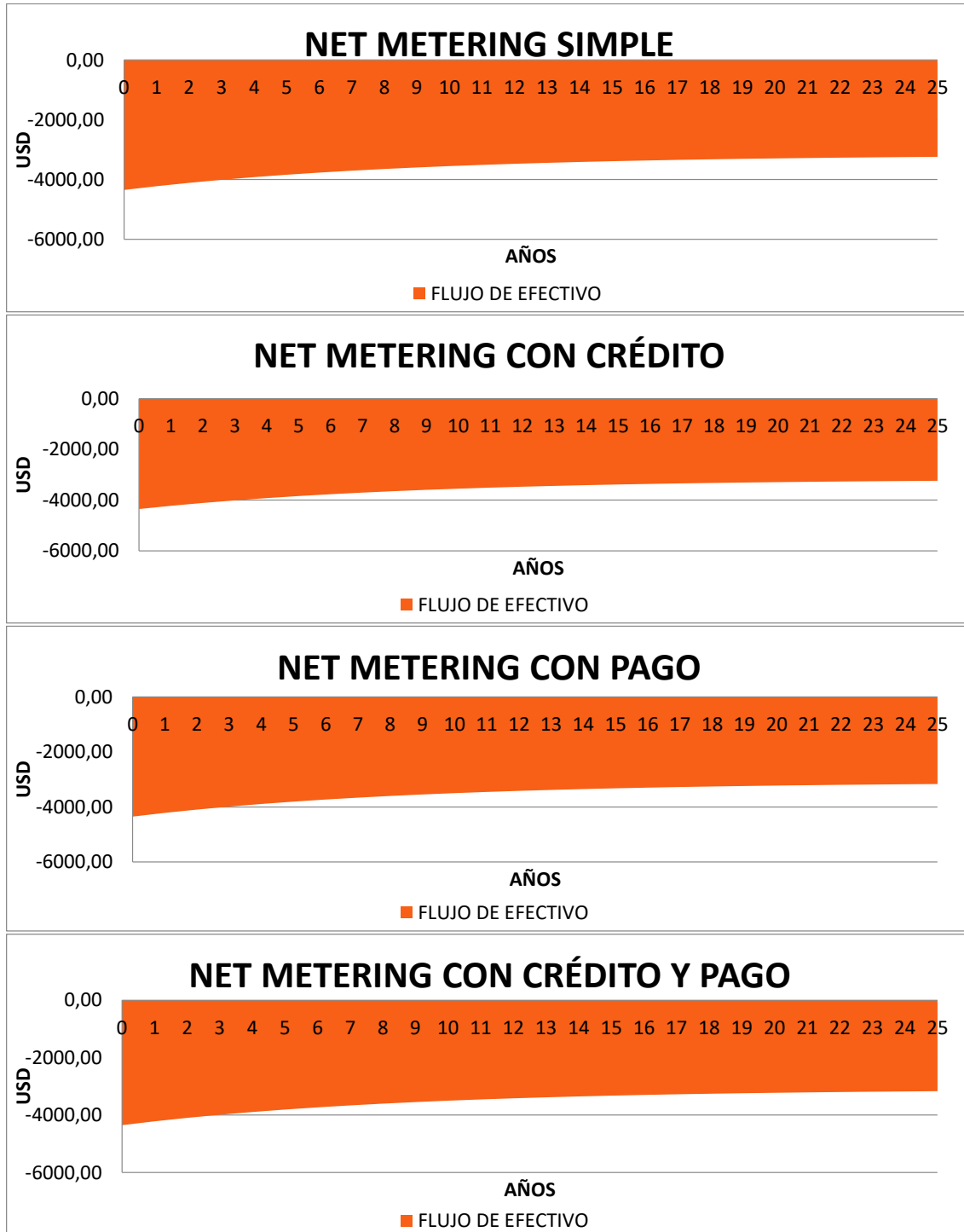


Figura D.2 Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 200 kWh con 30% subsidio a la inversión

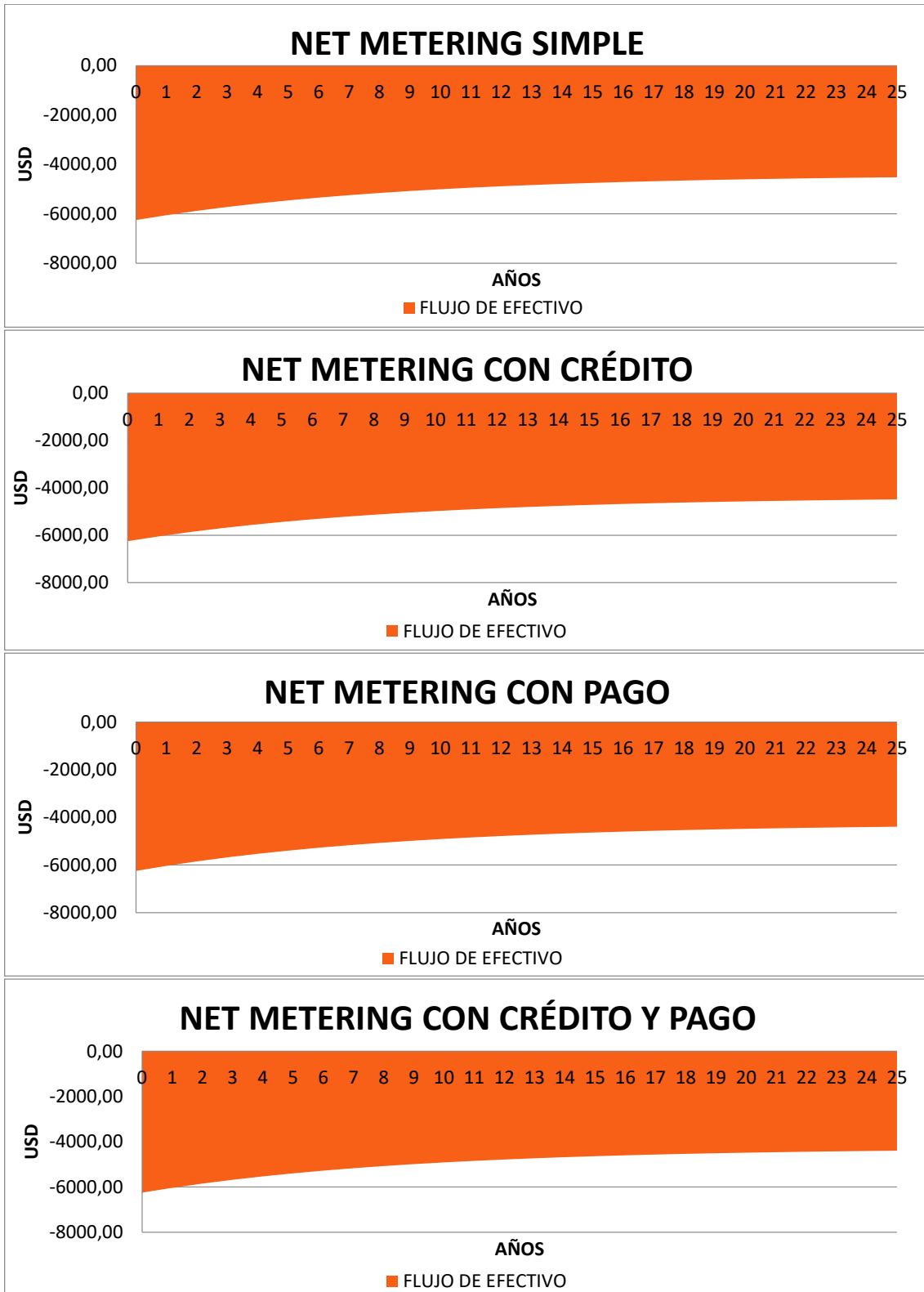




Figura D.3 Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 400 kWh con 30% subsidio a la inversión

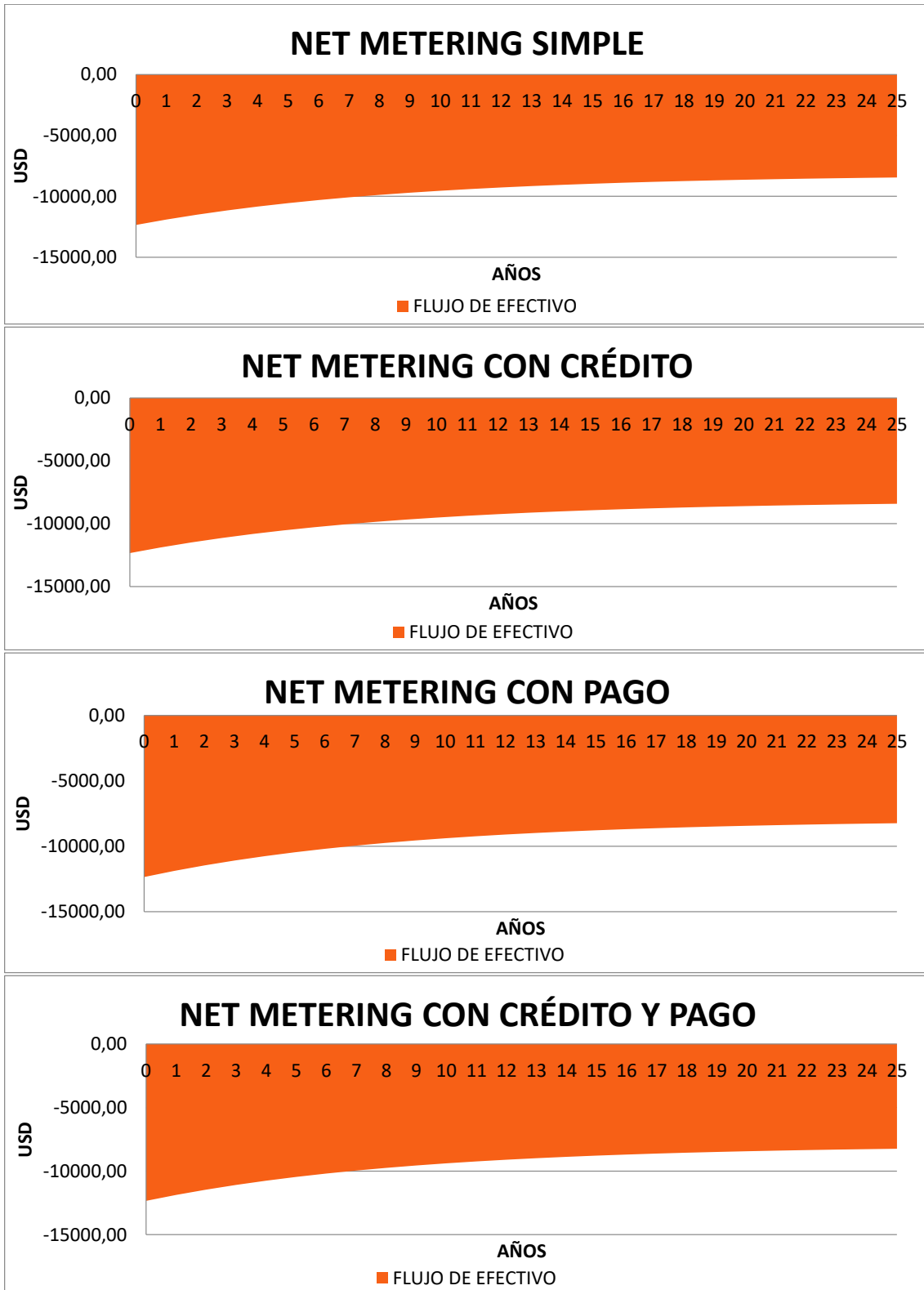


Figura D4 Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 750 kWh con 30% subsidio a la inversión

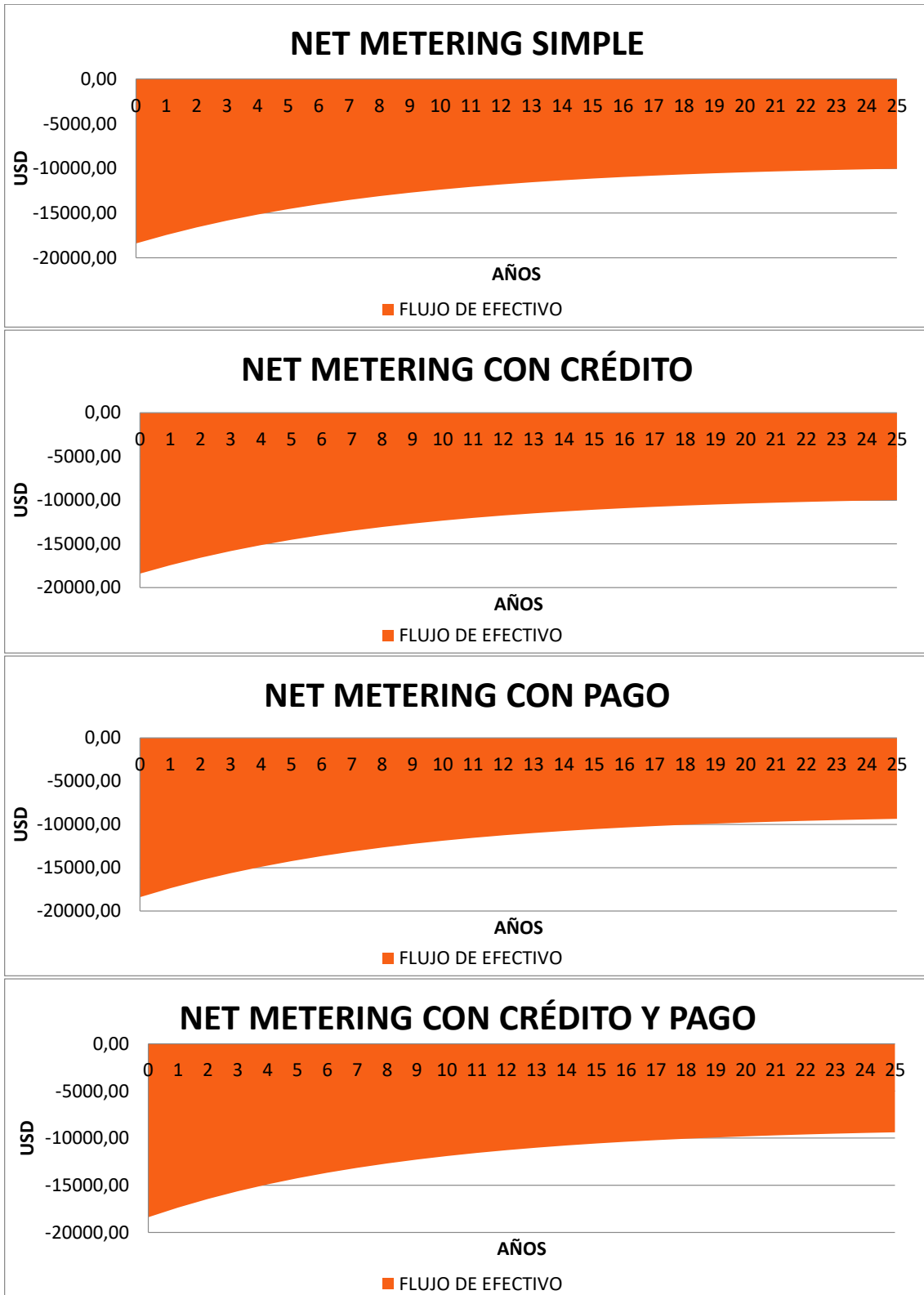


Figura D5. Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 1000 kWh con 30% subsidio a la inversión

