

# UCUENCA

Facultad de Ingeniería

Maestría en Electricidad Mención Redes Eléctricas Inteligentes

Análisis para la Implementación de la Micro Generación Fotovoltaica en el  
Casco Urbano de la Ciudad de Cuenca con Base en la Regulación Arconel –  
003/18

Trabajo de titulación previo a  
la obtención del título de  
Magíster en Electricidad  
Mención Redes Eléctricas  
Inteligentes

Autora:

Margarita Marlen Rodríguez Déleg

CI: 0104217617

Correo electrónico: margaritarodriguezd@gmail.com

Director:

PhD. Ing. Juan Leonardo Espinoza Abad

CI:0102559325

**Cuenca, Ecuador**

31-mayo-2022

# UCUENCA

## **Resumen:**

El trabajo consiste en el análisis del potencial fotovoltaico en las residencias de la ciudad de Cuenca, utilizando información de paneles de silicio mono y policristalinos, para luego contrastar estos resultados con el consumo real de los usuarios. Para ello, se toma como muestra un sector residencial específico de la ciudad, conectado a un transformador de distribución.

Se propone uno o varios sistemas con microgeneración fotovoltaica que pueda ser conectado a la red de distribución eléctrica, cuya producción se destinará a cubrir la totalidad de la demanda de energía o una parte de la misma, según los requerimientos del abonado. Así también se realizará un análisis mediante simulación con el software OPENDSS de esta red de distribución para conocer los impactos generados por estos microgeneradores sobre la misma.

Finalmente se elaborará un análisis de viabilidad económica y financiera sobre la implementación de la microgeneración y su sistema de medición (Net Metering) en el sector seleccionado.

A través de estos análisis, el objetivo es conocer el impacto que tendría la microgeneración fotovoltaica en una red de distribución de la ciudad de Cuenca, y aportar nueva información sobre las condiciones físicas, técnicas y económicas que se podrían mejorar de la actual regulación ARCONEL- 003/18 para que sea posible su aplicación exitosa en la ciudad o en el resto del país.

**Palabras claves:** Micro generación. Consumidor. Prosumidor. Estrato. Demanda. Consumo.

**Abstract:**

The work consists of an analysis of the photovoltaic potential in the residences of the city of Cuenca, using information from mono and polycrystalline silicon panels, to then contrast these results with the real consumption of the users. To do this, a specific residential sector of the city is taken as a sample, connected to a distribution transformer.

One or more systems with photovoltaic microgeneration are proposed which can be connected to the electrical distribution network, such production will be used to cover all of the energy demand or a part of it, according to the subscriber's requirements. Likewise, an analysis of this distribution network will be carried out by simulation using OPENDSS software to know the impacts generated by these microgenerators on it.

Finally, an economic and financial feasibility analysis will be prepared on the implementation of microgeneration and its measurement system (net metering) in the selected area.

Through these analyzes, the objective is to know the impact that photovoltaic microgeneration would have on a distribution network in the city of Cuenca, and provide new information on the physical, technical and economic conditions that could be improved from the current ARCONEL- 003/18 regulation so that its successful application can be possible in the city or in the rest of the country.

**Keywords:** Micro generation. Consumer. Prosumer. Stratum. Consumption.

Demand.

## INDICE GENERAL

RESUMEN.....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
ABSTRACT .....	¡ERROR! MARCADOR NO DEFINIDO.
INDICE GENERAL.....	<b>3</b>
<i>DEDICATORIA</i> .....	<b>11</b>
<i>AGRADECIMIENTO</i> .....	<b>11</b>
<b>CAPITULO 1</b>	<b>12</b>
GENERALIDADES.....	<b>12</b>
1.1. INTRODUCCIÓN .....	12
1.2. GENERACIÓN Y MICROGENERACIÓN EN EL ECUADOR: SITUACIÓN ACTUAL.....	12
1.3. PROBLEMÁTICA.....	14
1.4. OBJETIVO GENERAL .....	14
1.4.1. <i>Objetivos Específicos</i> .....	15
1.5. ALCANCE.....	15
<b>CAPITULO 2</b>	<b>16</b>
MARCO TEÓRICO.....	<b>16</b>
2.1. ENERGIAS RENOVABLES Y MICROGENERACION DISTRIBUIDA.....	16
2.1.1. <i>Energías Renovables</i> .....	16
2.1.2. <i>Microgeneración Distribuida</i> .....	18
2.2. POLITICAS ENERGETICAS PARA LA PROMOCIÓN DE ENERGIAS RENOVABLES Y TIPOS DE INTERCAMBIO CON LA RED .....	20
2.2.1. <i>Autoconsumo puro</i> .....	20
2.2.2. <i>Balance Neto o Net Metering</i> .....	21
2.2.3. <i>Facturación Neta o Net Billing</i> .....	22
2.2.4. <i>Feed-in Tariff (FIT)</i> .....	23
2.3. NORMATIVA VIGENTE PARA MICROGENERACION EN EL ECUADOR .....	24
2.3.1. <i>Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE</i> .....	24
2.3.2. <i>Reglamento General a la LOSPEE</i> .....	26
2.4. REGULACIÓN ARCONEL – 003/18 .....	27
2.4.1. <i>Objetivo</i> .....	27
2.4.2. <i>Alcance</i> .....	27
2.4.3. <i>Características generales para consumidores que tengan interés en instalar <math>\mu</math>SFV.</i> 28	28
2.4.4. <i>Dimensionamiento del <math>\mu</math>SFV</i> .....	28
2.4.5. <i>Plazo</i> .....	29
2.4.6. <i>Incremento de capacidad del <math>\mu</math>SFV</i> .....	29
2.4.7. <i>Tratamiento comercial de la energía producida por sistemas fotovoltaicos <math>\mu</math>SFV de baja capacidad.</i> .....	29
2.5. EMPRESAS DE GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN EN EL ECUADOR .....	31

2.6. FACTIBILIDAD TECNICA DE LA IMPLEMENTACION DE MICROGENERACION FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE CUENCA .....	34
2.6.1. <i>Potencial Fotovoltaico en la Ciudad de Cuenca</i> .....	35
<b>CAPITULO 3</b> .....	<b>41</b>
<b>POTENCIAL FOTOVOLTAICO ESTIMADO PARA LA CIUDAD DE CUENCA</b> .....	<b>41</b>
3.1. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA $\mu SFV$ DE ACUERDO AL CONSUMO ENERGETICO DE UN SECTOR RESIDENCIAL DE LA CIUDAD DE CUENCA .....	41
3.1.1 <i>Descripción de la red eléctrica en el sector</i> .....	41
3.1.2 <i>Asignación de curvas de demanda para cada vivienda</i> .....	43
3.2. ANÁLISIS DE RADÍACION Y TEMPERATURA PARA EL SECTOR.....	50
3.2.1. <i>Radiación</i> .....	50
3.2.2. <i>Temperatura</i> .....	53
3.3. DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS $\mu SFV$ PARA CADA EDIFICACIÓN.....	54
<b>CAPITULO 4</b> .....	<b>63</b>
<b>MODELADO Y SIMULACIÓN SISTEMA <math>\mu SFV</math> CONECTADOS A LA RED ELECTRICA DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE OPENDSS</b> .....	<b>63</b>
4.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SOFTWARE OPENDSS.....	63
4.2. RESULTADOS DE LA SIMULACION EN LA RED DE DISTRIBUCION INTEGRANDO GENERADORES $\mu SFV$ .....	64
4.3. PRODUCCION DE GENERADORES $\mu SFV$ vs DEMANDA.....	65
4.3.1. <i>Prosumidor Estrato E</i> .....	65
4.3.2. <i>Prosumidor Estrato D</i> .....	67
4.3.3. <i>Prosumidor Estrato C</i> .....	68
4.3.4. <i>Prosumidor Estrato B</i> .....	70
4.3.5. <i>Prosumidor Estrato A</i> .....	72
4.3.6. <i>Prosumidor Estrato A1</i> .....	74
4.3.7. <i>Prosumidor Estrato Especial</i> .....	76
4.4. PRODUCCION DE ENERGIA CON LA $\mu SFV$ .....	80
4.5. ESTIMACIÓN DE CO <sub>2</sub> NO EMITIDO GRACIAS A LA $\mu SFV$ .....	83
<b>CAPITULO 5</b> .....	<b>86</b>
<b>ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACION DE LA MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE CUENCA</b> .....	<b>86</b>
5.1. ANALISIS DE PRECIOS DE SOLAR FOTOVOLTAICA .....	86
5.2. COSTO DE INVERSION PARA LA INSTALACION DE UN SISTEMA $\mu SFV$ .....	87
5.3. COSTO DE ENERGIA POR PROSUMIDOR EN LA CIUDAD DE CUENCA.....	90
5.4. INDICADORES DE RENTABILIDAD FINANCIEROS A CONSIDERAR POR EL FUTURO PROSUMIDOR PARA LA INSTALACION DE UN $\mu SFV$ .....	93
5.4.1. <i>Valor Actual Neto (VAN)</i> .....	93
5.4.2. <i>Payback</i> .....	94
5.4.3. <i>Tasa Interna de Retorno</i> .....	95
5.4.4. <i>Tasa de Descuento</i> .....	95

<b>5.5. ANALISIS DE RENTABILIDAD PARA LA INSTALACION DE UN <math>\mu</math>SFV EN EL CASCO URBANO DE LA CIUDAD DE CUENCA.</b>	<b>96</b>
<b>5.5.1 Escenario 1.</b>	<b>97</b>
<b>5.5.2 Escenario 2.</b>	<b>99</b>
<b>5.5.3 Escenario 3.</b>	<b>100</b>
<b>5.5.4 Escenario 4.</b>	<b>103</b>
<b>CAPITULO 6</b>	<b>108</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b>	<b>108</b>
<b>6.1. CONCLUSIONES</b>	<b>108</b>
<b>6.2. RECOMENDACIONES</b>	<b>111</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>113</b>
<b>ANEXO 1</b>	<b>115</b>
<b>REGULACIÓN ARCONEL – 003/18</b>	<b>115</b>
<b>1. REQUISITOS PARA TRAMITAR LA AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN, INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DE CONSUMIDORES CON <math>\mu</math>SFV.</b>	<b>116</b>
<b>2. PROCEDIMIENTO PARA TRAMITAR LA CONEXIÓN, INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DEL <math>\mu</math>SFV</b>	<b>116</b>
<b>3. CONTROL DEL PROCESO DE AUTORIZACIÓN DE CONEXIÓN, INSTALACIÓN Y OPERACIÓN DEL <math>\mu</math>SFV.</b>	<b>117</b>
<b>4. CAUSALES PARA LA DESCONEXIÓN DEL <math>\mu</math>SFV</b>	<b>118</b>
<b>5. CONSUMIDORES CON <math>\mu</math>SFV QUE NO DESEEN CONECTARSE A LA RED</b>	<b>118</b>
<b>6. CALIDAD DEL PRODUCTO</b>	<b>118</b>
<b>7. CONDICIONES PARA LA CONEXIÓN DEL CONSUMIDOR CON <math>\mu</math>SFVA LA RED.</b>	<b>119</b>
<b>7.1 Sistema de Medición.</b>	<b>119</b>
<b>7.2 Ubicación del punto de medición.</b>	<b>119</b>
<b>7.3 Procedimiento en caso de fallas de funcionamiento o errores de medición.</b>	<b>119</b>
<b>8. OBLIGACIONES DEL CONSUMIDOR <math>\mu</math>SFV</b>	<b>120</b>
<b>9. OBLIGACIONES DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA</b>	<b>120</b>
<b>ANEXO 2</b>	<b>121</b>
<b>ASIGNACIÓN DE PERFILES DE DEMANDA Y PANELES SOLARES FOTOVOLTAICOS SEGÚN EL ESTRATO DE ABONADO</b>	<b>121</b>
ANEXO 2. 1 TIPO DE ACOMETIDAS PARA CADA EDIFICACIÓN. ELABORACIÓN PROPIA.	122
ANEXO 2.2 ASIGNACIÓN DE ESTRATO SEGÚN SU CONSUMO. ELABORACIÓN PROPIA.	123
ANEXO 2.3 VALORES DE PERFILES DE DEMANDA HORARIA EN PU. ELABORACIÓN PROPIA.	124
ANEXO 2.4 VALORES DE PERFILES DE DEMANDA HORARIA EN KW-H. ELABORACIÓN PROPIA.	127
ANEXO 2.5 CRITERIOS FÍSICOS A CONSIDERAR PARA LA INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES. ELABORACIÓN PROPIA.	130
ANEXO 2.6. OFICIO NRO. CENTROSUR-DIPLA-2021-0148-OF.	134
ANEXO 2.7. OFICIO NRO. EEGA-DIPLA-2021-0063-OF	136
<b>ANEXO 3</b>	<b>138</b>
<b>LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN UTILIZANDO OPENDSS PARA UNA RED DE DISTRIBUCIÓN CON MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA</b>	<b>138</b>
<b>ANEXO 4</b>	<b>152</b>

<b>EMISIONES DE CO2 NO EMITIDAS .....</b>	<b>152</b>
<b>ANEXO 5 .....</b>	<b>203</b>
<b>ANÁLISIS DE COSTOS .....</b>	<b>203</b>
ANEXO 5. 1 ANÁLISIS DE LOS COSTOS PARA LA INSTALACION GENERADORES MICROFOTOVOLTAICOS[26] .....	204
ANEXO 5. 2 ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS PARA TRANS. DE EQUIPOS, INST. ESTRUCTURAS, PANELES, INVERSORES, CABLEADO DE DC Y AC, Y TABLERO Y PROTECCIONES. ELABORACIÓN PROPIA.....	205
ANEXO 5. 3 ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS PARA MANTENIMIENTO PREVENTIVO Y CORRECTIVO. ELABORACIÓN PROPIA. ....	209
ANEXO 5. 4 ESCENARIO 1. ELABORACIÓN PROPIA.....	211
ANEXO 5. 5 ESCENARIO 2. ELABORACIÓN PROPIA.....	215
ANEXO 5. 6 ESCENARIO 3. ELABORACIÓN PROPIA.....	219
ANEXO 5. 7 ESCENARIO 4. ELABORACIÓN PROPIA.....	220

## INDICE DE FIGURAS

FIGURA 1. 1 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ANUAL PORCENTUAL. CENACE 2020. [3] .....	13
FIGURA 1. 2 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA POR TIPO DE GENERACIÓN (GWH). CENACE 2019. [4].....	13
FIGURA 1. 3 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA POR TIPO DE GENERACIÓN (GWH). CENACE 2020. [3].....	14
FIGURA 2. 1 EVOLUCIÓN DE LA ENERGÍA RENOVABLE[6].....	16
FIGURA 2. 2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA DE ACUERDO A SU CAPACIDAD. ELABORACIÓN PROPIA.....	20
FIGURA 2. 3 AUTOCONSUMO PURO. [10].....	21
FIGURA 2. 4 BALANCE NETO O NET METERING. [10] .....	21
FIGURA 2. 5 CONEXIÓN DE UN MSFV A LA RED. [2].....	28
FIGURA 2. 6 COMERCIALIZACIÓN DE ENERGÍA MSFV PRODUCIDA. [2] .....	30
FIGURA 2. 7 CENTRALES CONECTADAS A SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN. [1] .....	32
FIGURA 2. 8 CENTRALES CONECTADAS A REDES DE MEDIO VOLTAJE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN. [1] .....	33
FIGURA 2. 9 CENTRALES CONECTADAS A REDES DE MEDIO VOLTAJE EN SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN POR TIPO DE TECNOLOGÍA. [1] .....	33
FIGURA 2. 10 MAPA DE RADIACIÓN DEL ECUADOR. [17].....	34
FIGURA 2. 11 CONSUMO PROMEDIO DIARIO ACORDE A MES O DÍA DE SEMANA. [5].....	36
FIGURA 2. 12 CONSUMO DIARIO CARACTERÍSTICO (KWH/DÍA) CONSUMO PROMEDIO DIARIO ACORDE A MES O DÍA DE SEMANA. [5] .....	37
FIGURA 2. 13 CAPACIDAD GEOMÉTRICA DE ADAPTACIÓN PV DE PANELES DE SÍLICE MONOCRISTALINO EN TECHUMBRES INCLINADAS. [5] .....	38
FIGURA 3. 1 SECTOR OBJETO DE ESTUDIO. ELABORACIÓN PROPIA .....	41
FIGURA 3. 2 RED DE DISTRIBUCIÓN. ELABORACIÓN PROPIA .....	42
FIGURA 3. 3 CONSUMIDOR ESTRATO E. ELABORACIÓN PROPIA. ....	47
FIGURA 3. 4 CONSUMIDOR ESTRATO D. ELABORACIÓN PROPIA.....	47
FIGURA 3. 5 CONSUMIDOR ESTRATO C. ELABORACIÓN PROPIA. ....	48
FIGURA 3. 6 CONSUMIDOR ESTRATO B. ELABORACIÓN PROPIA.....	48

FIGURA 3. 7 CONSUMIDOR ESTRATO A. ELABORACIÓN PROPIA.....	49
FIGURA 3. 8 CONSUMIDOR ESTRATO A1. ELABORACIÓN PROPIA.....	49
FIGURA 3. 9 CONSUMIDOR ESTRATO ESPECIAL. ELABORACIÓN PROPIA.....	50
FIGURA 3. 10 RADIACIÓN SOLAR PROMEDIO REGISTRADA EN UN DÍA. [21].....	51
FIGURA 3. 11 VARIABILIDAD ANUAL DE HSP/DÍA. [21].....	53
FIGURA 3. 12 REGISTROS DE TEMPERATURA OBTENIDOS EN EL AÑO. [21].....	54
FIGURA 3. 13 CRITERIOS FÍSICOS A CONSIDERAR PARA LA INSTALACIÓN DE PANELES SOLARES. ELABORACIÓN PROPIA .....	57
FIGURA 4. 1 MODELAMIENTO FV EN OPENDSS. [24] .....	63
FIGURA 4. 2 BALANCE NETO PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO E. ELABORACIÓN PROPIA.....	65
FIGURA 4. 3 CONSUMO VS PRODUCCIÓN ANUAL PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO E. ELABORACIÓN PROPIA...	66
FIGURA 4. 4 BALANCE NETO PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO D. ELABORACIÓN PROPIA. ....	67
FIGURA 4. 5 CONSUMO VS PRODUCCIÓN ANUAL PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO D. ELABORACIÓN PROPIA.	68
FIGURA 4. 6 BALANCE NETO PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO C. ELABORACIÓN PROPIA.....	69
FIGURA 4. 7 CONSUMO VS PRODUCCIÓN ANUAL PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO C. ELABORACIÓN PROPIA. .	70
FIGURA 4. 8 BALANCE NETO PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO B. ELABORACIÓN PROPIA. ....	71
FIGURA 4. 9 CONSUMO VS PRODUCCIÓN ANUAL PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO B. ELABORACIÓN PROPIA. .	72
FIGURA 4. 10 BALANCE NETO PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO A. ELABORACIÓN PROPIA. ....	73
FIGURA 4. 11 CONSUMO VS PRODUCCIÓN ANUAL PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO A. ELABORACIÓN PROPIA.	73
FIGURA 4. 12 BALANCE NETO PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO A1. ELABORACIÓN PROPIA. ....	75
FIGURA 4. 13 CONSUMO VS PRODUCCIÓN ANUAL PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO A1. ELABORACIÓN PROPIA.	76
FIGURA 4. 14 BALANCE NETO PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO ESPECIAL. ELABORACIÓN PROPIA. ....	77
FIGURA 4. 15 CONSUMO VS PRODUCCIÓN ANUAL PARA EL PROSUMIDOR ESTRATO ESPECIAL. ELABORACIÓN PROPIA. ....	78
FIGURA 4. 16 INTERCAMBIO DE ENERGÍA DE mSFVS - TRANSFORMADOR. ELABORACIÓN PROPIA.....	80
FIGURA 4. 17 EMISIONES CO <sub>2</sub> DEL 2013 AL 2019. CENACE, 2020[25].....	85
FIGURA 5. 1 VAN CON COSTOS DE INSTALACIÓN 2021. ELABORACIÓN PROPIA. ....	98
FIGURA 5. 2 TIR CON COSTOS DE INSTALACIÓN 2021. ELABORACIÓN PROPIA. ....	98
FIGURA 5. 3 VAN CON INCENTIVOS EN TARIFA ELÉCTRICA PARA PROSUMIDORES C – D – E - COMERCIAL. ELABORACIÓN PROPIA. ....	101
FIGURA 5. 4 VAN CON INCENTIVOS EN TARIFA ELÉCTRICA PARA PROSUMIDORES B – A -A1 Y ESPECIAL. ELABORACIÓN PROPIA .....	102
FIGURA 5. 5 TIR CON INCENTIVOS EN TARIFA ELÉCTRICA PARA PROSUMIDORES C – D – E - COMERCIAL. ELABORACIÓN PROPIA. ....	102
FIGURA 5. 6 TIR CON INCENTIVOS EN TARIFA ELÉCTRICA PARA PROSUMIDORES A – A1- ESPECIAL. ELABORACIÓN PROPIA. ....	103
FIGURA 5. 7 PAYBACK PARA TODOS LOS ESCENARIOS EN AÑOS. ELABORACIÓN PROPIA. ....	103

## INDICE DE TABLAS

TABLA 2. 1 GENERADORES Y AUTOGENERADORES. CENACE 2020. [3].....	32
TABLA 2. 2 RADIACIÓN SOLAR GLOBAL ESTIMADA Y AMPLITUD TÉRMICA. [18] .....	35



# UCUENCA

TABLA 2. 3 TABLA PRODUCCIÓN DEMANDA CASO VAR A 0103-22. [5]	39
TABLA 2. 4 PRODUCCIÓN DEMANDA CASO VAR A 0102-11. [5]	39
TABLA 2. 5 PRODUCCIÓN DEMANDA CASO VAR B 0103-16. [5]	39
TABLA 3. 1 DETALLE DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN DE BAJO VOLTAJE. ELABORACIÓN PROPIA	43
TABLA 3. 2 ESTRATOS SEGÚN EL NIVEL DE CONSUMO DE ENERGÍA. ELABORACIÓN PROPIA	43
TABLA 3. 3 NO. EDIFICACIONES SEGÚN ESTRATOS DE CONSUMO. ELABORACIÓN PROPIA	44
TABLA 3. 4 CURVAS DE DEMANDA SEGÚN ESTRATO. [19]	45
TABLA 3. 5 CLIENTES EN LA CIUDAD DE CUENCA, SEGÚN SU ESTRATO DE CONSUMO. ELABORACIÓN PROPIA	46
TABLA 3. 6 VALORES DE RADIACIÓN MENSUAL DURANTE 3 AÑOS. [21]	51
TABLA 3. 7 PROMEDIO ANUAL DE RADIACIÓN SOLAR. [21]	52
TABLA 3. 8 REGISTRO HSP. [21]	53
TABLA 3. 9 REGISTROS DE TEMPERATURA PROMEDIO DURANTE EL AÑO. [21]	54
TABLA 3. 10 PARÁMETROS MECÁNICOS Y ELÉCTRICOS DE PANELES SOLARES. [22]	55
TABLA 3. 11 CÁLCULO DE PANELES SOLARES PARA CADA ESTRATO SEGÚN SU CONSUMO. ELABORACIÓN PROPIA	56
TABLA 3. 12 POTENCIAL FOTOVOLTAICO DE LA MUESTRA. ELABORACIÓN PROPIA	58
TABLA 3. 13 POSIBLE COMBINACIÓN DE ESTRATOS. ELABORACIÓN PROPIA	60
TABLA 3. 14 PORCENTAJE DE INDEPENDENCIA POR ESTRATO DE LA MUESTRA. ELABORACIÓN PROPIA	60
TABLA 3. 15 VALOR ESTIMADO DE EDIFICACIONES CON ACOMETIDA INDEPENDIENTE EN LA CIUDAD DE CUENCA. ELABORACIÓN PROPIA	61
TABLA 3. 16 POTENCIAL FOTOVOLTAICO ESTIMADO PARA LA CIUDAD DE CUENCA. ELABORACIÓN PROPIA	61
TABLA 4. 1 POTENCIA INSTALADA PARA CADA ESTRATO DE LA MUESTRA. ELABORACIÓN PROPIA	64
TABLA 4. 2 PRODUCCIÓN VS DEMANDA DIARIA. ELABORACIÓN PROPIA	79
TABLA 4. 3 PRODUCCIÓN VS DEMANDA ANUAL SEGÚN CADA ESTRATO. ELABORACIÓN PROPIA	81
TABLA 4. 4 PRODUCCIÓN – CONSUMO (KWH/AÑO) EN LA MUESTRA. ELABORACIÓN PROPIA	82
TABLA 4. 5 PRODUCCIÓN (GWH/AÑO) EN LA CIUDAD DE CUENCA	83
TABLA 4. 6 EMISIONES DE CO <sub>2</sub> NO EMITIDAS	84
TABLA 5. 1 ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA. EVOLUCIÓN DEL CAPEX [27]	87
TABLA 5. 2 COSTO TOTAL INSTALADO FV - USD/kW[28]	87
TABLA 5. 3 COSTOS \$/W INSTALADO PARA CADA PROSUMIDOR. ELABORACIÓN PROPIA	88
TABLA 5. 4 PRECIOS POR MANTENIMIENTO MENOR,	90
TABLA 5. 5 PLIEGO TARIFARIO ELÉCTRICO 2021. [30]	91
TABLA 5. 6 COSTO DE ENERGÍA MENSUAL SEGÚN CONSUMO DE CADA ESTRATO. ELABORACIÓN PROPIA	92
TABLA 5. 7 DESCRIPCIÓN GENERAL DE ESCENARIOS. ELABORACIÓN PROPIA	96
TABLA 5. 8 COSTO DE ENERGÍA MENSUAL SEGÚN CONSUMO DE CADA ESTRATO. ELABORACIÓN PROPIA	97
TABLA 5. 9 COSTOS DE INSTALACIÓN CON 1 \$/W SEGÚN MACKENZIE. ELABORACIÓN PROPIA	99
TABLA 5. 10 ÍNDICES FINANCIEROS CONSIDERANDO 1 \$/W SEGÚN MACKENZIE. ELABORACIÓN PROPIA	100
TABLA 5. 11 PRECIOS DE ENERGÍA A PRECIO ESTABLE EN ESPAÑA OCTUBRE 2021. [33]	104
TABLA 5. 12 COSTOS DE INSTALACIÓN 2021 EN ESPAÑA. [34]	106
TABLA 5. 13. INDICADORES ECONÓMICOS CONSIDERANDO COSTOS POR INSTALACIÓN SEGÚN EL MERCADO ECUATORIANO Y UN COSTO DE TARIFA HIPOTÉTICO SEGÚN EL MERCADO ESPAÑOL.	107

## Cláusula de licencia y autorización para publicación en el Repositorio Institucional

Yo, Margarita Marlen Rodríguez Déleg, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación "**Análisis para la Implementación de la Micro Generación Fotovoltaica en el Casco Urbano de la Ciudad de Cuenca con Base en la Regulación Arconel – 003/18**", de conformidad con el Art. 114 del CÓDIGO ORGÁNICO DE LA ECONOMÍA SOCIAL DE LOS CONOCIMIENTOS, CREATIVIDAD E INNOVACIÓN reconozco a favor de la Universidad de Cuenca una licencia gratuita, intransferible y no exclusiva para el uso no comercial de la obra, con fines estrictamente académicos.

Así mismo, autorizo a la Universidad de Cuenca, para que realice la publicación de este trabajo de titulación en el repositorio Institucional, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Cuenca, 31 de mayo de 2022



---

Margarita Marlen Rodríguez Déleg

C.I: 0104217617

## Cláusula de Propiedad Intelectual

Yo, Margarita Marlen Rodríguez Déleg, en calidad de autor y titular de los derechos morales y patrimoniales del trabajo de titulación **Análisis para la Implementación de la Micro Generación Fotovoltaica en el Casco Urbano de la Ciudad de Cuenca con Base en la Regulación Arconel – 003/18"**, certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 31 de mayo. de 22



---

Margarita Marlen Rodríguez Déleg

C.I:0104217617

## *DEDICATORIA*

A mi esposo y a mis dos hermosos niños, *Emilia y David*,  
quienes me han apoyado incondicionalmente  
con todo su amor para  
alcanzar esta meta profesional.

## *AGRADECIMIENTO*

Doy gracias a Dios por permitirme conseguir un sueño más en mi vida.  
Gracias a mis profesores por todo su tiempo,  
en especial a mi director de Tesis al Dr. Juan Leonardo Espinoza,  
finalmente, gracias a toda mi familia y amigos,  
que siempre me animaron para seguir adelante.

## CAPITULO 1

### GENERALIDADES

#### 1.1. Introducción

En Ecuador, el sector eléctrico se ha caracterizado por contar con una demanda creciente y problemas de abastecimiento de algunos recursos energéticos primarios, principalmente aquellos relacionados a los combustibles fósiles. Esto ha provocado que distintos agentes del sector estén interesados en explorar nuevas formas de generación eléctrica, a partir de energías renovables. Lo anterior no sólo obedece a la escasez o fluctuación de precios de algunos combustibles como el gas natural o derivados del petróleo, sino que también al aumento en la importancia que los países están dando al desarrollo sostenible y a la protección ambiental.

Dentro de los desafíos y oportunidades que ofrece el sector eléctrico en este contexto, ha surgido el concepto de Generación Distribuida, el cual se define como el uso integrado de pequeñas unidades de generación directamente conectadas al sistema de distribución [1] . Dentro de este concepto se distingue el de microgeneración (para el caso de estudio, la generación fotovoltaica), definida como el uso de sistemas de generación a pequeñas escalas conectadas a sistemas de distribución, con una capacidad desde 1 hasta 100 kW, según lo establece la regulación [2]

#### 1.2 Generación y Microgeneración en el Ecuador: Situación Actual.

Considerando el aporte del parque generador nacional y las importaciones por los enlaces internacionales, la energía bruta producida en el año 2020 alcanzó los 27.120 GWh; valor que presenta una reducción del 2,21% respecto al año anterior, cuya reducción se produjo en la generación hidroeléctrica, termoeléctrica y no convencional, de acuerdo a la Figura 1.1.[3]

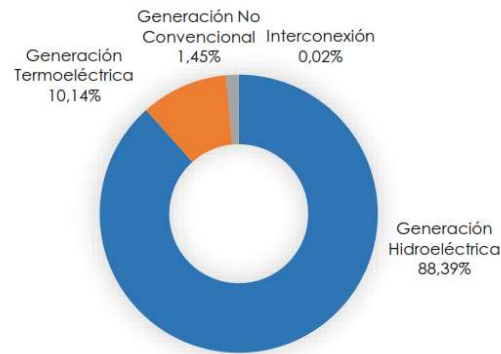


Figura 1. 1 Producción energética anual porcentual. CENACE 2020. [3]

En las Figura 1.3 se muestra el aporte energético por tipo de generación del año 2020 [3] con respecto al 2019 [4], Figura 1.2, observándose una tendencia a la baja significativa en la producción hidráulica en un 1.27%, en la producción no convencional en un 0,44%, así como en la generación termoeléctrica con un 19,37%, lo cual representa un ahorro en el uso de combustibles fósiles causando efectos positivos en la reducción de los impactos ambientales. Se puede observar también, que ha existido un incremento significativo en las interconexiones con Colombia, siendo este en un 4202,38%.

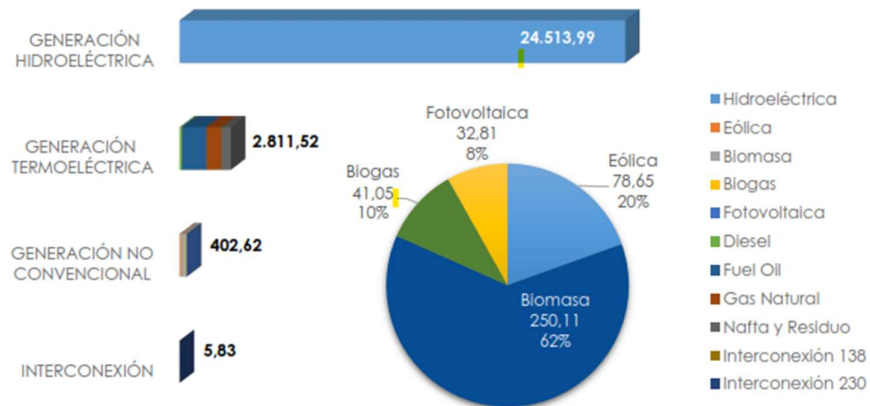


Figura 1. 2 Producción energética por tipo de generación (GWh). CENACE 2019. [4]

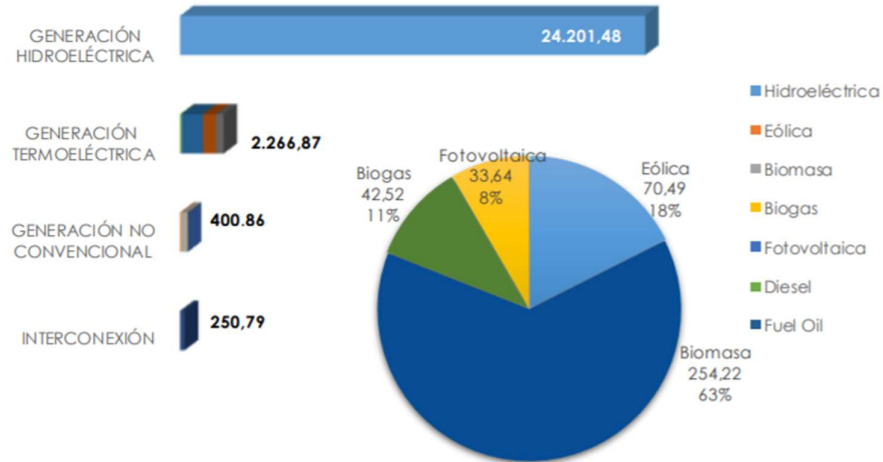


Figura 1. 3 Producción energética por tipo de generación (GWh). CENACE 2020. [3]

### 1.3. Problemática

El uso de micro generación eléctrica ofrece grandes desafíos para su implementación, como, por ejemplo, problemas técnicos derivados de la conexión de micro unidades. Otra gran barrera que existe hoy en día para la implementación de estas pequeñas unidades es su alto costo de inversión inicial debido principalmente a que la generación eléctrica a partir de energías renovables no convencionales exige el desarrollo de tecnologías sofisticadas para lograr eficiencia y confiabilidad. A todo esto, se le puede agregar la falta de regulaciones e incentivos por parte de los países para que el consumidor final centre su atención en nuevas alternativas para la producción de energía eléctrica.

### 1.4. Objetivo General

El presente trabajo de titulación tiene como objetivo general conocer cuáles serían las condiciones técnicas, económicas y financieras para que la micro generación fotovoltaica sea promovida exitosamente en la ciudad de Cuenca, tomando como base la Regulación vigente.

## 1.4.1. Objetivos Específicos

- Conocer el potencial fotovoltaico de la ciudad de Cuenca utilizando curvas de demanda de consumo promedio, levantamientos de cubiertas de las viviendas, uso de paneles de silicio mono y policristalinos sobre éstas y el software de simulación OpenDSS.
- Analizar las condiciones eléctricas y energéticas que se necesitan para un correcto funcionamiento de la microgeneración fotovoltaica y del sistema Net Metering en el país, tomando como caso de estudio un sector residencial específico de la ciudad de Cuenca.
- Realizar un análisis económico y financiero tomando en cuenta la inversión inicial, el tiempo de recuperación y otros parámetros tanto para la empresa distribuidora de electricidad como para el consumidor.
- Determinar las condiciones, técnicas, económicas y financieras para que la regulación vigente ARCONEL – 003/18, pueda ser adoptada con éxito en la ciudad de Cuenca.

## 1.5. Alcance

Tomando como referencia metodologías realizadas mediante levantamientos tridimensionales de cubiertas en la ciudad de Cuenca para estimar el potencial fotovoltaico [5], se buscará aplicar estos métodos en un sector residencial específico de la ciudad, alimentado por un transformador de distribución con el fin de conocer el tipo de usuarios que se podrían conectar a la red según su requerimiento de carga. Se analizará las posibles incidencias en la red de distribución al conectar los abonados con sus respectiva microgeneración fotovoltaica.

Este proyecto también abarca el estudio económico y financiero que permita analizar las implicaciones positivas y negativas que se presentarían al introducir la microgeneración fotovoltaica en las redes de distribución tanto para la empresa distribuidora como para el consumidor.