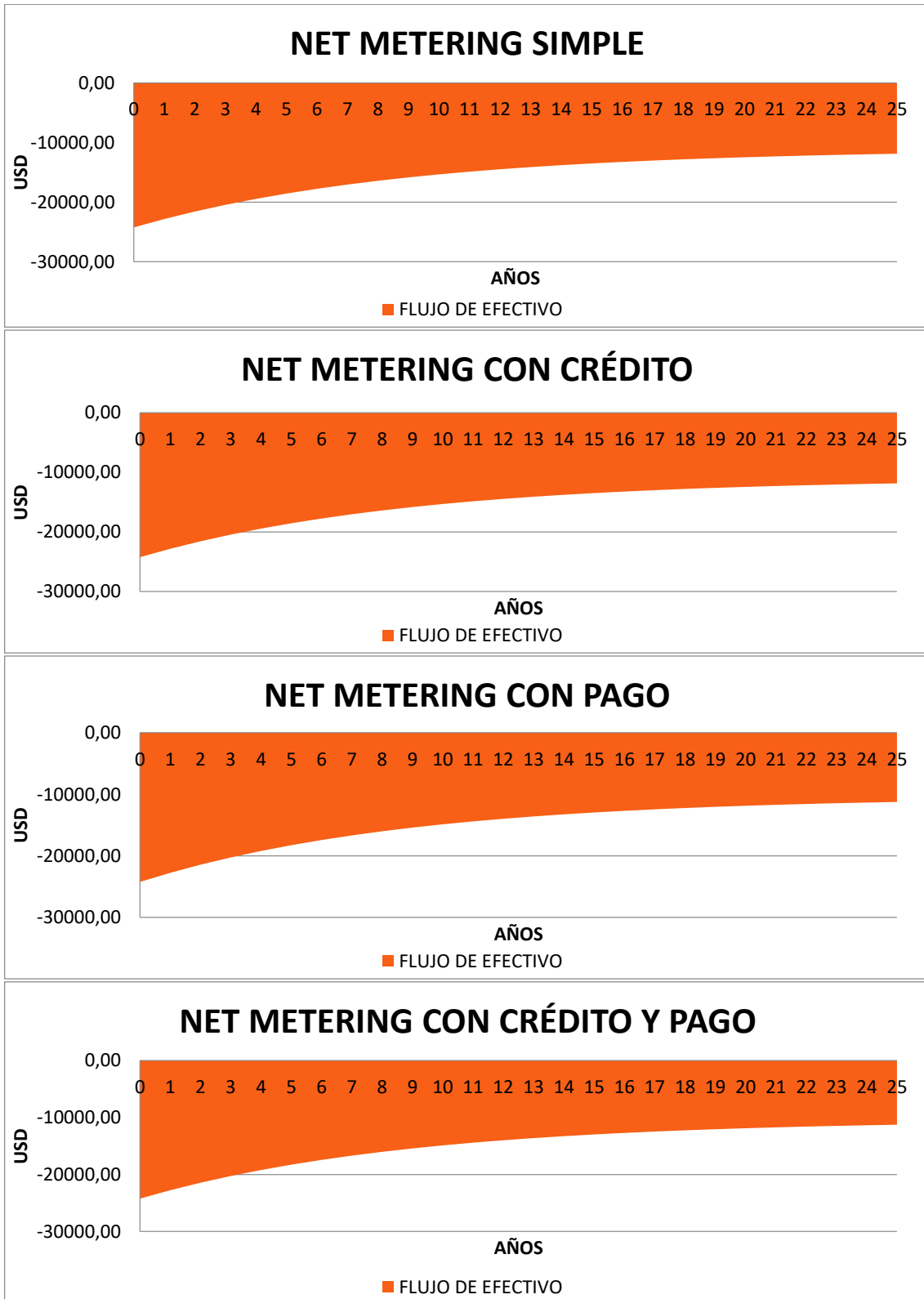


Figura D6. Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 3000 kWh con 30% subsidio a la inversión

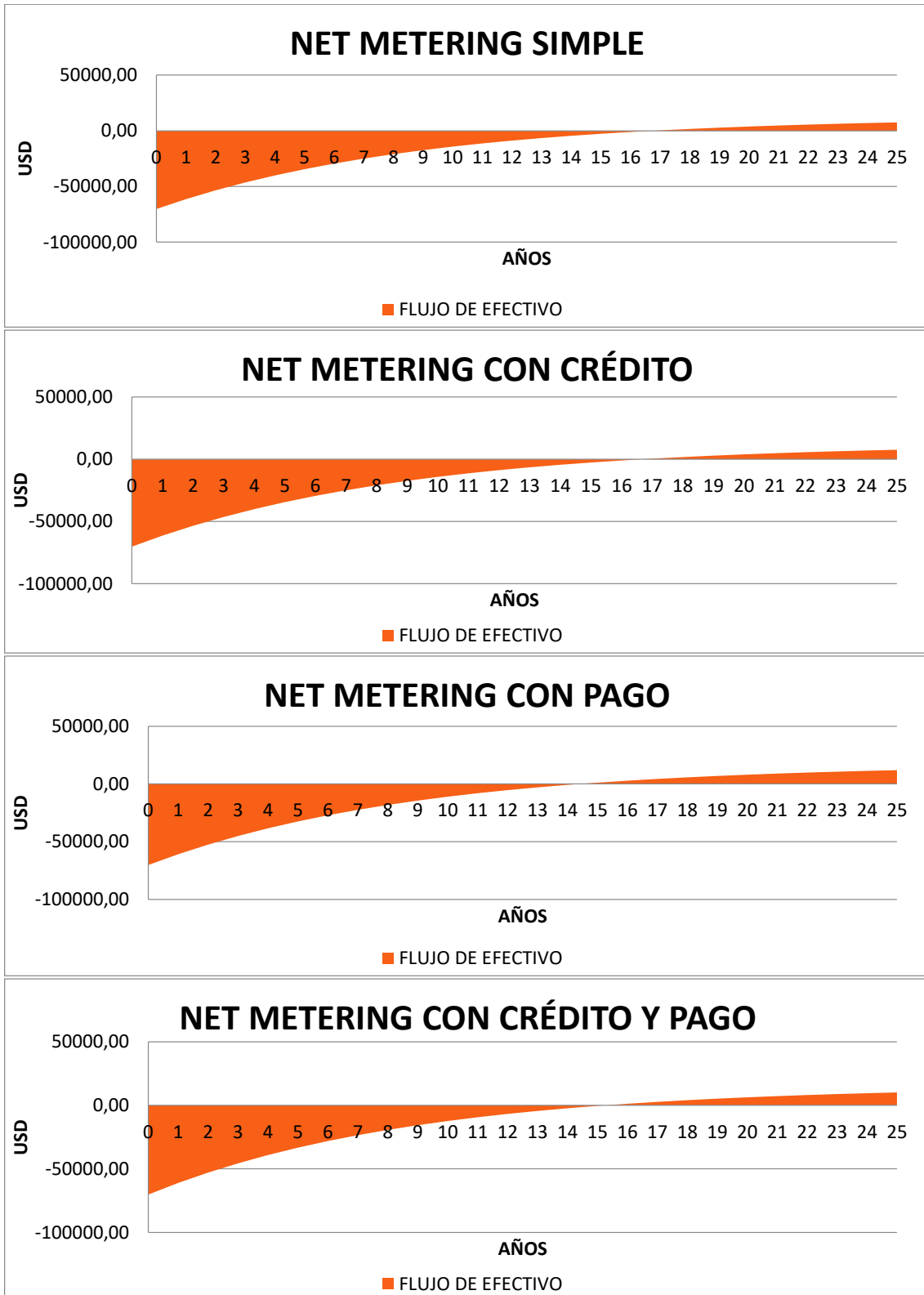


Figura D7. Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 5000 kWh con 30% subsidio a la inversión

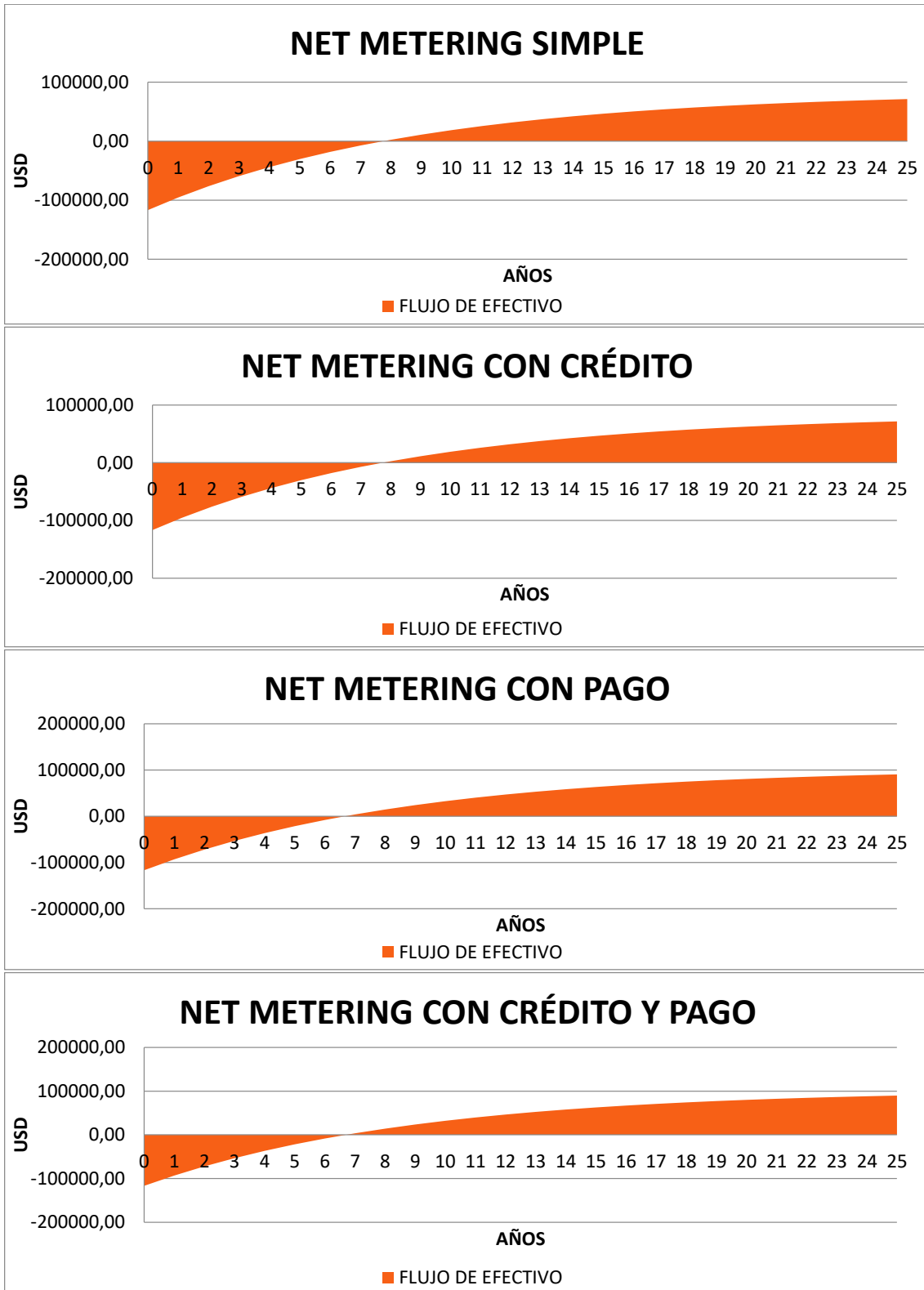


Figura D.8 Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 130 kWh con 50% subsidio a la inversión

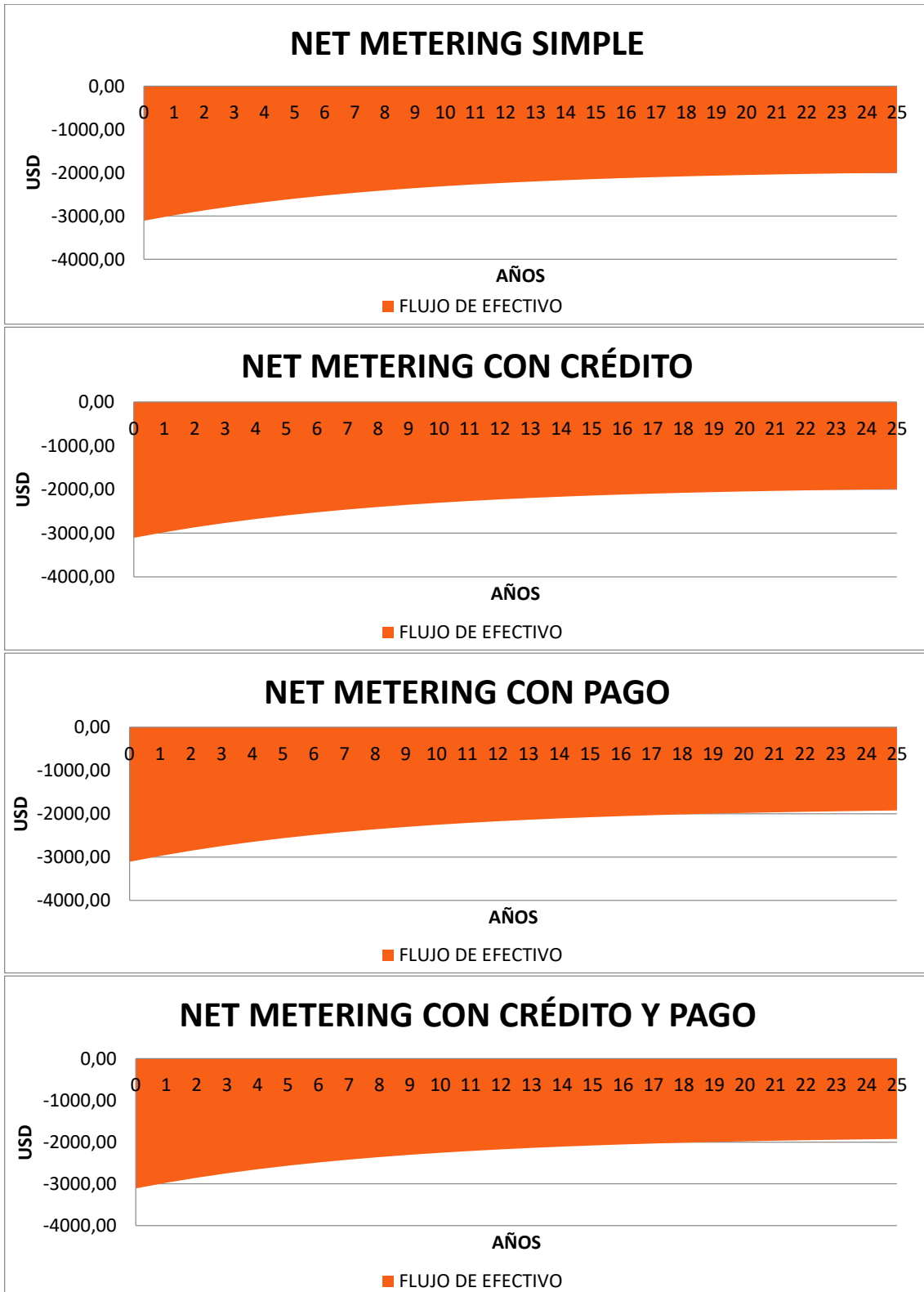


Figura D.9 Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 200 kWh con 50% subsidio a la inversión

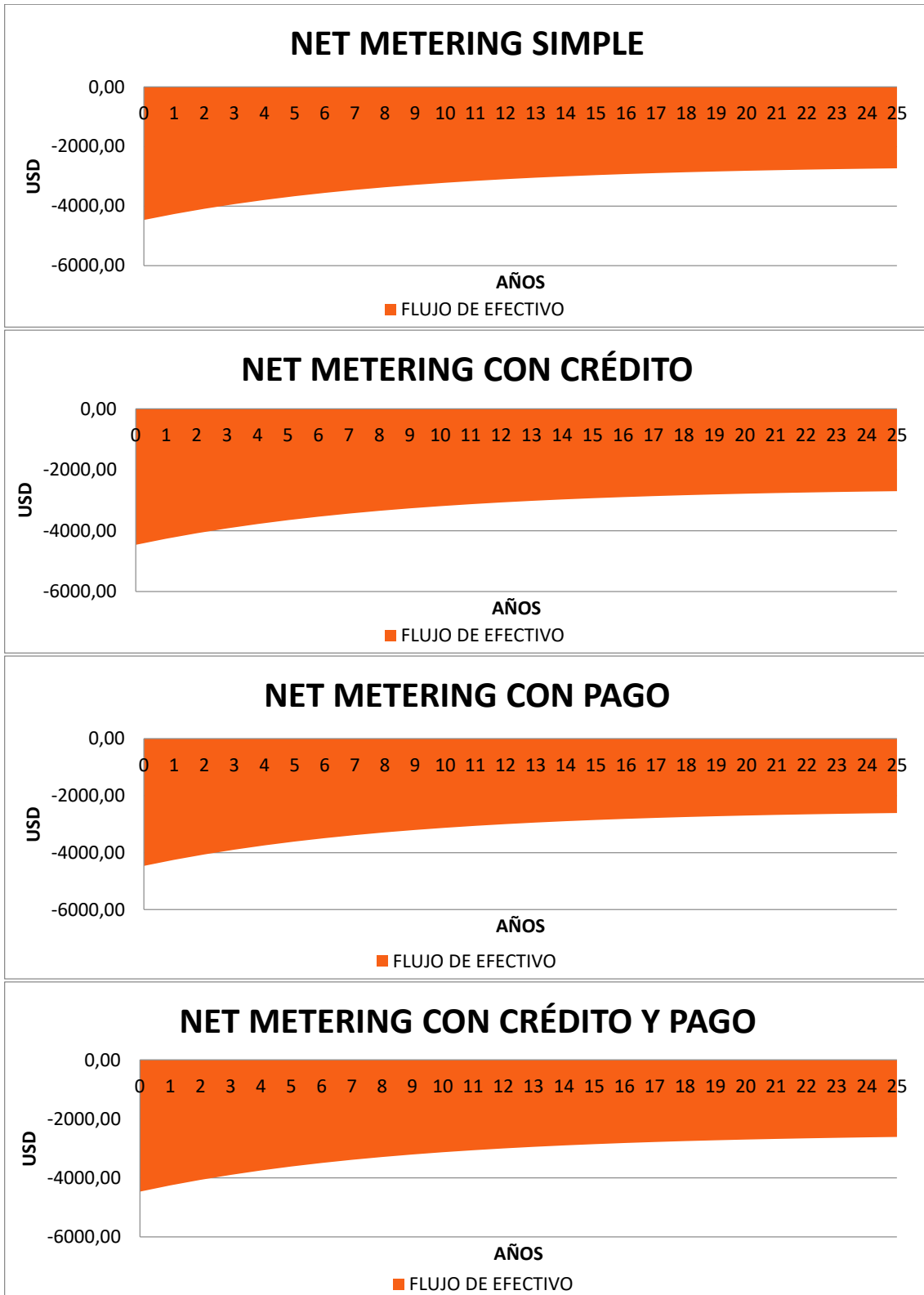


Figura D.10 Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 400 kWh con 50% subsidio a la inversión

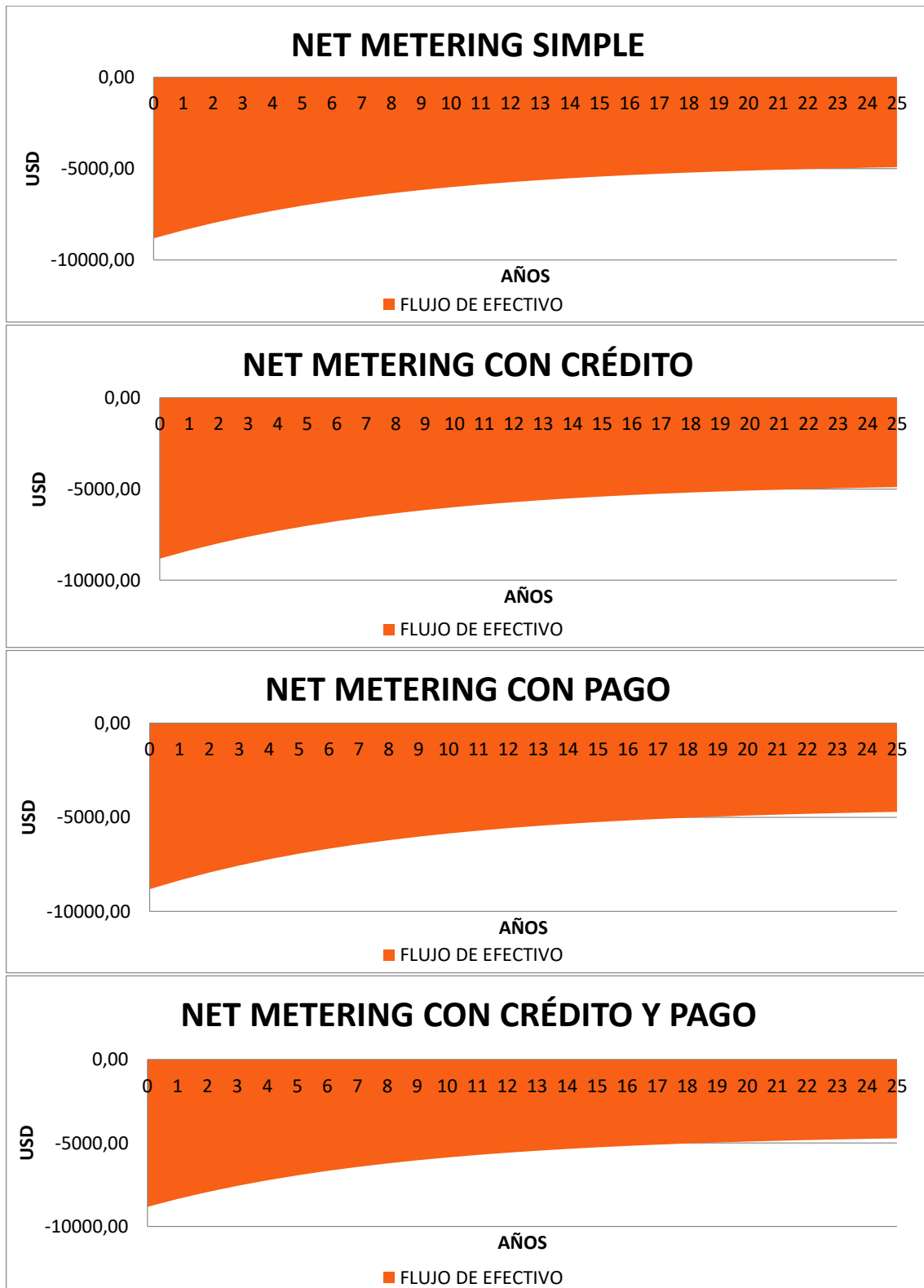




Figura D.11 Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 750 kWh con 50% subsidio a la inversión

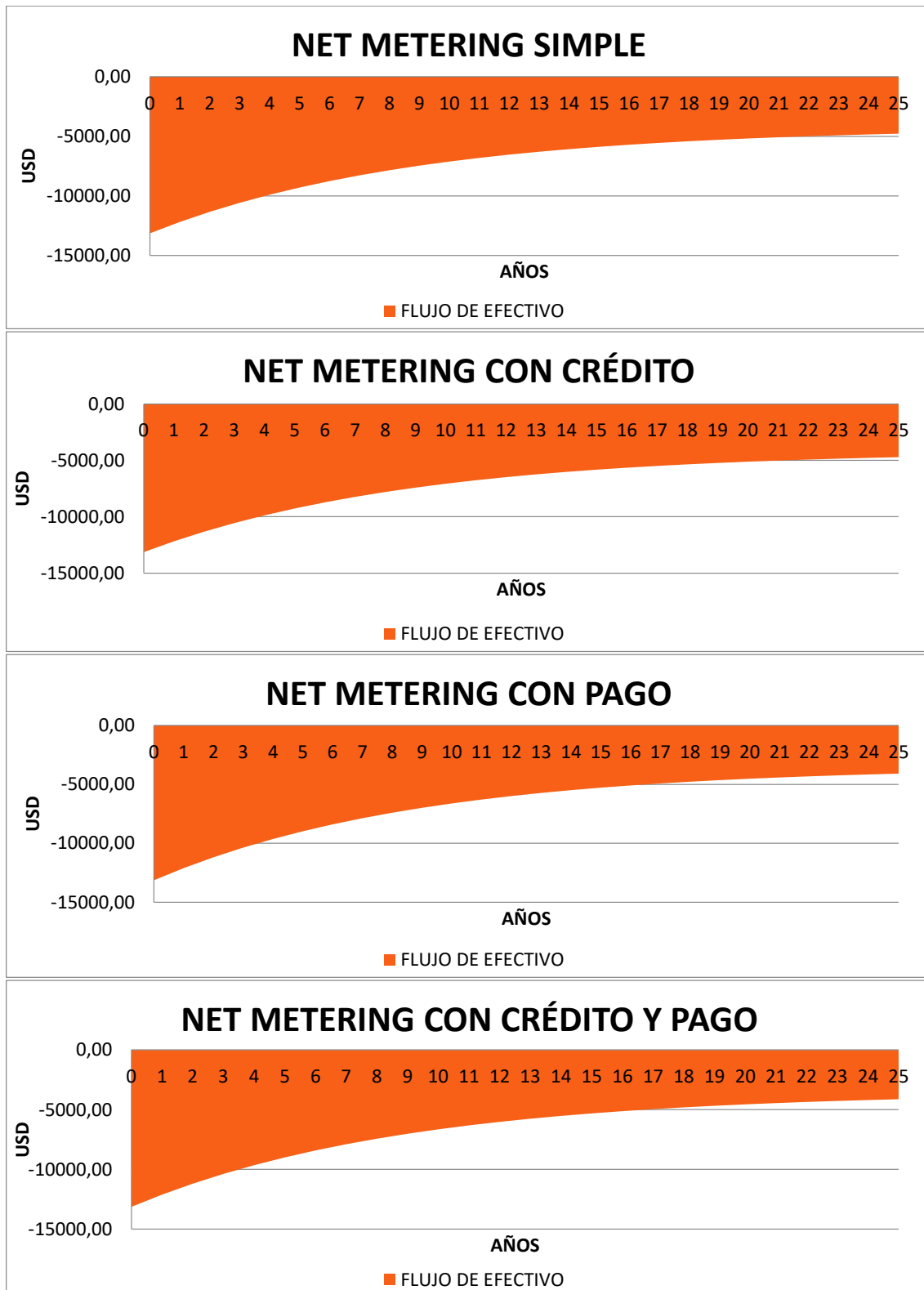


Figura D.12. Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 1000 kWh con 50% subsidio a la inversión

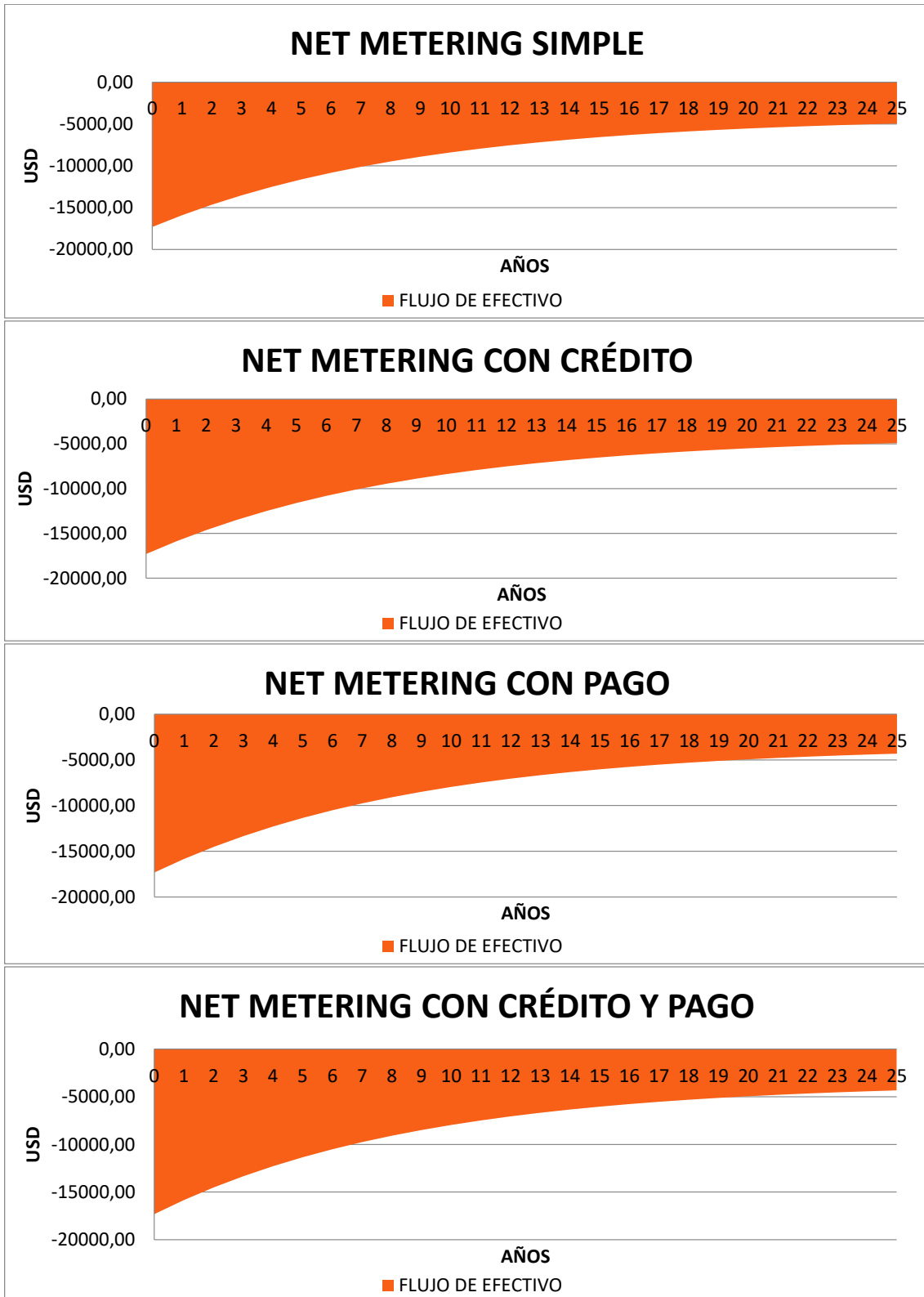


Figura D.13. Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 3000 kWh con 50% subsidio a la inversión