Para todo esto será necesario estudiar resultados y experiencias a nivel internacional para tener una visión más real del resultado que se podría esperar en nuestro país.[6]



## CAPITULO 2

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1. ENERGIAS RENOVABLES Y MICROGENERACION DISTRIBUIDA

##### 2.1.1. Energías Renovables

En 2019, la generación de electricidad renovable aumentó un 6%, y las tecnologías eólicas y solares fotovoltaicas juntas representaron el 64% de este aumento. Aunque la participación de las energías renovables en la generación mundial de electricidad alcanzó casi el 27% en 2019. Aun así, la energía renovable en conjunto aún necesita expandirse significativamente para cumplir con la participación del Escenario de Desarrollo Sostenible de la generación para 2030, sin embargo, el crecimiento de la capacidad renovable se estancó en 2018 por primera vez desde 2001, como se aprecia en la Figura 2.1. [6]

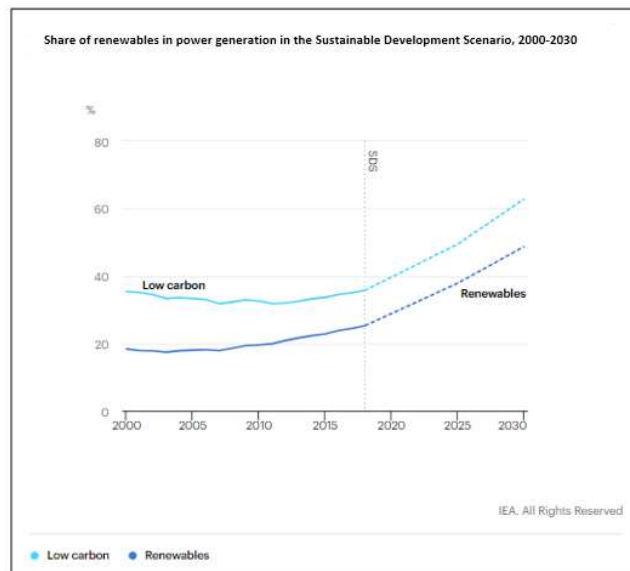


Figura 2. 1 Evolución de la Energía Renovable[6]

En mayo de 2020 la actualización del mercado de la IEA sobre energía renovable proporcionó un análisis sobre el impacto de Covid-19 en el despliegue de energía renovable en 2020 y 2021. Esta evaluación inicial mostró que la crisis de Covid-19 está afectando, pero no deteniendo, a nivel

mundial el crecimiento de las energías renovables. Medio año después, la pandemia sigue afectando la economía mundial y la vida cotidiana. Sin embargo, los mercados de energías renovables, especialmente las tecnologías de generación de electricidad, ya han demostrado su resistencia a la crisis. Renewables 2020 proporciona análisis detallados y pronósticos hasta 2025 del impacto de Covid-19 en las energías renovables en los sectores de electricidad, calor y transporte. [6]

El año 2015 marcó un hito significativo en el debate mundial sobre la energía, con la adopción por parte de las Naciones Unidas de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), entre los que se incluye el objetivo específico de la energía (ODS7), que aspira a “garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos” El ODS7 también aborda la necesidad de aumentar la energía procedente de fuentes renovables, además de promover tecnologías de eficiencia energética. Por consiguiente, el ODS7 abarca las siguientes metas para el acceso universal a la energía, hasta el año 2030: [7]

- ODS 7.1. Garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.
- ODS 7.2. Aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.
- ODS 7.3. Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.
- ODS 7.a. Aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.
- ODS 7.b. Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

## 2.1.2. Microgeneración Distribuida

La microgeneración eléctrica con energías renovables, para este caso la fotovoltaica que será objeto de nuestro estudio, hace referencia a la generación de energía eléctrica a pequeña escala manejando como recurso la radiación del sol, utilizada para proveer a pequeños consumidores a nivel domiciliario o rural. En la actualidad, la utilización de este tipo de energía renovable va teniendo cada vez más fuerza debido al avance de la tecnología y al conocimiento de las personas sobre las ventajas de producir su propia energía, tales como las ambientales y económicas, al necesitar poco mantenimiento y tener una vida útil prolongada, dependiendo de la calidad de los paneles instalados.

En el modelo de microgeneración distribuida ( $\mu$ GD), pequeñas unidades de generación conectadas al sistema de distribución eléctrica, se tiende a ver al usuario final como un eslabón más en la ecuación energética ya que estando en capacidad de autoabastecerse, rara vez demanda energía de la red y todo lo que genera lo consume en el lugar. Además, dependiendo de las dimensiones de la instalación y la disponibilidad de energía con la que se cuenta en la zona, puede también aportar la electricidad excedente a la red eléctrica dejando de ser sólo un consumidor y convirtiéndose en productor o en un “prosumidor”.

Una definición muy conocida de Generación Distribuida es la del IEEE (Institute of Electrical and Electronic Engineers): "Generación Distribuida es la producción de electricidad con instalaciones que son suficientemente pequeñas en relación con las grandes centrales de generación, de forma que se puedan conectar casi en cualquier punto de un sistema eléctrico."

De lo anterior se puede describir dos tipos posibles de sistemas de microgeneración: el sistema aislado de la red y el sistema que se conecta a la misma.

**Microgeneración Aislada:** en este tipo de sistemas se genera energía para el autoconsumo, sin existir conexión con la red eléctrica. Si el recurso a través del cual se provee la energía es un recurso renovable, deben colocarse baterías para que se pueda acumular la energía cuando la misma presenta excedentes y tener así una mayor disponibilidad de esta independientemente del recurso.

**Microgeneración Conectada a la Red:** en este tipo de sistemas no solo se genera la energía para el autoabastecimiento, sino que el excedente puede ser volcado a la red. Cuando existe conexión a la red, debe haber políticas que regulen el intercambio que se produce.

# UCUENCA

La interconexión es un asunto complejo debido a las muchas consideraciones técnicas y contractuales que necesitan atenderse. Hay países y organizaciones que han desarrollado normas de interconexión que especifican los requerimientos técnicos y normativos y los términos bajo los que los dueños de los generadores distribuidos deben operar. Sin embargo, en muchos otros casos, y conforme las fuentes renovables de energía van adquiriendo popularidad, la ausencia de normas uniformes de interconexión complican significativamente el proceso de interconexión y del mismo modo han obstruido el desarrollo de sistemas de energía renovables y otras formas de generación distribuida.

Debido a que la interconexión de fuentes renovables de energía es un asunto que implica desafíos tecnológicos principalmente por la intermitencia de estos recursos y porque la red necesita adaptarse para funcionar exitosamente con estas energías, y por su parte la generación distribuida desafía la tradición de más de un siglo de generación centralizada propiedad de las compañías suministradoras, se requieren consideraciones técnicas cuidadosas y nuevas perspectivas sobre la propiedad y el control, además de requerir una cultura que abra la puerta a las fuentes renovables de energía.[8]

**Microred:** Un concepto de Microred puede definirse como una incorporación de elementos eléctricos en bajo voltaje de generación, de almacenamiento y cargas, los cuales se encuentran agrupados en una cierta área geográfica acotada, que puede operar conectada a la red o en forma aislada. Con respecto a los generadores, pueden ser de diversa naturaleza, entre los cuales están micro turbinas, motores, grupos electrógenos basados en diésel o gas o fuentes renovables como aerogeneradores y plantas fotovoltaicas. [9]

## **Rango de Capacidad de la Generación Distribuida GD**

Existen distintas definiciones de Generación Distribuida según sus rangos de capacidad instalada, pues el criterio para calificar una instalación como relativamente más pequeñas a las centrales de generación resulta muy subjetivo, ya que dependerá de la entidad, país o la región en la que se hace la evaluación. En la Figura 2.2 se presenta una clasificación de GD de acuerdo a sus capacidades

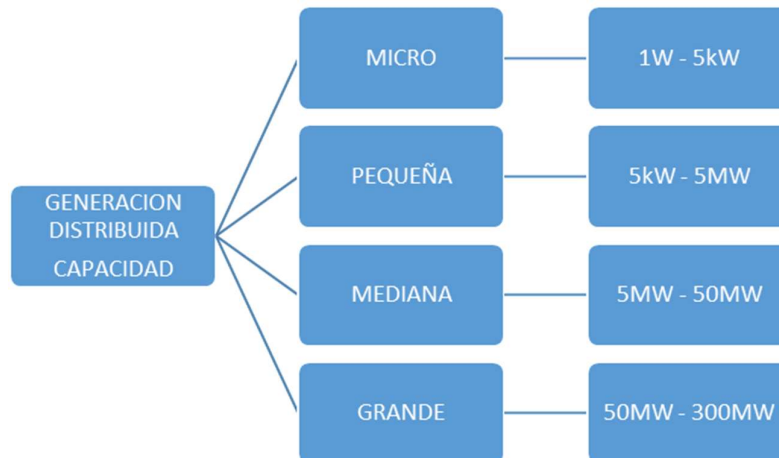


Figura 2. 2 Generación Distribuida de acuerdo a su capacidad. Elaboración propia

## 2.2. POLITICAS ENERGETICAS PARA LA PROMOCIÓN DE ENERGIAS RENOVABLES Y TIPOS DE INTERCAMBIO CON LA RED

En el mundo entero, existen diferentes políticas energéticas para intercambio de energía con la red. A continuación, se describen cada uno de ellos:

### 2.2.1. Autoconsumo puro

El sistema de generación se diseña para que la potencia obtenida sea del orden de la demanda, ya que, si la potencia, resultase mayor la energía excedente no será compensada. De todas maneras, como el recurso solar no es constante, se debe establecer una conexión con la red, para poder abastecer la demanda en los momentos en que el mismo no sea suficiente. Lo anterior se ve reflejado en la Figura 2.3. [10]

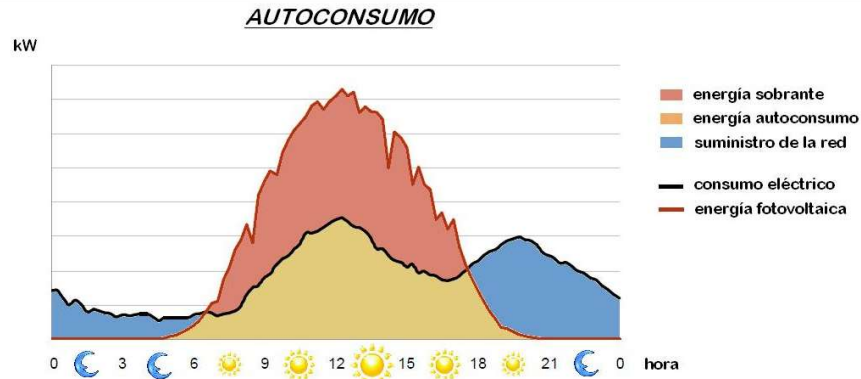


Figura 2. 3 Autoconsumo puro. [10]

**Autoconsumo puro sin Inyección:** Este sistema de generación requiere de kit de autoconsumo Smart meter que son necesarios para controlar el funcionamiento del inversor fotovoltaico de manera que se garantice la no inyección.

### 2.2.2. Balance Neto o Net Metering

El sistema de generación está diseñado de tal forma que la energía fotovoltaica se entrega a la carga y el excedente se inyecta a la red eléctrica. Se registra la energía inyectada y la consumida a la red a través de un medidor bidireccional, siendo éste quien determina el valor neto de energía. Esta energía es contabilizada en forma de crédito en kWh a favor del usuario que se podrá utilizar cuando éste lo considere necesario. Una característica de este tipo de modalidad es que el precio de la energía consumida es igual a la generada. Esta política se establece por un periodo, en general de unos pocos años dependiendo de cada país. En el caso de que al final del periodo, el saldo de energía resulte favorable para el microgenerador, NO se retribuirá en forma de dinero la energía sobrante, como se observa en la Figura 2.4. [10]

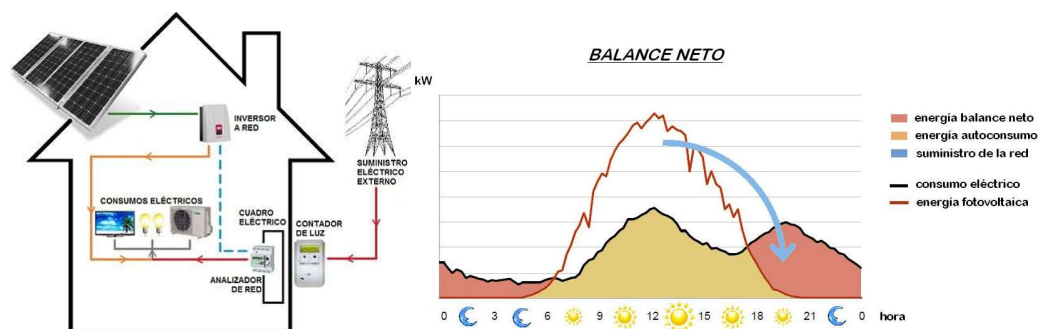


Figura 2. 4 Balance Neto o Net Metering. [10]

El NET METERING o Balance Neto, nace en los EEUU a comienzos de los años 80 del siglo 20 cuando los propietarios de pequeñas plantas eléctricas solares y eólicas quisieron tener la posibilidad de utilizar la electricidad producida no solo en el momento en que fue producida. Uno de los primeros estados que prestaron oído a las apelaciones de los productores de Minnesota, que ya en 1983 ofreció a todos los productores que producían como máximo 40kW la creación de un crédito de energía. Este crédito lo podrían pasar al mes de facturación siguiente o dejar que se lo pagaran. Hoy en día el NET METERING funciona en la mayoría de los estados de EEUU y también en Canadá y Australia. En Europa su difusión es lenta, entre los pioneros están Dinamarca e Italia. Últimamente esta forma de comercio fue también aprobada por las leyes en Eslovaquia. En este sentido, en los EEUU, son varios los estados que permiten instalaciones de producción en una escala de megavatio. Un ejemplo de ello es Nuevo México, que permite hacer balance neto hasta un máximo de 80MW. Otro ejemplo destacado es el estado de Colorado, donde, incluso, existe la figura del Jardín solar comunitario (Community Solar Gardens) la cual permite a varios titulares adscribir su balance neto a la producción de una misma planta solar, aunque no se encuentre próxima a sus respectivos puntos de consumo de electricidad. [11]

### **2.2.3. Facturación Neta o Net Billing**

Cuando el valor de la energía consumida por el microgenerador no coincide con el valor de la energía generada, el beneficio se recibe como una retribución monetaria por parte de la empresa distribuidora en función de la diferencia entre el valor de la energía consumida y el valor de la generada. En general, el precio de la energía inyectada a la red es menor o igual al de la consumida. [8]

En Chile la nueva Ley 21.118 vigente desde el 2018, los proyectos pueden ser de hasta 300kW (siendo antes 100kW permitidos), la cual entrega facilidades a los clientes que opten por un sistema de autogeneración con renovables como los siguientes puntos:[12]

- El traspaso de un saldo de excedentes favorables a otra dirección (donde la factura eléctrica este a nombre del mismo propietario y que esté dentro del área de concesión de la misma distribuidora eléctrica).
- La existencia de sistemas de generación eléctrica para autoconsumo en comunidades o en propiedades conjuntas (edificios, condominios, comunidades en zonas rurales).

# UCUENCA

Para poder recibir pagos de los excedentes de energía de un proyecto con esta nueva Ley Netbilling, se debe demostrar que el proyecto sea netamente para autoconsumo (a través del perfil de consumo de la instalación y la generación esperada por el proyecto de autoconsumo). Solamente pueden evitar estas restricciones los clientes residenciales que presenten una potencia conectada de hasta 20 kilowatt y las personas jurídicas sin fines de lucro con una potencia conectada de hasta 50 kilowatt. Esto busca entregar una forma de limitar proyectos que buscan vender energía de excedentes durante la mayor parte del año, (es decir, hacer proyectos que superarán con su generación al consumo de la misma instalación) y que sea un beneficio para los consumidores que opten por este tipo de tecnología para su autoconsumo. En caso de que el cliente no cumpla con estas restricciones y no traspase sus excedentes de energía a otra instalación, la distribuidora después de 5 años de no poder descontar estos excedentes de su planilla los convertirá en un ahorro para todos los usuarios de la misma comuna. [12]

## **2.2.4. Feed-in Tariff (FIT)**

El Feed-in Tariff (FIT) o tarifa regulada es una política de suministro energético a largo plazo que promueve la generación de energía renovable a través de un precio mínimo garantizado por kWh durante un periodo estipulado. En otras palabras, el Estado se compromete a pagar a pequeños y grandes productores un precio garantizado por inyectar la energía fotovoltaica o eólica generada a la red eléctrica. Las ventajas de esta política son la seguridad y estabilidad que brinda, ya que se tiene asegurada la venta durante ese periodo de tiempo. La desventaja es que se puede dar una distorsión en los precios de las tarifas eléctricas. El Sistema FIT se ha promulgado y utilizado en muchos países, como Australia, Austria, Brasil, Canadá, China, República Checa, Dinamarca, Estonia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irán, Irlanda, Israel, Italia, Corea, Lituania, Luxemburgo, Holanda, Portugal, Singapur, Sud África, España, Suecia, Suiza y algunos estados de EEUU. En Alemania, por ejemplo, la Ley de Energías Renovables, introducida en el año 2000, ha sido la principal herramienta legal para el desarrollo del autoconsumo solar: ya desde sus comienzos, la ley garantizaba a los productores una retribución a precio fijo por el vertido de su energía en la red general durante un período de 20 años, así como un sistema de subasta para los grandes productores, lo que ha sido clave en el crecimiento del sector. Sin embargo, las más recientes modificaciones de la normativa introducida a primeros meses del 2019 han dejado en claro que el gobierno federal alemán considera que el mercado se encuentra sobre- subvencionado y en consecuencia, se han introducido medidas como la reducción de la cuantía de la retribución durante algunos meses al año para sistemas de 40 – 750kW, planteando, eso sí, una mayor oferta de



licitación de renovables por un total de 4GW para los próximos 2 años. Se espera que Alemania sea uno de los mercados con mayor crecimiento en sistemas solares de almacenamiento con baterías, uno de los verdaderos retos tecnológicos del modelo energético sostenible y una de las principales apuestas de futuro del gobierno alemán. [13]

## **2.3. NORMATIVA VIGENTE PARA MICROGENERACION EN EL ECUADOR**

### **2.3.1. Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE**

En el Tercer Suplemento del Registro Oficial N° 418 de 16 de enero de 2015 se publicó la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica – LOSPEE. Esta ley crea a la Agencia de Regulación y Control Eléctrico – ARCONEL como la entidad pública que tiene como una sus facultades la de dictar las regulaciones a las cuales se deben ajustar las empresas eléctricas, el Operador Nacional de Electricidad CENACE y los consumidores o usuarios regulados, sean estos públicos, privados observando siempre la política de eficiencia energética. [14]

Según el Art.40 de la Ley, indica que la ARCONEL debe regular las actividades concernientes a la generación de electricidad, en la cual se hace referencia a la modernización de las redes eléctricas teniendo en cuenta, entre otros aspectos la generación distribuida. [15]

Si bien la generación distribuida estaría sujeta a normas generales de la actividad de generación, se observó que varios aspectos de carácter técnico, operativo y comercial de esta rama presentaban condiciones particulares. Siendo esta la razón por la cual la Dirección Ejecutiva de la ARCONEL observó la necesidad preponderante de desarrollar la Regulación de Generación distribuida en el país que considere estas particularidades asociadas a este tipo de generación, siendo esta considerada una excepcionalidad de la Regulación ARCONEL-003/15 “Procedimiento para la Elaboración y Difusión de Proyectos de Regulación del Sector Eléctrico”.

La Constitución de la República del Ecuador, publicada en el Registro Oficial N°.449 **de 20 de octubre de 2008**, con respecto al servicio público de energía eléctrica, establece lo siguiente:

- El artículo 15 dispone que el Estado promoverá, en el sector público y privado, el uso de tecnologías ambientalmente limpias y de energías alternativas no contaminantes y de bajo impacto.
- El Artículo 413 dispone que el Estado promoverá la eficiencia energética, el desarrollo y uso de prácticas y tecnologías ambientalmente limpias y sanas, así como de energías

renovables, diversificadas, de bajo impacto y que no pongan en riesgo la soberanía alimentaria, el equilibrio ecológico de los ecosistemas ni el derecho al agua.” [15]

- El artículo 2 establece objetivos específicos de la ley, entre los principales, están cumplir la prestación del servicio público de energía eléctrica al consumidor o usuario final, a través de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización, importación y exportación de energía eléctrica y, desarrollar mecanismos de promoción por parte del Estado, que incentiven el aprovechamiento técnico y económico de recursos energéticos, con énfasis en las fuentes renovables.
- En el artículo 12 en su numeral 9, Impulsar la investigación científica y tecnológica en materia de electricidad, energía renovable y eficiencia energética.
- El artículo 25 dispone que el Estado, por intermedio del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (actualmente MERNNR), podrá delegar, de forma excepcional, a empresas de capital privado, así como a empresas de economía popular y solidaria, la participación en las actividades del sector eléctrico, en cualquiera de los siguientes casos:
  - Cuando sea necesario para satisfacer el interés público, colectivo o general.
  - Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas o mixtas; o,
  - Cuando se trate de proyectos que utilicen energías renovables no convencionales que no consten en el Plan Maestro de Electricidad.

Para este último caso, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable podrá delegar su desarrollo, previo el cumplimiento de los requisitos establecidos en la normativa pertinente.

- El artículo 26 establece que el Ministerio Rector promoverá el uso de tecnologías limpias y energías alternativas, de conformidad con lo señalado en la Constitución que propone desarrollar un sistema eléctrico sostenible, sustentado en el aprovechamiento de los recursos renovables de energía; y, que la electricidad producida con este tipo de energías contará con condiciones preferentes establecidas mediante regulación expedida por el ARCONEL.

# UCUENCA

- El artículo 102 dispone que los generadores y autogeneradores con capacidad nominal igual o mayor a un (1) MW, y que se encuentren sincronizados al sistema eléctrico, estarán sujetos al despacho económico que efectúe el CENACE; y que los generadores y autogeneradores cuya capacidad nominal sea menor a un (1) MW, remitirán toda la información requerida por el CENACE, con el objeto de cumplir los procesos comerciales establecidos en la regulación respectiva.

## 2.3.2. Reglamento General a la LOSPEE

En el Reglamento General de la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica se establece lo siguiente:[16]

- En el artículo 3 define a la Generación Distribuida como pequeñas centrales de generación instaladas cerca del consumo y conectadas a la red de la distribuidora.
- En el artículo 15, como parte del proceso de planificación de la expansión establece que se desarrollaran estudios, los cuales consideraran aspectos técnicos, económicos, financieros, sociales y ambientales: literal: d) Expansión de distribución desarrollados por las distribuidoras en coordinación con el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables y el transmisor. Incluirán como mínimo: proyectos de expansión de red, reforzamiento o mejoramiento de las redes existentes, proyectos de energización rural y demás proyectos necesarios para el abastecimiento de la demanda del área de servicio de las distribuidoras. Se incluirán los proyectos de expansión y mejora del sistema de alumbrado público general, así como proyectos de generación distribuida que permitan mejorar las condiciones de calidad y confiabilidad del suministro de energía eléctrica.
- En el artículo 24, del autoabastecimiento de usuarios finales. - Los usuarios finales, previa calificación, podrán instalar sistemas de generación a partir de ERNC para su autoabastecimiento, y, asimismo, podrán vender eventuales excedentes a la distribuidora correspondiente. Para ello, deberán observar las condiciones técnicas y comerciales que se establezcan en la normativa que para el efecto emita la ARCONEL.

## 2.4. REGULACIÓN ARCONEL – 003/18

La Regulación ARCONEL – 003/18, vigente desde el 22 de octubre de 2018, define las características que deben cumplir los consumidores para implementar sistemas de microgeneración fotovoltaica, el proceso para su habilitación y el tratamiento comercial. [2]

### 2.4.1. Objetivo

El objetivo de esta regulación es “Establecer las condiciones para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas de microgeneración fotovoltaica  $\mu SFV$  hasta 100 kW de capacidad nominal instalada, ubicados en techos, superficies de viviendas o en edificaciones para las categorías residencial y general determinados en el pliego tarifario en bajo o medio voltaje.”.

### 2.4.2. Alcance

Mediante Resolución No. ARCONEL 057/18, se reforma la disposición transitoria primera de la Regulación se dispuso que “Hasta que se emita la regulación sobre generación distribuida, las condiciones establecidas en esta regulación para el desarrollo, implementación y participación de consumidores que cuenten con sistemas fotovoltaicos de hasta 100kW de capacidad nominal, serán aplicables para consumidores residenciales que tengan interés en instalar sistemas fotovoltaicos de hasta 300kW de capacidad nominal instalada, y, de menos de 1000kW, para consumidores comerciales o industriales.”.

Esta regulación determina:

- Las condiciones técnicas y comerciales para la instalación de sistemas fotovoltaicos hasta 300kW de capacidad nominal instalada,
- Los requisitos y procedimiento para la conexión a las redes de la empresa distribuidora y la autorización de instalación y operación del  $\mu SFV$ .
- Las condiciones para la medición.
- La operación en sincronismo con la red de distribución, y
- El tratamiento comercial de la energía producida, de la energía consumida y eventuales excedentes de generación entregados al sistema de distribución.

## 2.4.3. Características generales para consumidores que tengan interés en instalar $\mu SFV$ .

- El proyecto debe conectarse con las redes de bajo o medio voltaje e la empresa de distribución, según el siguiente esquema de la Figura 2.5:

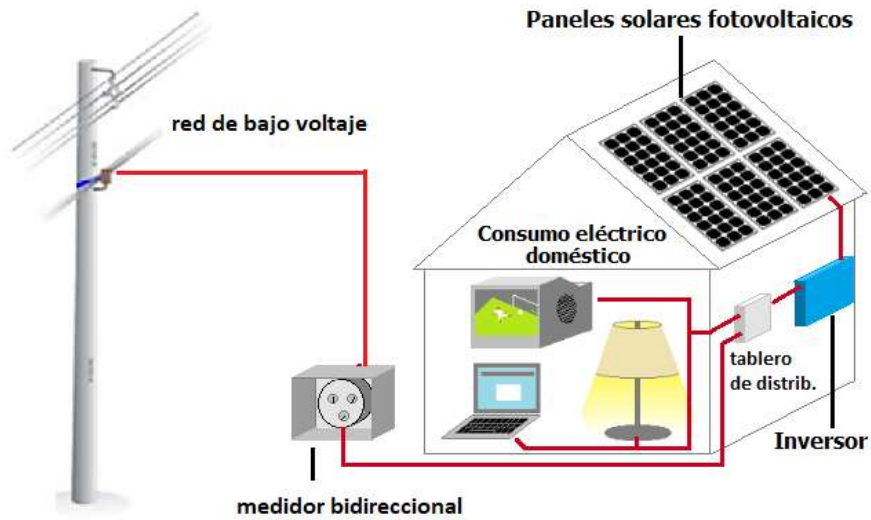


Figura 2. 5 Conexión de un  $\mu SFV$  a la red. [2]

- El interesado debe ser propietario del inmueble donde se va a instalar el  $\mu SFV$ .
- El diseño del  $\mu SFV$  tiene como objeto reducir el consumo de energía de la red.
- La instalación del  $\mu SFV$  está condicionado a la emisión de factibilidad de conexión de la empresa distribuidora.
- La capacidad nominal instalada del  $\mu SFV$  no podrá ser mayor a 100kW (o 300kW según la disposición transitoria).

## 2.4.4. Dimensionamiento del $\mu SFV$

Para su capacidad nominal máxima instalada será determinada conforme la siguiente expresión:

$$Capacidad\ nominal\ instalada\ (kW) = \frac{\sum_{i=mes\ 1}^{mes\ 12} Emensual_i(kWh)}{Factor_{planta\ de\ diseño} * 8760(h)} \quad (kW)$$

El factor de planta del  $\mu SFV$  una vez instalado no podrá superar al factor determinado en el diseño.

#### **2.4.5. Plazo**

El plazo de operación del  $\mu SFV$  es de veinte años, contabilizados a partir de la fecha de entrada en operación. Una vez culminado este período, el consumidor debe desconectar su  $\mu SFV$  de la red de la distribuidora, esta condición debe estar establecida en el contrato de suministro.

#### **2.4.6. Incremento de capacidad del $\mu SFV$**

Cualquier incremento de capacidad nominal instalada del  $\mu SFV$  se tramitará ante la empresa distribuidora como un nuevo proyecto y deberá cumplir las disposiciones establecidas en la normativa vigente a la época de dicha solicitud.

El incremento de capacidad, más la capacidad existente no podrá superar el límite máximo vigente establecido en esta normativa.

#### **2.4.7. Tratamiento comercial de la energía producida por sistemas fotovoltaicos $\mu SFV$ de baja capacidad.**

La energía producida por el  $\mu SFV$  estará destinada únicamente al autoconsumo de la vivienda y/o edificación donde va a instalarse. En caso de que eventualmente se produzcan excedentes de energía, estos podrán ser entregados a la red de bajo o medio voltaje de la empresa de distribución, según corresponda, y su liquidación se realizara a través de un mecanismo de balance mensual neto de energía, conforme al siguiente esquema Figura 2.6.

El balance económico de la energía entregada y consumida por parte de la distribuidora se realizará mensualmente, tomando en cuenta los registros del equipo bidireccional. Estas condiciones establecidas en la Regulación aplican para un solo  $\mu SFV$ .

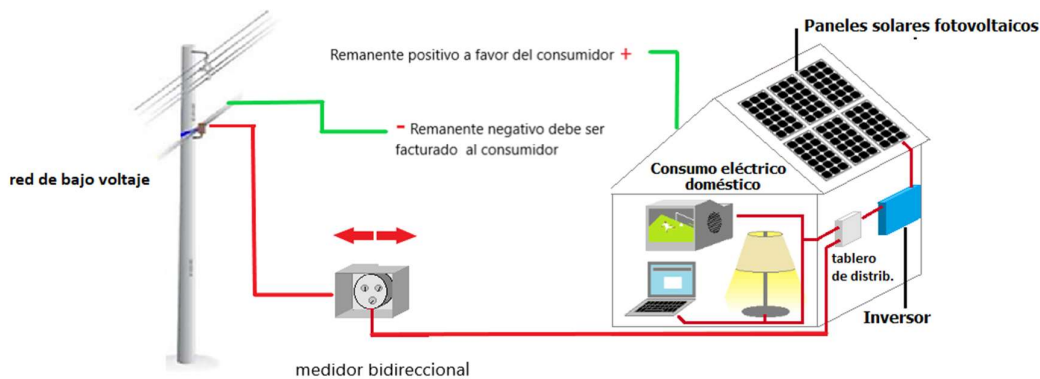


Figura 2. 6 Comercialización de energía  $\mu$ SFV producida. [2]

### 2.4.7.1. Liquidación de la energía entregada a la red de distribución.

El mecanismo de medición establecido será el **Balance Neto o Net Metering** en el cual se asegura al propietario de sistemas fotovoltaicos la venta a la red de distribución del excedente de energía que pueda producir. La empresa de distribución deberá realizar el balance neto mensual de la energía entregada y consumida por el consumidor con  $\mu$ SFV dentro de los diez primeros días laborables del mes siguiente según el reporte del equipo de medición:

$$\Delta E = \text{energía consumida de la red} - \text{energía inyectada de la red}$$

$\Delta E$ : resultado del balance neto  $< 0$ ; remanente negativo

$\Delta E$ : resultado del balance neto  $> 0$ ; remanente positivo

Con un remanente negativo, la empresa distribuidora facturará al consumidor con  $\mu$ SFV según la tarifa aprobada por ARCONEL, donde esta factura no estará sujeta al subsidio de la tarifa dignidad ni subsidio cruzado. Con un remanente positivo a favor del consumidor con  $\mu$ SFV, esta energía será considerada como un crédito que pasará al siguiente mes y así sucesivamente hasta un periodo máximo de reseteo de dos años, luego de lo cual el mecanismo de crédito se reiniciará desde cero. Para que sea aplicable el concepto de remanente positivo y negativo por parte de la regulación se considera que la expresión  $\Delta E$  debe estar indicada de la siguiente manera:

$$\Delta E = \text{energía inyectada de la red} - \text{energía consumida de la red}$$

El consumidor no se verá exento de cancelar mensualmente a la empresa distribuidora el cargo de comercialización, costos de servicio de alumbrado público general en función de su consumo mensual total, así como rubros de basura y bomberos según como lo indiquen las ordenanzas.

En el caso de darse de baja al suministro del  $\mu SFV$  y luego de la liquidación correspondiente existiese un crédito energético a favor de consumidor, éste no recibe ninguna compensación.

En el Anexo 1 de este proyecto se indican a mayor detalle otros lineamientos que presenta la Regulación ARCONEL – 003/18 , tales como:

- Requisitos para tramitar la autorización de conexión, instalación y operación de consumidores con  $\mu SFV$ ,
- Procedimiento para tramitar la conexión, instalación y operación del  $\mu SFV$ ,
- Control del proceso de autorización de conexión, instalación y operación del  $\mu SFV$ .
- Causales para la desconexión del  $\mu SFV$ .
- Consumidores con  $\mu SFV$  que no deseen conectarse a la red.
- Calidad del producto.
- Condiciones para la conexión del consumidor con  $\mu SFV$  a la red. Sistema de medición.
- Obligaciones del consumidor  $\mu SFV$
- Obligaciones de la Empresa Distribuidora.
- 

## **2.5. EMPRESAS DE GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN EN EL ECUADOR**

En el Ecuador la generación eléctrica es realizada por empresas públicas y privadas, debidamente habilitadas por la autoridad concedente para ejercer esta actividad. Por otro lado, la autogeneración es efectuada por empresas privadas habilitadas para este fin, como se indica en la Tabla 2.1.[3]



Tabla 2. 1 Generadores y Autogeneradores. CENACE 2020. [3]

EMPRESAS DE GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN			
EMPRESAS PRIVADAS	No. EMPRESAS	No. CENTRALES DE GENERACION	No. UNIDADES DE GENERACIÓN
BIOGAS	2	2	2
BIOMASA	3	3	3
FOTOVOLTAICA	24	24	24
HIDROELÉCTRICA	21	25	49
TERMOELÉCTRICA	4	5	15
EMPRESAS PÚBLICAS	No. EMPRESAS	No. CENTRALES DE GENERACION	No. UNIDADES DE GENERACIÓN
EÓLICA	1	1	1
HIDROELÉCTRICA	19	39	110
TERMOELÉCTRICA	11	40	111

De las estadísticas del sector eléctrico ecuatoriano, con corte a septiembre de 2020, se desprende que actualmente en el país existente alrededor de 95 centrales de generación, que suman una capacidad nominal instalada de 527 MW, que están conectadas al sistema, cuya propiedad se muestra en la Figura 2.7. [1]

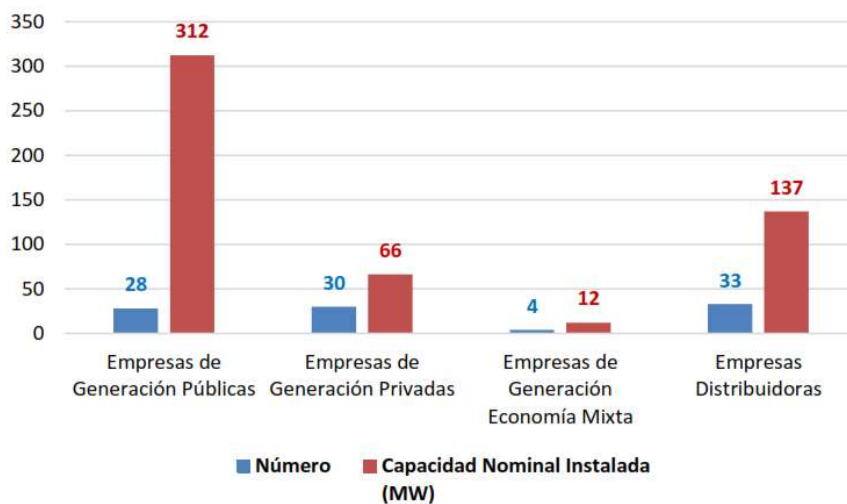


Figura 2. 7 Centrales conectadas a sistemas de distribución. [1]

# UCUENCA

De la información disponible, no es posible discriminar con precisión las centrales que se encuentran conectadas a los sistemas de subtransmisión de aquellas conectadas a las redes de medio voltaje, no obstante, como una aproximación, se podría asumir que en las redes de medio voltaje estarían conectadas centrales de capacidad nominal instalada menor a 10 MW. Considerando esta premisa, se estima que a nivel de medio voltaje están conectadas alrededor de 74 centrales de generación que suman una capacidad nominal de 142 MW, distribuidas como lo indica la Figura 2.8.

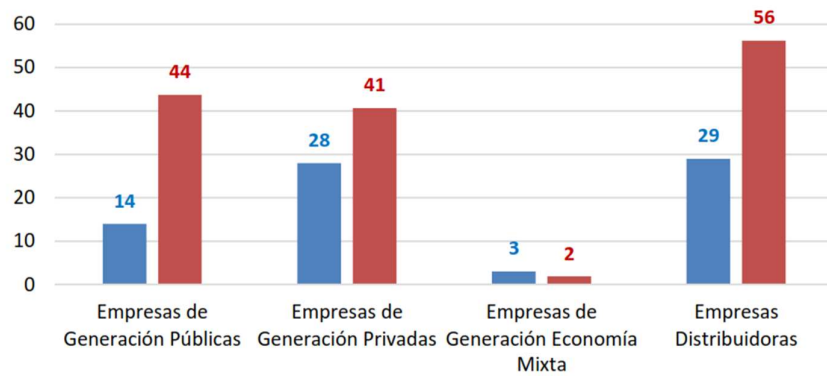


Figura 2. 8 Centrales conectadas a redes de medio voltaje en sistemas de distribución. [1]

En relación a la tecnología, en la Figura 2.9, se muestra el número de centrales y capacidad nominal instalada:

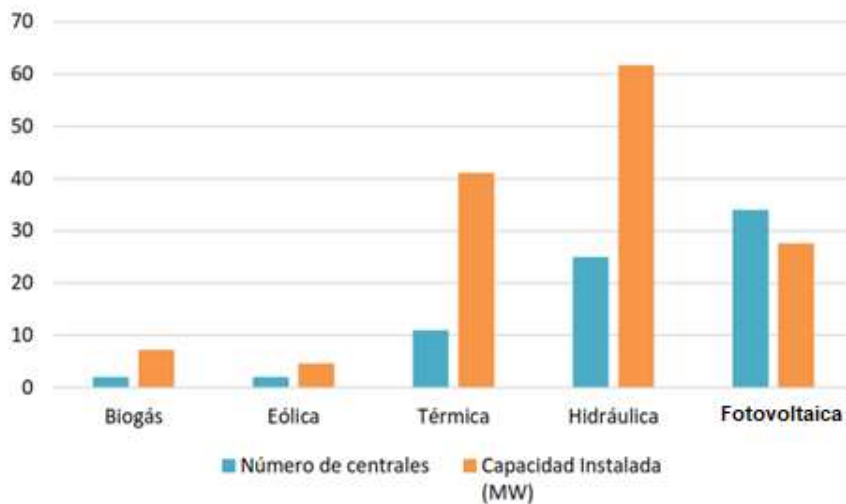


Figura 2. 9 Centrales conectadas a redes de medio voltaje en sistemas de distribución por tipo de tecnología. [1]

## 2.6. FACTIBILIDAD TECNICA DE LA IMPLEMENTACION DE MICROGENERACION FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE CUENCA

En el mapa de radiación del Ecuador, Figura 2.10, se puede observar que la mayor parte de su territorio tiene una radiación promedio muy similar, con un valor de insolación de 4574.99 kWh/m<sup>2</sup>/día. [17]

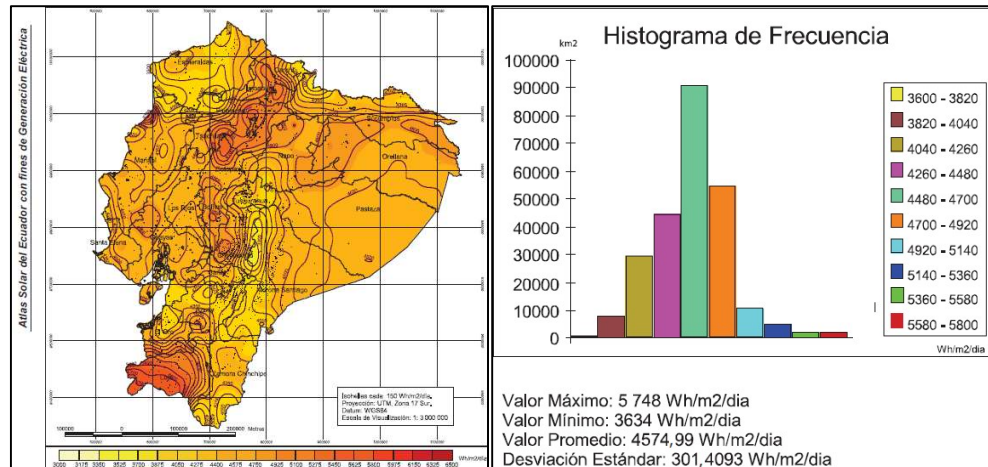


Figura 2. 10 Mapa de radiación del Ecuador. [17]

Se observa que el recurso solar es casi constante a lo largo del año, puede representar una ventaja al evitar grandes acumulaciones de energía o equipos auxiliares sobredimensionados para cubrir la variabilidad anual del recurso. A pesar de esta ventaja, la presencia de la cordillera de los Andes crea múltiples microclimas que pueden reducir el potencial en ciertas regiones. LA GHI (irradiación global horizontal) anual sobre el Ecuador varía desde 2.9kWh/m<sup>2</sup> día a 6.3 kWh/m<sup>2</sup> día. En general, las zonas ubicadas en elevada altitud tienen niveles de radiaciones mayores, mientras que las regiones de transición hacia la costa o el oriente tienen niveles menores. En el primer caso, el menor espesor de la atmósfera y la menor presencia de nubes permite tener una mayor radiación. En el segundo caso, la presión atmosférica causa la formación de nubes, lo que hace de estas regiones altamente húmedas y nubosas.