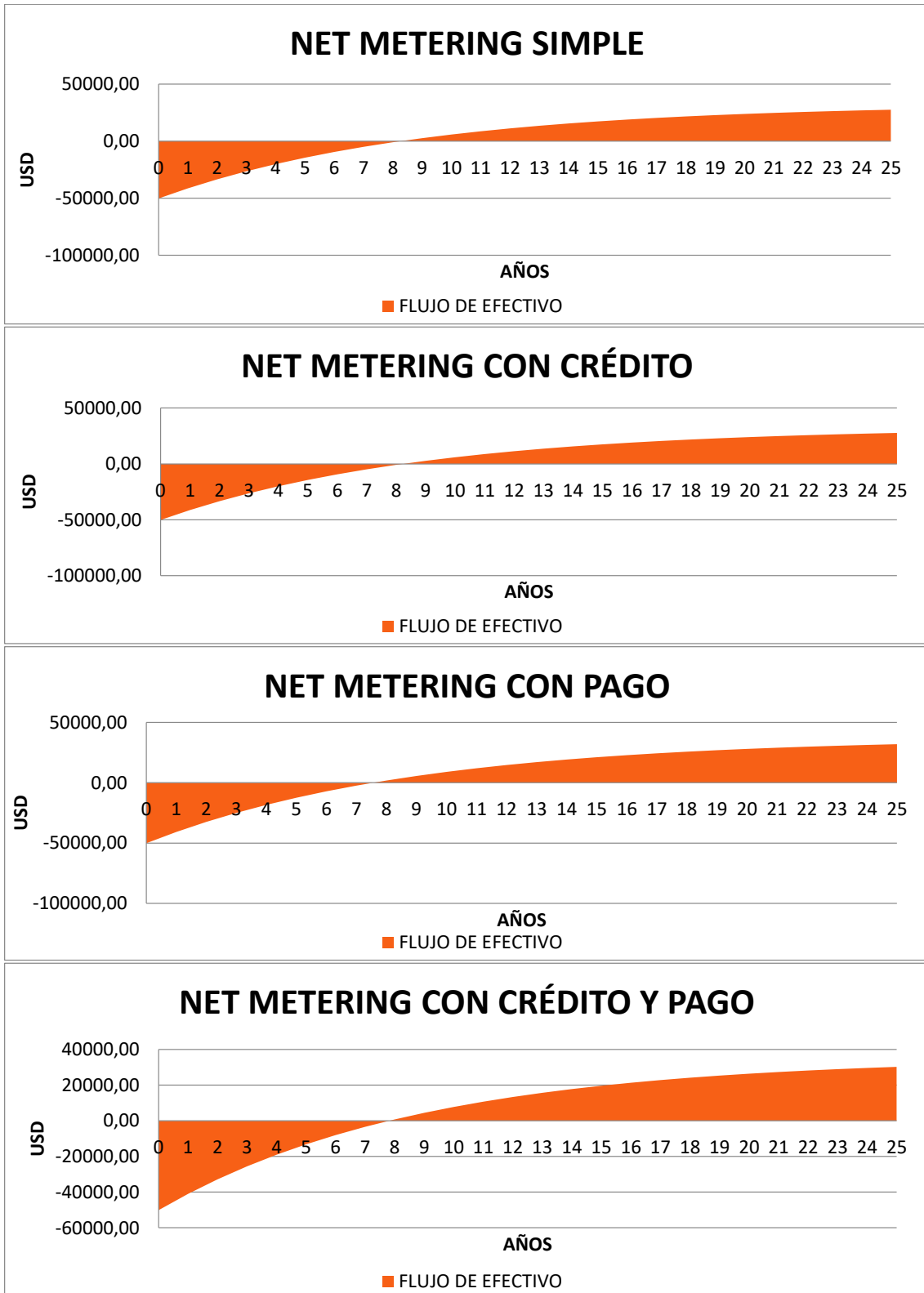
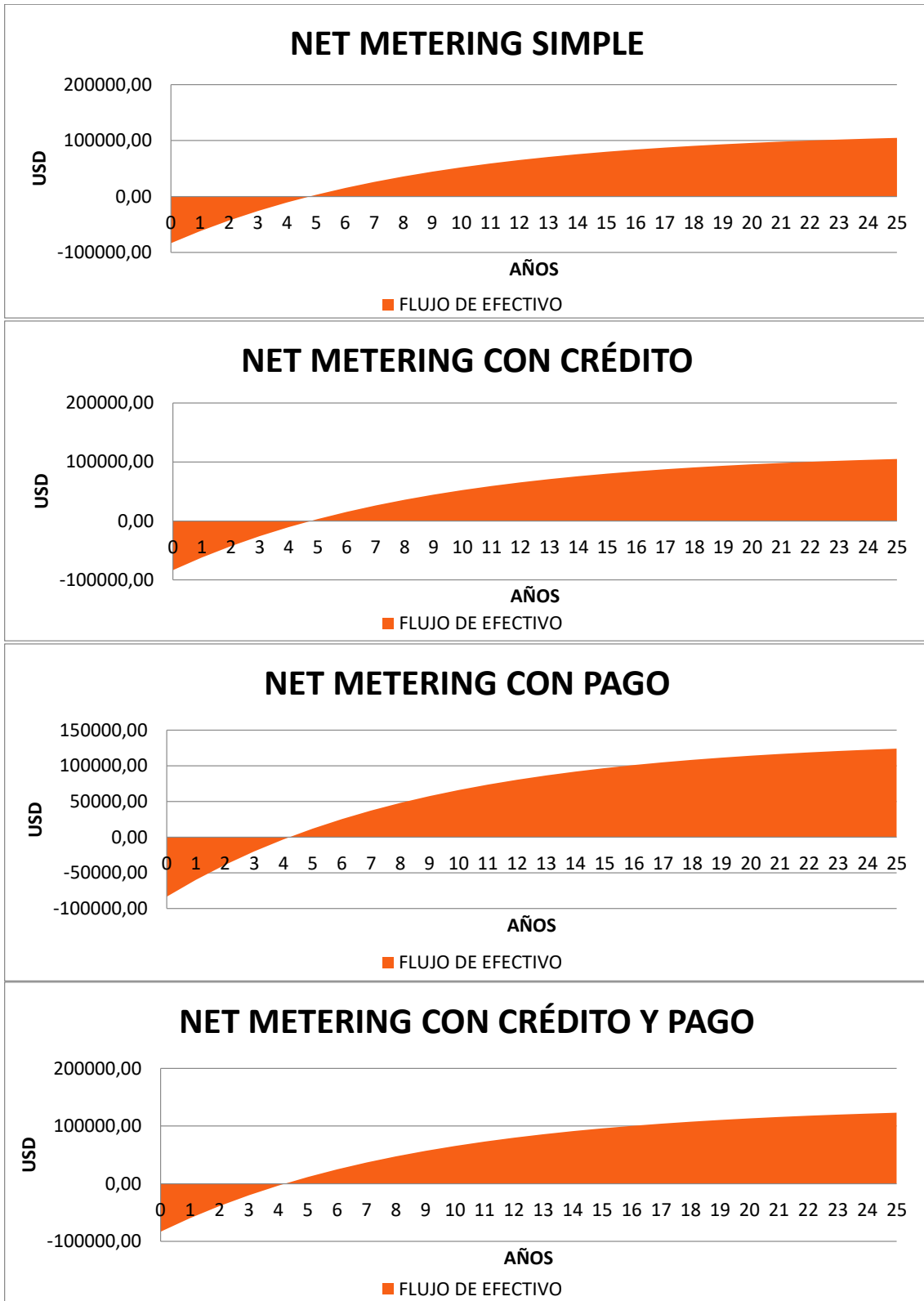


Figura D.14. Diagramas del Flujo de Efectivo para el caso de 5000 kWh con 50% subsidio a la inversión



## ANEXO E: RESULTADOS DE LA SIMULACIÓN DE LOS 7 SISTEMAS

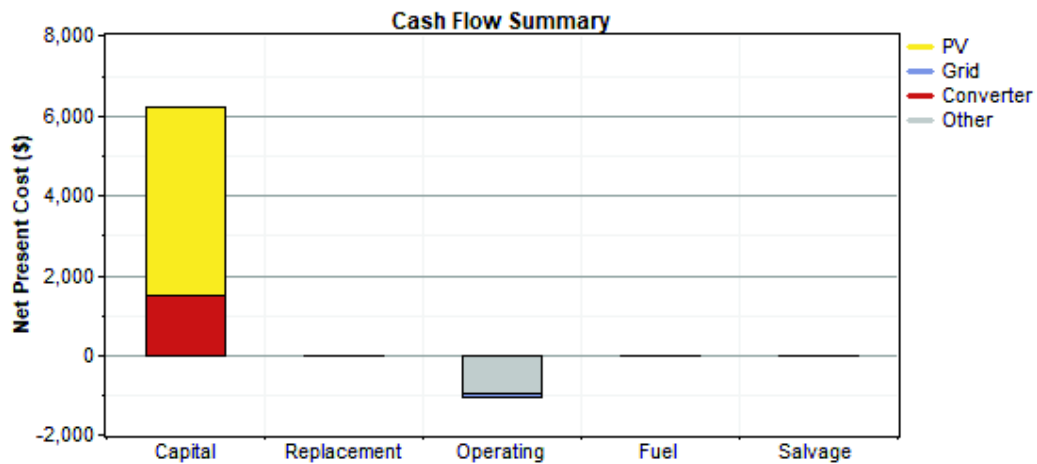
### System Report - 130

#### System architecture

PV Array	1.38 kW
Grid	1,000 kW
Inverter	1.38 kW

#### Cost summary

Total net present cost	\$ 5,159
Levelized cost of energy	\$ 0.416/kWh
Operating cost	\$ -135/yr

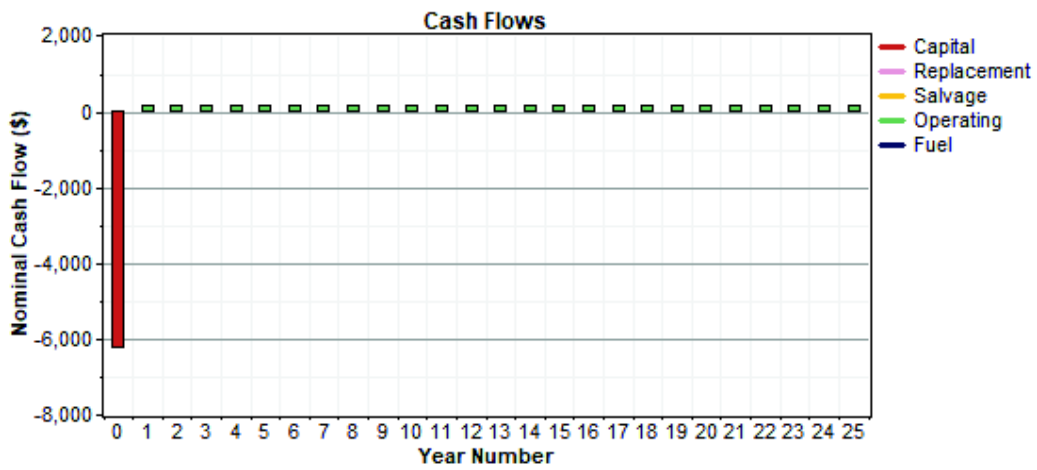


#### Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	4,716	0	0	0	0	4,716
Grid	0	0	-117	0	0	-117
Converter	1,500	0	0	0	0	1,500
Other	0	0	-940	0	0	-940
System	6,216	0	-1,057	0	0	5,159

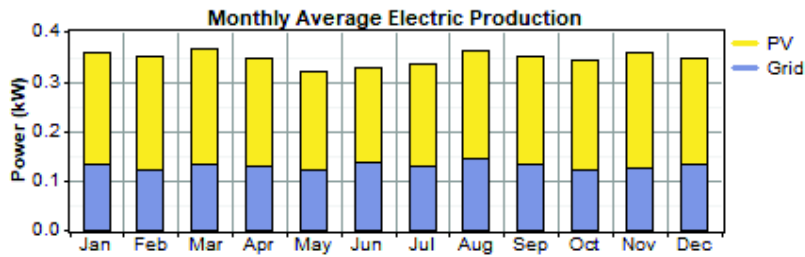
### Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	601	0	0	0	0	601
Grid	0	0	-15	0	0	-15
Converter	191	0	0	0	0	191
Other	0	0	-120	0	0	-120
System	793	0	-135	0	0	658



### Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	1,904	62%
Grid purchases	1,144	38%
Total	3,048	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	

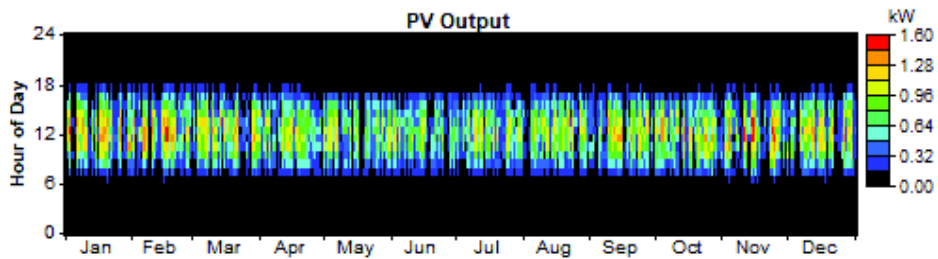
AC primary load	1,580	54%
Grid sales	1,328	46%
Total	2,909	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	103	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.625	

PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	1.38	kW
Mean output	0.217	kW
Mean output	5.22	kWh/d
Capacity factor	15.8	%
Total production	1,904	kWh/yr

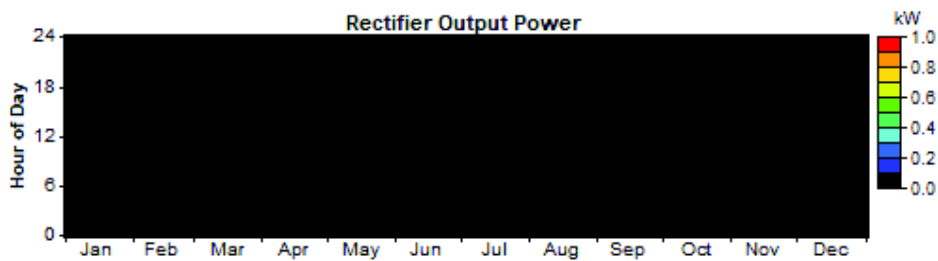
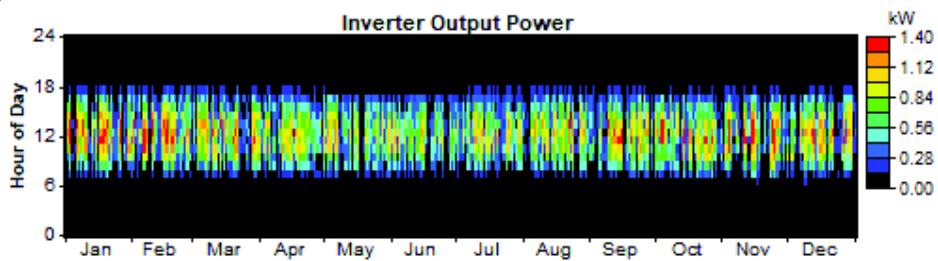
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	1.54	kW
PV penetration	120	%
Hours of operation	4,380	hr/yr
Levelized cost	0.316	\$/kWh



Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	1.38	0.00	kW
Mean output	0.20	0.00	kW

Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	1.38	0.00	kW
Capacity factor	14.6	0.0	%
Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	3,265	0	hrs/yr
Energy in	1,801	0	kWh/yr
Energy out	1,765	0	kWh/yr
Losses	36	0	kWh/yr



Grid

Rate: Rate 1

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	100	121	-21	2	0	0
Feb	82	113	-31	1	0	0
Mar	99	122	-23	1	0	0
Apr	94	108	-14	2	0	0
May	90	102	-13	2	0	0
Jun	97	93	5	2	0	0
Jul	98	105	-7	1	0	0
Aug	107	111	-3	1	0	0



Sep	96	108	-12	2	0	0
Oct	91	113	-23	1	0	0
Nov	91	120	-28	1	0	0
Dec	98	112	-14	2	0	0
Annual	1,144	1,328	-185	2	-15	0

### Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	-117
Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	-0.506
Nitrogen oxides	-0.248

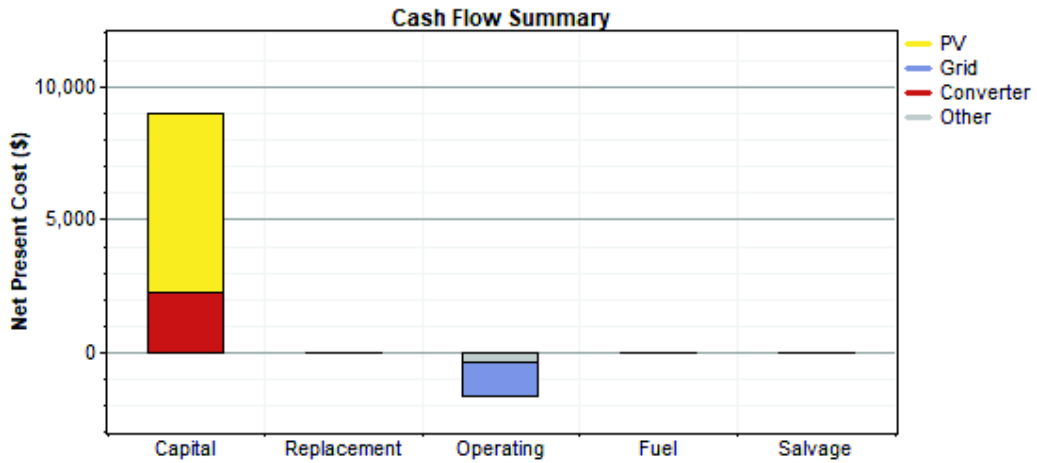
### System Report - 200

#### System architecture

PV Array	2.07 kW
Grid	1,000 kW
Inverter	2.07 kW

#### Cost summary

Total net present cost	\$ 7,275
Levelized cost of energy	\$ 0.383/kWh
Operating cost	\$ -211/yr

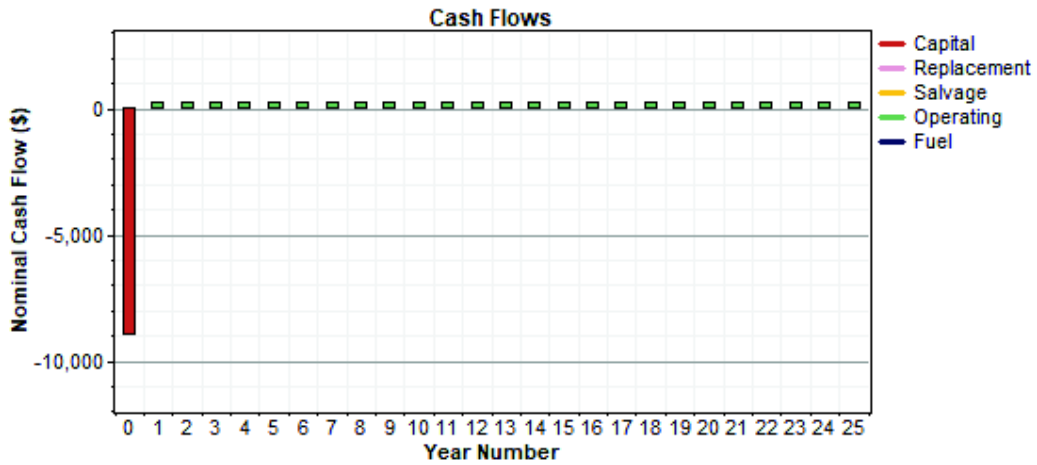


**Net Present Costs**

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	6,680	0	0	0	0	6,680
Grid	0	0	-1,286	0	0	-1,286
Converter	2,250	0	0	0	0	2,250
Other	0	0	-369	0	0	-369
System	8,930	0	-1,655	0	0	7,275

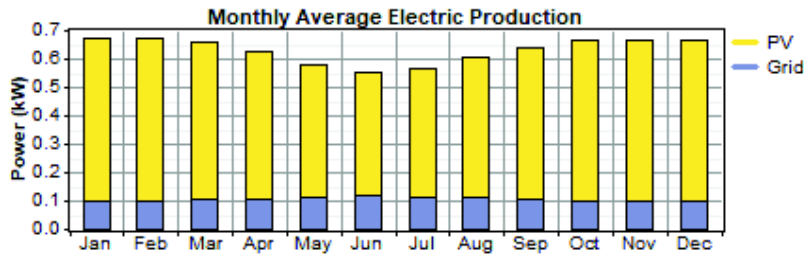
**Annualized Costs**

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	852	0	0	0	0	852
Grid	0	0	-164	0	0	-164
Converter	287	0	0	0	0	287
Other	0	0	-47	0	0	-47
System	1,139	0	-211	0	0	928



Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	4,593	83%
Grid purchases	935	17%
Total	5,528	100%



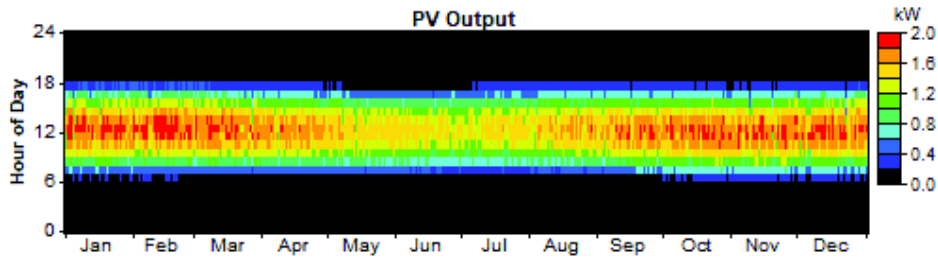
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	2,424	45%
Grid sales	2,966	55%
Total	5,390	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.000660	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.831	

PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	2.07	kW
Mean output	0.524	kW
Mean output	12.6	kWh/d
Capacity factor	25.3	%
Total production	4,593	kWh/yr

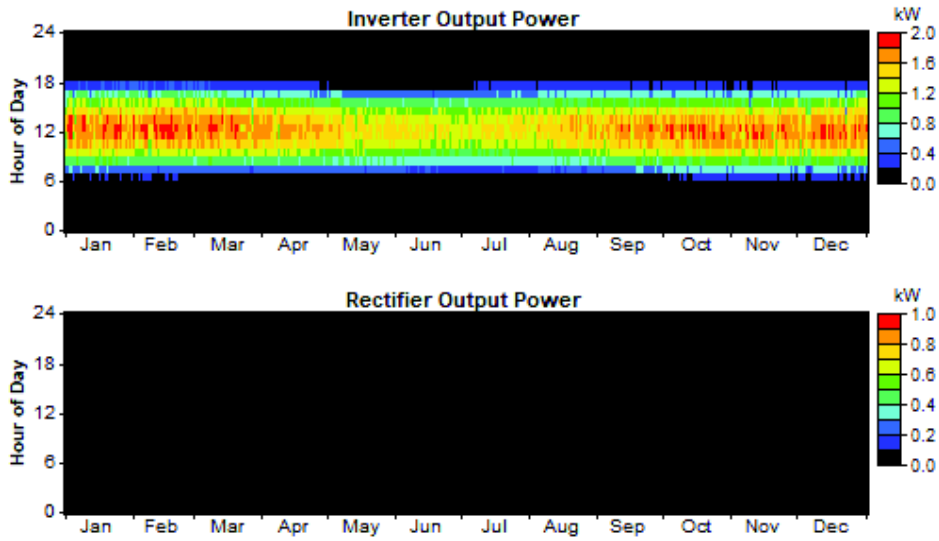
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	1.98	kW
PV penetration	190	%
Hours of operation	4,380	hr/yr
Levelized cost	0.185	\$/kWh



Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	2.07	0.00	kW
Mean output	0.51	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	1.92	0.00	kW
Capacity factor	24.6	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	4,380	0	hrs/yr
Energy in	4,593	0	kWh/yr
Energy out	4,455	0	kWh/yr
Losses	138	0	kWh/yr



Grid

Rate: Rate 1

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	76	282	-207	1	-17	0
Feb	66	261	-195	1	-16	0
Mar	79	269	-190	1	-15	0
Apr	79	240	-161	1	-13	0
May	82	220	-137	1	-11	0
Jun	84	189	-105	1	-8	0
Jul	86	206	-120	1	-10	0
Aug	86	225	-139	1	-11	0
Sep	78	248	-170	1	-14	0
Oct	73	280	-207	1	-17	0
Nov	72	268	-196	1	-16	0
Dec	73	278	-205	1	-17	0
Annual	935	2,966	-2,032	1	-164	0

Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	-1,284

Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	-5.57
Nitrogen oxides	-2.72

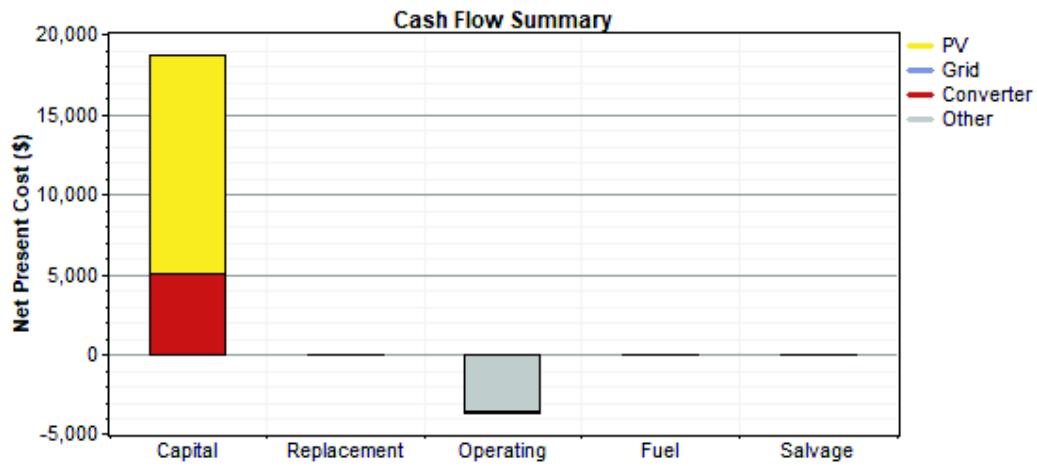
### System Report - 400

#### System architecture

PV Array	4.14 kW
Grid	1,000 kW
Inverter	4.14 kW
Rectifier	4.14 kW

#### Cost summary

Total net present cost	\$ 14,983
Levelized cost of energy	\$ 0.394/kWh
Operating cost	\$ -467/yr



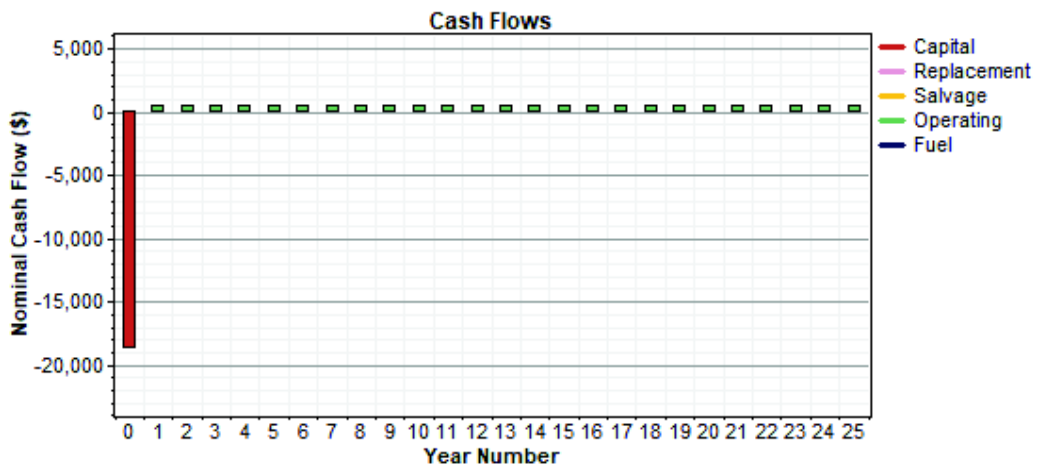
#### Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	13,644	0	0	0	0	13,644
Grid	0	0	-53	0	0	-53