Los niveles de radiación solar en Ecuador son lo suficientemente altos como para amplias implementaciones de tecnologías térmicas y fotovoltaicas. Las provincias de Pichincha, Imbabura; Loja y Galápagos presentan un potencial solar sustancial; por ejemplo, Pichincha e Imbabura (4.5 –

5.7 kWh/m<sup>2</sup> día) son importantes ya que una buena parte de la industria y población del país se asienta en estas regiones. Por otra parte, Loja cuenta con el mayor potencial solar en el Ecuador continental con niveles de radiación que van desde 4.2 hasta 5.7 kWh/m<sup>2</sup> día. Dado que la industria en esta región no está suficientemente desarrollada, la implementación de proyectos solares puede ayudar a diversificar su matriz productiva. Finalmente, debido a la localización excepcional de las islas Galápagos, su GHI es la máxima en el país, alcanzando valores entre 4.8 – 6.3 kWh/m<sup>2</sup> día. Esto sugiere una alta viabilidad de implementación de tecnologías solares en la diversificación de la matriz energética de las islas.

## 2.6.1. Potencial Fotovoltaico en la Ciudad de Cuenca.

Un estudio realizado en el año 2014, mediante el Modelo de Bristow&Camp estimó que la radiación promedio diaria del cantón Cuenca en el año 2014 fue de 15.367MJ/m<sup>2</sup> día (4268.6 W/ m<sup>2</sup> día) con presencia de mayor radiación en la estación de Molleturo, la cual se encuentra en el punto más alto; la estación de Chaucha ubicada en el punto más bajo y con la amplitud térmica más baja se encuentra entre los sectores con menor radiación solar global. Sin embargo, al tener una atmósfera más limpia de contaminantes puede ser un motivo a que tenga mayor radiación que la estación de Baños, la cual se encuentra en un área ya poblada, estos resultados se indican en la Tabla 2.2. [18]

Tabla 2. 2 Radiación solar global estimada y amplitud térmica. [18]

ESTACIÓN	RADIACION SOLAR GLOBAL ESTIMADA (MJ m <sup>-2</sup> dia <sup>-1</sup> )	AMPLITUD TÉRMICA
Baños	13,654	8,305
Chaucha	14,553	6,382
Cumbe	14,853	9,601
Irquis	14,937	11,170
Llacao	16,492	10,634
Molleturo	18,341	9,223
Nulti	17,086	10,481
Quingeo	15,012	9,798
San Joaquín	14,539	10,282
Santa Ana	14,274	11,604
Sayausí	14,785	10,379
Sinincay	15,485	9,638
Tixán	14,903	9,390
Turi	14,773	10,872
UPS	16,739	9,820

# UCUENCA

En el trabajo publicado en [5], se estima el potencial de autogeneración fotovoltaica en cubiertas de viviendas del Centro Histórico de la Ciudad de Cuenca. El mencionado proyecto analiza la aplicación sobre cubiertas de viviendas del centro histórico, utilizando tecnologías fotovoltaicas como paneles monocristalinos de silíce que son los más eficientes y económicos frente a nuevos productos arquitectónicos desarrollados para mimetizar el impacto visual pero que a su vez son más costosos y menos eficientes como las tejas solares. Para esto se caracterizan las demandas urbanas utilizando lecturas de consumo total urbano de la zona a ser analizada evidenciando que semanalmente se tienen oscilaciones de consumo diario, resultado de los fines de semana y días no laborables. Analizando este comportamiento en escala anual, se observa poca variación de la demanda promedio debido a los meses de julio y agosto que son los meses vacacionales. Todo esto aplicado a 80 manzanas que fueron parte del estudio, Figura 2.11.

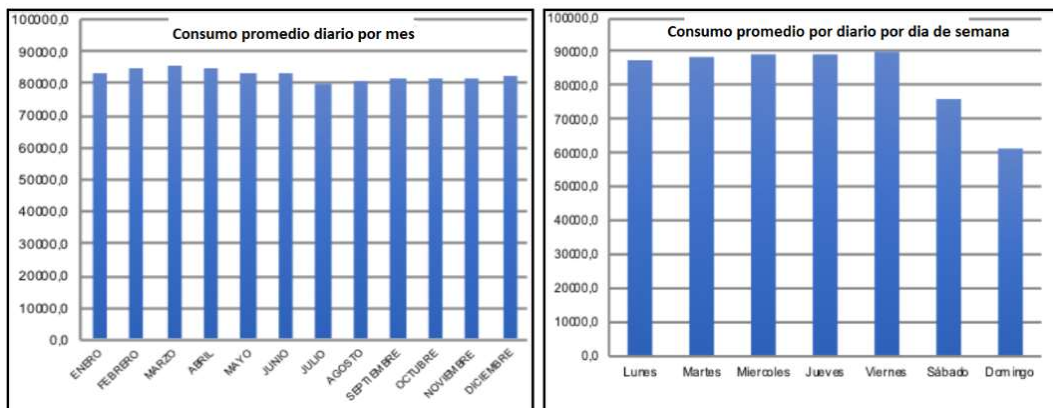


Figura 2. 11 Consumo promedio diario acorde a mes o día de semana. [5]

Al caracterizar demandas de edificaciones puntuales, el estudio encuentra gran variabilidad de demanda independiente de la dimensión de la edificación. Esto responde al uso, como a su variabilidad de comportamiento de los usuarios y cantidad de habitantes. Esto se lo puede observar en la Figura 2.12.

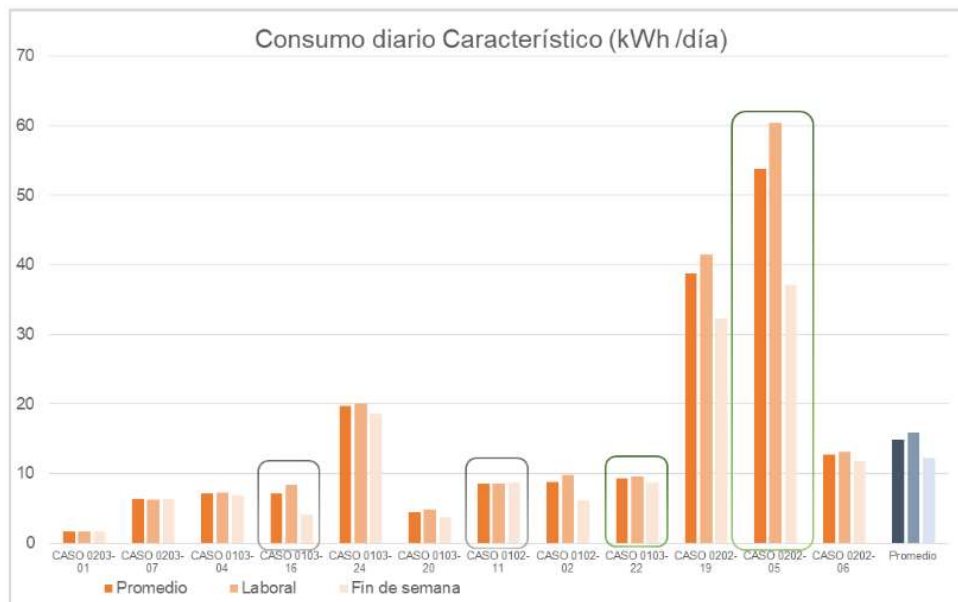


Figura 2. 12 Consumo diario característico (kWh/día) Consumo promedio diario acorde a mes o día de semana. [5]

Para analizar la factibilidad de inserción de tecnologías fotovoltaicas (PV) en las cubiertas, si bien los autores analizan las tecnologías de paneles monocristalinos y tejas solares, por interés del presente trabajo únicamente se hará referencia a los resultados que los autores obtienen con respecto a los paneles monocristalinos en edificaciones que tienen como uso vivienda – comercio. Para esto, se escogen a tres casos denominados dentro del estudio VAR -A 0103-22, y, VAR-A 0102-11 y VAR B -103-16. Utilizando herramientas como archicad 19, se realiza un despliegue virtual de paneles adaptables geométricamente a los faldones de los dos casos anteriormente mencionados y se procede a simular la producción eléctrica factible para cada caso utilizando la herramienta SAM (NREL 2018), que considera datos climáticos y paneles de silicio monocristalino y así de acuerdo con la superficie PV estimada por orientación e inclinación, se prevé un potencial de producción eléctrica para cada modelo. Por otro lado, a través del modelado y generación eléctrica y demandas, se estima la cantidad de paneles de silicio necesarios para alcanzar edificaciones con consumo eléctrico neutro o edificaciones Net-Zero desde los consumos eléctricos. A partir de las demandas y producción factible, se despliegan paneles PV necesarios para alcanzar dicha neutralidad, (para este caso solamente en faldones menos expuestos por tratarse de edificaciones patrimoniales). Es así que para los tres modelos VAR -A 0103-22, y, VAR-A 0102-11 y VAR B -103-

16, se cumpliría la condición al utilizarse doce, once y nueve paneles respectivamente, representando estos resultados una ocupación del 12% de la superficie disponible. Figura 2.14. [5]



Figura 2. 13 Capacidad geométrica de adaptación PV de paneles de sílice monocristalino en techumbres inclinadas. [5]

En las Tablas 2.3, 2.4 y 2.5 , se puede observar los resultados obtenidos por el estudio realizado por [5] para los tres casos descritos, en donde se observa la producción de energía fotovoltaica a máxima ocupación y para condiciones de Net Zero. Asimismo, se muestra el balance entre producción y consumo para los tres casos con distintas disposiciones de paneles monocristalinos de silicio en días característicos y extremos. Es así como se obtiene porcentajes de abastecimientos

muy elevados en máxima ocupación y porcentajes cercanos al 100% considerando net zero para los tres casos.

Tabla 2. 3 Tabla Producción demanda Caso VAR A 0103-22. [5]

<b>VAR A 0103-22</b>	<b>USO: Comercio - vivienda</b>	<b>Consumo Anual: 3399,70kWh</b>	<b>Superficie construida: 753,2 m<sup>2</sup></b>	<b>Techos: 425,16 m<sup>2</sup></b>
<b>Tecnología</b>	<b>Producción (kWh/año)</b>	<b>% Abastecimiento</b>	<b>Cantidad PV</b>	<b>Unidades Pv</b>
Paneles Mono-sílice (máxima ocupación)	61233,1	1801%	216	Paneles
Paneles Mono-sílice (net Zero)	3417,2	101%	12	Paneles

Tabla 2. 4 Producción demanda Caso VAR A 0102-11. [5]

<b>VAR A 0102-11</b>	<b>USO: Comercio - vivienda</b>	<b>Consumo Anual: 2625,3kWh</b>	<b>Superficie construida: 673,5 m<sup>2</sup></b>	<b>Techos: 388,5 m<sup>2</sup></b>
<b>Tecnología</b>	<b>Producción (kWh/año)</b>	<b>% Abastecimiento</b>	<b>Cantidad PV</b>	<b>Unidades Pv</b>
Paneles Mono-sílice (máxima ocupación)	50784,3	1934%	179	Paneles
Paneles Mono-sílice (net Zero)	2560,7	98%	9	Paneles

Tabla 2. 5 Producción demanda Caso VAR B 0103-16. [5]

<b>VAR B 0103-16</b>	<b>USO: Comercio - vivienda</b>	<b>Consumo Anual: 3136,7kWh</b>	<b>Superficie construida: 322,6 m<sup>2</sup></b>	<b>Techos: 199,7 m<sup>2</sup></b>
<b>Tecnología</b>	<b>Producción (kWh/año)</b>	<b>% Abastecimiento</b>	<b>Cantidad PV</b>	<b>Unidades Pv</b>
Paneles Mono-sílice (máxima ocupación)	50784,3	1934%	99	Paneles
Paneles Mono-sílice (net Zero)	2560,7	98%	11	Paneles

De lo anterior los autores de [5] concluyen que la Ciudad de Cuenca tiene el potencial para convertirse en una planta o huerto solar PV. Asimismo, los resultados obtenidos en el estudio, que la integración a gran escala de paneles de silicio monocristalino de manera superpuestos en los



# UCUENCA

tejados, suple en exceso la demanda eléctrica, entre cuatro y veinte veces en los casos estudiados, donde la adopción de almacenamiento eléctrico debería considerarse como alternativa para balancear la red y como complemento para reducir flujos excesivos. Lo cual sería indispensable bajo la situación de instalación masiva.

En base a todo lo expuesto en este capítulo, se procederá a implementar la microgeneración fotovoltaica en un sector residencial de la ciudad de Cuenca, dimensionando la cantidad de paneles fotovoltaicos para cada edificación, en base a los consumos eléctricos y otros criterios técnicos que se revisaran a detalle en el Capítulo 3.

## CAPITULO 3

### POTENCIAL FOTOVOLTAICO ESTIMADO PARA LA CIUDAD DE CUENCA

#### 3.1. DIMENSIONAMIENTO DEL SISTEMA $\mu SFV$ DE ACUERDO AL CONSUMO ENERGETICO DE UN SECTOR RESIDENCIAL DE LA CIUDAD DE CUENCA

##### 3.1.1 Descripción de la red eléctrica en el sector.

El lugar geográfico objeto de estudio será un sector urbano de la ciudad de Cuenca, ubicado específicamente en la Parroquia Totoracocha, el cual, al estar formado en su mayoría por viviendas tipo de carácter residencial y en algunos casos residencial/comercial, se convierte en un modelo característico que representa la urbe cuencana. De esta manera, el lugar representa un escenario idóneo para el análisis de inserción de unidades de  $\mu SFV$  instaladas en sus viviendas y conectadas a la red de distribución. Como se indica en la Figura 3.1, el sector está conformado por 71 lotes, siendo uno de ellos una institución educativa.

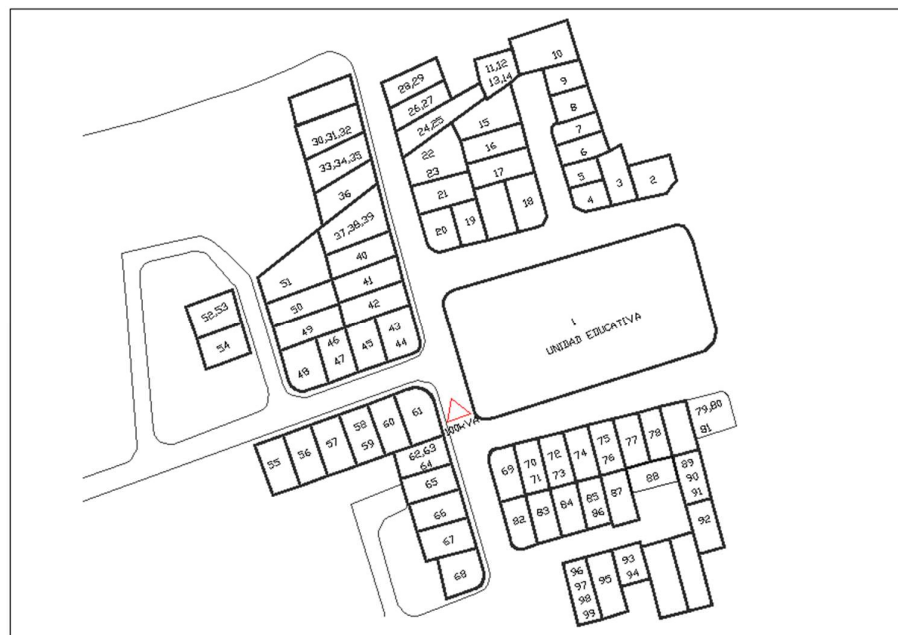


Figura 3. 1 Sector objeto de estudio. Elaboración propia

Siendo Cuenca una ciudad andina, privilegiada por su clima, en donde el uso de aire acondicionado o calefacción es inexistente en las viviendas, se puede considerar un consumo eléctrico no muy

# UCUENCA

variable durante todo el año. Actualmente el sector en estudio está servido por un transformador trifásico de 100 kVA, 22kV/220V, delta-estrella, el cual proporciona energía a 99 abonados, distribuidos como se muestra en la Figura 3.2.

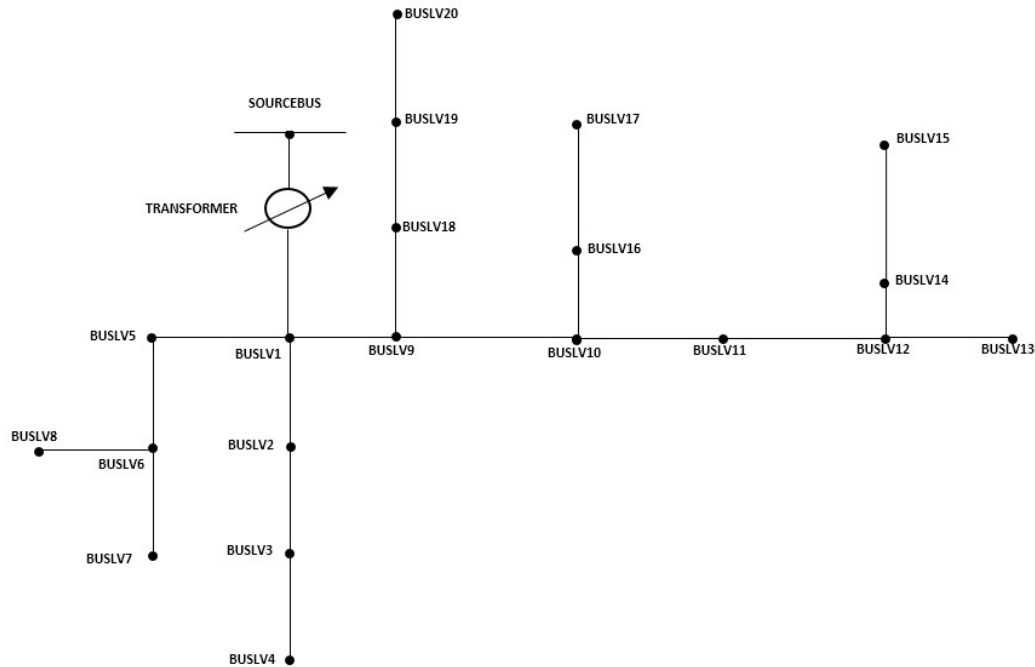


Figura 3. 2 Red de Distribución. Elaboración propia

Cabe indicar que algunas viviendas no son unifamiliares, de aquí, que, si bien existen 99 abonados conectados a la red, éstos se reducen a 68 sitios para una potencial instalación de  $\mu$ SFV, ya que algunas edificaciones poseen más de un medidor y se han considerado como un solo consumo por estar conectados con una única acometida a la red de distribución. Las edificaciones se encuentran distribuidas como lo indica el Anexo 2.1.

En este sector, las redes eléctricas en medio voltaje son trifásicas aéreas a 22kV y tienen una configuración 3x4(4) con conductor ACSR. Las redes eléctricas en bajo voltaje son también trifásicas, aéreas o subterráneas, teniendo las aéreas una configuración de 3x4, 3x2 y 3x1/0 con conductor ACSR en diferentes tramos y las subterráneas una configuración 3x4(6) con conductor TTU, como se puede observar en la Tabla 3.1.

Tabla 3. 1 Detalle de la red de distribución de bajo voltaje. Elaboración Propia

BUS		DISTANCIA (m)	CONDUCTOR	TIPO DE RED
			configuración	
LV1	LV2	23	3x4(4) acsr	aérea
LV2	LV3	31	3x4(4) acsr	aérea
LV3	LV4	30	3x4(4) acsr	aérea
LV1	LV5	34	3x1/0(2)acsr	aérea
LV5	LV6	23	3x4(6)ttu	subterránea
LV6	LV7	33	3x4(6)ttu	subterránea
LV6	LV8	18	3x4(6)ttu	subterránea
LV1	LV9	12	3x1/0(2)acsr	aérea
LV9	LV10	33	3x1/0(2)acsr	aérea
LV10	LV11	31	3x2(4) acsr	aérea
LV11	LV12	31	3x2(4) acsr	aérea
LV12	LV13	24	3x2(4) acsr	aérea
LV12	LV14	8	3x2(4) acsr	aérea
LV14	LV15	40	3x2(4) acsr	aérea
LV10	LV16	26	3x1/0(2)acsr	aérea
LV16	LV17	38	3x1/0(2)acsr	aérea
LV9	LV18	19	3x2(4) acsr	aérea
LV18	LV19	30	3x2(4) acsr	aérea
LV19	LV20	36	3x2(4) acsr	aérea

### 3.1.2 Asignación de curvas de demanda para cada vivienda

Al ser parte de este proyecto el análisis mediante simulación con el Software OpenDSS de la red de distribución y la microgeneración fotovoltaica en cada edificación, resulta necesario caracterizar el consumo de los 68 abonados a través de una curva de demanda. La empresa eléctrica local de distribución, Empresa Eléctrica Regional Centro Sur (o CENTROSUR), ha clasificado a sus clientes en 6 estratos según el nivel de consumo de energía, adicionalmente se considera un nivel más para los abonados que tienen un consumo mayor a los 1000kWh a los que se denominan ESPECIALES, como se indica en la Tabla 3.2.

Tabla 3. 2 Estratos según el nivel de consumo de energía. Elaboración Propia

ESTRATO	Demanda Max. Diversificada KWh
ESPECIALES	> 1000
A1	501-1000
A	311-500
B	180 - 310
C	110 - 180
D	60 - 110
E	0 - 60

Agrupando a los abonados conectados a la red de estudio, se encuentra que las 68 cargas conectadas se reagrupan según los estratos de la siguiente manera en la Tabla 3.3:

Tabla 3. 3 No. Edificaciones según Estratos de consumo. Elaboración Propia

ESTRATO	# EDIFICACIONES
Especial	1
A1	2
A	7
B	22
C	16
D	15
E	5

En el Anexo 2.2 se indica a detalle el estrato asignado a cada una de las 68 edificaciones objetos de estudio. Adicionalmente, es necesario asignar a cada estrato una curva de demanda, las mismas que son el resultado de mediciones realizadas por la empresa distribuidora, siendo las que se indican a continuación en valores por unidad en la Tabla 3.4. [19]

Tabla 3. 4 Curvas de Demanda según estrato. [19]

estrato	E	D	C	B	A - A1- Especial
Grupo Consumo	Residencial	Residencial	Residencial	Residencial	Residencial
Día	Laborable	Laborable	Laborable	Laborable	Laborable
Estrato	0 - 60	60 - 110	110 - 180	180 - 310	310 - 1000
Unidad	pu	pu	pu	pu	pu
H 1	0,338	0,373	0,411	0,496	0,509
H 2	0,305	0,308	0,371	0,435	0,472
H 3	0,278	0,286	0,314	0,410	0,463
H 4	0,281	0,289	0,303	0,396	0,486
H 5	0,293	0,285	0,314	0,404	0,450
H 6	0,355	0,397	0,407	0,465	0,531
H 7	0,535	0,605	0,638	0,634	0,638
H 8	0,509	0,513	0,577	0,614	0,743
H 9	0,397	0,462	0,482	0,582	0,776
H 10	0,392	0,479	0,513	0,625	0,793
H 11	0,453	0,472	0,542	0,639	0,827
H 12	0,415	0,504	0,577	0,675	0,886
H 13	0,422	0,505	0,542	0,651	0,932
H 14	0,422	0,514	0,564	0,646	0,879
H 15	0,467	0,537	0,611	0,676	0,864
H 16	0,475	0,509	0,607	0,712	0,839
H 17	0,506	0,555	0,618	0,718	0,840
H 18	0,570	0,571	0,620	0,730	0,845
H 19	0,774	0,762	0,796	0,886	0,879
H 20	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
H 21	0,933	0,992	0,995	0,997	0,983
H 22	0,765	0,892	0,864	0,937	0,940
H 23	0,541	0,685	0,724	0,789	0,811
H 24	0,417	0,508	0,579	0,637	0,651
<b>total pu</b>	<b>11,84</b>	<b>13,00</b>	<b>13,97</b>	<b>15,75</b>	<b>18,03</b>

Debido a que los valores de la Tabla 3.4 se encuentran en **pu**, se busca un valor base para cada curva de consumo para conocer el consumo en kWh de cada estrato durante el día. Para obtener un valor base de consumo más real y no únicamente en los abonados de la red que se ha propuesto, se ha tomado desde el Geoportal de Centrosur, como referencia a todos los abonados residencial / comercial de la Ciudad de Cuenca, teniendo un universo de 231.823 clientes [20], clasificando a todos estos clientes según estratos indicados en la Tabla 3.2, obteniendo lo indicado en la Tabla 3.5:

Tabla 3. 5 Clientes en la Ciudad de Cuenca, según su Estrato de Consumo. Elaboración Propia

estrato	demanda kWh-mes	# clientes	Consumo promedio kWh - mes	Consumo promedio kWh - día	consumo kWh-día pu	consumo valor base kWh - día
E	$30 \geq \text{kWh} < 61$	31440	46,52	1,55	11.84	0,13
D	$61 \geq \text{kWh} < 111$	61814	85,83	2,86	13.00	0,22
C	$111 \geq \text{kWh} < 181$	50570	140,55	4,68	13.97	0,34
B	$181 \geq \text{kWh} < 311$	28758	227,29	7,58	15.75	0,48
A	$311 \geq \text{kWh} < 501$	8242	377,70	12,59	18.03	0,7
A1	$501 \geq \text{kWh} \leq 1000$	3841	641,96	21,40	18.03	1,18
ESPECIAL	$1000 \geq \text{kWh} < 2000$	1304	1380,08	46,00	18.03	2,55

Cabe indicar que de este grupo se han excluido los abonados con consumos menores a los 30kWh-mes por no ser representativos para los cálculos buscados en este proyecto al no ser candidatos potenciales para la microgeneración fotovoltaica con paneles por sus bajos consumos, y, de igual manera se discrimina a los consumidores mayores 2000 kWh por considerarse consumos demasiados altos los cuales deberían ser considerados cada uno como un caso particular, teniendo un total de 185.969 edificaciones que se consideran para el presente estudio.

A partir de estos valores calculados, se procede a generar la curva de demanda que caracteriza a cada consumidor dependiendo de su estrato.

Las curvas de demanda han sido dibujadas a una mayor resolución que las indicadas en la Tabla 3.4. cómo se puede observar en la Figura 3.3 hasta la Figura 3.9. Estas curvas se grafican cada 15 min durante el día, en base a los datos proporcionados por la Dirección de Planificación de CENTROSUR (Oficio Nro. CENTROSUR-DIPLA-2021-0148-OF, Anexo 2.6) Para mayor detalle referirse a los Anexos 2.3 y 2.4.

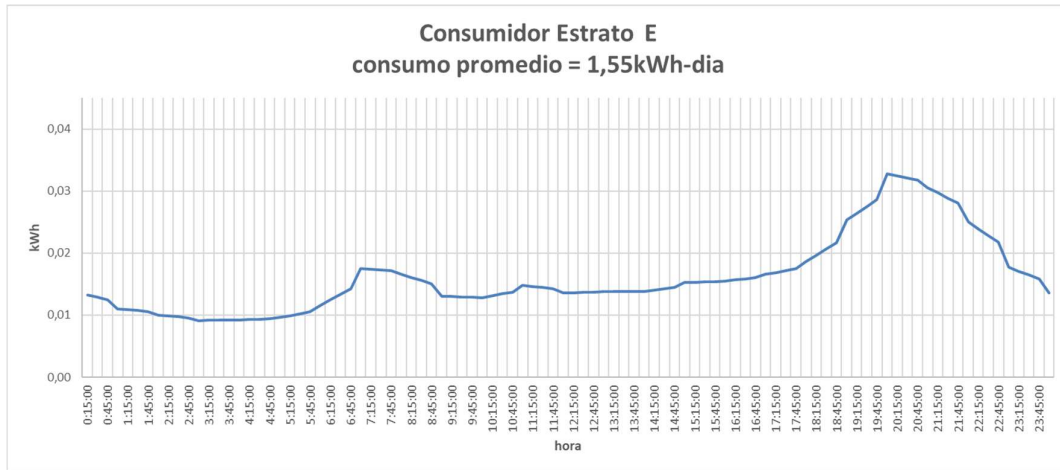


Figura 3. 3 Consumidor Estrato E. Elaboración Propia.

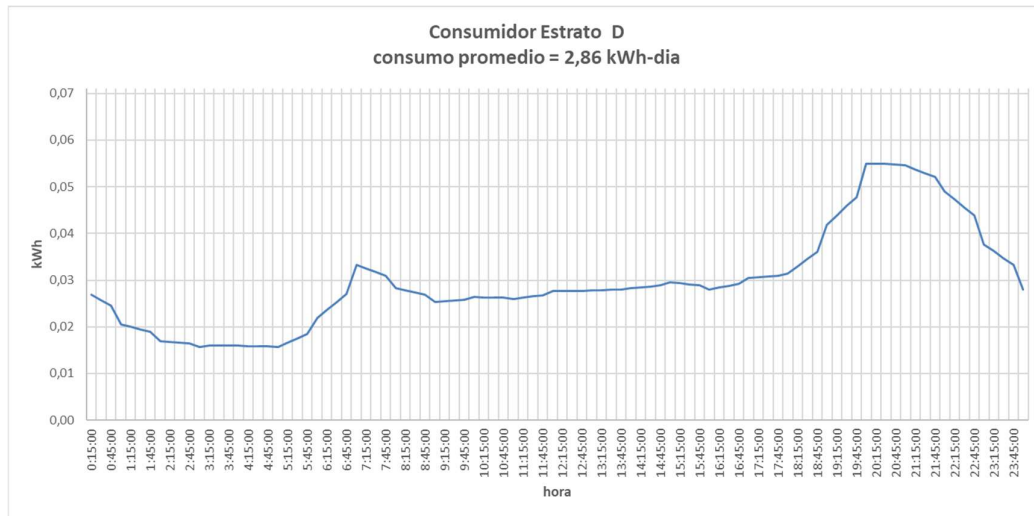


Figura 3. 4 Consumidor Estrato D. Elaboración Propia.



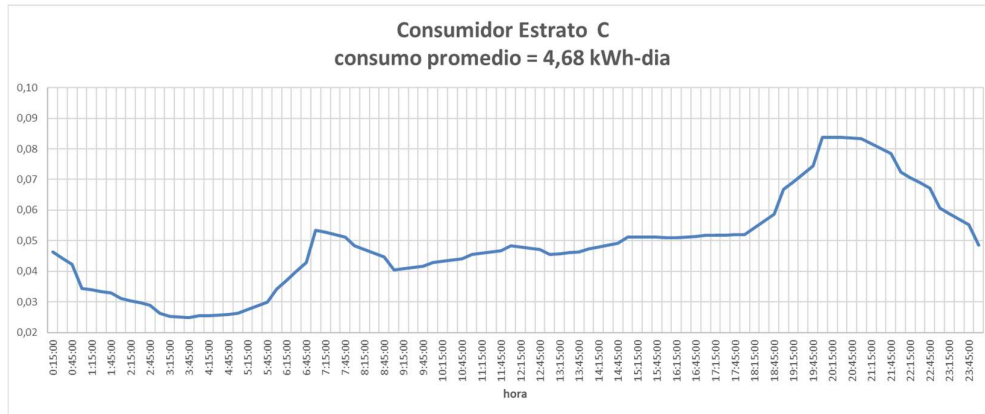


Figura 3. 5 Consumidor Estrato C. Elaboración Propia.

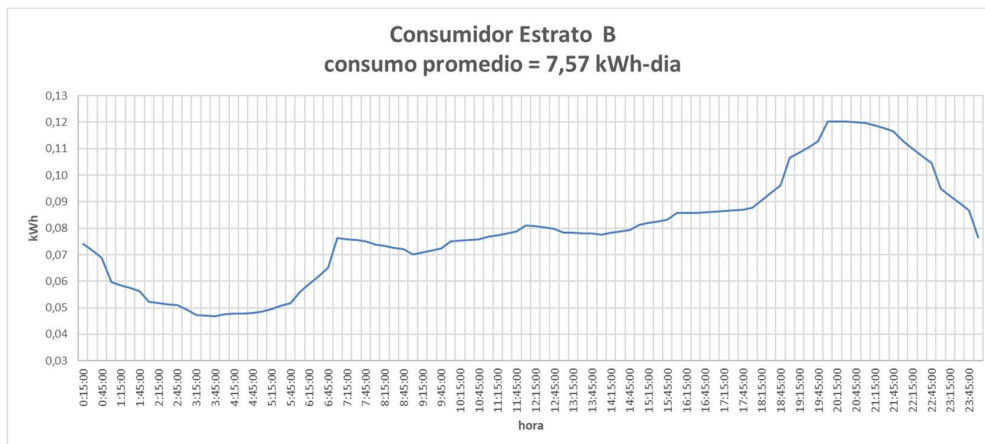


Figura 3. 6 Consumidor Estrato B. Elaboración Propia.

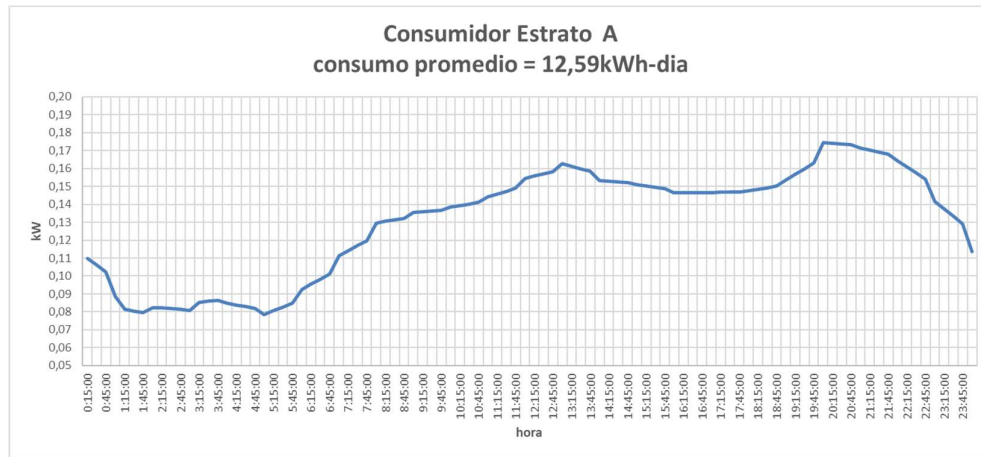


Figura 3. 7 Consumidor Estrato A. Elaboración Propia.

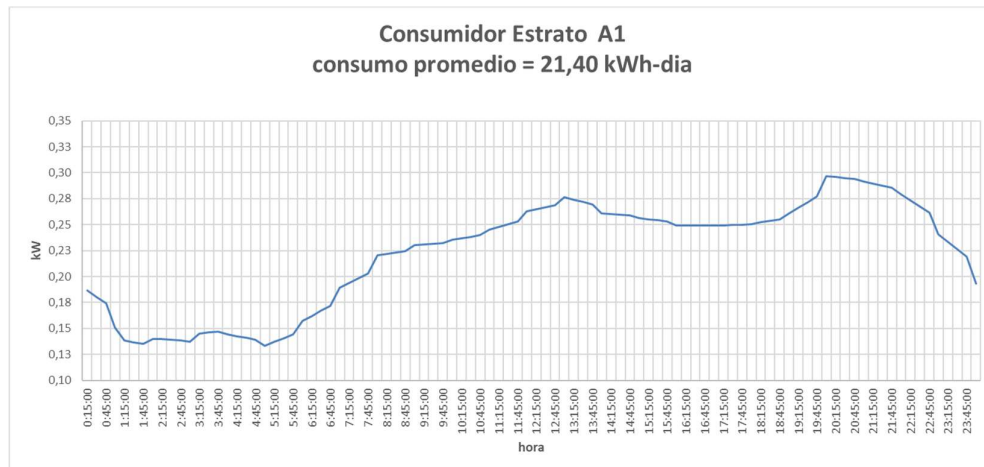


Figura 3. 8 Consumidor Estrato A1. Elaboración Propia.