Converter	5,000	0	0	0	0	5,000
Other	0	0	-3,608	0	0	-3,608
System	18,644	0	-3,661	0	0	14,983

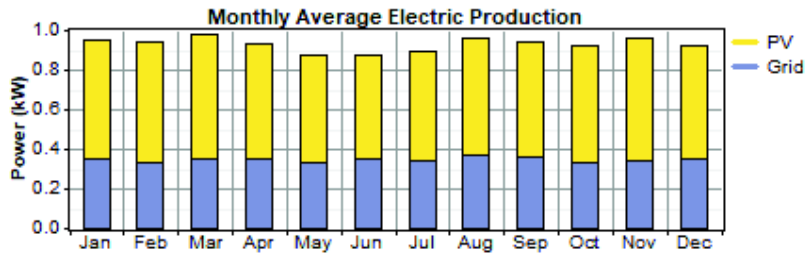
Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	1,740	0	0	0	0	1,740
Grid	0	0	-7	0	0	-7
Converter	637	0	0	0	0	637
Other	0	0	-460	0	0	-460
System	2,377	0	-467	0	0	1,910



Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	5,080	62%
Grid purchases	3,063	38%
Total	8,143	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	4,854	61%
Grid sales	3,136	39%
Total	7,991	100%

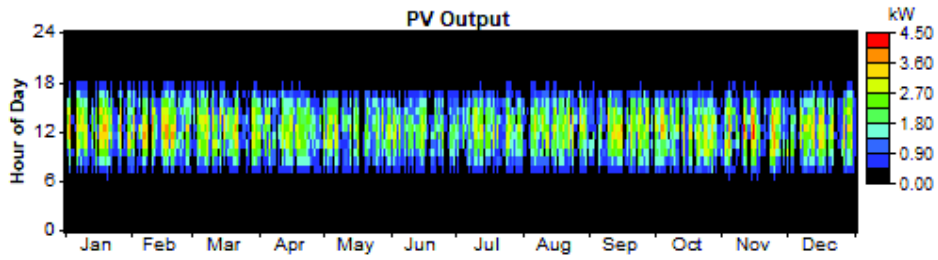
Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.000587	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.624	

### PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	4.14	kW
Mean output	0.580	kW
Mean output	13.9	kWh/d
Capacity factor	14.0	%
Total production	5,080	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	4.11	kW
PV penetration	105	%
Hours of operation	4,380	hr/yr
Levelized cost	0.342	\$/kWh

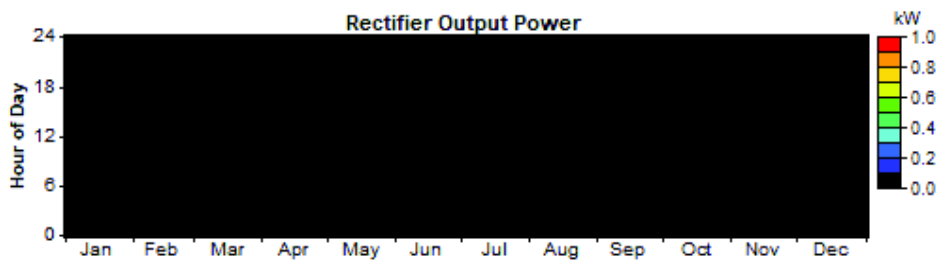
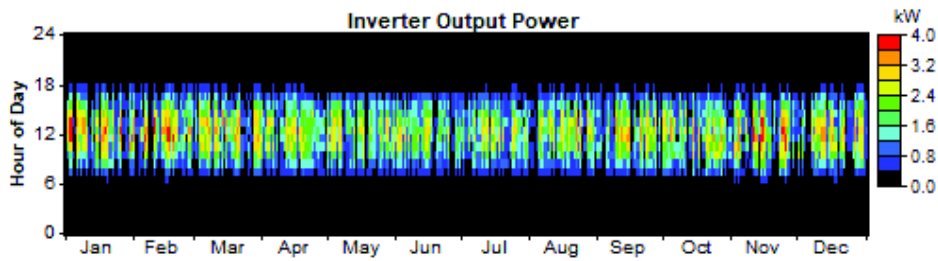




Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	4.14	4.14	kW
Mean output	0.56	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	3.99	0.00	kW
Capacity factor	13.6	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	4,380	0	hrs/yr
Energy in	5,080	0	kWh/yr
Energy out	4,927	0	kWh/yr
Losses	152	0	kWh/yr



Grid

Rate: Rate 1

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge

	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	265	286	-22	2	-2	0
Feb	225	263	-39	2	-4	0
Mar	263	289	-26	2	-2	0
Apr	255	254	0	2	0	0
May	251	239	12	2	1	0
Jun	257	215	42	2	4	0
Jul	257	244	13	2	1	0
Aug	277	262	14	2	1	0
Sep	261	259	2	2	0	0
Oct	246	268	-22	2	-2	0
Nov	245	285	-40	3	-4	0
Dec	262	270	-8	2	-1	0
Annual	3,063	3,136	-73	3	-7	0

### Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	-46.1
Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	-0.2
Nitrogen oxides	-0.0977

### System Report - 750

#### Sensitivity case

System Fixed O&M Cost: -358 \$/yr

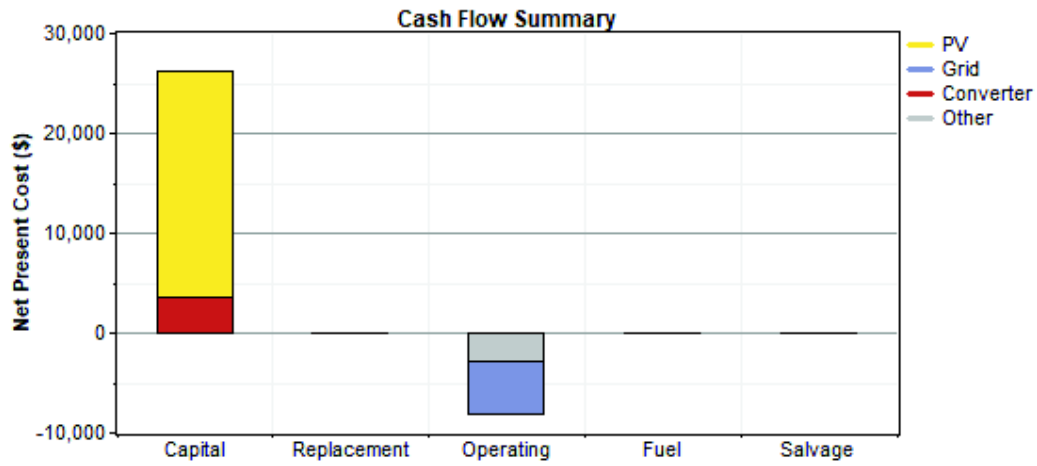
#### System architecture

PV Array	8.28 kW
Grid	1,000 kW

Inverter 9 kW

Cost summary

Total net present cost	\$ 18,203
Levelized cost of energy	\$ 0.254/kWh
Operating cost	\$ -1,029/yr

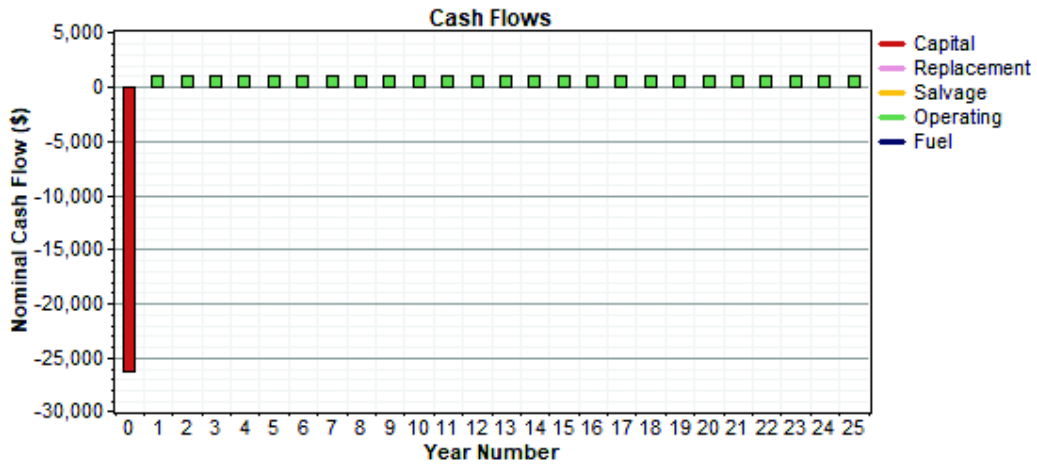


Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	22,777	0	0	0	0	22,777
Grid	0	0	-5,266	0	0	-5,266
Converter	3,500	0	0	0	0	3,500
Other	0	0	-2,808	0	0	-2,808
System	26,277	0	-8,074	0	0	18,203

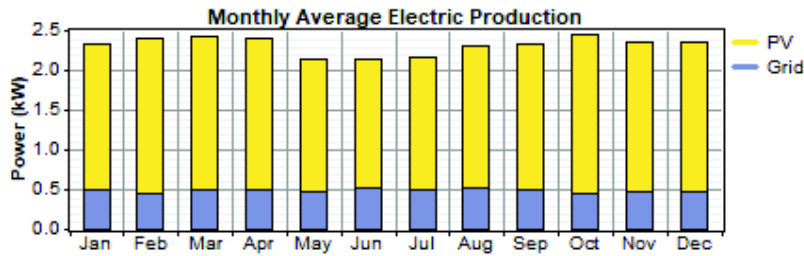
Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	2,904	0	0	0	0	2,904
Grid	0	0	-671	0	0	-671
Converter	446	0	0	0	0	446
Other	0	0	-358	0	0	-358
System	3,350	0	-1,029	0	0	2,321



Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	16,032	79%
Grid purchases	4,296	21%
Total	20,329	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	9,125	47%
Grid sales	10,401	53%
Total	19,526	100%

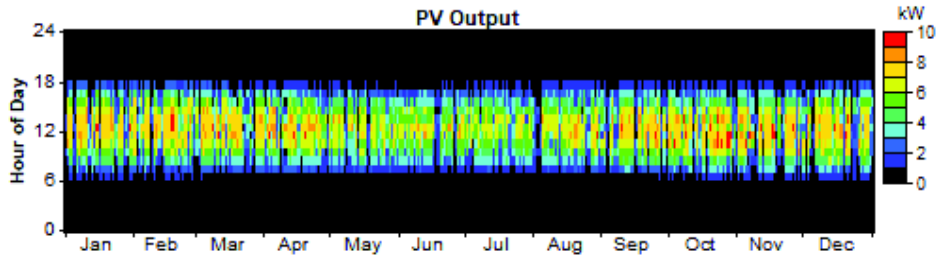
Quantity	Value	Units
Excess electricity	1.60	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.789	

PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	8.28	kW
Mean output	1.83	kW
Mean output	43.9	kWh/d
Capacity factor	22.1	%
Total production	16,032	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	9.97	kW
PV penetration	176	%
Hours of operation	4,380	hr/yr
Levelized cost	0.181	\$/kWh

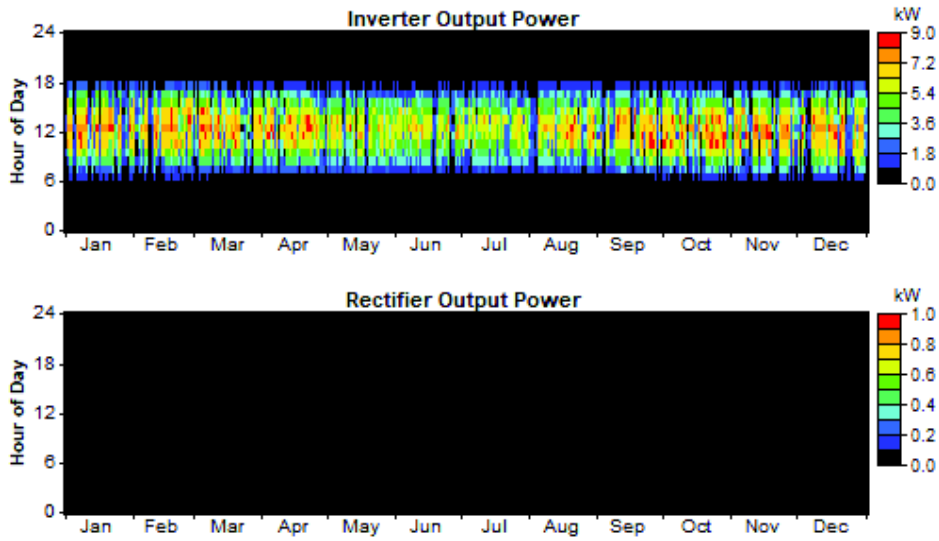


Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	9.00	0.00	kW
Mean output	1.74	0.00	kW
Minimum output	0.00	0.00	kW
Maximum output	9.00	0.00	kW
Capacity factor	19.3	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	4,380	0	hrs/yr
Energy in	16,031	0	kWh/yr
Energy out	15,229	0	kWh/yr
Losses	802	0	kWh/yr



Grid

Rate: Rate 1

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	366	899	-533	4	0	0
Feb	308	876	-568	4	0	0
Mar	370	930	-560	4	0	0
Apr	360	904	-544	4	0	0
May	359	784	-425	4	0	0
Jun	376	722	-346	4	0	0
Jul	376	789	-413	4	0	0
Aug	395	837	-442	4	0	0
Sep	365	849	-484	4	0	0
Oct	332	997	-665	4	0	0
Nov	338	895	-556	5	0	0
Dec	351	920	-568	4	0	0
Annual	4,296	10,401	-6,104	5	-671	0

Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	-3,858

Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	-16.7
Nitrogen oxides	-8.18

### System Report - 1000

#### Sensitivity case

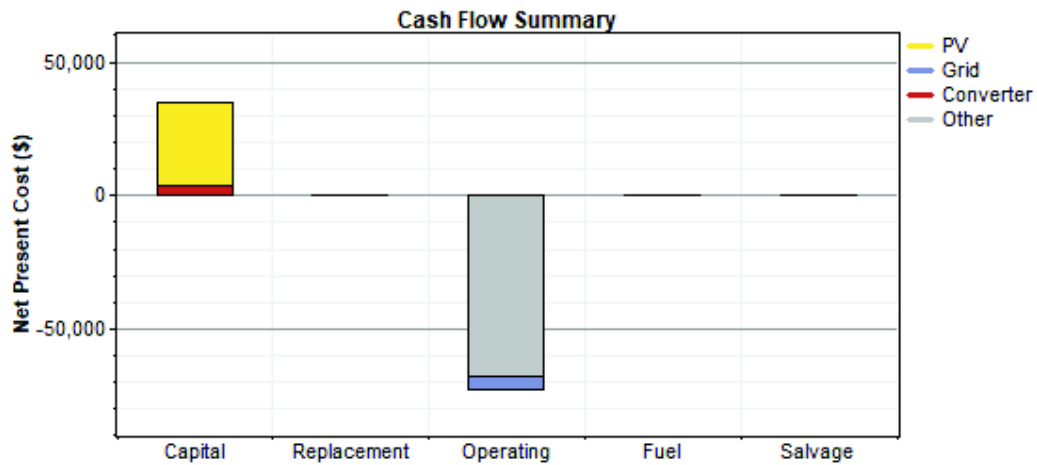
System Fixed O&M Cost: -8,670 \$/yr

#### System architecture

PV Array	11.5 kW
Grid	1,000 kW
Inverter	12 kW

#### Cost summary

Total net present cost	\$ -38,708
Levelized cost of energy	\$ -0.406/kWh
Operating cost	\$ -9,350/yr



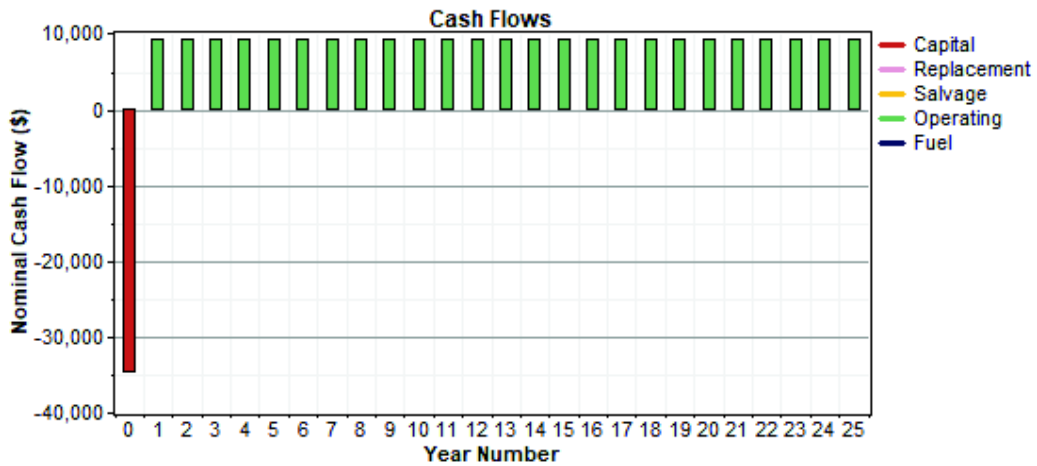
#### Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)

PV	31,125	0	0	0	0	31,125
Grid	0	0	-5,333	0	0	-5,333
Converter	3,500	0	0	0	0	3,500
Other	0	0	-68,000	0	0	-68,000
System	34,625	0	-73,333	0	0	-38,708

Annualized Costs

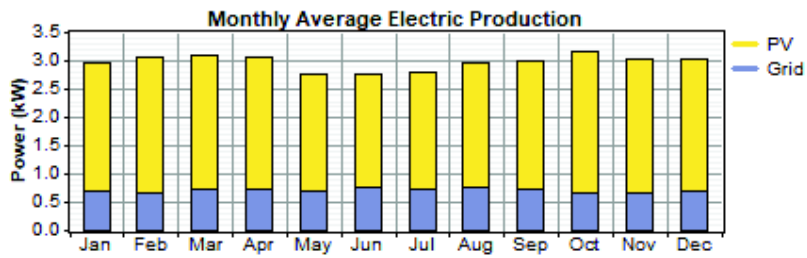
Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	3,968	0	0	0	0	3,968
Grid	0	0	-680	0	0	-680
Converter	446	0	0	0	0	446
Other	0	0	-8,670	0	0	-8,670
System	4,415	0	-9,350	0	0	-4,935



Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	19,800	76%
Grid purchases	6,273	24%
Total	26,073	100%





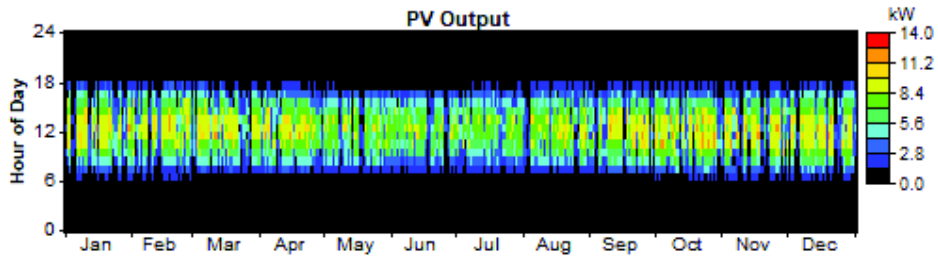
Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	12,154	50%
Grid sales	11,938	50%
Total	24,093	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	0.0000841	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.759	

### PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	11.5	kW
Mean output	2.26	kW
Mean output	54.2	kWh/d
Capacity factor	19.7	%
Total production	19,800	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	12.3	kW
PV penetration	163	%
Hours of operation	4,380	hr/yr
Levelized cost	0.200	\$/kWh

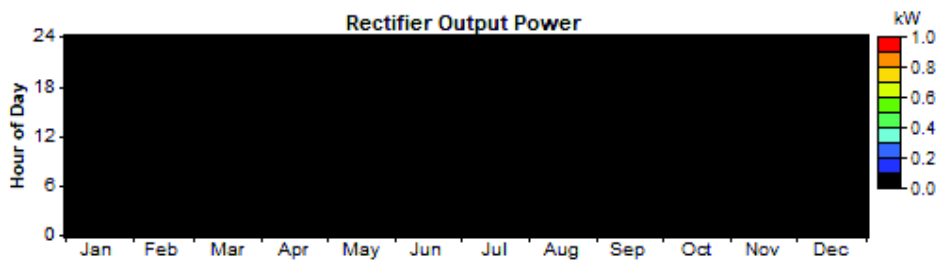
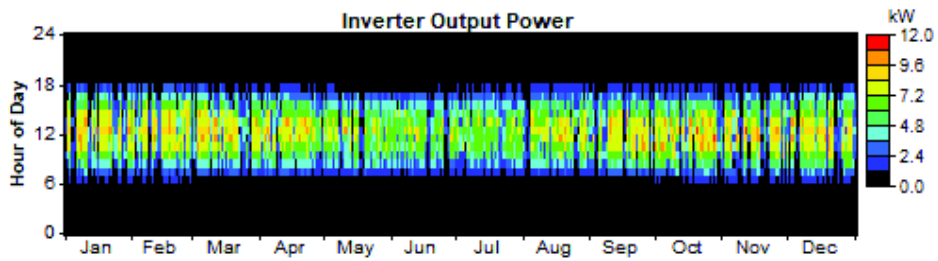


Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	12.0	0.00	kW
Mean output	2.0	0.00	kW
Minimum output	0.0	0.00	kW
Maximum output	11.1	0.00	kW
Capacity factor	17.0	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	4,380	0	hrs/yr
Energy in	19,800	0	kWh/yr
Energy out	17,820	0	kWh/yr
Losses	1,980	0	kWh/yr



Grid

Rate: Rate 1

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	530	1,027	-498	5	-60	0
Feb	450	1,005	-555	5	-67	0
Mar	543	1,072	-529	5	-63	0
Apr	523	1,038	-515	5	-62	0
May	524	900	-376	5	-45	0
Jun	549	830	-281	5	-34	0
Jul	545	903	-358	5	-43	0
Aug	574	962	-388	5	-47	0
Sep	531	975	-444	5	-53	0
Oct	497	1,146	-648	5	-78	0
Nov	490	1,027	-537	5	-64	0
Dec	516	1,054	-538	5	-65	0
Annual	6,273	11,938	-5,666	5	-680	0

Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	-3,581
Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	-15.5
Nitrogen oxides	-7.59

## System Report - 3000

### Sensitivity case

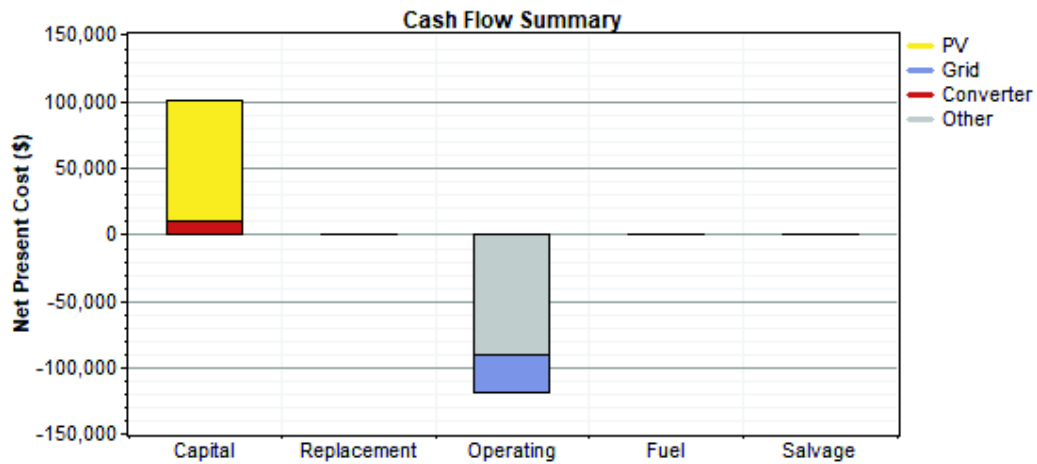
System Fixed O&M Cost: -7,053 \$/yr

### System architecture

PV Array	33.6 kW
Grid	1,000 kW
Inverter	34 kW

### Cost summary

Total net present cost	\$ -19,238
Levelized cost of energy	\$ -0.041/kWh
Operating cost	\$ -9,350/yr

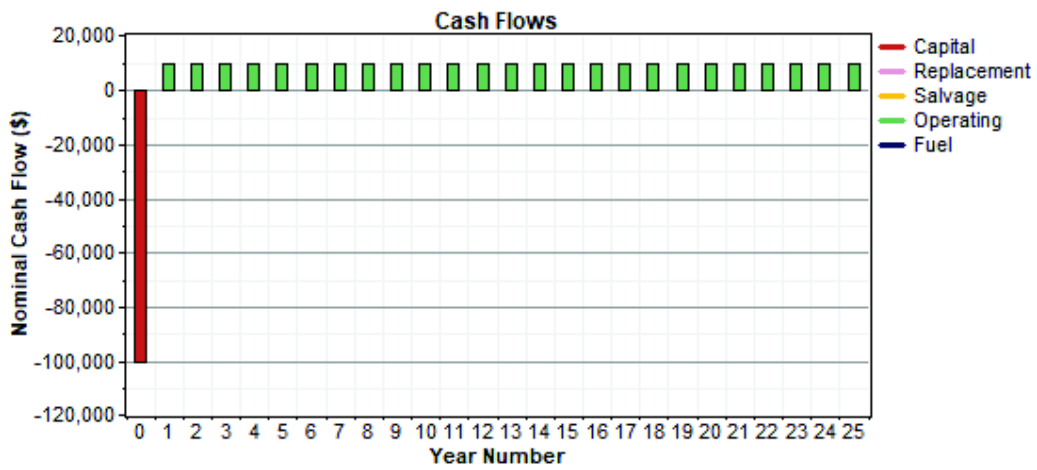


### Net Present Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	90,891	0	0	0	0	90,891
Grid	0	0	-29,368	0	0	-29,368
Converter	9,400	0	0	0	0	9,400
Other	0	0	-90,161	0	0	-90,161
System	100,291	0	-119,529	0	0	-19,238

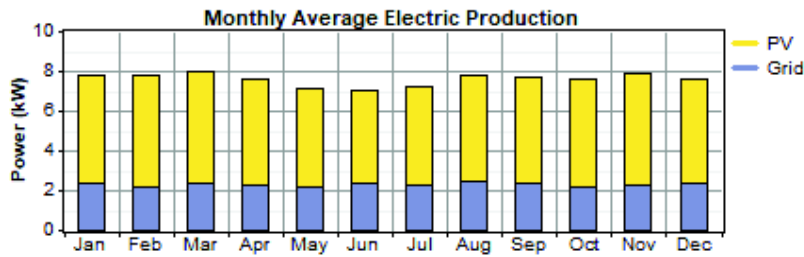
Annualized Costs

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	7,110	0	0	0	0	7,110
Grid	0	0	-2,297	0	0	-2,297
Converter	735	0	0	0	0	735
Other	0	0	-7,053	0	0	-7,053
System	7,845	0	-9,350	0	0	-1,505



Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	46,316	70%
Grid purchases	20,324	30%
Total	66,640	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	

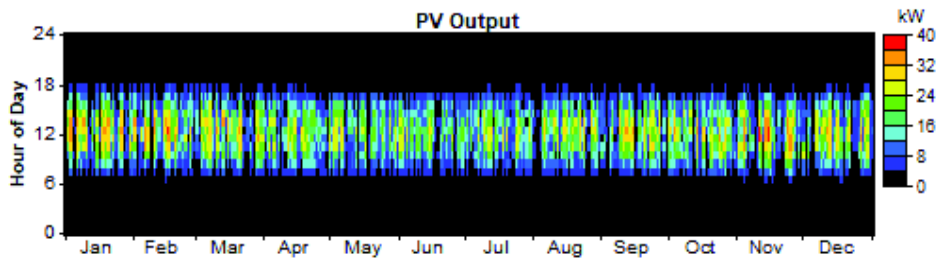
AC primary load	36,500	58%
Grid sales	26,434	42%
Total	62,934	100%

Quantity	Value	Units
Excess electricity	1.22	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.695	

PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	33.6	kW
Mean output	5.29	kW
Mean output	127	kWh/d
Capacity factor	15.7	%
Total production	46,316	kWh/yr