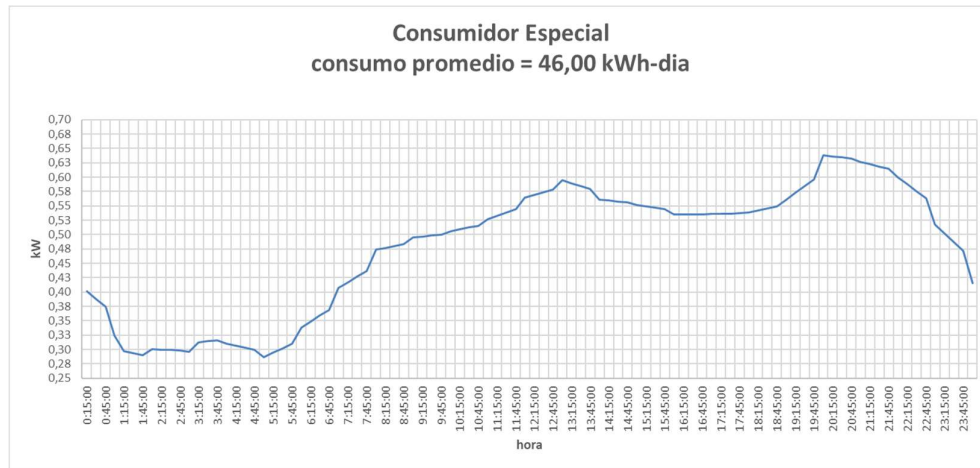


Figura 3. 9 Consumidor Estrato Especial. Elaboración Propia.

## 3.2. ANÁLISIS DE RADIACION Y TEMPERATURA PARA EL SECTOR.

### 3.2.1. Radiación.

Debido a la cercanía de la ciudad de Cuenca a la Central Termoeléctrica El Descanso, ubicada a 20 km del centro de la ciudad, para datos de radiación y temperatura, el presente proyecto recurrirá a registros de Radiación Solar facilitados por la Dirección de Planificación de la Empresa ELECAUSTRO, (Oficio Nro. EEGA-DIPLA-2021-0063-OF – Anexo 2.7), que realizó durante los años 2013-2014-2015 en la central, los cuales serán la base para los análisis posteriores que se realizarán en este proyecto [21]. Los datos de radiación de la central El Descanso, no difieren en gran medida de los presentados en el Atlas Solar del Ecuador, pero son más precisos al ser medidos en el sitio.

Estos registros se tomaron todos los días desde las 5:40 am hasta las 18:50 cada 10 minutos durante esos tres años, obteniendo la siguiente curva de radiación indicada en la Figura 3.10:

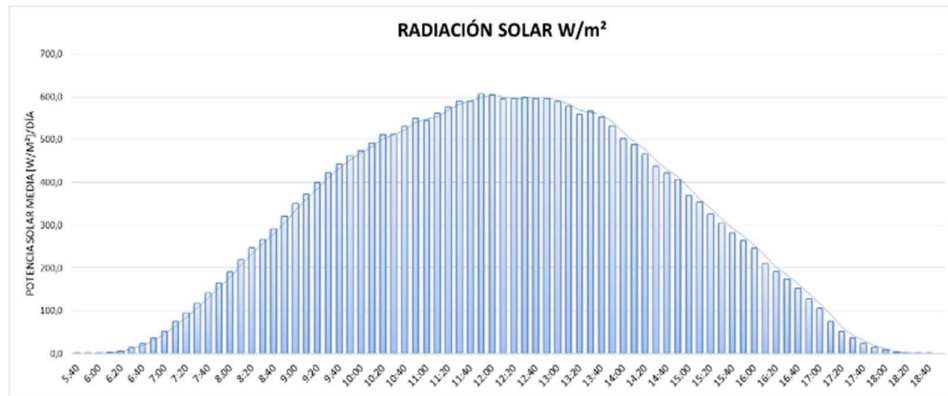


Figura 3. 10 Radiación solar promedio registrada en un día. [21]

Así por ejemplo se promediaron los registros de cada intervalo de tiempo en cada mes durante los tres años, teniendo los valores de radiación más altos en las horas del mediodía. La Tabla 3.6 indica los registros de algunas horas para facilitar la comprensión de cómo se generó la curva de radiación anteriormente indicada.

Tabla 3. 6 Valores de Radiación mensual durante 3 años. [21]

RADIACIÓN SOLAR W/m <sup>2</sup>													
Hora	Ene.	Feb.	Mar.	Abr.	May.	Jun.	Jul.	Agost	Sept.	Oct.	Nov.	Dic.	Promedio
11:20	617,24	570,08	606,07	479,99	596,83	563,70	558,36	441,43	500,26	591,03	720,04	660,23	575,4389
11:30	606,08	571,45	566,00	541,06	592,58	583,22	592,72	431,57	532,92	606,35	730,30	724,83	589,9249
11:40	604,37	555,98	557,57	492,31	573,01	601,67	571,60	490,51	549,42	639,45	704,86	737,60	589,8645
11:50	627,15	565,27	576,14	512,99	516,33	704,53	567,42	504,05	561,82	685,19	703,20	752,77	606,4047
12:00	623,39	601,17	547,30	489,99	505,81	697,49	598,11	530,03	542,90	664,25	684,75	765,99	604,2634
12:10	628,61	571,18	572,22	495,07	496,71	670,63	587,89	494,71	531,90	633,98	718,67	739,74	595,1096
12:20	640,58	577,22	607,80	495,93	498,38	668,52	509,55	497,00	560,36	633,62	705,29	761,64	596,3242
12:30	631,62	578,32	592,94	536,56	524,29	659,63	603,96	477,21	526,14	622,40	679,70	747,54	598,3592
12:40	677,22	550,19	588,36	575,80	508,44	622,68	590,55	494,43	523,77	647,01	658,90	715,92	596,1042
12:50	648,20	562,84	621,66	524,56	535,33	635,23	593,36	509,26	510,30	640,02	674,46	702,89	596,5081
13:00	652,46	563,72	605,33	577,89	569,05	609,26	577,74	512,78	499,12	566,02	655,46	666,85	587,9743

Por otra parte, se suman los promedios de los valores de radiación solar durante cada hora en el mes obteniendo así un valor promedio de insolación de 4.122,65Wh/m<sup>2</sup>/día, el cual se aproxima al valor promedio nacional indicado en el histograma de frecuencia de la Figura 1.12 de 4.574,99Wh/m<sup>2</sup>/día. Para la zona de estudio, el mes con mayor insolación promedio es diciembre (4,84 kWh/m<sup>2</sup>-día) y el de menor insolación corresponde a agosto (3,34 kWh/m<sup>2</sup>-día), como se indica en la Tabla 3.7.

Tabla 3. 7 Promedio anual de radiación solar. [21]

RADIACIÓN SOLAR W.h/m <sup>2</sup>												
HORARIO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Sept.	Octubre	Noviembre	Diciembre
5:00-6:00	0,01	0,00	0,00	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00	0,14	0,79	1,34	0,35
6:00-7:00	18,36	13,79	15,12	21,45	22,21	17,61	12,61	15,25	24,43	37,27	46,00	38,10
7:00-8:00	123,86	105,94	107,34	136,34	124,58	120,98	107,17	101,29	158,52	158,55	187,35	173,73
8:00-9:00	270,90	271,31	271,66	312,05	260,10	226,67	217,29	209,96	305,65	305,76	403,86	346,68
9:00-10:00	414,63	409,14	443,26	435,32	412,87	388,75	351,50	349,64	421,11	491,71	606,33	523,79
10:00-11:00	510,87	544,46	559,37	472,13	532,29	506,66	465,74	434,95	512,52	556,45	685,85	626,48
11:00-12:00	611,44	631,64	577,15	514,62	552,96	636,79	566,19	474,94	548,70	631,19	729,86	719,44
12:00-13:00	646,45	628,02	598,05	552,11	522,03	665,80	577,17	497,57	542,77	623,84	704,82	722,43
13:00-14:00	635,12	608,79	538,27	554,04	510,94	604,78	538,71	456,79	518,17	494,96	614,59	639,46
14:00-15:00	493,51	514,71	426,49	466,90	428,62	481,03	422,30	372,47	394,53	368,10	423,84	495,15
15:00-16:00	336,91	367,92	259,00	343,88	347,27	318,39	318,43	251,07	283,01	226,44	234,00	341,02
16:00-17:00	175,34	226,33	140,39	216,25	167,35	180,81	163,20	147,48	164,29	115,80	109,10	169,69
17:00-18:00	55,19	73,20	40,62	43,99	25,26	27,10	31,16	32,60	25,87	17,34	19,66	40,31
18:00-19:00	1,91	3,65	1,41	0,46	0,18	0,25	0,42	0,44	0,19	0,02	0,10	0,69
<b>TOTAL</b>	<b>4.294,50</b>	<b>4.398,89</b>	<b>3.978,11</b>	<b>4.069,54</b>	<b>3.906,67</b>	<b>4.175,61</b>	<b>3.771,87</b>	<b>3.344,45</b>	<b>3.899,91</b>	<b>4.028,23</b>	<b>4.766,68</b>	<b>4.837,34</b>

Si se considera que la Hora Solar Pico (HSP) es la cantidad de energía solar que se recibe en un metro cuadrado de superficie, se puede concluir que las HSP son las horas de sol, en las que se está recibiendo una irradiación de 1.000W/m<sup>2</sup>. La HSP va directamente relacionado con la capacidad de generación de un panel solar al día, es decir, cuando en un panel se especifica la potencia Wattio pico (Nominal maximum Powers Pmax), indica la energía que saca el panel después de irradiarle una potencia de 1.000W/m<sup>2</sup>. La Figura 3.11 y Tabla 3.8. muestran los registros de las HSP obtenidas en la central el Descanso, teniendo así un valor promedio de HSP igual a 4.123 HSP/día. Por ejemplo, un panel de 100 Wp de potencia generaría al día, en promedio, 412,3 Wh de energía.

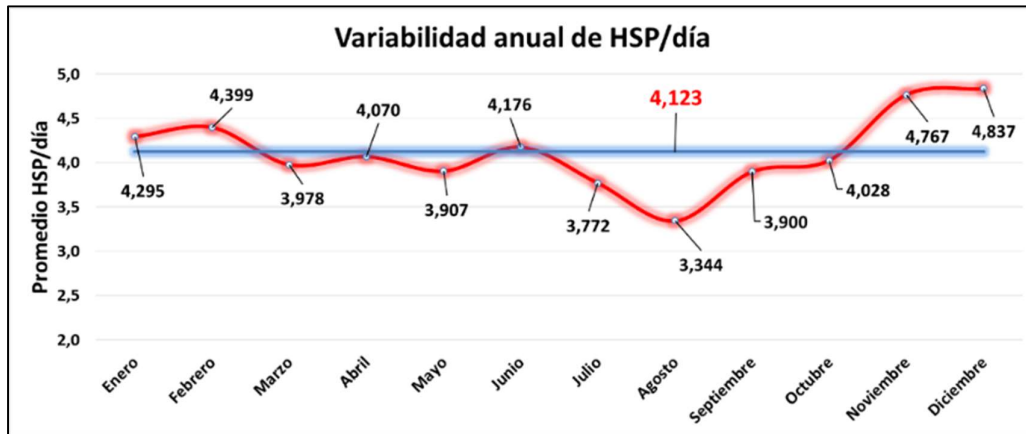


Figura 3. 11 Variabilidad anual de HSP/día. [21]

Tabla 3. 8 Registro HSP. [21]

MES	HSP [hrs]/día	HSP [hrs]/mes
Enero	4,295	133,130
Febrero	4,399	123,169
Marzo	3,978	123,322
Abril	4,070	122,086
Mayo	3,907	121,107
Junio	4,176	125,268
Julio	3,772	116,928
Agosto	3,344	103,678
Septiembre	3,900	116,997
Octubre	4,028	124,875
Noviembre	4,767	143,001
Diciembre	4,837	149,958
<b>Total Anual</b>	<b>4,123</b>	<b>1.503,517</b>

### 3.2.2. Temperatura.

De igual manera se utilizarán los valores de temperatura que fueron registrados simultáneamente con los de radiación en la central El Descanso durante los años 2013-2014-2015 obteniendo así un promedio anual de 18.51°C, como se indica en la Figura 3.12 y Tabla 3.9. De los resultados presentados se puede apreciar que el mes con mayor temperatura promedio es febrero mientras que agosto resulta ser el mes más frío.

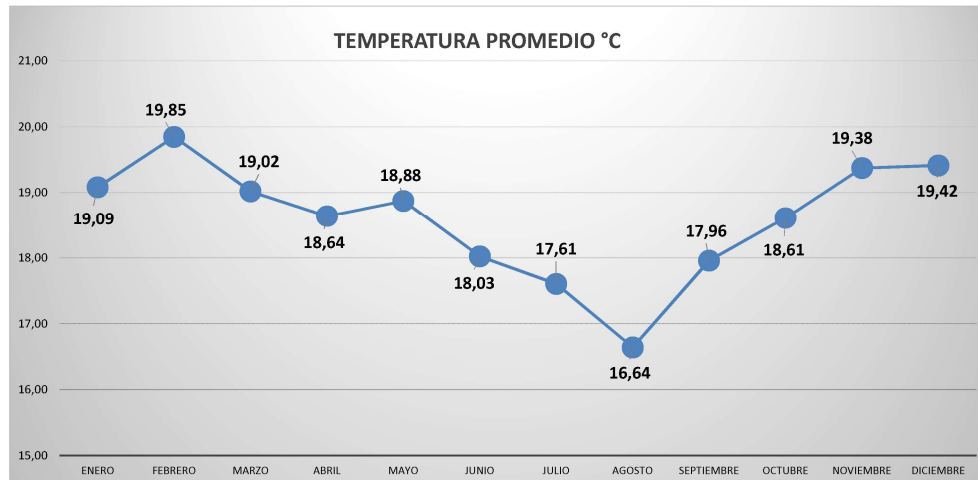


Figura 3. 12 Registros de temperatura obtenidos en el año. [21]

Tabla 3. 9 Registros de temperatura promedio durante el año. [21]

VALORES DE TEMPERATURA PROMEDIO °C													
HORARIO	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Promedio Anual
5:00-6:00	13,07		14,00	8,68	12,73	12,20		6,00	9,78	12,49	11,98	12,50	11,34
6:00-7:00	13,83	13,63	13,82	12,48	13,43	12,30	11,44	11,06	10,54	12,80	12,32	12,92	12,55
7:00-8:00	14,89	14,67	14,75	13,86	14,43	13,47	12,53	12,32	12,65	14,30	14,14	14,57	13,88
8:00-9:00	16,63	16,67	16,57	16,06	16,14	15,13	14,30	14,21	15,39	16,24	16,62	16,68	15,89
9:00-10:00	18,67	18,78	18,77	18,30	18,11	17,09	16,41	16,47	17,95	18,70	19,39	19,07	18,14
10:00-11:00	20,28	20,51	20,63	19,74	19,93	18,95	18,15	18,27	19,97	20,44	21,59	20,98	19,95
11:00-12:00	21,50	21,79	21,65	20,98	21,14	20,18	19,44	19,31	20,96	21,78	23,22	22,35	21,19
12:00-13:00	22,30	22,61	22,42	21,81	21,81	21,24	20,17	19,99	21,44	22,46	24,03	23,33	21,97
13:00-14:00	22,69	22,94	22,70	22,43	22,58	21,58	20,66	20,34	21,67	22,38	24,08	23,66	22,31
14:00-15:00	22,49	22,85	22,22	22,50	22,52	21,38	20,54	20,24	21,56	21,87	23,81	23,27	22,10
15:00-16:00	21,72	22,29	21,12	22,33	22,31	20,93	20,10	19,88	21,12	20,81	22,21	22,61	21,45
16:00-17:00	20,80	21,57	20,10	21,78	20,95	20,31	19,39	19,30	20,57	19,72	20,56	21,41	20,54
17:00-18:00	19,60	20,43	19,13	20,47	19,38	19,12	18,30	18,17	19,32	18,50	18,98	19,70	19,26
18:00-19:00	18,73	19,30	18,43	19,59	18,80	18,49	17,48	17,42	18,50	18,09	18,36	18,78	18,50
TOTAL	19,09	19,85	19,02	18,64	18,88	18,03	17,61	16,64	17,96	18,61	19,38	19,42	18,51

### 3.3. DIMENSIONAMIENTO DE LOS SISTEMAS $\mu SFV$ PARA CADA EDIFICACIÓN.

Para el dimensionamiento de los sistemas  $\mu SFV$ , se tiene las siguientes consideraciones:

- Perfiles de demanda de abonados según estratos y sus consumos promedio según lo desarrollado en el literal 3.1.

- Registros de Radiación Solar, HSP, Temperatura durante los años 2013-2014-2015 en la Central el Descanso, proporcionados por la Empresa ELECAUSTRO, detallado en el literal 3.2.
- Para el caso de estudio se utilizarán paneles policristalinos ya que absorben el calor a una mayor velocidad y les afecta en menos medida el sobrecalentamiento, también suministran la tensión adecuada para instalaciones de bajo consumo y son los más empleados por su bajo costo de fabricación y ligeramente menos eficientes que los monocristalinos. Estos paneles son comerciales en el país y tendrán las siguientes especificaciones técnicas que se detallan en la Tabla 3.10. [22]

Tabla 3. 10 Parámetros mecánicos y eléctricos de paneles solares. [22]

Parámetros mecánicos	
Celular (mm)	Poly 5BB 156 * 156
Conector	MC4 Compatible
Espesor de vidrio	4 / 3.2 mm
Dimensiones (L * W * H) (mm)	1956 * 1310 * 50
Tamaño de la sección transversal del cable (m <sup>2</sup> )	4
No. de celdas y conexiones	96 (8 * 12)
Caja de conexiones	IP67.Evaluado

Parámetros eléctricos					
Módulo	SW420P-96	SW440P-96	SW450P-96	SW460P-96	SW480P-96
Potencia W	420	440	450	460	480
**Vmp	46.92V	47.69V	47.88V	48.01V	48.35V
Imp	8.95A	9.23A	9.40A	9.59A	9.93A
Voc	58.22V	58.47V	58.57V	58.75V	58.89V
Isc	9.47A	9.65A	9.73A	9.78A	10.04A
Eficiencia(%)	16.41%	17.19%	17.56%	17,95%	18.73%

Se considera conveniente dimensionar el generador  $\mu SFV$ , teniendo en cuenta un factor de seguridad de un 10% ( $n_c=0.1$ ) para compensar pérdidas por efectos de temperatura, caída de tensión en los cables, conexionado cubrimiento de los módulos con polvo, inclinación y otros factores. Por lo tanto, el número de paneles a instalarse en cada vivienda está dado por la siguiente expresión [23]

$$N_{\text{paneles}} = \frac{E_D}{W_{pp} \times HSP(1 - n_c)}$$

Donde:

$E_D$  Energía real necesaria, en nuestro caso el consumo promedio.

$n_c = 0.1$  pérdidas por conexionado y dispersión de parámetros.



$HSP = 4.123$  Horas de Sol pico

$W_{pp}$  = potencia pico por panel

Por lo tanto, teniendo en cuenta los consumos de la Tabla 3.11 se procede a calcular los paneles necesarios para cada estrato.

Tabla 3. 11 Cálculo de Paneles solares para cada Estrato según su consumo. Elaboración Propia

estrato	ED mensual kWh	ED diario kWh/día	potencia requerida Pg $\mu$ SFV	número paneles aprox	total paneles	Potencia de panel kW	Potencia instalada kW
E	46,52	1,55	0,42	0,99	1	420	0,42
D	85,83	2,86	0,77	1,93	2	400	0,8
C	140,55	4,68	1,26	3,01	3	420	1,26
B	227,29	7,58	2,04	4,86	5	420	2,1
A	377,70	12,59	3,39	7,71	8	440	3,52
A1	641,96	21,40	5,77	12,81	13	450	5,85
ESPECIAL	1380,08	46,00	12,40	27,55	28	450	12,6

La disponibilidad del espacio en las viviendas, la exposición a sombras, la orientación de los paneles sobre las cubiertas, entre otros, son criterios físicos importantes a considerar para el montaje e instalación de los paneles. Por ello, una vez calculados la cantidad de paneles para cada vivienda, como paso final se procedió a la inspección en sitio de cada una de ellas para verificar estos requerimientos, siguiendo el orden que se indica en el diagrama de la Figura 3.13.

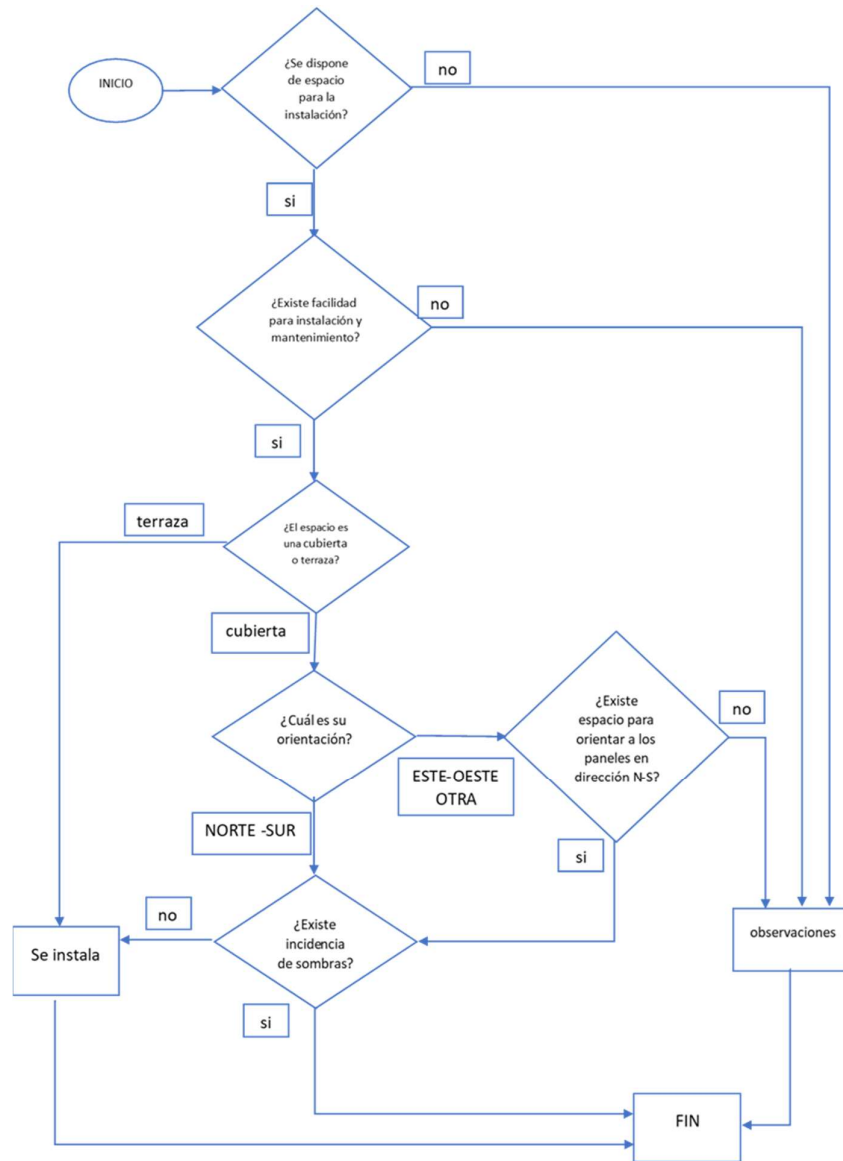


Figura 3. 13 Criterios físicos a considerar para la instalación de paneles solares. Elaboración Propia

De esta manera, se filtró a las edificaciones que cumplían con todos estos requerimientos y las convertían en aptas para instalar sistemas  $\mu SFV$ . Considerando que la mayor parte de las viviendas en el casco urbano de Cuenca tienen cubiertas no tan amplias, para el caso de las viviendas que requerían un alto número de paneles la instalación de éstos no era posible, siendo el problema del espacio una de las razones principales para que la instalación de  $\mu SFV$  no sea factible. Así también

se encontró viviendas que quedan excluidas de este estudio por no cumplir con el resto de criterios solicitados en la Figura 3.13. Lo anteriormente descrito se resume en el Anexo 2.5.

Por lo tanto, para el caso puntual de las 68 edificaciones indicadas en el Anexo 2.5, 13 de ellas no aplican. De ahora en adelante, al grupo de edificaciones que califican para la instalación de paneles, se lo llamará muestra, como se indica en la Tabla 3.12:

Tabla 3. 12 Potencial Fotovoltaico de la muestra. Elaboración Propia.

ESTRATO	# edificaciones	# de edif. que NO aplican	% factibilidad técnica para instalación	Paneles requeridos	Potencia de paneles W	Potencial fotovoltaico instalado kW
Especial	1		100%	28	450	12,6
A1	2		100%	13	450	11,7
A	7	3	57%	8	440	14,08
B	22	5	77%	5	420	35,7
C	16	1	94%	3	420	18,9
D	15	4	73%	2	400	8,8
E	5		100%	1	420	2,1
total	68	13	81%	243		
<b>POTENCIAL FOTOVOLTAICO EN LA MUESTRA</b>						<b>103,88</b>

Teóricamente, la instalación de microgeneradores fotovoltaicos se podría realizar en 55 viviendas de esta red de distribución, es decir un 81% del total de las viviendas consideradas, lo que representa una **potencial fotovoltaico en esta muestra de 103,88 kW**.

Cabe recalcar que este valor obtenido de potencial fotovoltaico instalado es un valor de una muestra que se considera representativa de la ciudad de Cuenca, por las siguientes razones:

- El sector escogido se encuentra dentro del casco urbano de Cuenca.
- El sector está conformado por todos los estratos de consumidores, en el cual se encuentra un consumidor clasificado como Especial y terminando en pequeños consumidores como son el tipo E.
- El sector sobre el cual se realiza el análisis se encuentra dentro de una categoría socio-económica medía en la ciudad.

# UCUENCA

- Hay que recalcar que ese proyecto está enfocado en los edificios y viviendas para residenciales/comerciales, por lo tanto, la industria debe ser analizada como un caso especial.

La muestra representa un sector tipo de edificaciones residenciales/comerciales que excluye a un sector importante de la ciudad, como es el centro histórico, el cual por razones culturales y estéticos su factibilidad técnica para instalación de paneles requiere de consideraciones específicas y de estudios técnicos especiales como lo indica [5]. Sin embargo, los tres tipos de comercio – vivienda del Centro Histórico, tienen consumos mensuales que entrarían o calificarían dentro del Estrato B, estudiado en esta tesis.

Para calcular el Potencial Fotovoltaico del caso de estudio, y que pudiera servir para estimar el potencial de la ciudad de Cuenca, es necesario considerar lo siguiente:

- Al transformador se conectan 99 abonados, los cuales fueron reducidos a 68 casos de estudio porque para esto fueron considerados los números de acometidas conectadas a la red pública.
- Al considerar una sola acometida, se asume que, dentro de un Estrato B de la muestra, pueden estar contemplados dos o tres abonados estrato C o E y así sucesivamente se pueden dar estas combinaciones de estratos que comparten una sola acometida, especialmente en edificaciones grandes.

Es por eso que si bien en la Tabla 3.5 se utilizan todos los estratos filtrados desde la base del Geoportal de Centrosur, para calcular valores de consumo de energía promedio por estrato, no quiere decir que existan 31.440 acometidas de consumidores estrato E, por ejemplo, ya que bien estos tipos de consumidores pueden formar parte de un edificio de varios departamentos con el mismo o diferente estrato de consumo y todos ellos estar representados por una sola acometida.

Por ejemplo, para la muestra los abonados 11,12,13 y 14 juntos conforman un consumidor estrato A1, pero independientemente sus estratos son B, B, B y D respectivamente, como se indica en la Tabla 3.13.

Tabla 3. 13 Posible combinación de estratos. Elaboración Propia.

EDIFICACION	Estrato	ESTRATO INDIVIDUAL
11	A1	B
12		B
13		B
14		D

Con el criterio anterior, se vuelve a revisar la muestra con los 99 abonados que originalmente están conectados a la red con o sin acometida independiente y se obtienen los siguientes resultados en la Tabla 3.14:

Tabla 3. 14 Porcentaje de independencia por Estrato de la muestra. Elaboración Propia.

ESTRATO	De 99 abonados	Con acometida independiente	% de independencia con acometida
Especial	1	1	100%
A1	1	1	100%
A	1	1	100%
B	24	11	45,83%
C	22	14	63,63%
D	30	15	50%
E	20	5	25%
Total	99	48	

Este porcentaje de independencia por Estrato resulta importante, porque refleja en qué porcentaje una edificación puede estar representada por un solo estrato. Por ejemplo, 99 abonados están distribuidos en 68 edificaciones, de los cuales únicamente 48 de ellas tienen acometidas independientes y el resto de abonados se encuentran en edificaciones compartidas representadas por una sola acometida. Es así que, para la ciudad de Cuenca, la Tabla 3.5 puede ser reducida lo indicado en la Tabla 3.15:

Tabla 3. 15 Valor estimado de edificaciones con acometida independiente en la Ciudad de Cuenca.  
Elaboración Propia.

ESTRATO	# abonados	% de independencia con acometida	# de edificaciones con acometidas independientes
E	31440	25%	7860
D	61814	50%	30907
C	50570	64%	32178
B	28758	46%	13180
A	8242	100%	8242
A1	3841	100%	3841
Especial	1304	100%	1304
TOTAL	185969		97511

La Tabla 3.15 refleja que de los 185.969 abonados considerados inicialmente aproximadamente el 52% vive en edificaciones independientes y el resto habita en edificios de propiedad horizontal.

Si una vez más volvemos a los valores obtenidos en la Tabla 3.12 de la muestra en donde se indica un porcentaje de factibilidad de instalación por estrato y consideramos la cantidad de edificaciones por estrato en la ciudad de Cuenca, indicada en la Tabla 3. 15, podremos tener un valor **estimado del Potencial Fotovoltaico en la ciudad de Cuenca**, como se indica en la Tabla 3.16.

Este potencial es una primera aproximación y siempre podrá ser mejorado, mientras más muestras se tome dentro de la ciudad.

Tabla 3. 16 Potencial Fotovoltaico Estimado para la Ciudad de Cuenca. Elaboración Propia.

ESTRATO	# de edificaciones con acometidas independientes	% factibilidad técnica para instalación	# edificaciones factibles para instalación para Balance Neto.	# paneles requeridos para Balance neto	Potencia del panel kW	Potencial Fotovoltaico instalado MW
E	7.860	100%	7.860	1	0,42	3,3
D	30.907	73%	22.562	2	0,42	19,0
C	32.178	94%	30.247	3	0,42	38,1
B	13.180	77%	10.148	5	0,42	21,3
A	8.242	57%	4.698	8	0,44	16,5
A1	3.841	100%	3.841	13	0,45	22,5
Especial	1.304	100%	1.304	28	0,45	16,4
TOTAL	97.511		80.661			137,1

# UCUENCA

*En conclusión, se tiene que el Potencial Fotovoltaico estimado en la ciudad de Cuenca sería de 137.1 MW, bajo condiciones de Balance neto.*

Al conocer el valor de Potencial Fotovoltaico de la Ciudad de Cuenca, en el siguiente capítulo, se realizará la simulación de la muestra mediante el software OpenDSS para tener una idea más clara del intercambio de energía que se producirá con la red eléctrica.

## CAPITULO 4 MODELADO Y SIMULACIÓN SISTEMA $\mu SFV$ CONECTADOS A LA RED ELECTRICA DE DISTRIBUCIÓN MEDIANTE OpenDSS

### 4.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SOFTWARE OPENDSS

OpenDSS es un software libre de simulación de sistemas de distribución de energía eléctrica en el dominio de la frecuencia, originalmente pensado como una herramienta para el análisis de la interconexión de generación distribuida. Una de sus características principales es la simulación en el tiempo secuencial en donde se puede llevar a cabo simulaciones de ciclos de trabajo con la periodicidad deseada: anuales, diarios, etc.

Cada elemento del sistema eléctrico bajo estudio puede tener una única curva de carga o funcionamiento. Esta curva, es importante porque los contadores de energía modernos pueden proporcionar datos de un intervalo de demanda para cada cliente, siendo esta una particularidad única de OpenDSS, ya que con sus opciones **Monitor y EnergyMeter** puede capturar los resultados de series temporales en largas simulaciones. [24]

OpenDSS admite un modelamiento de plantas solares fotovoltaicas de una manera simplificada que permite realizar diferentes análisis del sistema de distribución. En la Figura 4.1 se indica el esquema utilizado por OpenDSS.

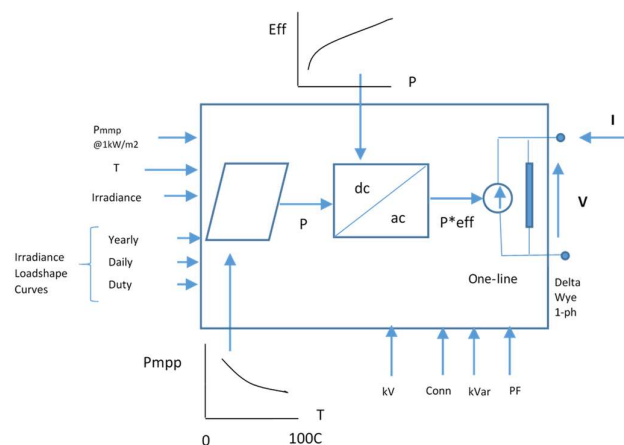


Figura 4. 1 Modelamiento FV en OpenDSS. [24]



Para esto OpenDSS requiere se genere varias curvas, tales como:

- Perfiles de Carga.
- Irradiación Solar
- Temperatura de operación del sistema fotovoltaico
- Potencia del generador fotovoltaico

La interfaz para el modelo del circuito de un módulo solar es como la de un elemento de conversión de energía (power Converter) en OpenDSS. La configuración del módulo solar se realiza de forma similar a cualquier otro dispositivo cuya carga, producción o capacidad de consumo dependa de una función. En este caso, la potencia activa  $P$ , es una función de la irradiancia, la temperatura  $T$  y la potencia nominal  $P_{mpp}$  depende de una temperatura seleccionada y una irradiancia del  $1.0\text{kW/m}^2$ . Además, se aplica la eficiencia del inversor en la potencia de funcionamiento y el voltaje.

## 4.2. RESULTADOS DE LA SIMULACION EN LA RED DE DISTRIBUCION INTEGRANDO GENERADORES $\mu SFV$ .

Para el análisis, se conectan los  $\mu SFV$  calculados según el estrato como indica la Tabla 4.1, en cada una de las 55 edificaciones de la muestra en la que es factible su instalación, el punto de conexión y ubicación de cada edificación se indica a detalle en el Capítulo 3.

Tabla 4. 1 Potencia instalada para cada estrato de la muestra. Elaboración Propia.

estrato	ED diario kWh/día	total paneles	Potencia de panel kW	Potencia instalada kW
E	1,55	1	420	0,42
D	2,86	2	400	0,8
C	4,68	3	420	1,26
B	7,58	5	420	2,1
A	12,59	8	440	3,52
A1	21,40	13	450	5,85
Especial	46,00	28	450	12,6

A fin de observar el comportamiento bidireccional que se tendrá en el consumo de energía de cada edificación desde el microgenerador y desde la red eléctrica pública se instalan monitores en cada acometida que en este caso harán el trabajo de un medidor bidireccional. El lenguaje de programación realizado se presenta en el Anexo 3.

## 4.3. PRODUCCION DE GENERADORES $\mu SFV$ vs DEMANDA

A continuación, se presentan los resultados de los paneles instalados según las necesidades de cada estrato.

### 4.3.1. Prosumidor Estrato E.

Con una potencia instalada de 0,42kW y una demanda de 1,55kWh-día, en la Figura 4.2, se indican los resultados para el Prosumidor Estrato E.

Se tiene una producción de energía del  $\mu SFV$  de 1,56 kWh-día, que cubre la demanda de la edificación durante las horas del día, esto es, empieza a producir desde las 6:15am hasta las 18:15pm, dándose en este horario el **autoconsumo** que será de 0,58kWh-día.

Como es de esperar la generación tendrá su pico de energía al mediodía siendo éste de 0,059kWh, muy por encima de la demanda requerida en esas horas, produciéndose aquí una **energía sobrante** que será 0,98kWh-día.

Durante el periodo de la noche y la madrugada la demanda de energía será **suministrada por la red eléctrica pública**, para este caso de 0,97 kWh-día.

Como la regulación actual no admite un sistema de baterías, en la Figura 4.2. se observa la energía sobrante inyectada a la red, dándose de esta manera un balance neto con la demanda de 1,55kwh-día de esta edificación.

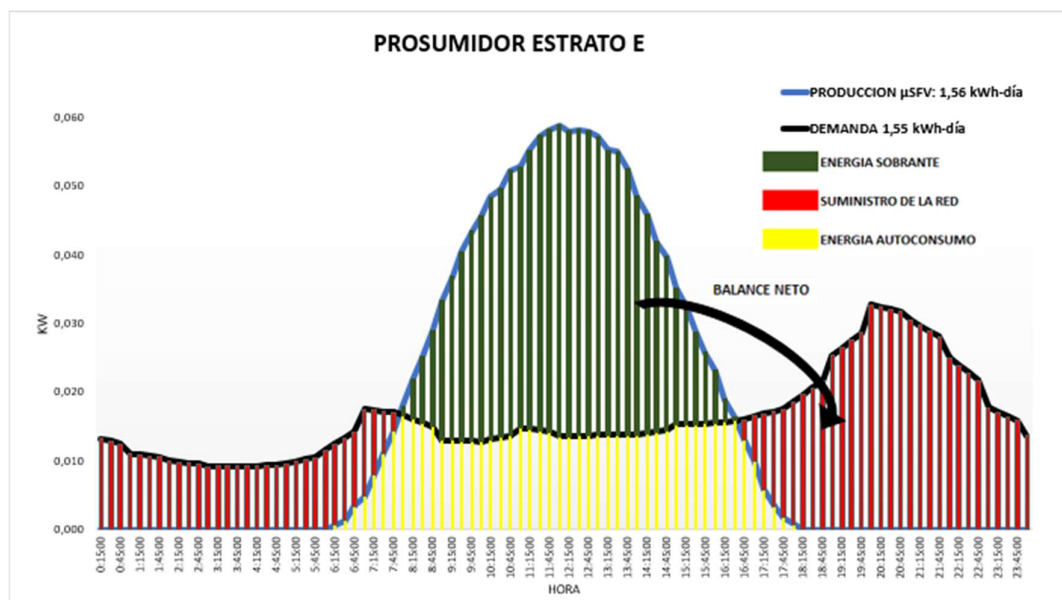


Figura 4. 2 Balance Neto para el Prosumidor Estrato E. Elaboración Propia

La Figura 4.3 indica que el sistema de generación está diseñado para que la energía fotovoltaica cubra la demanda y el excedente se inyecte a la red eléctrica. El valor neto de la energía se determinaría a través de un medidor bidireccional, el cual llevaría los registros de la energía inyectada a la red y la consumida. Con un remanente positivo a favor del Prosumidor Estrato E con  $\mu SFV$  de 1,71 kWh – año, esta energía podrá ser considerada como crédito hasta un período máximo de dos años como lo permite la regulación, después del cual, este mecanismo de crédito se reiniciará desde cero.

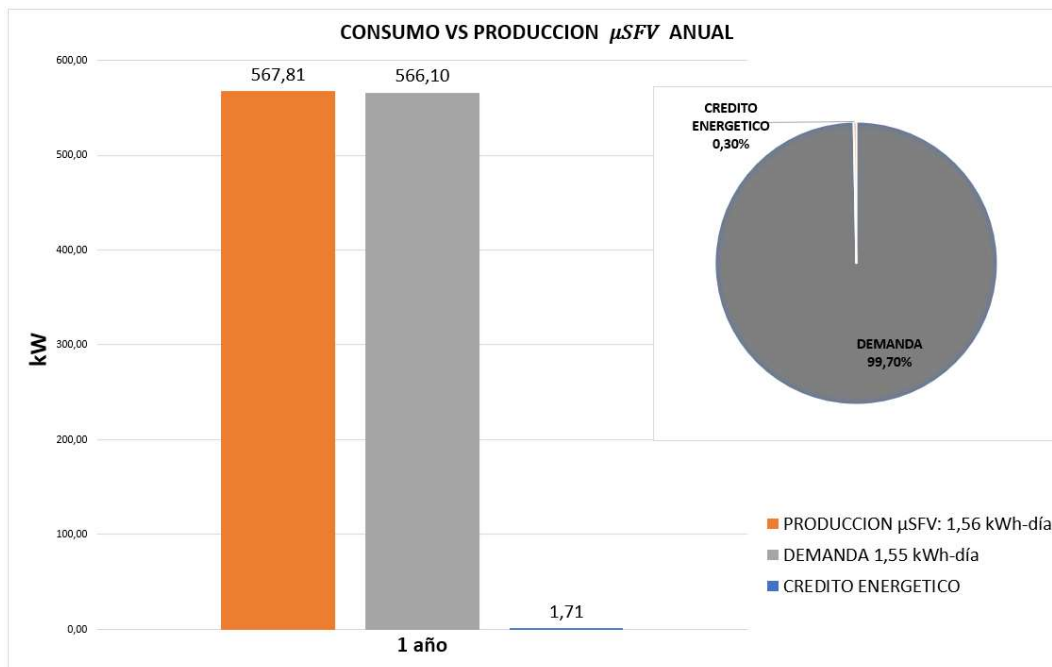


Figura 4. 3 Consumo vs Producción anual para el Prosumidor Estrato E. Elaboración Propia.

Adicionalmente, considerando que, el factor de planta estará dado por la relación entre la energía real que se tendrá de los paneles solares y la energía generada que se obtuviese si estos trabajaran a plena carga, es decir, si durante todas las horas del día los paneles recibieran una radiación de  $1.000W/m^2$ , se tendrá que, según los datos indicados de producción vs demanda, calcular dicho factor:

$$FP = \frac{\text{energía real generada}}{\text{energía generada a plena carga}} = \frac{1.55kWh - día}{0.42kW * 24horas} = 0.154$$

Por lo tanto, se trabajará con un factor de planta de **15,4%**.

De esta manera, con un análisis similar se procede a indicar los resultados obtenidos para el resto estratos:

### 4.3.2. Prosumidor Estrato D.

Con una potencia instalada de 0,80kW y una demanda de 2,86kWh-día, en la Figura 4.4, se indican los resultados para el Prosumidor Estrato D.

Se tiene una producción de energía del  $\mu SFV$  de 2,96 kWh-día, con un **autoconsumo** de 1,11kWh-día.

La generación tendrá su pico de energía al mediodía siendo esta de 0,112kWh, con una energía **sobrante** de 1,85kWh-día.

Durante el periodo de la noche y la madrugada la demanda de energía será **suministrada por la red eléctrica pública**, para este caso siendo de 1,74 kWh-día.

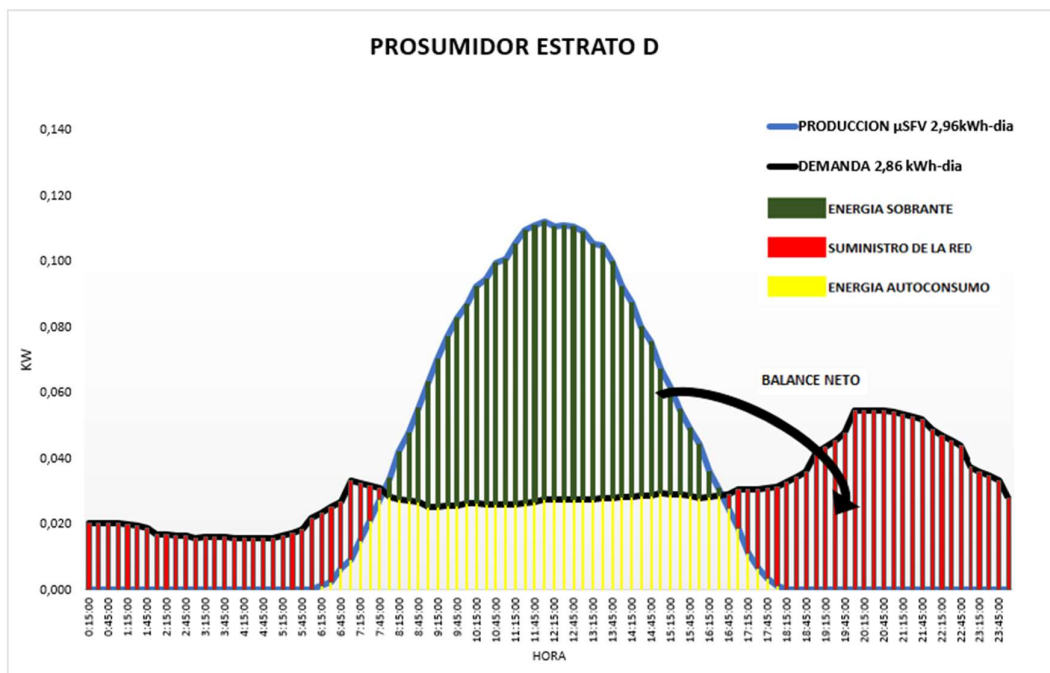


Figura 4. 4 Balance Neto para el Prosumidor Estrato D. Elaboración Propia.

En la Figura 4.5, se indica un remanente positivo a favor del prosumidor Estrato D con  $\mu SFV$  de 37,11 kWh – año, acumulable hasta por dos años.

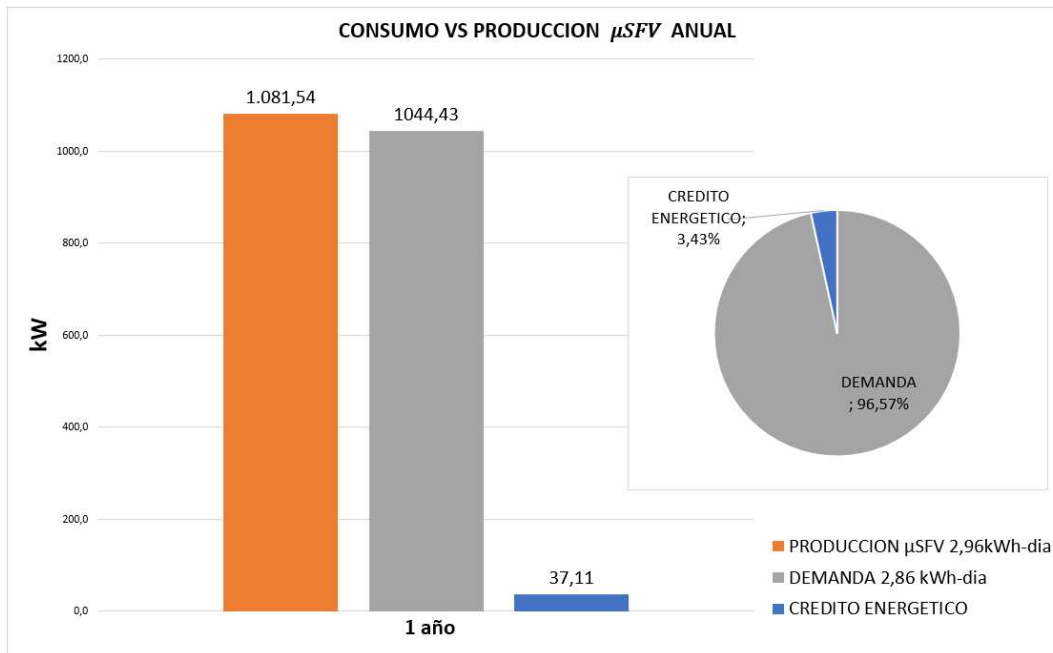


Figura 4. 5 Consumo vs Producción anual para el Prosumidor Estrato D. Elaboración Propia.

Con un factor de planta de 15.4%, similar al caso anterior.

$$FP = \frac{\text{energía real generada}}{\text{energía generada a plena carga}} = \frac{2.96kWh - \text{dia}}{0.80kW * 24horas} = 0.154$$

### 4.3.3. Prosumidor Estrato C.

Con una potencia instalada de 1,26kW y una demanda de 4,682kWh-día, en la Figura 4.6, se indican los resultados para el prosumidor Estrato C.

Se tiene una producción de energía del  $\mu SFV$  de 4,684 kWh-día, con un **autoconsumo** de 1,87kWh-día.

La generación tendrá su pico de energía al mediodía siendo esta de 0,177kWh, con una energía **sobrante** de 2,81kWh-día.

Durante el periodo de la noche y la madrugada la demanda de energía será **suministrada por la red eléctrica pública**, para este caso siendo de 2,75 kWh-día.

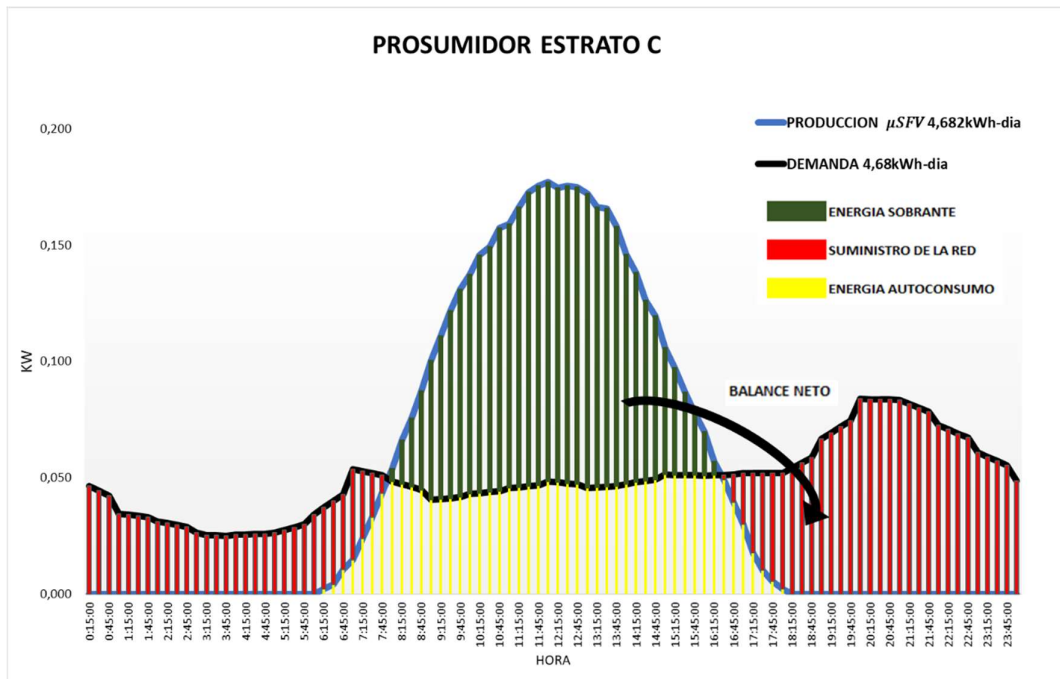


Figura 4. 6 Balance Neto para el Prosumidor Estrato C. Elaboración Propia.

La Figura 4.7 indica un remanente positivo a favor del prosumidor Estrato C con  $\mu SFV$  de 0,86kWh-año, acumulable hasta por dos años.

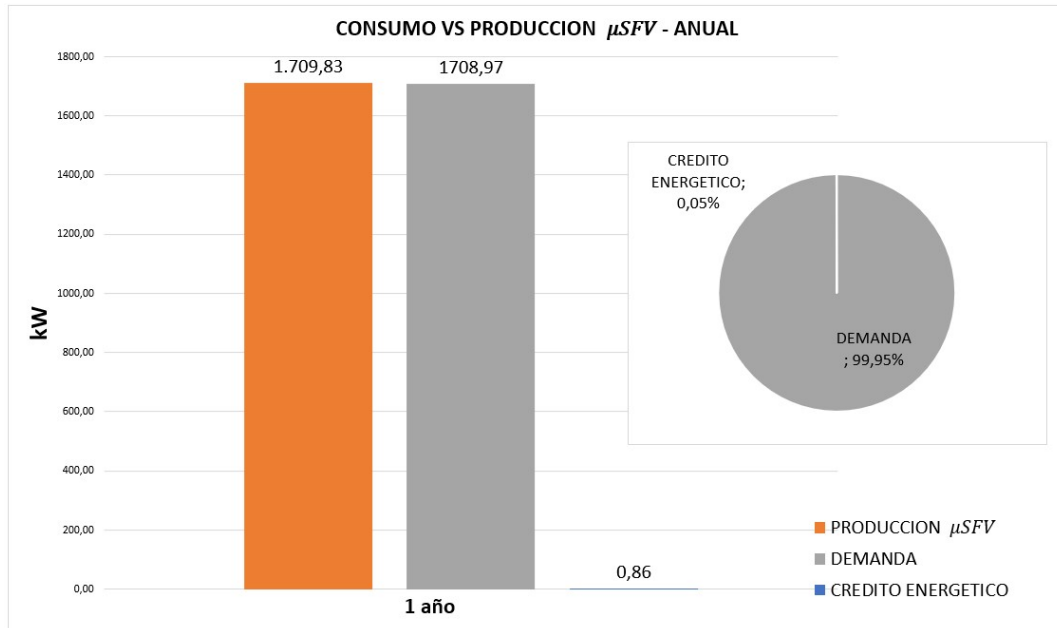


Figura 4. 7 Consumo vs Producción anual para el Prosumidor Estrato C. Elaboración Propia.

Con un factor de planta de 15.5%.

$$FP = \frac{\text{energía real generada}}{\text{energía generada a plena carga}} = \frac{4.684kWh - \text{día}}{1.26kW * 24horas} = 0.155$$

#### 4.3.4. Prosumidor Estrato B.

Con una potencia instalada de 2,10kW y una demanda de 7,57kWh-día, en la Figura 4.8, se indican los resultados para el prosumidor Estrato B.

Se tiene una producción de energía del  $\mu$ SFV de 7,78 kWh – día, con un **autoconsumo** de 3,11kWh-día.

La generación tendrá su pico de energía al mediodía siendo esta de 0,294kWh, con una energía **sobrante** de 4,66kWh-día.

Durante el periodo de la noche y la madrugada la demanda de energía será **suministrada por la red eléctrica pública**, para este caso siendo de 4,44 kWh-día.

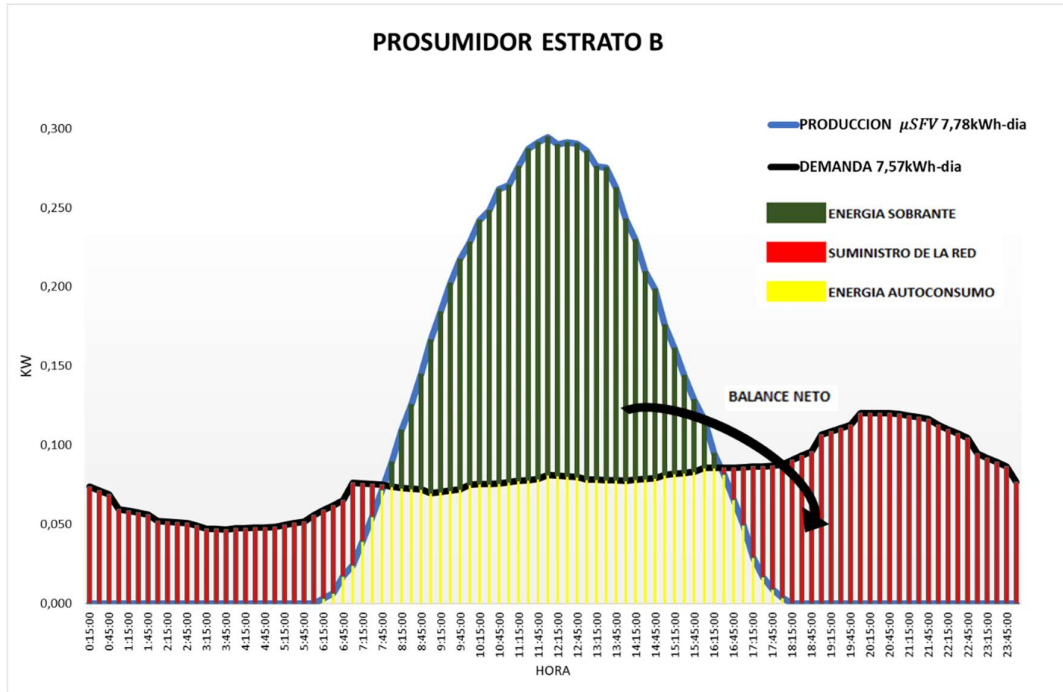


Figura 4. 8 Balance Neto para el Prosumidor Estrato B. Elaboración Propia.

La Figura 4.9 indica un remanente positivo a favor del prosumidor Estrato B con  $\mu SFV$  de 75,49kWh – año, acumulable hasta por dos años.



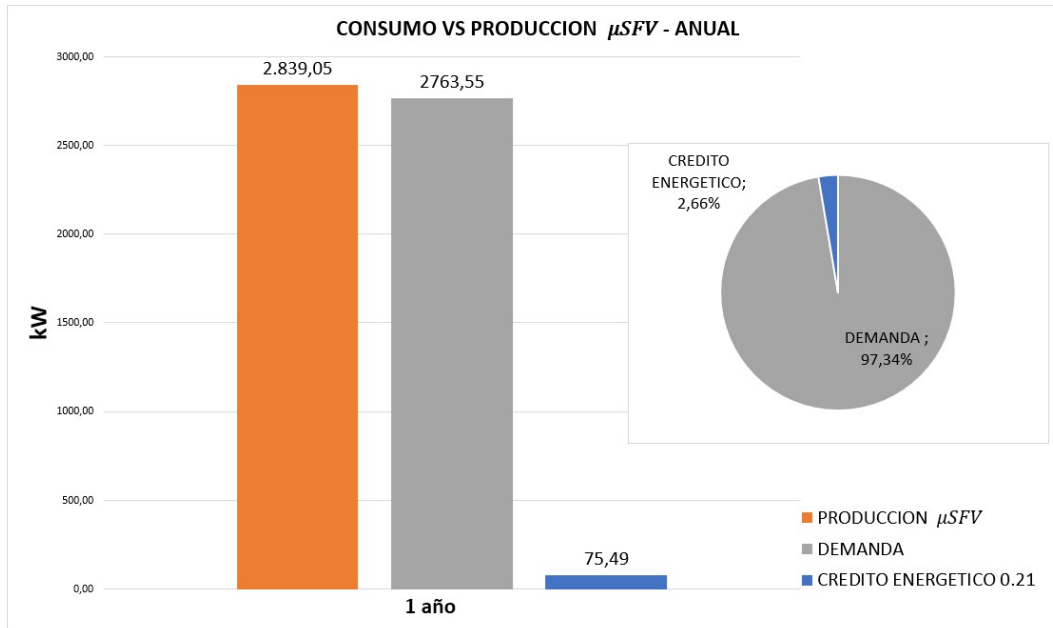


Figura 4. 9 Consumo vs Producción anual para el Prosumidor Estrato B. Elaboración Propia.

Con un factor de planta de 15.4%.

$$FP = \frac{\text{energía real generada}}{\text{energía generada a plena carga}} = \frac{7.78kWh - \text{día}}{2.10kW * 24horas} = 0.154$$

#### 4.3.5. Prosumidor Estrato A.

Con una potencia instalada de 3,52kW y una demanda de 12,58kWh-día, en la Figura 4.10, se indican los resultados para el prosumidor Estrato A.

Se tiene una producción de energía del  $\mu$ SFV de 13,04kWh-día, con un **autoconsumo** de 5,79kWh-día.

La generación tendrá su pico de energía al mediodía siendo esta de 0,493kWh, con una energía **sobranante** de 7,25kWh-día.

Durante el periodo de la noche y la madrugada la demanda de energía será **suministrada por la red eléctrica pública**, para este caso siendo de 6,78kWh-día.

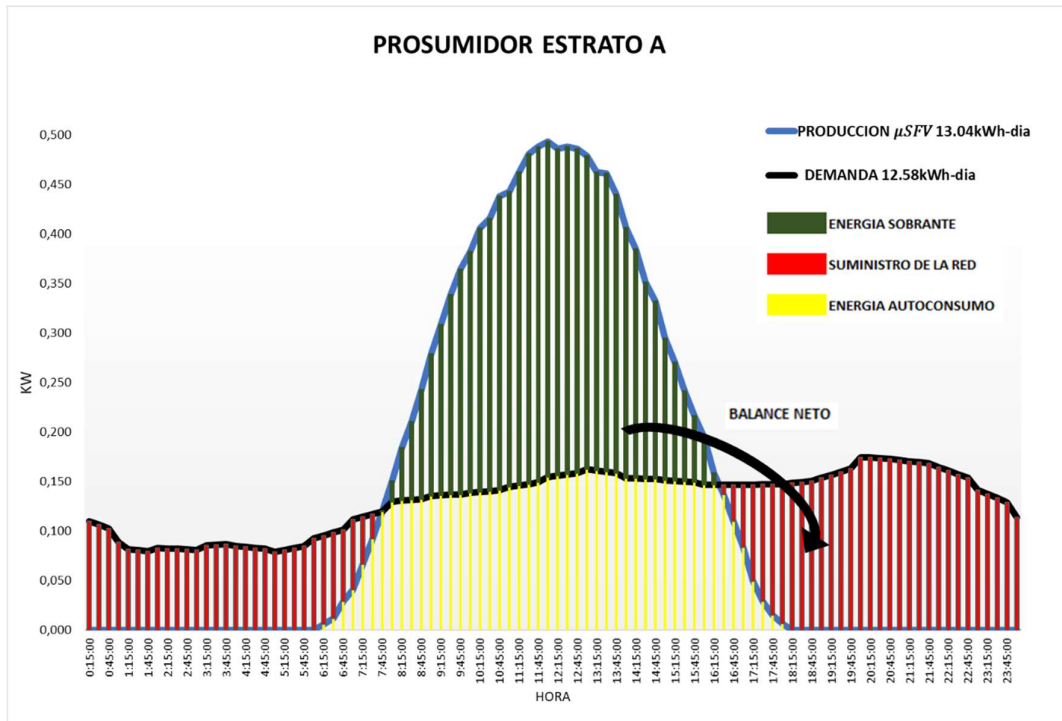


Figura 4. 10 Balance Neto para el Prosumidor Estrato A. Elaboración Propia.

La Figura 4.11, indica un remanente positivo a favor del prosumidor Estrato A con  $\mu SFV$  de 166.08kWh – año, acumulable hasta por dos años.

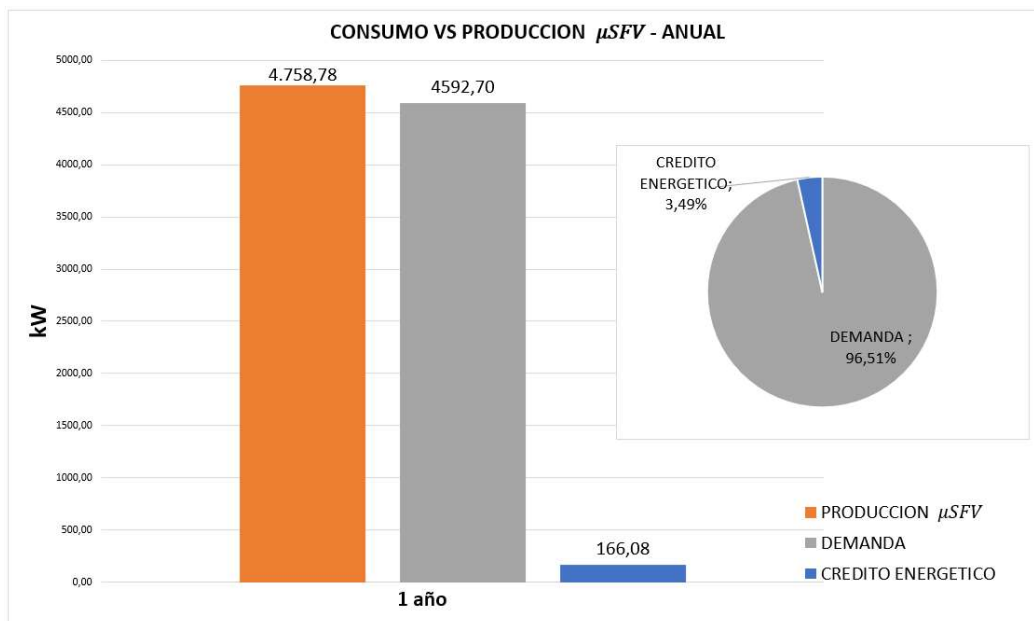


Figura 4. 11 Consumo vs Producción anual para el Prosumidor Estrato A. Elaboración Propia.

Con un factor de planta de 15.4%.

$$FP = \frac{\text{energía real generada}}{\text{energía generada a plena carga}} = \frac{13.04kWh - día}{3.52kW * 24horas} = 0.154$$

#### 4.3.6. Prosumidor Estrato A1.

Con una potencia instalada de 5,85kW y una demanda de 21,39kWh-día, en la Figura 4.12, se indican los resultados para el prosumidor Estrato A1.

Se tiene una producción de energía del  $\mu SFV$  de 21,67kWh – día, con un **autoconsumo** de 9,81kWh-día.

La generación tendrá su pico de energía al mediodía siendo esta de 0,820kWh, con una energía **sobrante** de 11,86kWh-día.

Durante el periodo de la noche y la madrugada la demanda de energía será **suministrada por la red eléctrica pública**, para este caso siendo de 11,51kWh-día.

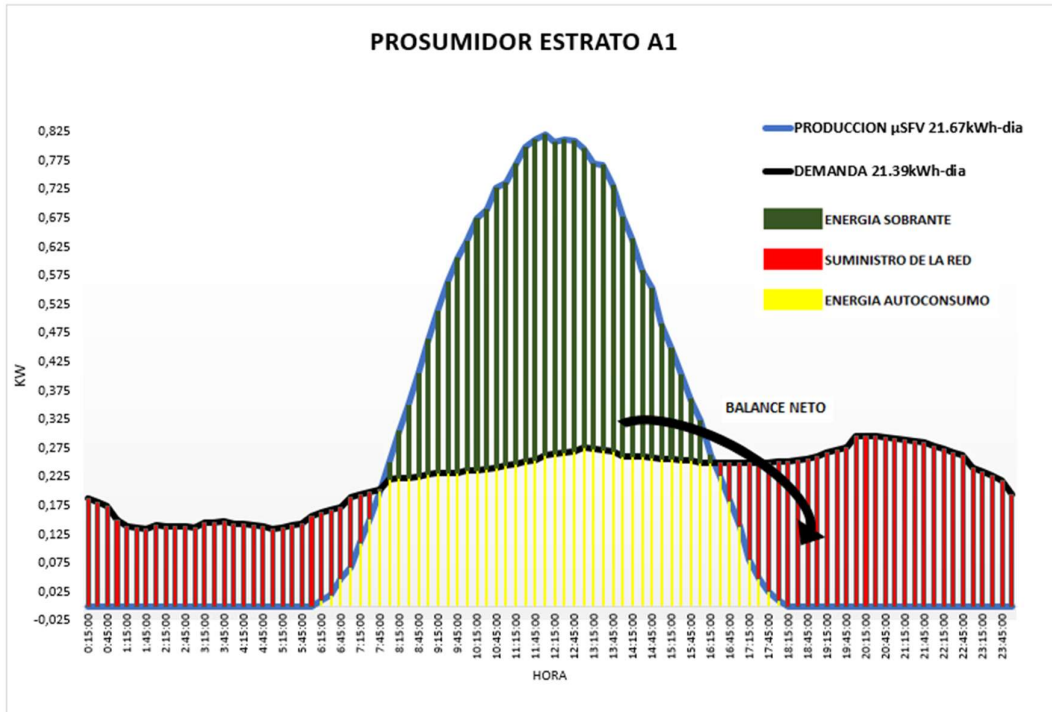


Figura 4. 12 Balance Neto para el Prosumidor Estrato A1. Elaboración Propia.

La Figura 4.13, indica un remanente positivo a favor del prosumidor Estrato A1 con  $\mu$ SFV de 102,84kWh – año, acumulable hasta por dos años.

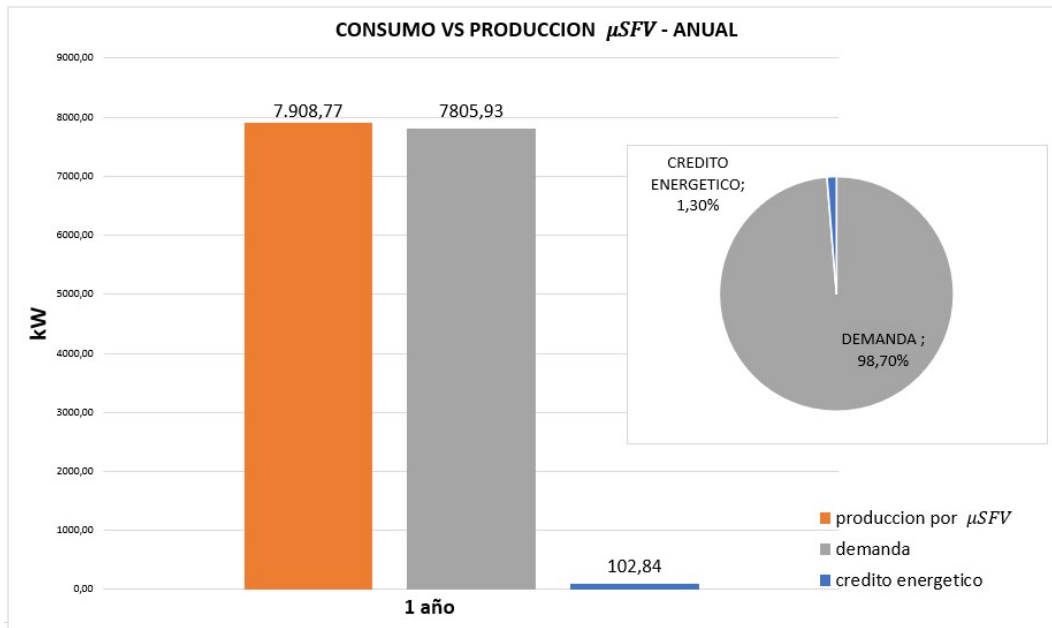


Figura 4. 13 Consumo vs Producción anual para el Prosumidor Estrato A1. Elaboración Propia.

Con un factor de planta de 15.4%.

$$FP = \frac{\text{energía real generada}}{\text{energía generada a plena carga}} = \frac{21.67kWh - \text{día}}{5.85kW * 24horas} = 0.154$$

#### 4.3.7. Prosumidor Estrato Especial.

Con una potencia instalada de 12,60kW y una demanda de 45,98kWh-día, en la Figura 4.14, se indican los resultados para el prosumidor Estrato Especial.

Se tiene una producción de energía del  $\mu$ SFV de 46,69kWh – día, con un **autoconsumo** de 21,14kWh-día.

La generación tendrá su pico de energía al mediodía siendo esta de 1,766kWh, con una energía **sobrante** de 25,55kWh-día.

Durante el periodo de la noche y la madrugada la demanda de energía será **suministrada por la red eléctrica pública**, para este caso siendo de 24,72kWh-día.

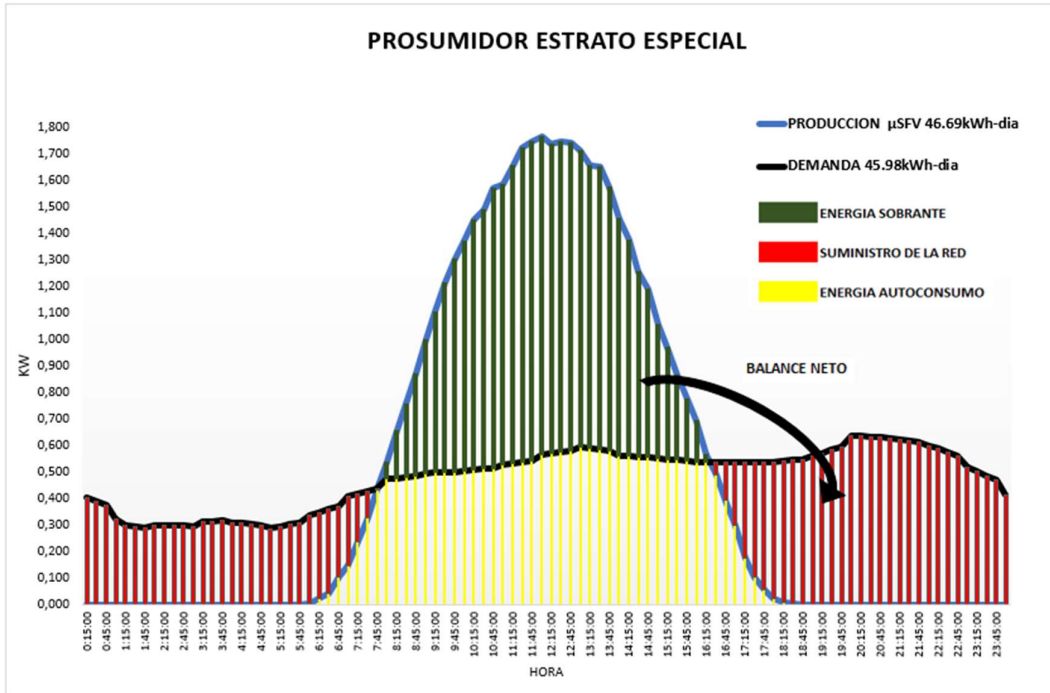


Figura 4. 14 Balance Neto para el Prosumidor Estrato Especial. Elaboración Propia.

La Figura 4.15 indica un remanente positivo a favor del prosumidor Estrato Especial con  $\mu$ SFV de 259,15kWh – año, acumulable hasta por dos años.

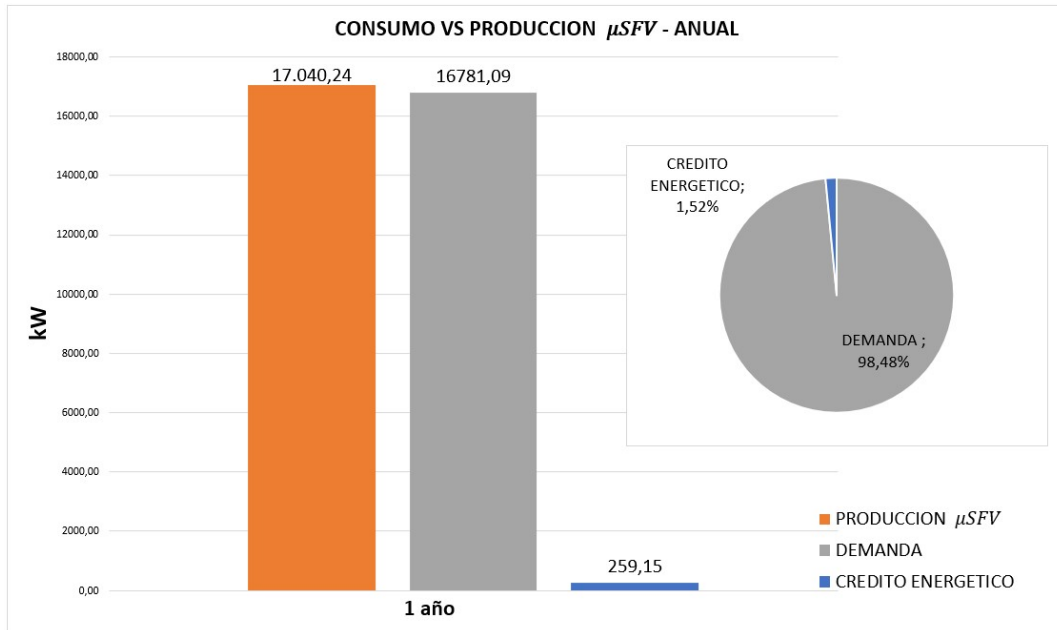


Figura 4. 15 Consumo vs Producción anual para el Prosumidor Estrato Especial. Elaboración Propia.

Con un factor de planta de 15.4%.

$$FP = \frac{\text{energía real generada}}{\text{energía generada a plena carga}} = \frac{46.69kWh - \text{dia}}{12.60kW * 24horas} = 0.154$$

Como se puede observar, en la Tabla 4.2, en cada uno de los casos que se analizan para los diferentes estratos, los microgeneradores fotovoltaicos prácticamente cubren la demanda de cada prosumidor dándose de esta manera un balance neto de energía entre consumidor y distribuidora, teniéndose así, remanentes de energía a favor de los prosumidores con valores muy pequeños anuales. Hay que considerar también que estos remanentes en algún momento podrían ser en contra del prosumidor, pero aun así continuarían siendo valores pequeños.

Tabla 4. 2 Producción vs Demanda diaria. Elaboración Propia.