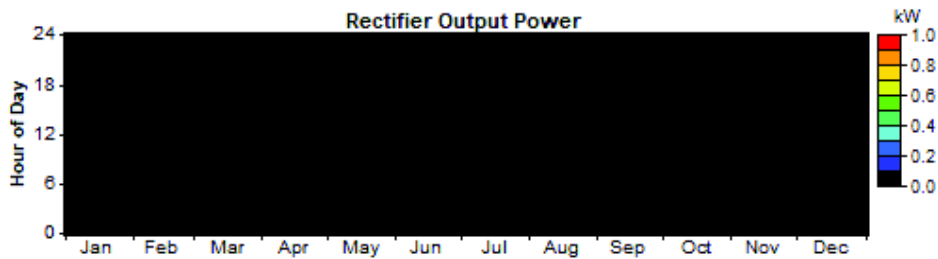
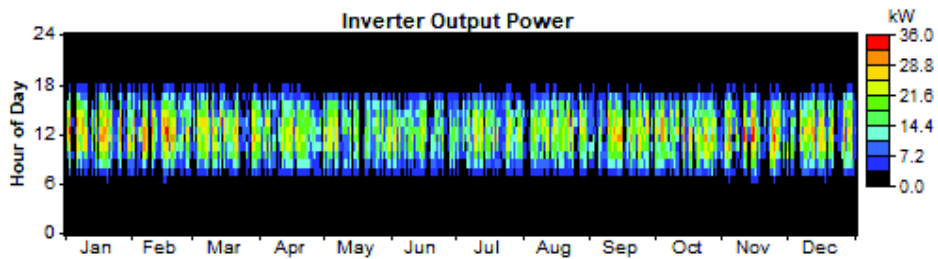
Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	37.6	kW
PV penetration	127	%
Hours of operation	4,380	hr/yr
Levelized cost	0.154	\$/kWh



Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	34.0	0.00	kW
Mean output	4.9	0.00	kW

Minimum output	0.0	0.00	kW
Maximum output	34.0	0.00	kW
Capacity factor	14.3	0.0	%
Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	4,380	0	hrs/yr
Energy in	46,315	0	kWh/yr
Energy out	42,610	0	kWh/yr
Losses	3,705	0	kWh/yr



Grid

Rate: Rate 1

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	1,768	2,428	-660	14	-248	0
Feb	1,493	2,242	-750	13	-282	0
Mar	1,747	2,460	-713	14	-268	0
Apr	1,673	2,136	-463	14	-174	0
May	1,658	2,001	-343	13	-129	0
Jun	1,725	1,792	-67	14	-25	0
Jul	1,693	2,036	-343	14	-129	0
Aug	1,826	2,219	-393	14	-148	0

Sep	1,728	2,173	-445	14	-167	0
Oct	1,641	2,272	-631	13	-237	0
Nov	1,631	2,429	-798	15	-300	0
Dec	1,742	2,246	-504	13	-189	0
Annual	20,324	26,434	-6,110	15	-2,297	0

### Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	-3,862
Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	-16.7
Nitrogen oxides	-8.19

### System Report - 5000

#### Sensitivity case

System Fixed O&M Cost: -23,780 \$/yr

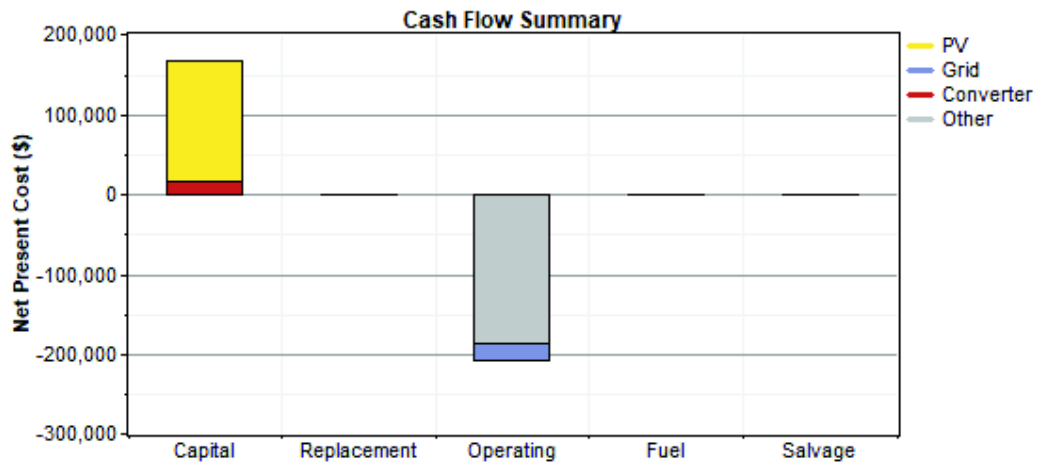
#### System architecture

PV Array	55.7 kW
Grid	1,000 kW
Inverter	56 kW

#### Cost summary

Total net present cost	\$ -40,784
Levelized cost of energy	\$ -0.086/kWh
Operating cost	\$ -26,445/yr



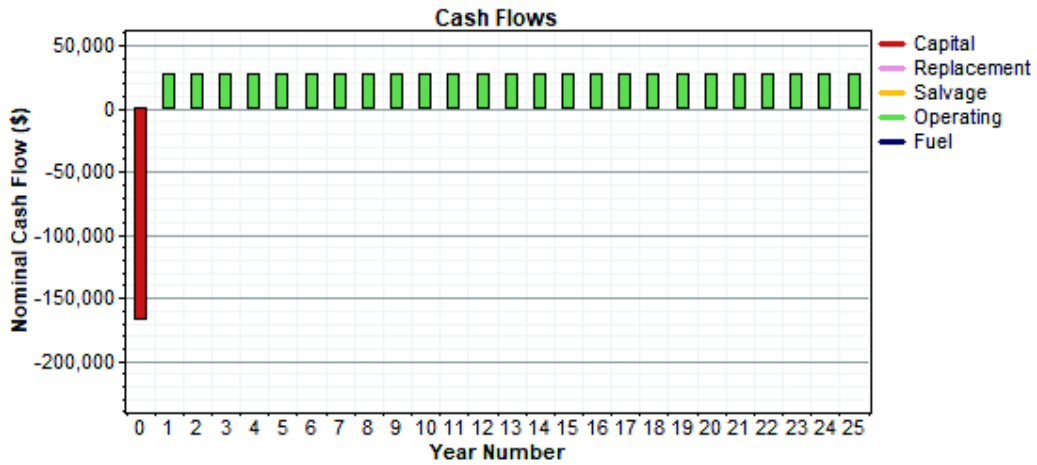


**Net Present Costs**

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)	(\$)
PV	150,730	0	0	0	0	150,730
Grid	0	0	-20,904	0	0	-20,904
Converter	15,900	0	0	0	0	15,900
Other	0	0	-186,510	0	0	-186,510
System	166,630	0	-207,414	0	0	-40,784

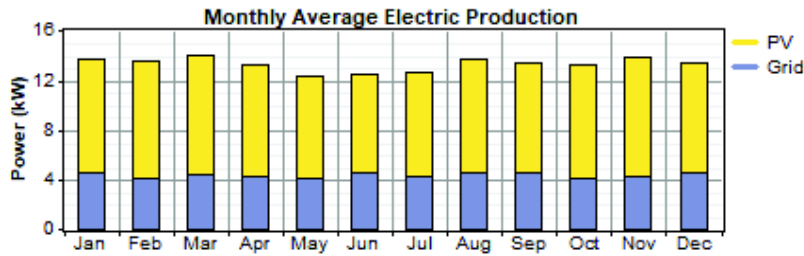
**Annualized Costs**

Component	Capital	Replacement	O&M	Fuel	Salvage	Total
	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)	(\$/yr)
PV	19,218	0	0	0	0	19,218
Grid	0	0	-2,665	0	0	-2,665
Converter	2,027	0	0	0	0	2,027
Other	0	0	-23,780	0	0	-23,780
System	21,245	0	-26,445	0	0	-5,200



Electrical

Component	Production	Fraction
	(kWh/yr)	
PV array	78,477	67%
Grid purchases	38,086	33%
Total	116,563	100%



Load	Consumption	Fraction
	(kWh/yr)	
AC primary load	60,590	57%
Grid sales	45,100	43%
Total	105,690	100%

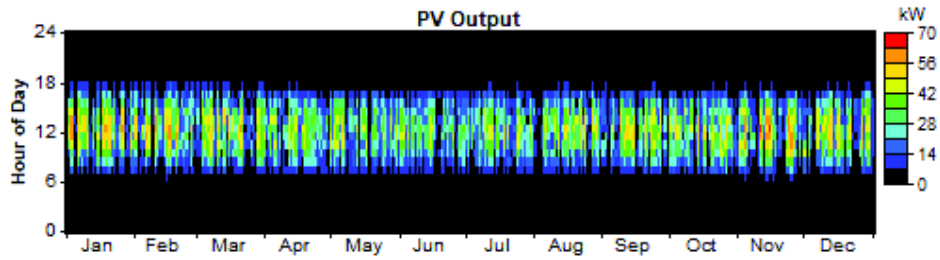
Quantity	Value	Units
Excess electricity	7,315	kWh/yr
Unmet load	0.00	kWh/yr
Capacity shortage	0.00	kWh/yr
Renewable fraction	0.673	

PV

Quantity	Value	Units
Rated capacity	55.7	kW
Mean output	8.96	kW
Mean output	215	kWh/d
Capacity factor	16.1	%
Total production	78,477	kWh/yr

Quantity	Value	Units
Minimum output	0.00	kW
Maximum output	63.6	kW
PV penetration	130	%
Hours of operation	4,380	hr/yr
Levelized cost	0.245	\$/kWh

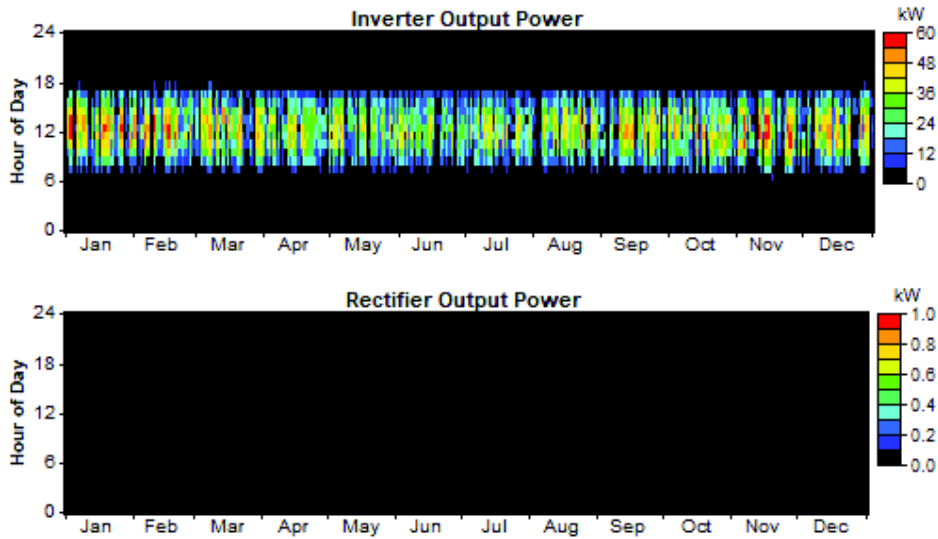


Converter

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Capacity	56.0	0.00	kW
Mean output	7.7	0.00	kW
Minimum output	0.0	0.00	kW
Maximum output	56.0	0.00	kW
Capacity factor	13.8	0.0	%

Quantity	Inverter	Rectifier	Units
Hours of operation	2,734	0	hrs/yr
Energy in	71,162	0	kWh/yr
Energy out	67,604	0	kWh/yr
Losses	3,558	0	kWh/yr



Grid

Rate: Rate 1

Month	Energy Purchased	Energy Sold	Net Purchases	Peak Demand	Energy Charge	Demand Charge
	(kWh)	(kWh)	(kWh)	(kW)	(\$)	(\$)
Jan	3,347	4,148	-801	18	-304	0
Feb	2,768	3,815	-1,047	17	-398	0
Mar	3,251	4,212	-962	18	-365	0
Apr	3,066	3,649	-583	19	-221	0
May	3,076	3,414	-338	16	-128	0
Jun	3,260	3,060	200	17	76	0
Jul	3,131	3,467	-336	18	-128	0
Aug	3,429	3,776	-347	18	-132	0
Sep	3,269	3,719	-451	17	-171	0
Oct	3,019	3,867	-849	17	-322	0
Nov	3,117	4,136	-1,019	19	-387	0
Dec	3,354	3,836	-483	17	-183	0
Annual	38,086	45,100	-7,014	19	-2,665	0

Emissions

Pollutant	Emissions (kg/yr)
Carbon dioxide	-4,433

Carbon monoxide	0
Unburned hydrocarbons	0
Particulate matter	0
Sulfur dioxide	-19.2
Nitrogen oxides	-9.4

**ANEXO F: HISTORIAL DE CONSUMO MENSUAL DE 7  
CLIENTES DE LA EEQ CON CONSUMO PROMEDIO ANUAL DE  
130, 200, 400, 750, 1000, 3000, 5000 kWh/mes**



GC- 2016 07038  
Quito D.M., 15 de julio 2016


Doctor  
Gabriel Salazar  
JEFE DE DEPARTAMENTO DE ENERGÍA ELÉCTRICA  
ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

De mi consideración:

Atendiendo lo solicitado por usted mediante comunicación de fecha 2 de junio 2016, respecto a proporcionar un historial del consumo mensual de siete abonados de la EEQ, con un promedio anual de 130, 200, 400, 750, 1000, 3000 y 5000 kWh/mes, para que sea utilizada por los señores Oswaldo Alberto Toaquiza y Luis Gabriel Mosquera, tesisistas de la Carrera de Ingeniería Eléctrica de la Escuela Politécnica Nacional, en su Estudio Técnico Económico para Implementación del Net Metering en el País, detallo a continuación lo indicado:

CONSUMO kWh		130	200	400	750	1.000	3.000	5.000
Nro. Suministro		1894496-1	1059735-8	707873-9	1415811-1	496260-5	43928-6	1182294-0
Año	Mes							
2.015	Julio	140	207	396	637	985	3.440	5.445
2.015	Agosto	122	164	475	808	967	3.662	5.490
2.015	Septiembre	124	145	430	738	984	3.691	5.694
2.015	Octubre	122	189	394	641	1.052	3.181	5.089
2.015	Noviembre	109	184	440	799	985	2.941	5.084
2.015	Diciembre	137	218	429	771	1.042	2.816	4.673
2.016	Enero	144	223	376	873	1.058	2.786	4.731
2.016	Febrero	140	215	388	782	1.019	2.779	5.339
2.016	Marzo	154	202	389	682	1.012	2.953	4.626
2.016	Abril	140	255	387	774	1.056	2.768	4.013
2.016	Mayo	134	203	393	732	1.010	3.296	3.900
2.016	Junio	137	216	414	918	1.016	3.292	3.882
PROMEDIO		134	205	410	761	1.017	3.134	4.831

Atentamente,

  
Ing. Mónica Guerrero M.  
GERENTE DE COMERCIALIZACIÓN  
EMPRESA ELÉCTRICA QUITO