Estrato	Potencia instalada $\mu SFV$ kW	Demanda requerida kWh – día	Producción $\mu SFV$ kWh – día	CREDITO ENERGETICO kWh-día	CREDITO ENERGETICO %
E	0,42	1,55	1,56	0,01	0,30%
D	0,8	2,86	2,96	0,1	3,43%
C	1,26	4,68	4,68	0,002	0,05%
B	2,1	7,57	7,78	0,21	2,66%
A	3,52	12,58	13,04	0,46	3,49%
A1	5,85	21,39	21,67	0,28	1,30%
ESPECIAL	12,6	45,98	46,69	0,71	1,52%

Hay que tener presente que todo este análisis se ha realizado considerando los días laborables de cada consumidor, por lo que, los resultados aquí obtenidos podrían variar de cierta manera si se consideraran los fines de semana o días festivos en donde el comportamiento de la carga es diferente. Aun así, se espera que este factor no afecte de manera importante los resultados que en este análisis se ha obtenido.

Considerando que, finalmente la instalación se plantea en 55 edificaciones con un total de 243 paneles instalados en la muestra indicados en la Tabla 3.12, para finalizar este análisis, en la Figura 4.16, se presenta el comportamiento de la red en general bajo la influencia de la microgeneración fotovoltaica. En este caso, el transformador en condiciones normales tendría que servir a una demanda diaria de 628,97 kWh-día, pero con la integración de paneles solares el suministro de energía a través de las redes eléctricas sería de 377,06 kWh-día, produciéndose un autoconsumo por parte de las edificaciones de 251,91kWh-día, representando esto un 40% de la demanda total requerida.



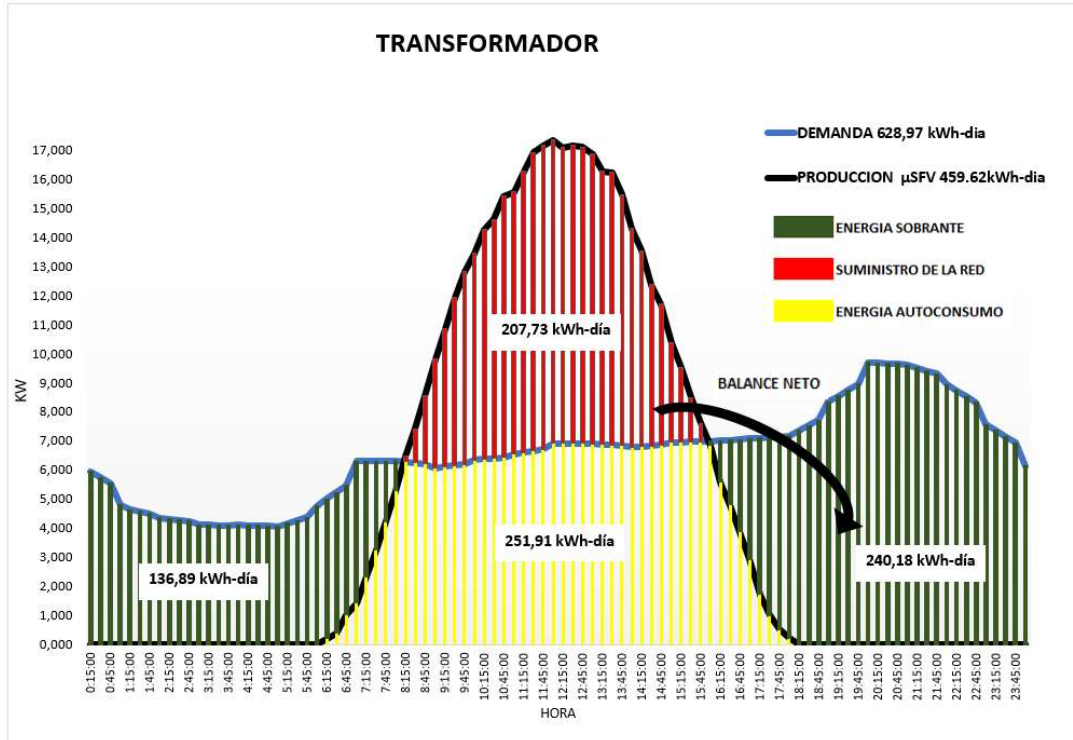


Figura 4. 16 Intercambio de Energía de  $\mu$ SFVs - Transformador. Elaboración Propia.

#### 4.4. PRODUCCION DE ENERGIA CON LA $\mu$ SFV

En el numeral 4.3, la simulación de la red de distribución mediante OpenDSS, entrega los resultados de cada prosumidor según su estrato, en donde se puede observar cuál sería la producción fotovoltaica y según la demanda requerida calcular de manera aproximada la energía fotovoltaica que podría ser aportada a la red y cuánta energía podría ser suministrada desde la red pública hacia el prosumidor. En resumen, la Tabla 4.3 presenta esta información en base anual:

Tabla 4. 3 Producción vs Demanda anual según cada Estrato. Elaboración Propia.

ESTRATO	Producción (kWh/año) para net Zero por cada prosumidor	Consumo kWh/año por cada prosumidor	Crédito energético – año %	Crédito energético – año kWh
E	567,81	566,1	0,30%	1,71
D	1081,54	1044,43	3,43%	37,11
C	1709,83	1708,97	0,05%	0,86
B	2839,05	2763,55	2,66%	75,5
A	4758,78	4592,7	3,49%	166,08
A1	7908,77	7805,93	1,30%	102,84
Especial	17040,24	16781,09	1,52%	259,15

Como se menciona en el capítulo 3, el sector estudiado es considerado únicamente como una muestra representativa para fines de este proyecto, es por esta razón, que de igual manera que se calculó el potencial fotovoltaico, ahora se puede considerar un valor aproximado de la energía fotovoltaica de la muestra, como lo indica la Tabla 4.4.

Tabla 4. 4 Producción – Consumo (kWh/año) en la muestra. Elaboración Propia.

PRODUCCION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA DE LA MUESTRA				
ESTRATO	# prosumidores	Producción (kWh/año) para net Zero	Consumo kWh/año	Crédito energético – año kWh
E	5	2.839,05	2.830,5	8,55
D	11	11.896,94	11.488,73	408,21
C	15	25.647,45	25.634,55	12,9
B	17	48.263,85	46.980,35	1.283,5
A	4	19.035,12	18.370,8	664,32
A1	2	15.817,54	15.611,86	205,68
Especial	1	17.040,24	16.781,09	259,15
TOTAL, kWh-año		140.540,19	137.697,88	2.842,31

De la Tabla 4.4 se puede observar que la energía fotovoltaica producida por la muestra abastece a la demanda pudiendo aportar en conjunto a la red pública un aproximado de 2.842,31kWh en el año.

En la Tabla 3.12 se indica la factibilidad técnica para la instalación de cada estrato calculado según la muestra. Ahora si se toma las siguientes consideraciones se podría calcular un valor de producción de energía fotovoltaico aproximado para la ciudad de Cuenca.

- Cantidad de edificaciones con acometida independiente según cada estrato que se indica en la Tabla 3.14.
- Exceptuar a:
  - Casos Especiales con consumos mayores a 2.000kWh-mes que representan 1.279 prosumidores, los cuales requerirán en su momento ser analizados de manera particular, debido a su gran demanda y,

- Pequeños consumidores menores a 30kWh-mes, que representan a 44.575 consumidores por su bajo consumo para los cuales ya resulta innecesario considerar la instalación de paneles fotovoltaicos.

Con las condiciones anteriores, y utilizando los valores de la Tabla 4.3, se puede encontrar un valor aproximado de la producción de energía fotovoltaica en la ciudad de Cuenca indicado en la Tabla 4.5. Es importante señalar que, tomando más muestras por la urbe, el análisis podría profundizarse y arrojar resultados más precisos.

Tabla 4. 5 Producción (GWh/año) en la Ciudad de Cuenca

PRODUCCION DE ENERGIA FOTOVOLTAICA TOTAL APROXIMADO PARA LA CIUDAD DE CUENCA BAJO CONDICIONES DE BALANCE NETO						
ESTRATO	# edificaciones factibles	Producción (MWh/año) para net Zero /Edificación	Producción TOTAL (MWh/año) para net Zero	Consumo MWh/año/edificación	Consumo total MWh/año/edificación	Crédito energético – año MWh
E	7.860	0,568	4.462,99	0,57	4.449,55	13,44
D	30.907	1,082	33.427,16	1,04	32.280,20	1.146,96
C	32.178	1,710	55.018,91	1,71	54.991,24	27,67
B	13.180	2,839	37.418,68	2,76	36.423,59	995,09
A	8.242	4,759	39.221,86	4,59	37.853,03	1.368,83
A1	3.841	7,909	30.377,59	7,81	29.982,58	395,01
Especial	1.304	17,040	22.220,47	16,78	21.882,54	337,93
<b>TOTAL, GWh-año</b>			<b>222,15</b>		<b>217,86</b>	<b>4,28</b>

Al tener claro, el intercambio de energía de cada tipo de Prosumidor con la red eléctrica, en el Capítulo 5, se realizará un análisis financiero para la implementación de la microgeneración fotovoltaica en la ciudad de Cuenca.

#### 4.5. ESTIMACIÓN DE CO<sub>2</sub> NO EMITIDO GRACIAS A LA $\mu$ SFV

Un factor importante dentro de la generación fotovoltaica, es la ambiental, ya que no emite sustancias tóxicas y no contamina el aire, así también no genera residuos ni contaminación del agua. Es por esta razón que en la Tabla 4.6 se presentan los resultados obtenidos mediante el software System Advisor Model SAM, en donde se realiza una simulación por cada estrato para evaluar la emisión de CO<sub>2</sub> no emitido en un período de 25 años utilizando la microgeneración fotovoltaica y

comparándola con la generación por medio de combustibles fósiles que es muy utilizado en nuestro país por las centrales térmicas.

Tabla 4. 6 Emisiones de CO<sub>2</sub> no emitidas

AÑO	ESTRATO E		ESTRATO D		ESTRATO C		ESTRATO B		ESTRATO A		ESTRATO A1		ESPECIAL	
	ANUAL ENERG Y (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED	ANUAL ENERG Y (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED	ANUAL ENERG Y (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED	ANUAL ENERG Y (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED	ANUAL ENERG Y (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED	ANUAL ENERG Y (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED	ANUAL ENERG Y (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED
1	573	0,34	1.087	0,65	1.689	1,01	2.840	1,70	4.300	2,58	7.702	4,62	13.790	8,27
2	568	0,34	1.078	0,65	1.675	1,01	2.817	1,69	4.266	2,56	7.640	4,58	13.680	8,21
3	564	0,34	1.070	0,64	1.662	1,00	2.795	1,68	4.231	2,54	7.579	4,55	13.569	8,14
4	559	0,34	1.061	0,64	1.648	0,99	2.772	1,66	4.197	2,52	7.517	4,51	13.459	8,08
5	555	0,33	1.052	0,63	1.635	0,98	2.749	1,65	4.162	2,50	7.456	4,47	13.349	8,01
6	550	0,33	1.044	0,63	1.621	0,97	2.726	1,64	4.128	2,48	7.394	4,44	13.238	7,94
7	545	0,33	1.035	0,62	1.608	0,96	2.704	1,62	4.094	2,46	7.332	4,40	13.128	7,88
8	541	0,32	1.026	0,62	1.594	0,96	2.681	1,61	4.059	2,44	7.271	4,36	13.018	7,81
9	536	0,32	1.017	0,61	1.581	0,95	2.658	1,59	4.025	2,41	7.209	4,33	12.907	7,74
10	532	0,32	1.009	0,61	1.567	0,94	2.636	1,58	3.990	2,39	7.147	4,29	12.797	7,68
11	527	0,32	1.000	0,60	1.554	0,93	2.613	1,57	3.956	2,37	7.086	4,25	12.687	7,61
12	523	0,31	991	0,59	1.540	0,92	2.590	1,55	3.922	2,35	7.024	4,21	12.576	7,55
13	518	0,31	983	0,59	1.527	0,92	2.567	1,54	3.887	2,33	6.963	4,18	12.466	7,48
14	513	0,31	974	0,58	1.513	0,91	2.545	1,53	3.853	2,31	6.901	4,14	12.356	7,41
15	509	0,31	965	0,58	1.500	0,90	2.522	1,51	3.818	2,29	6.839	4,10	12.246	7,35
16	504	0,30	957	0,57	1.486	0,89	2.499	1,50	3.784	2,27	6.778	4,07	12.135	7,28
17	500	0,30	948	0,57	1.473	0,88	2.476	1,49	3.750	2,25	6.716	4,03	12.025	7,21
18	495	0,30	939	0,56	1.459	0,88	2.454	1,47	3.715	2,23	6.655	3,99	11.915	7,15
19	490	0,29	930	0,56	1.446	0,87	2.431	1,46	3.681	2,21	6.593	3,96	11.804	7,08
20	486	0,29	922	0,55	1.432	0,86	2.408	1,44	3.646	2,19	6.531	3,92	11.694	7,02
21	481	0,29	913	0,55	1.419	0,85	2.386	1,43	3.612	2,17	6.470	3,88	11.584	6,95
22	477	0,29	904	0,54	1.405	0,84	2.363	1,42	3.578	2,15	6.408	3,84	11.473	6,88
23	472	0,28	896	0,54	1.392	0,84	2.340	1,40	3.543	2,13	6.346	3,81	11.363	6,82
24	468	0,28	887	0,53	1.378	0,83	2.317	1,39	3.509	2,11	6.285	3,77	11.253	6,75
25	463	0,28	878	0,53	1.365	0,82	2.295	1,38	3.474	2,08	6.223	3,73	11.142	6,69

De los diferentes informes del CENACE, sobre el factor de emisión de CO<sub>2</sub> del Sistema Nacional Interconectado, en la Figura 4.17, se indica las toneladas de CO<sub>2</sub> emitidas al ambiente por el abastecimiento de la demanda eléctrica del país, desde el año 2013 al 2019. Se identifica el incremento de generación hidroeléctrica desde el año 2016 cuando empezaron a ingresar lo grandes proyectos.[25]

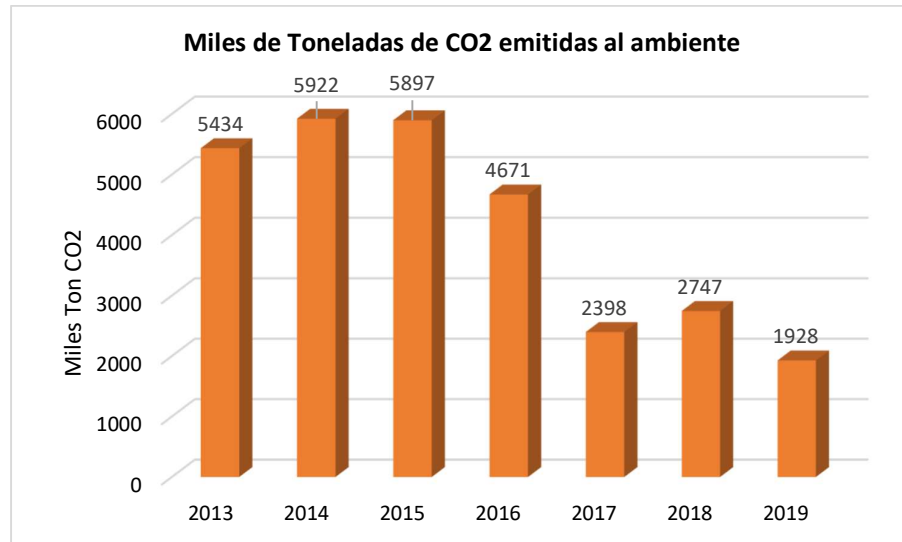


Figura 4. 17 Emisiones CO<sub>2</sub> del 2013 al 2019. CENACE, 2020[25]

En el Anexo 4, se puede observar a mayor detalle, el cálculo de emisiones de CO<sub>2</sub> no emitidas por estrato.

## CAPITULO 5:

### **ANÁLISIS FINANCIERO PARA LA IMPLEMENTACION DE LA MICROGENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN LA CIUDAD DE CUENCA**

Actualmente los fabricantes de paneles solares fotovoltaicos ofrecen garantías del producto de 20 a 25 años, considerando que cada 10 años técnicamente cada panel reduce su funcionamiento en un 5%. Hay que tener en cuenta que este tipo de instalaciones requieren de un mantenimiento preventivo muy simple para maximizar su funcionamiento, el cual consiste en mantener el sector libre de sombra y conservar limpia la parte de los módulos fotovoltaicos que está expuesta a los rayos solares. También hay que considerar que la tasa de retorno energético de esta tecnología, es cada vez menor. Con la tecnología actual, los paneles fotovoltaicos recuperan la energía necesaria para su fabricación en un período comprendido entre los 6 meses y 1,4 años.[26]

#### **5.1. ANALISIS DE PRECIOS DE SOLAR FOTOVOLTAICA**

Los costos de la tecnología fotovoltaica varían según el mercado, considerando principalmente los costos de la mano de obra y otros costos que pueden ser reducidos. Los tres componentes más importantes, en cuanto a costos, son el sistema fotovoltaico-módulo, estructuras de montaje y el inversor, elementos que son sensibles a ciertas dinámicas regionales y específicas del mercado.

Después del año 2023, se espera una disminución promedio de 2,5 - 3% por año en el CAPEX global (gasto en capital). Los Estados Unidos experimentarán el mayor cambio porcentual en precios hasta el 2023. La reducción de los aranceles por módulos de la Sección 201 (reglamentos que estipulan un arancel del 30% para el primer año en la importación de paneles solares C-Si y módulos) en los EEUU motivará este cambio [27]

En un mercado en desarrollo como el Ecuador es difícil cuantificar el CAPEX debido a la inexistencia de un portafolio de proyectos en etapa de desarrollo y proyectos en operación a gran escala. Por lo tanto, se espera que los precios sean más altos que en el promedio mundial, debido a la escasa capacidad instalada y experiencia en desarrollo de proyectos.

Wood Mackenzie (grupo global de consultoría e investigación en energía, productos químicos, energías renovables, metales y minería), prevé que Ecuador instalará el 75% de energía solar fotovoltaica de la capacidad total proyectada de 320 MW, para el año 2024 a través de proyectos a escala comercial y que el resto proceda de generación distribuida, dada la reciente ampliación de la ley de medición neta. [27]

Tabla 5. 1 Energía Solar Fotovoltaica. Evolución del CAPEX [27]

	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Global	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,6
Argentina	\$ 1,0	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7
Bolivia	\$ 1,1	\$ 1,2	\$ 1,1	\$ 1,1	\$ 1,0	\$ 1,0	\$ 1,0	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,8
Brasil	\$ 1,1	\$ 1,0	\$ 1,0	\$ 1,0	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8
Chile	\$ 1,0	\$ 1,0	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7
Colombia	\$ 1,4	\$ 1,3	\$ 1,2	\$ 1,1	\$ 1,0	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8
<b>Ecuador</b>	<b>\$ 1,1</b>	<b>\$ 1,1</b>	<b>\$ 1,0</b>	<b>\$ 1,0</b>	<b>\$ 0,9</b>	<b>\$ 0,9</b>	<b>\$ 0,9</b>	<b>\$ 0,9</b>	<b>\$ 0,8</b>	<b>\$ 0,8</b>	<b>\$ 0,8</b>	<b>\$ 0,8</b>
México	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,6	\$ 0,6	\$ 0,6	\$ 0,6	\$ 0,6	\$ 0,5	\$ 0,5	\$ 0,5	\$ 0,5
Panamá	\$ 1,2	\$ 1,1	\$ 1,0	\$ 1,0	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8
Perú	\$ 1,2	\$ 1,1	\$ 1,1	\$ 1,0	\$ 1,0	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8
Uruguay	\$ 1,1	\$ 1,0	\$ 1,0	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,9	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,8	\$ 0,7	\$ 0,7	\$ 0,7

Como se indica en la Tabla 5.1, los precios por vatio para Ecuador, según la evolución del CAPEX, se espera que sea para este año 2021 de \$1 por vatio y para el 2030 de \$0,8 por vatio siendo este uno de los más altos a nivel de Latinoamérica.[27]

International Renewable Energy Agency IRENA [28], es su publicación de Costos de generación de energía renovable en 2020, hace una comparación de los costos totales instalados (USD/kW) entre el año 2010 y el 2020 cayeron en un 81%, tal como se indica en la Tabla 5.2.

Tabla 5. 2 Costo total instalado FV - USD/kW[28]

COSTOS TOTALES INSTALADOS			
2020 USD/kW			
	2010	2020	Cambio Porcentual
SOLAR FV	4731	883	-81%

## 5.2. COSTO DE INVERSION PARA LA INSTALACION DE UN SISTEMA $\mu$ SFV



De acuerdo a las cantidades de paneles calculados en este proyecto, para alcanzar el balance neto de energía para cada consumidor según su estrato, se procede al cálculo de la inversión que cada uno de éstos necesitaría realizar en cuestión de materiales y mano de obra calificada y no calificada para su instalación.

Para contar con costos más actualizados se ha pedido proformas a empresas que actualmente se encuentran en el negocio de la energía solar en el Ecuador, una de ellas es SOLERGYECUADOR [29], la cual nos proporcionó información para la instalación de dos de nuestros casos estudiados (Estrato C y Estrato A). Para el resto de estratos se ha realizado un estimado en las cantidades de herrajería y cableado. Para el caso de cálculo de mano de obra, se realizó un pequeño análisis de precios unitarios con mano de obra local. Mayor detalle se indican en el Anexo 5.1.

En la Tabla 5.3 se indican los resultados obtenidos, los costos de instalación proporcionales a las necesidades de cada estrato es decir a menor necesidad de paneles menor es el costo, pero al momento de considerar el costo por watio instalado se observa que estos valores son elevados en especial para abonados estratos de poco y medio consumo teniendo rangos aproximados que podrían oscilar entre \$4,47 y \$2.26 por watio, pero, aun así para estratos de gran consumo sus costos quedan muy por encima a los valores estimados para Ecuador en el año 2021 en la Tabla 5.1, por **Wood Mackenzie**, de 1\$ por watio.

Tabla 5. 3 Costos \$/W instalado para cada Prosumidor. Elaboración Propia

ESTRATO	Costo de instalación \$, incluye IVA	# PANELES REQUERIDOS	POTENCIA DE PANEL W	Costo por watio instalado \$/W
E	1.878,96	1	420	4,47
D	2.335,53	2	420	2,78
C	3.535,37	3	420	2,81
B	4.752,32	5	420	2,26
A	6.122,01	8	420	1,82
A1	8.433,80	13	450	1,44
ESPECIAL	17.714,79	28	450	1,41

Se puede concluir que estos valores elevados de inversión (\$/W), se deben principalmente al costo de los paneles y al costo excesivo del Inversor, los cuales indican que en la actualidad estos equipos

no cuentan con precios razonables para el alcance de un consumidor normal, es decir esta tecnología en la actualidad resultaría demasiado costosa.

Cabe recalcar que, en estos valores obtenidos no está considerado el valor de la consultoría de un profesional en la Ingeniería Eléctrica, tal como le exige la actual regulación, al momento de incluir este rubro de consultoría entre otros como costo del medidor bidireccional que sería proporcionado por la empresa distribuidora local, estos precios se elevarían aún más.

Estos valores obtenidos pueden representar la primera alerta, para que el Estado modifique o revise los impuestos y aranceles que actualmente este tipo de tecnología tiene, para que su importación sea en forma masiva a precios más accesibles y así despertar el interés en el usuario para participar como prosumidor utilizando la  $\mu$ SFV y dejando atrás el papel de consumidor conectado a la red eléctrica pública.

### **5.2.1. Mantenimiento Preventivo y Correctivo de un $\mu$ SFV**

Si bien la bibliografía indica que el mantenimiento preventivo de los paneles es sencillo y no debería ser considerado un factor importante dentro de los costos a considerar al momento de tener un sistema generador micro-fotovoltaico haciendo referencia a la limpieza periódica y al mantenerlo libre de sombras, no se puede dejar de lado el mantenimiento correctivo que es una situación que siempre puede presentarse en una instalación.

En la Tabla 5.4 se presentan los costos obtenidos de un análisis de precios unitarios realizados para tal actividad. Cabe indicar que se consideran daños menores en materiales y equipos menores, ya que los paneles y el inversor, por su elevado costo, deben contar obligatoriamente con su respectiva garantía al momento de presentar algún desperfecto.

Tabla 5. 4 Precios por mantenimiento menor,  
según la cantidad de paneles instalados.

Elaboración Propia.

<b>COSTO MANTENIMIENTO PREVENTIVO + CORRECTIVO ANUAL</b>	
# paneles	\$/año
1,2,3	38,41
5, 8	75,91
13	103,64
28	131,36

Para los valores obtenidos, referirse al Anexo 5.3.

### 5.3. COSTO DE ENERGIA POR PROSUMIDOR EN LA CIUDAD DE CUENCA.

Así también el Actual Pliego Tarifario del Servicio Público de Energía Eléctrica vigente, indica los cargos tarifarios únicos de las empresas Ambato – Azogues – CNEL Bolívar – **Centrosur** (distribuidora local) – Cotopaxi – Norte – Riobamba – Sur.[30]

Para el objetivo, se analiza únicamente las categorías residenciales de bajo y medio voltaje y la comercial de bajo voltaje, en donde las tarifas oscilan entre los valores presentados en la Tabla 5.5.

Tabla 5. 5 Pliego Tarifario Eléctrico 2021. [30]

RANGO DE CONSUMO	ENERGÍA	COMERCIALIZACIÓN
	(USD/kWh)	
(USD/kWh-mes)	Residencial - Bajo y Medio Voltaje	(USD/Consumidor)
1-50	0,0910	1,414
51-100	0,0930	
101-150	0,0950	
151-200	0,0970	
201-250	0,0990	
251-300	0,1010	
301-350	0,1030	
351-500	0,1050	
501-700	0,1285	
701-1000	0,1450	
1001-1500	0,1709	
1501-2500	0,2752	
2501-3500	0,4360	
Superior	0,6812	
(USD/kWh-mes)	Comercial - Bajo Voltaje sin Demanda	(USD/Consumidor)
1-300	0,092	1,414
Superior	0,103	

Para el sector comercial se observa que existe un rango de consumo entre 1 y 300 kWh con una tarifa de 0,092, para efectos de cálculo se considerará para este sector el valor de consumo promedio de 227,29 kWh (estrato B) de la Tabla 3.5, por considerarlo apropiado para esta categoría de consumidor.

Considerando lo anterior, en la Tabla 5.6, se obtiene los costos de energía que cada tipo de consumidor cancelaría mensualmente por tipo de Estrato para consumidores con tarifa residencial y por tipo de consumidor con tarifa comercial.

Tabla 5. 6 Costo de energía mensual según consumo de cada Estrato. Elaboración Propia.

ESTRATO	Consumo promedio kWh - mes	DEMANDA kWh-mes	ENERGIA USD/kWh	COSTO TOTAL DE ENERGIA USD/mes
E	46,52	1 - 50	0,091	4,23
D	85,83	51 -100	0,093	7,98
C	140,55	101 - 150	0,095	13,35
B	227,29	201 - 250	0,099	22,50
A	377,70	351 - 500	0,105	39,66
A1	641,96	501 - 700	0,1285	82,49
Especial	1380,08	1001 - 1500	0,1709	235,86
Comercial	227,29	1 -300	0,092	20,91

### Planilla Eléctrica:

Resulta necesario conocer los valores que se cancelan adicionalmente en la planilla de energía a la empresa distribuidora, pues, aunque el consumidor que se planteó instalar un sistema generador  $\mu SFV$  en su edificación, estos valores continuarán siendo ineludibles para el futuro PROSUMIDOR. Por disposiciones del CONELEC, Ordenanzas Municipales, Decretos Ministeriales, Resoluciones del Directorio, etc., la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A., debe incluir en la facturación, varios rubros adicionales que incrementan el valor de la planilla que debería contener únicamente los cargos por venta de energía. Los principales rubros que se adicionan a la planilla son:[31]

- **Recolección de Basura y Aseo Público:** Con fecha 8 de enero 2015 el gobierno nacional, emitió la nueva “Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica”, la cual, en términos generales, prohíbe que se cobre o incluya en la planilla de energía eléctrica los valores por otros servicios tales como los de recolección de basuras y aseo público. Aun así, CENTROSUR es una de las empresas que cobra este rubro pues mantiene un convenio con la Empresa Municipal de Aseo de la ciudad (EMAC).
- **Tasa por Alumbrado Público:** actualmente se aplica un 14% sobre el consumo de energía para los clientes residenciales y un 18.5% para la categoría comercial.
- **Contribución al Cuerpo de Bomberos:** actualmente el 0.5% de la remuneración básica mínima unificada para los de clientes de categoría residencial y el 1.5% para los de categoría comercial.
- **Contribución para Subsidio Cruzado:** La aplicación de este mecanismo, se enmarca dentro de lo dispuesto en el último párrafo del Artículo 59 de la LOSPEE, que señala:

*“Los consumidores o usuarios finales residenciales de bajo consumo podrán ser subsidiados por los restantes consumidores o usuarios finales residenciales, de conformidad con la regulación que para el efecto emita el ARCONEL.”. [14]*

Para el caso de la empresa distribuidora local CENTROSUR se tiene:

*De acuerdo al Reglamento de Tarifas a todos los clientes de la categoría residencial con consumos superiores a 90 kWh, se les facturará un cargo adicional equivalente al 10% del rubro de venta de energía, el mismo que servirá para proporcionar un subsidio de igual valor para todos los clientes de la misma categoría residencial que tengan consumos inferiores a los 90 kWh en el mes inmediato posterior.[31]*

- **Valor por comercialización:** Para el pliego tarifario del año 2021 este valor se mantiene en \$ 1,414, tanto para la tarifa residencial como la tarifa comercial, como se indica en la Tabla 5. 5. [30]

## 5.4. INDICADORES DE RENTABILIDAD FINANCIEROS A CONSIDERAR POR EL FUTURO

### PROSUMIDOR PARA LA INSTALACION DE UN $\mu SFV$ .

#### 5.4.1. Valor Actual Neto (VAN).

Es un criterio de inversión que ayuda a actualizar los ingresos y egresos de este proyecto de microgeneración Fotovoltaica en una edificación dentro de la Ciudad de Cuenca y así conocer cuánto se va a ganar o perder en esta inversión. Al contar con varias opciones de inversión dentro de este proyecto de tesis, el VAN servirá para determinar cuál de estos proyectos resulta rentable.[32]

$$VAN = -I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1+k)^t} = -I_0 + \frac{F_1}{(1+k)} + \frac{F_2}{(1+k)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+k)^n}$$

Donde:

$F_t$  son los flujos de dinero en cada periodo  $t$

$I_0$  es la inversión que se realiza en el momento inicial ( $t=0$ )

$n$  es el número de períodos de tiempo

# UCUENCA

k es el tipo de descuento o tipo de interés exigido a la inversión.

Los criterios de decisión para el VAN serán los siguientes:

- **VAN > 0:** El valor actualizado de los cobros y pagos futuros de la inversión, a la tasa de descuento elegida generará beneficios.
- **VAN = 0:** El proyecto de inversión no generará ni beneficios ni pérdidas, siendo su realización, en principio, indiferente.
- **VAN < 0:** El proyecto de inversión generará pérdidas, por lo que deberá ser rechazado.

## 5.4.2. Payback

Otro criterio importante a considerar es el Payback o plazo de recuperación que nos permitirá evaluar la inversión, definido como el período de tiempo requerido para recuperar el capital inicial de la inversión. Este criterio permitirá al prosumidor saber el número normalmente en años que se tardará en recuperar el dinero desembolsado al comienzo de la inversión. Si los flujos de carga son iguales todos los años la fórmula para calcular el payback será:[32]

$$Payback = \frac{I_0}{F}$$

Donde:

$I_0$  es la inversión que se realiza en el momento inicial.

F es el valor de los flujos de caja.

si estos flujos de caja no son iguales, es necesario ir restando de la inversión inicial los flujos de caja de cada período, hasta llegar al período donde se recupere la inversión.

$$Payback = a + \frac{I_0 - b}{F_t}$$

Donde:

$I_0$  es la inversión que se realiza en el momento inicial.

$F_t$  es el valor de los flujos de caja de cada año en que se recupera la inversión.

# UCUENCA

a es el número del periodo inmediatamente anterior hasta recuperar el desembolso inicial.

b es la suma de los flujos hasta el final del periodo «a»

el cálculo del payback tiene sus desventajas, la primera que no tiene en cuenta cualquier beneficio o pérdida que pueda surgir posteriormente al período de recuperación y la segunda que no tiene en cuenta la diferencia de poder adquisitivo a lo largo del tiempo (**inflación**).

### 5.4.3. Tasa Interna de Retorno

La tasa interna de retorno (TIR), será el indicador que revelará la tasa de interés o rentabilidad que ofrece la inversión en el proyecto. Esta expresada en porcentaje de beneficio o pérdida que tendrá la inversión dando una medida relativa de la rentabilidad. El criterio de selección del TIR, “k” es la tasa de descuento de flujos elegida para el cálculo de VAN. [32]

**Si  $TIR > k$ , el proyecto de inversión será aceptado.** En este caso, la tasa de rendimiento interno que obtenemos es superior a la tasa mínima de rentabilidad exigida a la inversión.

- **Si  $TIR = k$ , estaríamos en una situación similar a la que se producía cuando el VAN era igual a cero.** En esta situación, la inversión podrá llevarse a cabo si mejora la posición competitiva de la empresa y no hay alternativas más favorables.
- **Si  $TIR < k$ , el proyecto debe rechazarse.** No se alcanza la rentabilidad mínima que le pedimos a la inversión.

### 5.4.4. Tasa de Descuento

La tasa de descuento es el factor de actualización que implica traer el valor del dinero al presente, para ello se constituye mediante la capitalización de tasas referenciales, tasa pasiva que pertenece a la fuente de financiamiento propio referenciado a la tasa que establece la bolsa de valores, para acciones relacionadas con turismo, la inflación del país (análisis histórico), Riesgo País suministrados por el Banco Central del Ecuador[32] Para este proyecto se considera una tasa de descuento ponderada del 12%.



## 5.5. ANALISIS DE RENTABILIDAD PARA LA INSTALACION DE UN $\mu$ SFV EN EL CASCO URBANO DE LA CIUDAD DE CUENCA.

En la Tabla 5.7, se presentan los 4 escenarios de análisis que permitirán observar los pros y contras que el futuro prosumidor deberá estudiar al momento de querer ser parte de la microgeneración fotovoltaica tal y como la actual Regulación del Arconel- 003/18 lo propone.

Tabla 5. 7 Descripción general de Escenarios. Elaboración Propia.

ESCENARIO	TARIFA ELECTRICA UTILIZADA \$/kW-H	VALOR DE VATIO INSTALADO \$/W	COSTOS POR INSTALACIÓN \$
1	La indicada en el pliego tarifario vigente	A ser calculada	Calculados en base a proformas actuales de proveedores.
2	La indicada en el pliego tarifario vigente	1\$/W, según Wood Mackenzie	Calculados en base al valor de vatio instalado de 1\$/W
3	Se considera incentivos a la tarifa eléctrica actual	1\$/W, según Wood Mackenzie	Calculados en base al valor de vatio instalado de 1\$/W
4	Comparación con el mercado eléctrico español actual.		

En cada escenario se estudian y analizan los indicadores financieros descritos en la sección 5.4, estos escenarios presentarán diferentes horizontes enfocados en los costos de instalación, tarifas, posibles incentivos y propuestas según valores de \$/W obtenidos en estudios y proyecciones, como los de Wood Mackenzie. [27]. Para cualquiera de los escenarios se considera una tasa de descuento ponderada del 12%.

El período en años para cualquier escenario aquí planteado será el de 20 años, ya que actualmente los fabricantes de paneles solares ofrecen garantías del producto alrededor de ese número de años, lo cual es un valor razonable para evaluar el proyecto de microgeneración.

Para los escenarios 1 y 2 se asumen costos de tarifas eléctricas constantes, es decir que, durante el tiempo de evaluación de 20 años para el proyecto, los costos de tarifa no variarán, debido a que el costo de la tarifa eléctrica podría ser muy incierto en un futuro si tomamos en cuenta las siguientes consideraciones:

# UCUENCA

- Nuestro país siempre está sometido a cierta incertidumbre política y económica lo cual llevaría a que el Estado en algún momento no pudiese ejecutar grandes proyectos hidroeléctricos como por ejemplo el Proyecto Hidroeléctrico Santiago que tendrá una producción aproximada anual de 15.154 GW-hora al año de energía limpia y renovable.
- Al no ejecutarse grandes proyectos como el Hidroeléctrico Santiago en los próximos años, esto podría ocasionar que el Estado recurra a la energía térmica o en el peor de los casos a la compra de energía, lo cual daría como resultado una inminente elevación de las tarifas eléctricas.
- Así también en una atmósfera más positiva si los grandes proyectos que el Estado tiene por ejecutar se cumplieren, podría darse el caso de la reducción de las tarifas.

## 5.5.1 Escenario 1.

El Escenario 1, contempla los costos de instalación actuales, según proformas conseguidas en el mercado y costos de mantenimiento (Anexo 5.1 y 5.2, respectivamente), así también las tarifas eléctricas actuales del año 2021, según el pliego tarifario ecuatoriano.

Bajo estas condiciones los índices financieros son los que se indican en la Tabla 5.8, en donde se observa que, este escenario resulta conveniente para el Prosumidor Especial, en donde su VAN resulta positivo y su tasa de retorno TIR es mayor que la tasa ponderada del 12%, con un plazo de recuperación de la inversión en 7 años.

Tabla 5. 8 Costo de energía mensual según consumo de cada Estrato. Elaboración Propia.

PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$1.787	-15%	152
D	-\$1.907	-6%	41
C	-\$2.626	-3%	29
B	-\$3.303	-2%	24
A	-\$3.134	3%	15
A1	-\$1.814	8%	10
<b>Especial</b>	<b>\$2.445</b>	<b>14%</b>	<b>7</b>
Comercial	-\$3.445	-3%	27

Para el resto de prosumidores este escenario es poco optimista, ya que los costos de instalación debido al elevado precio de la tecnología como paneles e inversores, hace que el proyecto sea inviable, pues sus índices financieros son negativos. Bajo estas condiciones, la microgeneración

fotovoltaica para un balance neto, según lo que propone la actual Regulación, no es viable bajo ninguna circunstancia como se indica en las Figuras 5.1 y 5.2. Para mayor detalle referirse al Anexo 5.4.

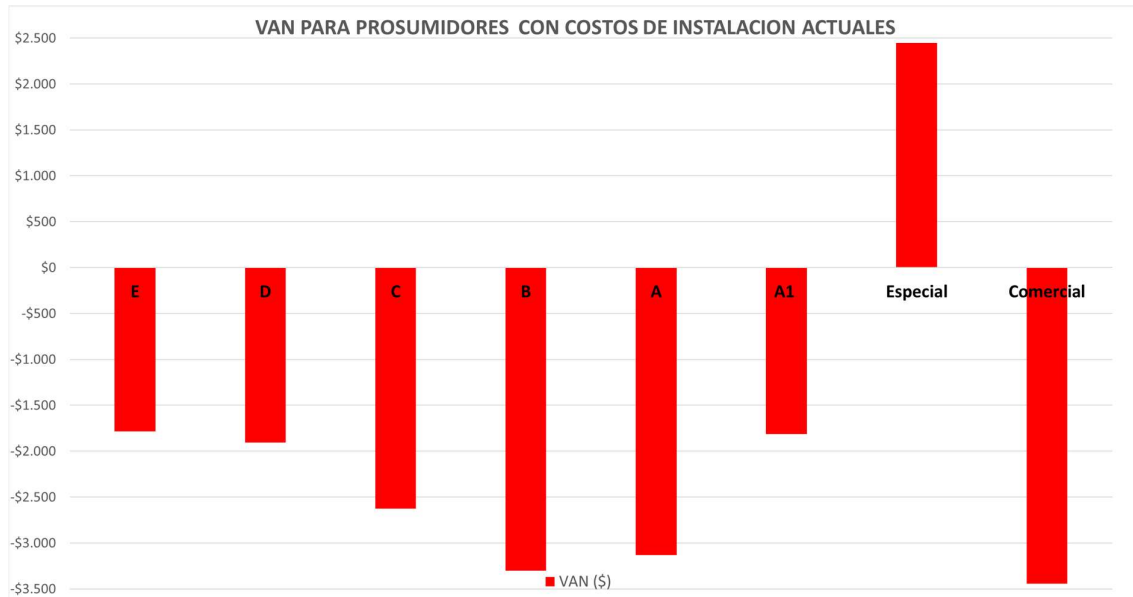


Figura 5. 1 VAN con costos de instalación 2021. Elaboración Propia.

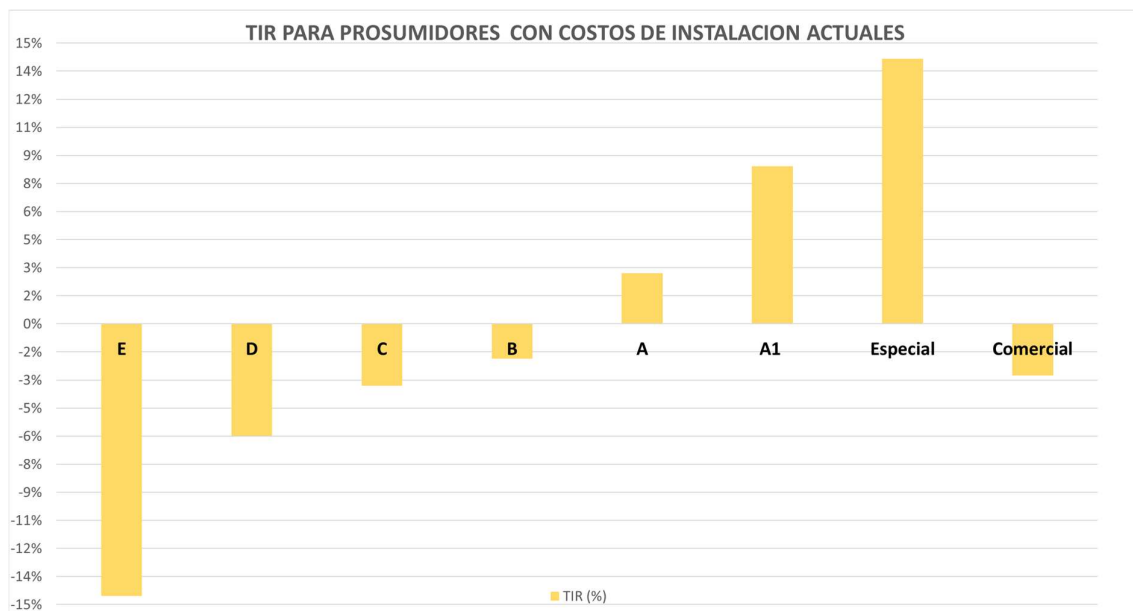


Figura 5. 2 TIR con costos de instalación 2021. Elaboración Propia.

## 5.5.2 Escenario 2.

El segundo escenario planteado es considerando el precio por vatio de 1 \$/W para el Ecuador en el año 2021, sugerido por Wood Mackenzie en su análisis de la Evolución del CAPEX, como se indicaba en la Tabla 5.1 al inicio de este capítulo.

Al tomar este valor de 1 \$/W sugerido y calcular teóricamente nuevos costos de instalación para las diferentes categorías de prosumidores, vemos que se obtienen costos muy por debajo de los calculados según precios actuales que se indicaron en la Tabla 5.2.

Asumiendo el valor de 1 \$/W para el prosumidor Especial, se obtiene una reducción en su costo de instalación de un 71.13% del calculado en la Tabla 5.2. En base a este porcentaje procedemos a disminuir proporcionalmente los costos de instalación para el resto de prosumidores, quedando los nuevos costos como se presentan en la Tabla 5.9.

Tabla 5. 9 Costos de instalación con 1 \$/W según Mackenzie. Elaboración Propia.

PROSUMIDOR	Costo de instalación \$, incluye IVA	# PANELES REQUERIDOS	POTENCIA DE PANEL W	Costo por vatio instalado \$/W – según Wood Mackenzie
E	1.336,5	1	420	1\$/W
D	1.661,2	2	420	
C	2.514,6	3	420	
B	3.380,2	5	420	
A	4.354,4	8	420	
A1	5.998,7	13	450	
ESPECIAL	12.600	28	450	

Con este planteamiento, se procede nuevamente al análisis de los índices financieros para evaluar la viabilidad del proyecto de microgeneración asumiendo costos de instalación más bajos, lo que indicaría que en este año 2021 la tecnología, como paneles e inversores pudiesen ser más accesibles, es decir menos costosos.

En la Tabla 5.10 se puede observar un panorama un poco más optimista para el Prosumidor A1 el cual ya presenta un valor positivo del VAN de \$621, una TIR del 14%, más alta que la tasa de descuento considerada con una recuperación de la inversión en 7 años.

Como era de esperarse las condiciones del Prosumidor Especial mejoraron sustancialmente a las obtenidas en la Tabla 5.8 del Escenario 1, teniendo un incremento hasta de tres veces el VAN y mejorando su TIR hasta el 21% muy por encima de la tasa de descuento, con 5 años para recuperar la inversión.

Para el resto de Prosumidores, si bien mejoran sus condiciones, el escenario aún sigue siendo pesimista, dejando únicamente a los Prosumidores A – B y C con una tasa de retorno positiva pero muy por debajo de la tasa de descuento y con años de recuperación de la inversión poco atractivos, como se indica en el Anexo 5.5.

Tabla 5. 10 Índices Financieros considerando 1 \$/W según Mackenzie. Elaboración Propia.

PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$1.244	-13%	108
D	-\$1.233	-3%	29
C	-\$1.605	0%	21
B	-\$1.930	1%	17
A	-\$1.367	7%	11
A1	\$621	14%	7
Especial	\$7.560	21%	5
Comercial	-\$3.445	-3%	27

### 5.5.3 Escenario 3.

En el tercer escenario se propone mantener los costos por instalación obtenidos en la Tabla 5.9 por el valor de 1\$/W y proponer incentivos a la tarifa eléctrica actual hasta encontrar un escenario óptimo para todos los prosumidores. Como resulta lógico este escenario no se intenta con los precios actuales de instalación porque definitivamente los resultados seguirían siendo poco viables.

Es así que, se inicia proponiendo un incentivo de 1 cent/kWh a la tarifa actual y se termina con un incentivo mucho más alto, de 10 cent/kWh.

En los resultados obtenidos con esta simulación se observa que, en el mejor de los casos, si existiese un incentivo de 10 ctvs. a la tarifa, el proyecto de microgeneración fotovoltaica bajo la condición de Balance Neto, termina incluyendo al Prosumidor B, con valores positivos como un VAN de \$107, una tasa de retorno TIR de 13%, apenas un poco superior a la tasa de descuento considerada del 12% y con un período de recuperación de 7 años.

Para los Prosumidores más pequeños C – D – E y Comercial, definitivamente no existe un escenario satisfactorio, pues sus índices financieros quedan muy por debajo de cualquier aspiración económica, siendo viable únicamente para consumidores que busquen aportar a la producción de energía limpia y ayudar a la protección ambiental.

Como era de esperarse, para los Prosumidores A – A1 y Especiales, la microgeneración fotovoltaica con Balance Neto, terminaría siendo una inversión muy atractiva, con valores del VAN muy convenientes y tasas de retorno TIR muy por encima de la tasa de descuento considerada. Claro está, todo esto considerando un escenario hipotético, donde la tecnología es más accesible y los precios de tarifas reciban incentivos elevados.

El detalle de todo este proceso de cálculo con incentivos a la tarifa, se encuentra en el Anexo 5.6

A continuación, en las Figuras 5.3 y 5.4 se puede observar la evolución del VAN calculado desde el escenario 2 hasta los diez casos que fueron simulados con valores de incentivos a la tarifa (escenario 3), donde claramente se ve la desventaja actual que tienen los prosumidores pequeños en comparación de los más grandes. De igual manera en las Figuras 5.5 y 5.6 se observa, en cambio, la evolución del TIR con los diez valores de incentivos a la tarifa eléctrica actual.

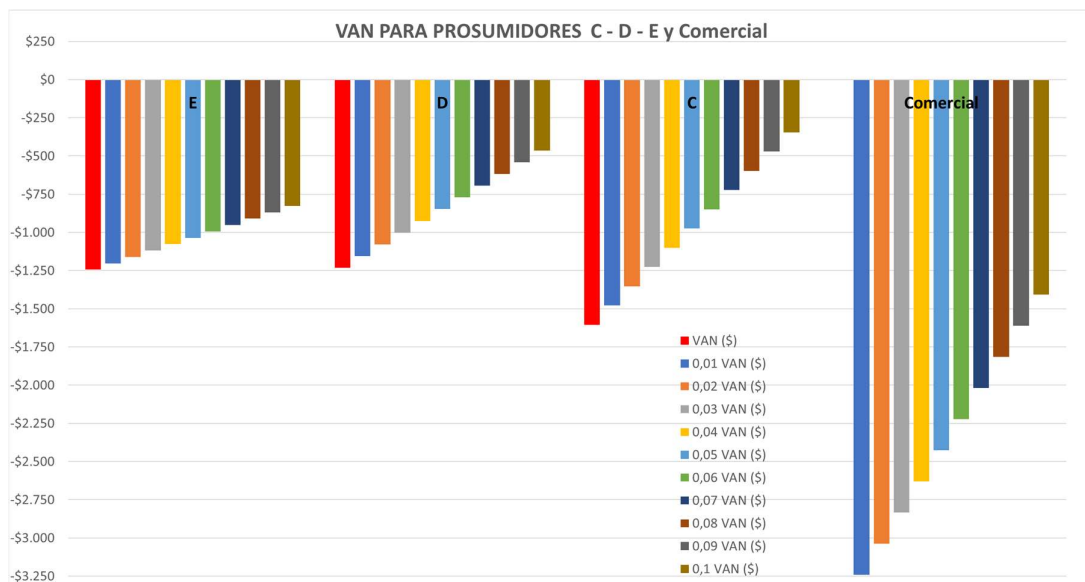


Figura 5. 3 VAN con incentivos en tarifa eléctrica para Prosumidores C – D – E - Comercial. Elaboración Propia.

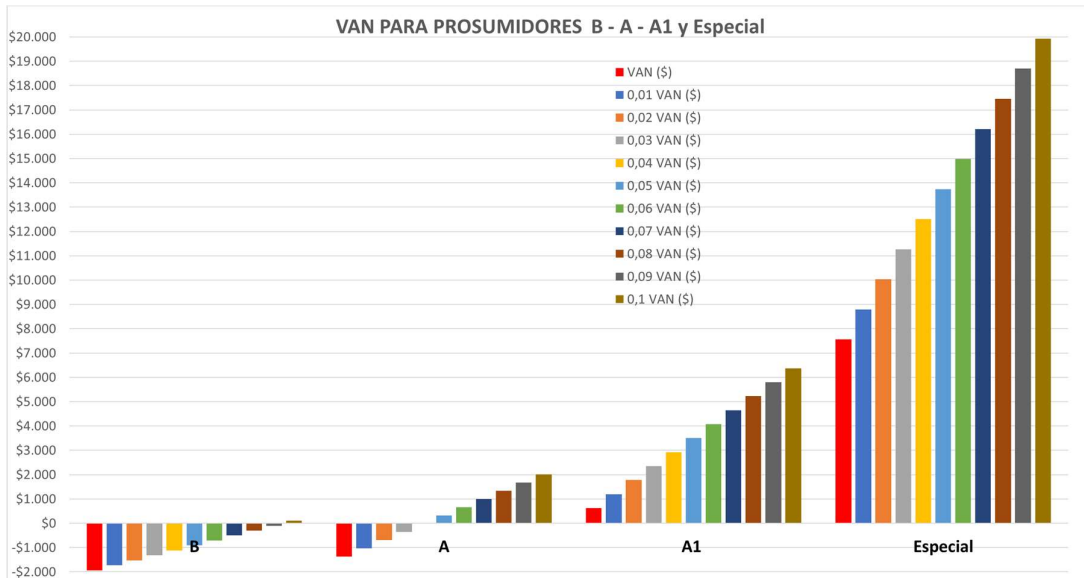


Figura 5. 4 VAN con incentivos en tarifa eléctrica para prosumidores B – A -A1 y Especial.  
Elaboración Propia

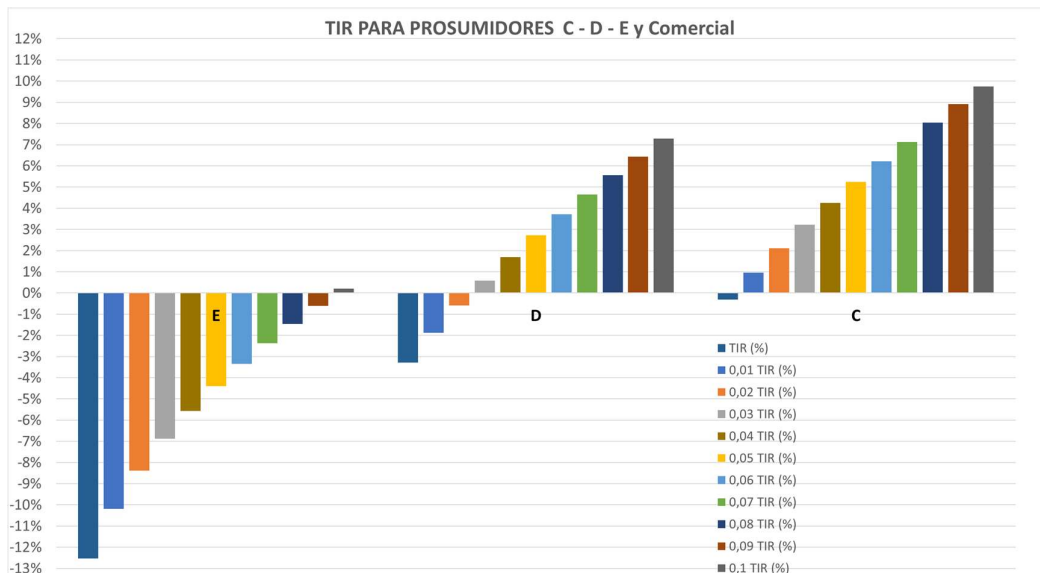


Figura 5. 5 TIR con incentivos en tarifa eléctrica para Prosumidores C – D – E - Comercial.  
Elaboración Propia.

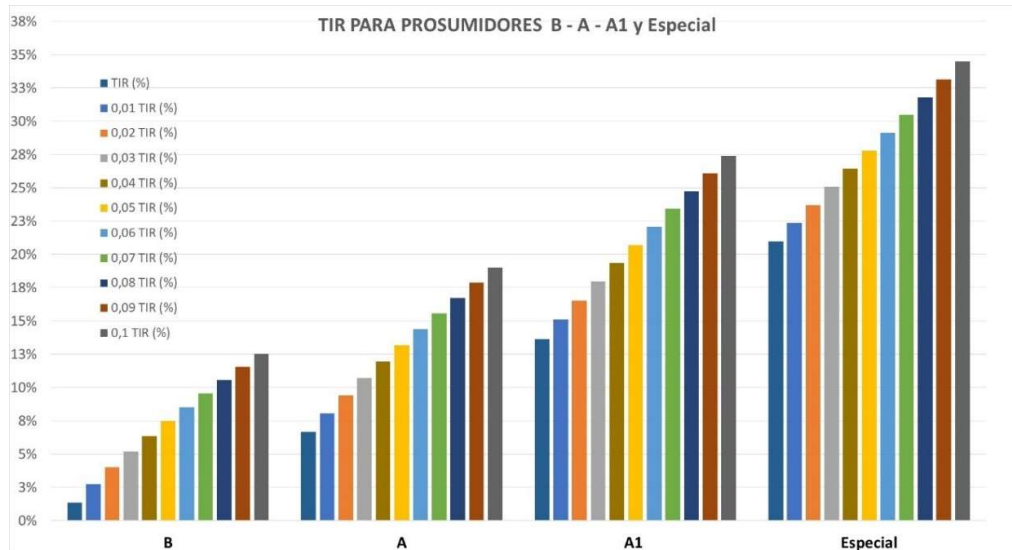


Figura 5. 6 TIR con incentivos en tarifa eléctrica para Prosumidores A – A1- Especial. Elaboración Propia.

Finalmente, en la Figura 5.7 se observa el comportamiento del PAYBACK en años para todos los escenarios. Para el caso de incentivos no se considera necesario incluir todos los valores estudiados, por lo que, se escogen el valor mínimo, medio y máximo de incentivo.

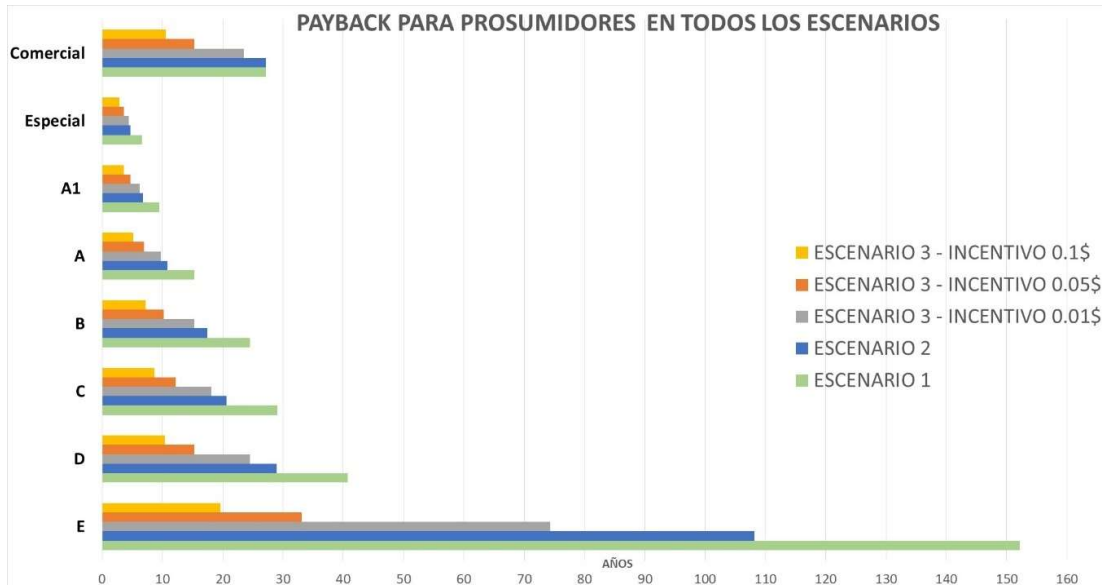


Figura 5. 7 PAYBACK para todos los escenarios en años. Elaboración Propia.

#### 5.5.4 Escenario 4.



España es un caso que merece especial atención al momento de analizar la microgeneración fotovoltaica, en donde la comercialización de la energía está liberada y su forma de venderla por diferentes empresas va desde paquetes diseñados según las necesidades del consumidor, o paquetes a precios fijos de tarifa que en promedio está entre los 0.14 y 0.19 €/kWh .[33], como se indica en la Tabla 5.11.

Tabla 5. 11 Precios de energía a precio estable en España octubre 2021. [33]

Precio kWh España con precio estable			
Tarifa	Energía 24h	Potencia Punta	Potencia Valle
Tarifa única Bulb	0,1595 €/kWh	0,0950 €/kWh día	0,0340 €/kWh día
One Luz Endesa	0,1739 €/kWh	0,0938 €/kWh día	0,0126 €/kWh día
Luz Siempre TotalEnergies	0,1879 €/kWh	0,0998 €/kWh día	0,0998 €/kWh día
Tarifa Online Repsol	0,1399 €/kWh	0.0682 €/kWh día	0,0682 €/kWh día
Precios sin impuestos, con descuentos aplicados			

También existen empresas comercializadoras que buscan comprar al prosumidor el excedente de energía fotovoltaica a un valor promedio que oscila en el mercado de 0.07 €/kWh.

Todo esto se debe a que España en el 2019 mediante el Real Decreto RD 244/2019 que hace referencia al autoconsumo fotovoltaico, introduce nuevos cambios que incentivan este tipo de producción de energía solar. Entre los principales cambios a este decreto se puede mencionar los siguientes: [33]










- Se eliminan las tasas en la generación fotovoltaica. Esto es debido a la derogación del Impuesto al sol, que gravaba el autoconsumo eléctrico.
- Nueva compensación de excedentes: si los paneles solares generan más energía de la consumida, ésta es vertida a la red eléctrica y las comercializadoras descuentan esa energía de la factura.
- Se permite el autoconsumo compartido: las comunidades de vecinos y asociaciones pueden generar su propia electricidad.

- Se eliminan los límites de potencia: anteriormente, se podía instalar una potencia fotovoltaica igual o inferior a la potencia contratada. Desde la aplicación del RD 244/2019 no hay límite en la instalación de potencia.
- Producción de terceros: se permite el alquiler de tejados para que terceros generen electricidad y se compartan los beneficios.

Muy contrario a lo que parece, a pesar de que España ha incentivado la microgeneración fotovoltaica, los precios en el mercado con respecto a la tecnología y la mano de obra por instalación son similares a los del Ecuador, es decir igual de costosos, la única diferencia radica en el poder adquisitivo de un español promedio con el de un ecuatoriano y por supuesto a los incentivos que el Estado español da a los prosumidores.

En la Tabla 5.12, se indican unas proformas solicitadas a Solarplus, una empresa dedicada a la energía solar, y que se podría solicitar a cualquier otra empresa en el negocio de las fotovoltaicas, pues muy al contrario de lo que implica conseguir esta información en el Ecuador, en España existe en la red asesoramiento gratuito y en gran cantidad para el ciudadano que muestre interés por este tema.[34]

Tabla 5. 12 Costos de instalación 2021 en España. [34]

Paneles Solares 		Inversor 	Paneles Solares 		Inversor 	Paneles Solares 		Inversor 
<b>Material</b>			<b>Material</b>			<b>Material</b>		
Salida de paneles solares		2,2 kWp	Salida de paneles solares		2,3 kWp	Salida de paneles solares		2,2 kWp
Paneles Solares			Paneles Solares			Paneles Solares		
Tipo de panel solar		Policristalino	Tipo de panel solar		Monocristalino	Tipo de panel solar		Monocristalino
8 x Jinko EAGLE JKM275PP-60		€1447	7 x Q.Cells Q.PEAK DUO-G5 330		€2252	6 x LG NeON@2 365 W		€3803
Garantía del producto		10 años	Garantía del producto		12 años	Garantía del producto		25 años
Garantía del rendimiento		80.7% después 25 años	Garantía del rendimiento		85% después 25 años	Garantía del rendimiento		88.4% después 25 años
kWh después 25 años		49 mWh	kWh después 25 años		53 mWh	kWh después 25 años		51 mWh
Superficie requerida		13.37 m <sup>2</sup>	Superficie requerida		11.79 m <sup>2</sup>	Superficie requerida		10.36 m <sup>2</sup>
Peso de la instalación		152 kg	Peso de la instalación		131 kg	Peso de la instalación		111 kg
Inversor			Inversor			Inversor		
Delta H2.5 Flex (2.5 KW)		€659	SMA Sunny Boy 2.0 (2 KW)		€783	SolarEdge SE2200H (2.2 KW)		€797
Power Optimizers:						Power Optimizers:		€363
Otros materiales			Otros materiales			Otros materiales		
Cables, material de construcción		€629	Cables, material de construcción		€590	Cables, material de construcción		€551
Horas de trabajo			Horas de trabajo			Horas de trabajo		
Techador, Electricista		€387	Techador, Electricista		€339	Techador, Electricista		€290
Total			Total			Total		
€1,69/Wp		€3320	€2,06/Wp		€4198	€3,03/Wp		€6043
<b>Ahorro</b>			<b>Ahorro</b>			<b>Ahorro</b>		
Antigua factura de electricidad		€480	Antigua factura de electricidad		€480	Antigua factura de electricidad		€480
Nueva factura de electricidad 		€168	Nueva factura de electricidad 		€168	Nueva factura de electricidad 		€168
Ahorro			Ahorro			Ahorro		
Anualmente		€312	Anualmente		€312	Anualmente		€312
<b>Conclusión</b>			<b>Conclusión</b>			<b>Conclusión</b>		
Período de recuperación			Período de recuperación			Período de recuperación		
€3320 / €312		8.8 años	€4198 / €312		11.1 años	€6043 / €312		16.0 años
Ahorro			Ahorro			Ahorro		
Después de 25 años		€5056	Después de 25 años		€4331	Después de 25 años		€2806

Como se puede apreciar, el costo de la tecnología es alto, pero comparándolo con un PROSUMIDOR TIPO B de nuestro estudio, que tiene un payback de 24 años (escenario 1) y con todos los índices financieros en su contra, el período de recuperación español oscilaría entre 8.8 y 16 años y con valores de ahorro mucho más altos que en el caso ecuatoriano.

Como punto final de comparación, si se considera los costos de instalación calculados en la Tabla 5.3 para el prosumidor ecuatoriano y colocamos el valor hipotético de la tarifa de 0,19ctv/kWh (considerando un valor medio de lo que cobraría el prosumidor español) se tendría el siguiente escenario, indicado en la Tabla 5.13, en donde los índices financieros resultan más optimistas para los prosumidores más pequeños.

Al considerar el valor de tarifa de 0,19ctv/kWh, se está considerando un caso hipotético en que el estado Ecuatoriano liberara el costo de la tarifa eléctrica y se pudiese comercializar con su valor real es decir libre de subsidios.

*Tabla 5. 13. Indicadores económicos considerando costos por instalación según el mercado ecuatoriano y un costo de tarifa hipotético según el mercado español.*

PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$1.374	-3%	28
D	-\$1.161	3%	15
C	-\$1.429	5%	13
B	-\$1.449	7%	11
A	-\$257	11%	8
A1	\$1.725	15%	6
Especial	\$4.807	16%	6
Comercial	-\$1.449	7%	11

## CAPITULO 6:

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1. CONCLUSIONES

- Que exista una normativa en el Ecuador para incentivar la microgeneración fotovoltaica, resulta positivo y es un buen inicio para la introducción de nuevas fuentes energéticas para una generación limpia en el país.
- Actualmente existe poca difusión por parte del Estado hacia la población sobre las normativas existentes para la introducción de la microgeneración fotovoltaica, ya que su conocimiento está limitado a quienes se desenvuelven en el sector eléctrico del país.
- En la actualidad, la capacidad de generación fotovoltaica en el país es mínima y está lejos de alcanzar los Objetivos de Desarrollo Sostenible, específicamente el ODS7, en el sentido de garantizar una energía moderna (que no sea la hidráulica) y de aumentar la energía procedente de fuentes renovables como la solar fotovoltaica.
- Sin lugar a dudas, la implementación de la microgeneración fotovoltaica en el casco urbano no solo en la ciudad de Cuenca, sino en el resto del país, terminaría siendo un gran aporte a nuestro medio ambiente, gracias las Emisiones de CO2 NO EMITIDAS, que se evitarían al introducir de manera masiva este tipo de tecnología para la producción de energía.
- El resultado obtenido en el presente estudio, para el Potencial Fotovoltaico de la Ciudad de Cuenca, bajo condiciones de Balance Neto, nos refleja un valor de 137,1 MW, lo cual constituye un Estimado de Potencial, que siempre podrá ser mejorado, si se realiza el levantamiento de más muestras como la que se usa para este estudio, por diferentes sectores de la ciudad.
- La muestra aquí utilizada refleja un sector típico del casco urbano de la ciudad de Cuenca y su valor de potencial fotovoltaico obtenido manifiesta que la muestra estudiada es capaz de autoabastecerse mediante la microgeneración fotovoltaica bajo condiciones de Balance Neto.

# UCUENCA

- La muestra también indica que Cuenca tendría el potencial para convertir su sector urbano en un “gran huerto solar”, excluyendo al Centro Histórico y sus edificaciones Patrimoniales, que por cuestiones antes mencionadas no podrían aprovechar al 100% sus cubiertas. El resto del casco urbano si lo podría hacer, pues las cubiertas de las edificaciones en su mayoría se prestan para estas condiciones, como lo indica la Tabla 3.12 donde el 81% de las viviendas de la muestra, tienen las condiciones idóneas para la instalación de paneles solares.
- Todos los análisis se han realizado considerando los días laborables de cada consumidor, por lo que, los resultados aquí obtenidos podrían variar de cierta manera si se consideraran los fines de semana o días festivos en donde el comportamiento de la carga es diferente; aun así, se espera que este factor no desvíe de manera importante los resultados que en este estudio se ha obtenido.
- El Software OpenDSS, permitió ver claramente el comportamiento de la microgeneración por estrato de consumo, concluyendo de esta manera, que esta herramienta de análisis, fue de gran utilidad para conseguir los objetivos planteados en esta tesis.
- Técnicamente la sustentabilidad energética bajo condiciones de balance neto es posible y aplicable para todos los estratos de consumo existentes en la ciudad, excepto aquellos que presenten inconvenientes físicos en sus edificaciones como falta de espacio o afectación de sombras.
- Si bien existe la factibilidad técnica y física para el autoabastecimiento energético en las edificaciones de la ciudad de Cuenca, independiente de su estrato, los índices financieros demuestran que para los prosumidores medianos y pequeños la microgeneración fotovoltaica no es una opción a seguir, debido a los costos actuales de la tecnología para generar energía fotovoltaica.
- La microgeneración fotovoltaica, tal y como lo propone la Regulación del ARCONEL vigente en el país, resulta poco viable y poco favorable económicamente para la mayoría de los pequeños usuarios residenciales y/o comerciales que busque participar como microgenerador.
- En sí, la microgeneración fotovoltaica, bajo las condiciones actuales de balance neto, resulta atractiva para potenciales prosumidores con altos consumos mensuales de energía, específicamente para prosumidores de estrato A, A1 y Especiales.

# UCUENCA

- Al comparar los costos de instalación en Ecuador (\$/W) con los de España, por ejemplo, se encuentran que son similares, es decir, en Europa la tecnología fotovoltaica al año 2021 no es menos costosa, pero con la ventaja de que España cuenta con un Mercado Eléctrico completamente desregularizado en donde el comercio de la energía se ofrece por paquete a conveniencia del usuario.
- Otra ventaja del mercado español es la liberación de impuestos a la generación fotovoltaica, permitiendo la microgeneración sin restricciones y no únicamente para el autoconsumo bajo condiciones de balance neto. Así, el prosumidor español puede vender sus excedentes a cualquier comercializadora de energía consiguiendo un costo promedio de hasta 7ctvs de euro por kWh. Todo lo contrario, como lo dicta actualmente la Regulación ecuatoriana vigente en el país, que únicamente permite acumulación de créditos energéticos hasta por dos años, lo cual para prosumidores pequeños y medianos no significa monetariamente algo sustancial.

## 6.2. RECOMENDACIONES

- Resultaría estratégico que las empresas eléctricas distribuidoras que también están encargadas de la comercialización de la energía, creen planes y estrategias (como lo fueron en su momento el plan de difusión de focos ahorradores o el de la cocina de inducción), para empezar a difundir las nuevas normativas existentes en el Ecuador para crear interés en el ciudadano.
- Técnicamente la gran parte de los actuales consumidores desde el más pequeño al más grande podrían ser sustentables energéticamente e inclusive, en el mejor de los casos aportar a la red de distribución, aunque en pequeñas cantidades, pero si esta condición llegara a masificarse, estas pequeñas cantidades podría convertirse en un valor energético apreciable.
- De igual manera, si bien la producción de energía fotovoltaica para la ciudad de Cuenca fue estimada de manera preliminar, es posible mejorar la estimación si se realiza un muestreo más intensivo en la ciudad. Esta ciudad está conformada también por sectores distintos a los de la muestra aquí tomada, como por ejemplo el sector de Chaullabamba donde sus viviendas son amplias, en su mayoría unifamiliares y con grandes espacios. Por lo que se recomienda extender el estudio a este tipo de sectores.
- Si bien del Geoportal de Centrosur se pudo obtener las cantidades de usuarios por tipo de consumo de manera independiente, al momento que el consumidor se convierte en prosumidor, éste puede estar conformado por uno o varios usuarios con diferente tipo de consumo. Es por eso que se insiste en que un muestreo más intensivo dentro de la ciudad, podrá dar valores de producción de energía fotovoltaica y de potencial más precisos.
- La actual Regulación no discrimina al usuario por su consumo y de manera general a todos los interesados impone los mismos requisitos para poderse conectar a la red. Uno de ellos es, por ejemplo, la realización de un estudio técnico aprobado por la distribuidora local. Si bien los índices financieros son poco favorables para prosumidores medianos y pequeños, hay que tener en cuenta que, en los costos de instalación para todos los prosumidores, los precios de consultoría no están incluidos pues, de ser así, estos índices empeorarían en especial para los pequeños y medianos prosumidores.



# UCUENCA

- La Regulación no ofrece incentivos a los interesados en participar por la microgeneración fotovoltaica. Un incentivo importante podría ser la eliminación de aranceles para la importación de la tecnología fotovoltaica principalmente de los paneles e inversores.
- Un incentivo a la tarifa eléctrica, también podría ayudar a que el interés por la microgeneración fotovoltaica, bajo condiciones de balance neto, aumente por parte del usuario. Aunque en el escenario 3 se ha constatado que, si no se reducen los costos de la tecnología que encarecen los de instalación, estos incentivos a la tarifa no serían de gran ayuda.
- Para la inclusión de consumidores pequeños y medianos en la microgeneración fotovoltaica, una opción podría ser considerar las comunidades energéticas o también conocidas como cooperativas o barrios energéticos, los cuales han tenido gran éxito en países europeos como España y Alemania, por ejemplo, las mismas que han servido para proporcionar un acceso justo y fácil a recursos locales de energía renovable.
- Hay que considerar que los futuros Prosumidores, no solo que contribuirían con energía a la red, sino que también su consumo será menor desde la red eléctrica, razón por la cual, el Estado en sus políticas energéticas, podría considerar a los nuevos Prosumidores dentro de la Tarifa de la Dignidad y exonerarlos de esta manera del cobro del subsidio cruzado que realiza la distribuidora de energía a todos los clientes con consumos superiores a los 90kWh.
- La actual Regulación, durante su tiempo de existencia, ha tenido pocos cambios en su estructura original (incremento en la capacidad nominal de 100 a 300KW), pero en sí las reglas para el ciudadano que pueda estar interesado en la microgeneración siguen siendo las mismas, pareciendo restrictivas y complicadas para el ciudadano común dando como resultado la falta de interés por este tipo de proyecto. La inexistencia de incentivos y la falta de difusión de esta Regulación es un problema emergente y termina siendo de vital importancia la creación de nuevas normativas o una modificación *significativa* de la actual Regulación que faciliten el camino hacia la sustentabilidad, utilizando energía fotovoltaica.

## BIBLIOGRAFÍA.

- [1] ARCONEL, "PROYECTO DE REGULACIÓN: MARCO NORMATIVO PARA LA PARTICIPACIÓN DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA," 2020. [Online]. Available: [www.regulacionelectrica.gob.ec](http://www.regulacionelectrica.gob.ec)
- [2] ARCONEL, "REGULACION Nro. ARCONEL - 003/18 EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACION Y CONROL DE ELECTRICIDAD - ARCONEL," 2018.
- [3] CENACE, "Informe Anual 2020 - Parte 1," 2020.
- [4] CENACE, "Informe Anual 2019 - parte 1," 2019.
- [5] E. F. Zalamea-León, J. D. Mena-Campos, M. S. Moscoso-Cordero, E. A. Barragán-Escandón, and P. Méndez-Santos, "Architectural perspectives and photovoltaic roofs in heritage urban contexts," *Architecture, City and Environment*, vol. 13, no. 38, pp. 185–210, Oct. 2018, doi: 10.5821/ace.13.38.5369.
- [6] IEA and International Energy Agency, "Renewables 2020 Analysis and forecast to 2025."
- [7] Naciones Unidas, "La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe," 2018. [Online]. Available: [www.cepal.org/es/suscripciones](http://www.cepal.org/es/suscripciones)
- [8] E. Fernando Durán, "La Generación Distribuida: Retos frente al Marco Legal del Mercado Eléctrico Ecuatoriano," 2020.
- [9] O. N. Mata, D. Ortiz Villalba, and R. Palma---Behnke, "MICRORREDES EN LA RED ELÉCTRICA DEL FUTURO--CASO HUATACONDO," 2013.
- [10] <https://www.diariorenovables.com/>, "Tipos de autoconsumo eléctrico y balance neto," 2016.
- [11] <http://www.swhgroup.eu/sp-net-metering.html>, "Cómo funciona el NET METERING," 2021, 2021.
- [12] Ministerio de energía Chileno, "Ley 21118 MODIFICA LA LEY GENERAL DE SERVICIOS ELÉCTRICOS, CON EL FIN DE INCENTIVAR EL DESARROLLO DE LAS GENERADORAS RESIDENCIALES," 2018.
- [13] <https://www.cambioenergetico.com/blog/autoconsumo-solar-espana-vs-europa/>, "LA NORMATIVA DE AUTOCONSUMO ESPAÑOLA FRENTE A OTROS PAÍSES EUROPEOS," 2019.
- [14] Asamblea Nacional, "Ley Orgánica del Servicio Púyblico de EnergíaEléctrica," 2015.
- [15] Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, "Plan Estratégico Institucional 2019-2021," 2019.
- [16] Decreto Ejecutivo 856, "REGLAMENTO A LEY ORGANICA DEL SERVICIO PUBLICO DE ENERGIA ELECTRICA," 2019. [Online]. Available: [www.lexis.com.ec](http://www.lexis.com.ec)
- [17] CENACE, "ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA Corporación para la Investigación Energética," 2008.

- [18] G. J. Delgado Orellana and M. L. Orellana Samaniego, “ESTIMACIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR GLOBAL DIARIA EN EL CANTÓN CUENCA MEDIANTE LA APLICACIÓN DEL MODELO BRISTOW & CAMPBELL,” 2015.
- [19] CENTROSUR and Dirección de Planificación, “Perfiles Unitarios de Clientes,” Cuenca, 2020.
- [20] CENTROSUR, “Clientes Centrosur - Cuenca ,” 2020.
- [21] ELECAUSTRO and Dirección de Planificación, “Análisis de Radiación Solar Histórica,” 2020.
- [22] SUNWAYSOLAR, “<https://es.sunwaypv.com>,” 2020.
- [23] M. R. PhD. Peláez Samaniego and J. L. PhD. Espinoza Abad, *ENERGIAS RENOVABLES EN EL ECUADOR*. 2015.
- [24] Leal Parra José, “Manual de uso del programa OpenDSS para el curso de distribución y transmisión de potencia,” 2016.
- [25] CENACE, “factor\_de\_emision\_de\_co2\_del\_sistema\_nacional\_interconectado\_de\_ecuador\_-\_informe\_2019”.
- [26] Mejía Eliana López, “Evaluación de proyecto de inversión: viabilidad financiera de la generación de energía fotovoltaica por medio de un huerto solar en Pereira,” 2017.
- [27] Gracia de Fonseca Leila, Parikh Manan, and Manghani Ravi, “BID Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina,” 2019.
- [28] Irena, *Renewable Power Generation Costs 2020*. 2021. [Online]. Available: [www.irena.org](http://www.irena.org)
- [29] SOLERGY ECUADOR CIA. LTDA, *SOLERGYECUADOR*. Battlefront Miniatures Ltd, 2013.
- [30] Dirección de Regulación Económica y Tarifas del Sector Eléctrico, “PLIEGO TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA PERIODO: ENERO-DICIEMBRE 2021 INFORME INSTITUCIONAL,” 2021.
- [31] CENTROSUR, “Facturación y Pagos Centrosur,” <https://www.centrosur.gob.ec/facturacion-y-pagos/#1537291254938-efa1f919-eb4a>, 2021.  
<https://www.centrosur.gob.ec/facturacion-y-pagos/#1537291254938-efa1f919-eb4a> (accessed Oct. 24, 2021).
- [32] Ramirez Pedro, “Indices financieros,” 2021. <https://economia3.com/van-tir-concepto-diferencias-como-calcularlos/> (accessed Oct. 25, 2021).
- [33] Tarifasgas luz, “Normativas sobre placas solares, compensación y trámites,” 2021. <https://tarifasgasluz.com/autoconsumo/normativa> (accessed Oct. 25, 2021).
- [34] solarplus, “Guía completa sobre las placas solares, precios y fabricantes en 2021,” 2021. <https://solarplus.es/> (accessed Oct. 25, 2021).

**ANEXO 1**  
**Regulación ARCONEL – 003/18**

## 1. Requisitos para tramitar la autorización de conexión, instalación y operación de consumidores con $\mu SFV$

- **Factibilidad de conexión:** Previo a la conexión del  $\mu SFV$ , el consumidor deberá solicitar a la distribuidora la factibilidad de conexión a la red de distribución, indicando cuál es la capacidad máxima a instalarse del  $\mu SFV$ . Esta factibilidad deberá considerar aspectos técnicos como la corriente de cortocircuito, regulación de voltaje y capacidad de corriente del alimentador de bajo y/o medio voltaje.

La empresa distribuidora tendrá un plazo máximo de 10 días laborables posteriores a la recepción de la solicitud, realizara los análisis que permitan si es posible la conexión, este documento tendrá una vigencia de 3 meses a partir de la recepción por parte del interesado para presentar la solicitud de conexión.

- **Requisitos:** los requisitos adjuntos a la solicitud serán los siguientes:
  - Última factura de pago del servicio eléctrico.
  - Factibilidad de conexión vigente.
  - Memoria técnica. Los detalles de los estudios e información a presentar, se indican en el Anexo 1, numeral 5.2 de la Regulación.

## 2. Procedimiento para tramitar la conexión, instalación y operación del $\mu SFV$

- Con respecto a la **conexión**, los consumidores y las empresas de distribución deberán sujetarse a un procedimiento, en el cual se tendrá que dar cumplimiento a las solicitudes, requisitos y plazos (que se indican a detalle en el numeral 7, puntos 1,2,3,4 y 5) previos a una entrega por parte del consumidor de un cronograma de ejecución del proyecto con fechas de pruebas y entrada en operación del  $\mu SFV$ . La fecha de inicio del cronograma se coordinará entre el consumidor y la distribuidora, una vez notificada la autorización de instalación y operación del  $\mu SFV$  por parte del ARCONEL.

Una vez recibido y avalado el cronograma, la empresa de distribución tendrá el plazo de 8 días para emitir su informe de aprobación del proyecto y emitir al consumidor el documento de conexión del  $\mu SFV$ .

- Con relación a la **instalación**, una vez la empresa distribuidora ha emitido la autorización de conexión, solicitará en un plazo máximo de dos días a la ARCONEL, la autorización para la instalación y operación como consumidor con  $\mu SFV$ , mediante formulario del Anexo 3

de la regulación [2]. La ARCONEL, de no tener objeciones, emitirá dicha autorización y comunicará a la empresa distribuidora y al consumidor en un plazo de 8 días.

Con la autorización emitida por el ARCONEL, el consumidor deberá iniciar la instalación del  $\mu SFV$ , cumpliendo con el cronograma que fue presentado y avalado por la empresa distribuidora.

- a) Luego de superadas las pruebas técnicas que considere la empresa, en un plazo de 2 días, la empresa distribuidora procederá a verificar que el  $\mu SFV$  cumpla con las normas técnicas vigentes a la fecha.
  - b) Dentro del mismo plazo de 2 días procederá a la colocación de sellos en el sistema de medición que registrará la energía consumida y entregada en caso de tener excedentes a la red de distribución.
  - c) Suscribir e un plazo máximo de quince días, el nuevo contrato de suministro como consumidor con  $\mu SFV$  conforme al modelo del Anexo 4 de la regulación [2].
- Para la **operación**, con la suscripción del contrato de suministro se inicia la operación del  $\mu SFV$  y el vínculo técnico – comercial entre la empresa distribuidora y el consumidor.

Es responsabilidad del consumidor la operación y mantenimiento de las instalaciones y equipamiento del  $\mu SFV$ .

### 3. Control del proceso de autorización de conexión, instalación y operación del $\mu SFV$ .

- La empresa distribuidora deberá incluir en su portal web, un espacio para atención de los trámites de los consumidores que soliciten la conexión, instalación y operación del  $\mu SFV$  (el detalle de la información que debe contener este espacio web, se puede revisar el numeral 8 de la regulación, apéndice 1).
- Este portal web debe ser accesible para instituciones del sector eléctrico y público en general.
- La empresa distribuidora según el Anexo 5 de la regulación emitirá en forma anual información al ARCONEL información sobre los consumidores que suscribieron un contrato de suministro.
- De manera trimestral, la distribuidora informara a la ARCONEL, las solicitudes que no fueron tramitadas en ese período, de no proporcionar esta información al ARCONEL se aplicaran sanciones que corresponden en función de los Títulos Habilitantes y la LOSPEE.

## 4. Causales para la desconexión del $\mu SFV$

La empresa podrá dejar sin efecto la conexión previa la operación del  $\mu SFV$ , en los siguientes casos:

- a. Por decisión propia del consumidor;
- b. Incumplimiento injustificado de la fecha de pruebas y entrada en operación, determinado en el cronograma.
- c. Incumplimiento de las recomendaciones y demás requerimientos técnicos efectuados por la empresa de distribución, antes de la entrada en operación.
- d. No permitir efectuar las inspecciones al  $\mu SFV$  al personal de la empresa de distribución, antes de la entrada en operación.

La empresa distribuidora podrá desconectar el  $\mu SFV$  en etapa de operación:

- a. Por decisión propia del consumidor;
- b. Por terminación del plazo de operación establecido en el contrato de suministro.
- c. Incumplimiento de las recomendaciones y demás requerimientos técnicos efectuado por la empresa de distribución.
- d. No permitir efectuar las inspecciones al sistema de medición al personal de la empresa de distribución.
- e. Por realizar cambios significativos al sistema fotovoltaico, como la ampliación de la capacidad nominal instalada inicial del proyecto sin previa autorización de la empresa distribuidora.
- f. Manipulación e intervención del sistema de medición, previa comprobación.
- g. Cuando el consumidor cambie su condición a usuario no regulado.
- h. Comercializar energía a terceros.

## 5. Consumidores con $\mu SFV$ que no deseen conectarse a la red

Los consumidores con  $\mu SFV$ , cuyo funcionamiento sea únicamente para autoconsumo, y que no trabajen en sincronismo con la red de distribución, no estarán sujetos a las condiciones establecidas en la presente regulación.

## 6. Calidad del producto

Los parámetros técnicos de los consumidores  $\mu SFV$ , en el punto de conexión al sistema de distribución, serán los señalados en la Regulación de Distribución.

## 7. Condiciones para la conexión del consumidor con $\mu SFV$ a la red

Según el informe técnico de aprobación emitido por la distribuidora, el consumidor tendrá la responsabilidad de la instalación de todos los equipos de conexión, supervisión, protección y del  $\mu SFV$ , para esto deber observar lo indicado en el Anexo 2 de la regulación.

### 7.1 Sistema de Medición.

- La empresa distribuidora será la encargada de la adquisición, calibración inicial e instalación del equipo de medición.
- El consumidor deberá cancelar el diferencial del costo del equipo de medición en relación con el que la empresa distribuidora instalaría a un usuario de esa categoría sin  $\mu SFV$ , el pago será saldado en la primera factura de consumo.
- En caso de que se dé de baja el suministro, el medidor pasa a ser propiedad de la empresa distribuidora.
- La distribuidora instalara el equipo de medición según el Anexo 2 de la regulación.
- El consumidor  $\mu SFV$  es responsable del correcto mantenimiento del equipo de medición.
- El proceso de medición deberá sujetarse a lo establecido en la Regulación de Distribución.

### 7.2 Ubicación del punto de medición.

Su ubicación será conforme a los diseños aprobados por la empresa de distribución, tomando en cuenta que debe existir la facilidad de toma de lecturas mensuales y de actividades de control.

Cualquier cambio de la ubicación del medidor instalado, será necesario el conocimiento y aprobación.

### 7.3 Procedimiento en caso de fallas de funcionamiento o errores de medición.

- En caso de existir fallas en los equipos de medición, se deberá hacer la respectiva notificación ya sea del consumidor a distribuidora o viceversa.
- El plazo máximo para solventar fallas será de 48 horas en caso de no requerirse reemplazo de equipos caso contrario serán, para el medidor 60 días y otro equipamiento 10 días.
- Para efectos de liquidación y facturación se utilizará el valor equivalente al promedio del registro histórico de consumos y excedentes entregados en los seis meses inmediatamente anteriores.



## 8. Obligaciones del consumidor $\mu SFV$

- Participar y prestar todas las facilidades para el cumplimiento de los procedimientos de verificación, intervención y sellado de los equipos de medición.
- Permitir la verificación planificada o a petición del distribuidor del  $\mu SFV$  y los equipos de medición, según lo establecido en la presente regulación.
- llevar un programa periódico de mantenimiento del  $\mu SFV$  y del medidor, según las recomendaciones de los fabricantes.
- Velar por los sellos de seguridad, los parámetros internos de programación del sistema de medición, así como la información residente en éste.
- Reportar oficialmente a la empresa de distribución cualquier anomalía que observe sobre los equipos de medición en un plazo máximo de 24 horas.
- Conservar la documentación técnica original del  $\mu SFV$  y demás información relativa a su participación como consumidor con  $\mu SFV$ .

## 9. Obligaciones de la Empresa Distribuidora

Con base en la aplicación de la presente Regulación, la distribuidora tiene las siguientes responsabilidades:

- Adquirir, calibrar e instalar el sistema de medición.
- Supervisar el correcto funcionamiento del sistema de medición, según los procedimientos propios de la distribuidora.
- Realizar la lectura y descarga de los puntos de medición conforme lo establecido en la normativa.
- Elaborar un plan anual de verificaciones de los equipos de medición.
- Oficializar los equipos de medición con base a los resultados de los procesos de verificación y/o intervención, definidos en la normativa.
- Informar al Ministerio Rector y a ARCONEL acerca del incumplimiento de las disposiciones contenidas en la presente Regulación por parte del consumidor con  $\mu SFV$ .

**ANEXO 2**

**ASIGNACIÓN DE PERFILES DE  
DEMANDA Y PANELES SOLARES  
FOTOVOLTAICOS SEGÚN EL ESTRATO  
DE ABONADO**

## Anexo 2. 1 Tipo de Acometidas para cada Edificación. Elaboración Propia.

EDIFICACION	BUS	ACOM.	CONS. PROM. (kWh)	EDIFICACION	BUS	ACOM.	CONS. PROM. (kWh)	EDIFICACION	BUS	ACOM.	CONS. PROM. (kWh)	EDIFICACION	BUS	ACOM.	CONS. PROM. (kWh)
1	LV13	3F4C	1246,31	21	LV16	2F3C	156,92	50	LV20	2F3C	154,00	72-73	LV2	3F4C	143,68
2	LV13	2F3C	234,38	22-23	LV16	2F3C	429,31	51	LV20	2F3C	58,46	74	LV3	2F3C	225,15
3	LV13	2F3C	552,43	24-25	LV16	2F3C	303,54	52-53	LV20	2F3C	351,54	75-76	LV3	2F3C	434,54
4	LV12	2F3C	64,62	26-27	LV17	2F3C	197,38	54	LV20	2F3C	157,31	77	LV3	2F3C	212,69
5	LV14	2F3C	154,92	28-29	LV17	2F3C	396,50	55	LV19	2F3C	58,46	78	LV3	2F3C	113,00
6	LV14	2F3C	81,77	30-31-32	LV17	3F4C	228,62	56	LV19	2F3C	108,31	79-80-81	LV4	3F4C	245,15
7	LV14	2F3C	57,69	33-34-35	LV16	3F4C	260,19	57	LV19	2F3C	59,77	82	LV5	2F3C	298,62
8	LV15	2F3C	94,69	36	LV16	2F3C	144,23	58-59	LV18		245,85	83	LV6	3F4C	83,31
9	LV15	2F3C	137,92	37-38-39	LV16	2F3C	193,92	60	LV18	2F3C	104,08	84	LV6	3F4C	158,69
10	LV15	2F3C	84,69	40	LV10	2F3C	175,62	61	LV1	3F4C	223,31	85-86	LV6	2F3C	150,77
11-12-13-14	LV15	3F4C	776,69	41	LV10	2F3C	84,23	62-63-64	LV1	3F4C	199,38	87	LV7	2F3C	104,54
15	LV15	2F3C	284,77	42	LV10	2F3C	250,23	65	LV5	2F3C	193,08	88	LV7	2F3C	168,85
16	LV15	2F3C	67,92	43-44	LV10	2F3C	329,69	66	LV5	2F3C	202,00	89-90-91	LV7	3F4C	301,77
17	LV14	2F3C	67,92	45	LV18	2F3C	149,92	67	LV5	2F3C	82,69	92	LV7	2F3C	166,50
18	LV14	3F4C	88,69	46-47	LV18	2F3C	174,00	68	LV5	2F3C	161,62	93-94	LV8	3F4C	264,57
19	LV11	2F3C	185,38	48	LV19	2F3C	219,00	69	LV5	2F3C	92,08	95	LV8	2F3C	132,92
20	LV11	2F3C	106,23	49	LV20	2F3C	58,15	70-71	LV2	2F3C	378,85	96-97-99	LV8	3F4C	312,46

## Anexo 2.2 Asignación de Estrato según su consumo. Elaboración Propia.

EDIFICACION	Estrato	EDIFICACION	Estrato	EDIFICACION	Estrato	EDIFICACION	Estrato	EDIFICACION	Estrato
1	especial	21	C	41	D	61	B	82	B
2	B	22	A	42	B	62	B	83	D
3	A1	23		43	A	63		84	C
4	D	24	B	44		C	64	B	85
5	C	25		45	65		86		
6	D	26	B	46	B	66	B	87	D
7	E	27		47		67	D	88	C
8	D	28	A	48	B	68	C	89	B
9	C	29		49	E	69	D	90	
10	D	30	B	50	C	70	A	91	C
11	A1	31		51	E	71		92	
12		32	A	72	C	93	B		
13		33		73		94			
14		34	B	74	B	95	C		
15	B	35		55	E	75	A	A	
16	D	36	C	56	D	76			97
17	D	37	B	57	E	77	B	98	
18	D	38		58	B	78	C	99	
19	B	39	59	79		B			
20	D	40	C	60	D		80		
						81			

## Anexo 2.3 Valores de perfiles de demanda horaria en pu. Elaboración Propia.

estrato	E	D	C	B	A - A1- Especial
demanda kWh	0 - 60	60 - 110	110 - 180	180 - 310	310 - 1000
Unidad	pu	pu	pu	pu	pu
0:15:00	0,101	0,122	0,138	0,154	0,157
0:30:00	0,098	0,117	0,132	0,149	0,152
0:45:00	0,095	0,112	0,126	0,143	0,147
1:00:00	0,084	0,093	0,103	0,124	0,127
1:15:00	0,083	0,091	0,101	0,122	0,117
1:30:00	0,082	0,088	0,100	0,119	0,115
1:45:00	0,081	0,086	0,098	0,117	0,114
2:00:00	0,076	0,077	0,093	0,109	0,118
2:15:00	0,075	0,076	0,091	0,108	0,118
2:30:00	0,074	0,075	0,088	0,107	0,117
2:45:00	0,073	0,074	0,086	0,106	0,117
3:00:00	0,070	0,071	0,079	0,103	0,116
3:15:00	0,070	0,072	0,075	0,098	0,122
3:30:00	0,071	0,073	0,075	0,098	0,123
3:45:00	0,071	0,073	0,074	0,097	0,124
4:00:00	0,070	0,072	0,076	0,099	0,121
4:15:00	0,071	0,072	0,076	0,099	0,120
4:30:00	0,071	0,072	0,077	0,100	0,119
4:45:00	0,072	0,072	0,077	0,100	0,117
5:00:00	0,073	0,071	0,078	0,101	0,112
5:15:00	0,076	0,075	0,082	0,103	0,115
5:30:00	0,078	0,080	0,085	0,106	0,118
5:45:00	0,080	0,084	0,089	0,108	0,122
6:00:00	0,089	0,099	0,102	0,116	0,133
6:15:00	0,095	0,107	0,110	0,123	0,137
6:30:00	0,102	0,115	0,119	0,129	0,141
6:45:00	0,109	0,123	0,128	0,135	0,145
7:00:00	0,134	0,151	0,160	0,159	0,160
7:15:00	0,133	0,148	0,157	0,158	0,163
7:30:00	0,132	0,144	0,155	0,157	0,167
7:45:00	0,131	0,141	0,153	0,156	0,171
8:00:00	0,127	0,128	0,144	0,154	0,186
8:15:00	0,123	0,126	0,141	0,152	0,187
8:30:00	0,119	0,124	0,137	0,151	0,188
8:45:00	0,115	0,123	0,134	0,150	0,189

# UCUENCA

9:00:00	0,099	0,115	0,121	0,146	0,194
9:15:00	0,099	0,116	0,122	0,147	0,195
9:30:00	0,099	0,117	0,123	0,149	0,195
9:45:00	0,099	0,117	0,124	0,150	0,196
10:00:00	0,098	0,120	0,128	0,156	0,198
10:15:00	0,100	0,120	0,129	0,157	0,200
10:30:00	0,103	0,119	0,130	0,157	0,201
10:45:00	0,105	0,119	0,131	0,158	0,202
11:00:00	0,113	0,118	0,135	0,160	0,207
11:15:00	0,112	0,119	0,137	0,161	0,209
11:30:00	0,110	0,120	0,138	0,162	0,211
11:45:00	0,109	0,122	0,139	0,164	0,213
12:00:00	0,104	0,126	0,144	0,169	0,221
12:15:00	0,104	0,126	0,143	0,168	0,223
12:30:00	0,104	0,126	0,142	0,167	0,225
12:45:00	0,104	0,126	0,140	0,166	0,227
13:00:00	0,106	0,126	0,136	0,163	0,233
13:15:00	0,106	0,127	0,136	0,163	0,231
13:30:00	0,106	0,127	0,137	0,162	0,229
13:45:00	0,106	0,127	0,138	0,162	0,227
14:00:00	0,106	0,128	0,141	0,161	0,220
14:15:00	0,107	0,129	0,143	0,163	0,219
14:30:00	0,109	0,130	0,145	0,164	0,219
14:45:00	0,111	0,131	0,146	0,165	0,218
15:00:00	0,117	0,134	0,153	0,169	0,216
15:15:00	0,117	0,133	0,153	0,170	0,215
15:30:00	0,117	0,132	0,153	0,172	0,214
15:45:00	0,118	0,131	0,152	0,173	0,213
16:00:00	0,119	0,127	0,152	0,178	0,210
16:15:00	0,120	0,129	0,152	0,178	0,210
16:30:00	0,121	0,131	0,153	0,179	0,210
16:45:00	0,122	0,132	0,153	0,179	0,210
17:00:00	0,127	0,139	0,155	0,179	0,210
17:15:00	0,129	0,139	0,155	0,180	0,210
17:30:00	0,131	0,140	0,155	0,180	0,210
17:45:00	0,134	0,141	0,155	0,181	0,211
18:00:00	0,143	0,143	0,155	0,182	0,211
18:15:00	0,150	0,150	0,162	0,188	0,213
18:30:00	0,158	0,157	0,168	0,194	0,214
18:45:00	0,165	0,164	0,175	0,200	0,215

# UCUENCA

19:00:00	0,193	0,190	0,199	0,221	0,220
19:15:00	0,202	0,199	0,207	0,226	0,224
19:30:00	0,210	0,208	0,214	0,230	0,229
19:45:00	0,219	0,217	0,222	0,234	0,233
20:00:00	0,250	0,250	0,250	0,250	0,250
20:15:00	0,248	0,250	0,250	0,250	0,249
20:30:00	0,245	0,249	0,250	0,250	0,249
20:45:00	0,243	0,249	0,249	0,250	0,248
21:00:00	0,233	0,248	0,249	0,249	0,246
21:15:00	0,227	0,244	0,244	0,247	0,244
21:30:00	0,221	0,241	0,239	0,245	0,243
21:45:00	0,214	0,237	0,234	0,242	0,241
22:00:00	0,191	0,223	0,216	0,234	0,235
22:15:00	0,183	0,215	0,211	0,229	0,230
22:30:00	0,174	0,207	0,206	0,223	0,225
22:45:00	0,166	0,200	0,200	0,218	0,221
23:00:00	0,135	0,171	0,181	0,197	0,203
23:15:00	0,131	0,165	0,176	0,191	0,197
23:30:00	0,126	0,158	0,170	0,186	0,191
23:45:00	0,121	0,151	0,165	0,180	0,185
0:00:00	0,104	0,127	0,145	0,159	0,163

## Anexo 2.4 Valores de perfiles de demanda horaria en kW-h. Elaboración Propia.

estrato	E	D	C	B	A - A1
<b>demanda kWh</b>	0 - 60	60 - 110	110 - 180	180 - 310	310 - 1000
<b>Unidad</b>	kW-h	kW-h	kW-h	kW-h	kW-h
<b>0:15:00</b>	0,0131	0,027	0,046	0,074	0,110
<b>0:30:00</b>	0,0127	0,026	0,044	0,072	0,106
<b>0:45:00</b>	0,0123	0,024	0,042	0,069	0,102
<b>1:00:00</b>	0,0109	0,020	0,034	0,060	0,089
<b>1:15:00</b>	0,0108	0,020	0,034	0,059	0,081
<b>1:30:00</b>	0,0106	0,019	0,033	0,057	0,080
<b>1:45:00</b>	0,0105	0,019	0,033	0,056	0,079
<b>2:00:00</b>	0,0099	0,017	0,031	0,052	0,082
<b>2:15:00</b>	0,0097	0,017	0,030	0,052	0,082
<b>2:30:00</b>	0,0096	0,016	0,030	0,051	0,082
<b>2:45:00</b>	0,0095	0,016	0,029	0,051	0,082
<b>3:00:00</b>	0,0090	0,016	0,026	0,049	0,081
<b>3:15:00</b>	0,0091	0,016	0,025	0,047	0,085
<b>3:30:00</b>	0,0091	0,016	0,025	0,047	0,086
<b>3:45:00</b>	0,0092	0,016	0,025	0,047	0,087
<b>4:00:00</b>	0,0091	0,016	0,025	0,048	0,085
<b>4:15:00</b>	0,0092	0,016	0,025	0,048	0,084
<b>4:30:00</b>	0,0092	0,016	0,026	0,048	0,083
<b>4:45:00</b>	0,0093	0,016	0,026	0,048	0,082
<b>5:00:00</b>	0,0095	0,016	0,026	0,049	0,078
<b>5:15:00</b>	0,0098	0,016	0,027	0,050	0,081
<b>5:30:00</b>	0,0101	0,017	0,029	0,051	0,083
<b>5:45:00</b>	0,0104	0,018	0,030	0,052	0,085
<b>6:00:00</b>	0,0115	0,022	0,034	0,056	0,093
<b>0</b>	0,0124	0,023	0,037	0,059	0,095
<b>6:30:00</b>	0,0132	0,025	0,040	0,062	0,098
<b>6:45:00</b>	0,0141	0,027	0,043	0,065	0,101
<b>7:00:00</b>	0,0173	0,033	0,053	0,076	0,111
<b>7:15:00</b>	0,0172	0,032	0,053	0,076	0,114
<b>7:30:00</b>	0,0171	0,032	0,052	0,076	0,117
<b>7:45:00</b>	0,0169	0,031	0,051	0,075	0,120
<b>8:00:00</b>	0,0165	0,028	0,048	0,074	0,130
<b>8:15:00</b>	0,0159	0,028	0,047	0,073	0,130
<b>8:30:00</b>	0,0154	0,027	0,046	0,073	0,131
<b>8:45:00</b>	0,0148	0,027	0,045	0,072	0,132



# UCUENCA

9:00:00	0,0129	0,025	0,040	0,070	0,135
9:15:00	0,0128	0,025	0,041	0,071	0,136
9:30:00	0,0128	0,026	0,041	0,072	0,136
9:45:00	0,0128	0,026	0,042	0,072	0,137
10:00:00	0,0127	0,026	0,043	0,075	0,138
10:15:00	0,0130	0,026	0,043	0,075	0,139
10:30:00	0,0133	0,026	0,044	0,076	0,140
10:45:00	0,0136	0,026	0,044	0,076	0,141
11:00:00	0,0147	0,026	0,045	0,077	0,144
11:15:00	0,0145	0,026	0,046	0,077	0,146
11:30:00	0,0143	0,026	0,046	0,078	0,147
11:45:00	0,0141	0,027	0,047	0,079	0,149
12:00:00	0,0134	0,028	0,048	0,081	0,155
12:15:00	0,0135	0,028	0,048	0,081	0,156
12:30:00	0,0135	0,028	0,047	0,080	0,157
12:45:00	0,0135	0,028	0,047	0,080	0,158
13:00:00	0,0137	0,028	0,045	0,078	0,163
13:15:00	0,0137	0,028	0,046	0,078	0,161
13:30:00	0,0137	0,028	0,046	0,078	0,160
13:45:00	0,0137	0,028	0,046	0,078	0,158
14:00:00	0,0137	0,028	0,047	0,078	0,153
14:15:00	0,0139	0,028	0,048	0,078	0,153
14:30:00	0,0141	0,029	0,048	0,079	0,153
14:45:00	0,0143	0,029	0,049	0,079	0,152
15:00:00	0,0151	0,029	0,051	0,081	0,151
15:15:00	0,0152	0,029	0,051	0,082	0,150
15:30:00	0,0152	0,029	0,051	0,083	0,149
15:45:00	0,0152	0,029	0,051	0,083	0,149
16:00:00	0,0154	0,028	0,051	0,086	0,146
16:15:00	0,0155	0,028	0,051	0,086	0,146
16:30:00	0,0157	0,029	0,051	0,086	0,146
16:45:00	0,0158	0,029	0,051	0,086	0,147
17:00:00	0,0164	0,030	0,052	0,086	0,147
17:15:00	0,0167	0,031	0,052	0,086	0,147
17:30:00	0,0170	0,031	0,052	0,087	0,147
17:45:00	0,0173	0,031	0,052	0,087	0,147
18:00:00	0,0185	0,031	0,052	0,088	0,147
18:15:00	0,0195	0,033	0,054	0,091	0,148
18:30:00	0,0204	0,034	0,056	0,093	0,149
18:45:00	0,0214	0,036	0,059	0,096	0,150

# UCUENCA

19:00:00	0,0250	0,042	0,067	0,106	0,153
19:15:00	0,0261	0,044	0,069	0,109	0,157
19:30:00	0,0272	0,046	0,072	0,111	0,160
19:45:00	0,0283	0,048	0,074	0,113	0,163
20:00:00	0,0324	0,055	0,084	0,120	0,174
20:15:00	0,0320	0,055	0,084	0,120	0,174
20:30:00	0,0317	0,055	0,084	0,120	0,174
20:45:00	0,0314	0,055	0,083	0,120	0,173
21:00:00	0,0302	0,054	0,083	0,120	0,171
21:15:00	0,0294	0,053	0,082	0,119	0,170
21:30:00	0,0286	0,053	0,080	0,118	0,169
21:45:00	0,0278	0,052	0,078	0,117	0,168
22:00:00	0,0248	0,049	0,072	0,113	0,164
22:15:00	0,0237	0,047	0,071	0,110	0,161
22:30:00	0,0226	0,045	0,069	0,107	0,157
22:45:00	0,0215	0,044	0,067	0,105	0,154
23:00:00	0,0175	0,037	0,061	0,095	0,142
23:15:00	0,0169	0,036	0,059	0,092	0,137
23:30:00	0,0163	0,035	0,057	0,089	0,133
23:45:00	0,0157	0,033	0,055	0,087	0,129
0:00:00	0,0135	0,028	0,048	0,077	0,114

Anexo 2.5 Criterios físicos a considerar para la instalación de paneles solares. Elaboración Propia.

Edificación	estrato	paneles	aplica	observaciones
1	especial	28,00		
2	B	5,00	no	falta espacio
3	A1	13,00		
4	D	2,00	no	falta espacio
5	C	3,00		
6	D	2,00		
7	E	1,00		
8	D	2,00		
9	C	3,00		
10	D	2,00		
11	A1	13,00		
12				
13				
14				
15	B	5,00		
16	D	2,00		
17	D	2,00		
18	D	2,00		
19	B	5,00		
20	D	2,00		
21	C	3,00		
22	A	8,00	no	cubiertas pequeñas
23				
24	B	5,00	no	recibe sombras de edificios altos que se encuentran alrededor
25				
26	B	5,00	no	edificio alto que no tiene acceso

# UCUENCA

27				
28	A	8,00	no	edificio alto que no tiene acceso
29				
30	B	5,00		
31				
32				
33	B	5,00		
34				
35				
36	C	3,00		
37	B	5,00		
38				
39				
40	C	3,00		
41	D	2,00		
42	B	5,00		
43	A	8,00	no	falta espacio
44				
45	C	3,00	no	techos cónicos, techos muy pequeños
46	B	5,00		
47				
48	B	5,00		
49	E			
50	C	3,00		
51	E	1,00		
52	A	8,00		
53				
54	C	3,00		
55	E	1,00		

# UCUENCA

56	D	2,00		
57	E	1,00		
58	B	5,00		
59				
60	D	2,00		
61	B	5,00		
62	B	5,00	no	no hay acceso
63				
64				
65	B	5,00		
66	B	5,00		
67	D	2,00	no	falta espacio
68	C	3,00		
69	D	2,00	no	falta espacio
70	A	8,00		
71				
72	C	3,00		
73				
74	B	5,00		
75	A	8,00		
76				
77	B	5,00		
78	C	3,00		
79	B	5,00		
80				
81				
82	B	5,00		
83	D	2,00	no	no hay espacio
84	C	3,00		

# UCUENCA

85				
86	C	3,00		
87	D	2,00		
88	C	3,00		
89				
90	B	5,00	no	no hay espacio
91				
92	C	3,00		
93				
94	B	5,00		
95	C	3,00		
96				
97				
98	A	8		
99				



Dirección. Av. Max Uhle y Pumapungo  
Teléfono. 07 4135 136  
Centro de Contacto. 136  
Fax. 07 286 33 16  
Casilla. 01-01-016  
centrosur@centrosur.gob.ec  
[www.centrosur.gob.ec](http://www.centrosur.gob.ec)

Oficio Nro. CENTROSUR-DIPLA-2021-0148-OF

Cuenca, 29 de diciembre de 2021

**Asunto:** Solicitud de información para desarrollar trabajo de investigación

Señor Ingeniero  
Rodrigo Efraín Sempertegui Álvarez

**Administrador del Convenio**  
**UNIVERSIDAD DE CUENCA**

En su Despacho

De mi consideración:

En respuesta al oficio sin referencia con fecha 13 de diciembre de 2021, solicitando información para desarrollar el proyecto de investigación denominado "ANÁLISIS PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA MICRO GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN EL CASCO URBANO DE LA CIUDAD DE CUENCA CON BASE EN LA REGULACIÓN ARCONEL – 003/18", realizado por la estudiante de la MAESTRÍA EN ELECTRICIDAD MENCIÓN REDES ELÉCTRICAS INTELIGENTES, Ing. Margarita Marlen Rodríguez Déleg, con CI: 0104217617 bajo la dirección del Dr. Juan Leonardo Espinoza, me permito comunicar que la Empresa Eléctrica Regional Centro Sur C.A. dispone de un reporte técnico, mismo que puede ser usado y referenciado en proyecto indicado.

Por tal motivo solicito que se de a conocer este particular a la Ing. Margarita Marlen Rodríguez Déleg, quien deberá coordinar con el Ing. Sergio Patricio Zambrano Asanza, Jefe del departamento de Estudios Técnicos de la Dirección de Planificación, a través del correo electrónico [sergio.zambrano@centrosur.gob.ec](mailto:sergio.zambrano@centrosur.gob.ec); la entrega de la información.

Con sentimientos de distinguida consideración.

Atentamente,

*Documento firmado electrónicamente*

Espc. Juan Antonio Vásquez Palacios  
**ADMINISTRADOR DE CONVENIOS CON UNIVERSIDADES**

Copia:  
Señor Magíster  
Sergio Patricio Zambrano Asanza  
**Jefe Departamento de Estudios Técnicos Encargado**  
Señor Ingeniero

# UCUENCA

Juan Carlos Marin Zabala

**Analista de Responsabilidad Social Empresarial**

Señora Licenciada

Mónica Beatriz Rojas Galarza

**Secretaria de Dirección**





Oficio Nro. EEGA-DIPLA-2021-0063-OF

Cuenca, 01 de diciembre de 2021

**Asunto:** Atención a solicitud de información de radiación solar

Señora Ingeniera Eléctrica  
Margarita Marlen Rodríguez Deleg

**Libre Ejercicio**  
En su Despacho

De mi consideración:

Hago referencia a su solicitud realizada el 28 de julio de 2020 a través de oficio S/N dirigido al Gerente General de ELECAUSTRO, en la cual solicita información de las mediciones de radiación solar que dispone ELECAUSTRO por sus equipos de medición ubicados en la central termoeléctrica El Descanso. A este respecto, debo indicarle que la información solicitada fue remitida a usted con mi autorización mediante correo electrónico del ingeniero Martín Herrera quien fuera hasta septiembre de este año servidor de la Dirección de Planificación de esta Empresa.

Recuerdo a usted que la información remitida, conforme lo indicado en su momento por los funcionarios de ELECAUSTRO, requiere los siguientes compromisos:

- Utilizar la Información y/o documentación entregada por ELECAUSTRO S.A., únicamente para los fines investigativos de los estudios anotados en su oficio.
- No utilizar ni divulgar la información y/o documentación entregada para otros fines que los definidos en su oficio.
- Dar a conocer a ELECAUSTRO S.A., previo a la publicación de los resultados de sus estudios, todos los resultados que tengan relación con la información y/o documentación entregada.

# UCUENCA

- Reproducir la información y/o documentación entregada por ELECAUSTRO



ELECTRO GENERADORA DEL AUSTRO S.A.

sólo en la medida necesaria para cumplir con los fines establecidos en su  
oficio.

Atentamente,

*Documento firmado electrónicamente*

Ing. Francisco Xavier Andrade Rojas

**DIRECTOR DE PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN ORGANIZACIONAL, ENCARGADO**

Copia:

Señora

Leticia Cecilia Viskosil Palacios

**Secretaria Ejecutiva**

**ANEXO 3**

**LENGUAJE DE PROGRAMACIÓN**

**UTILIZANDO OpenDSS PARA UNA**

**RED DE DISTRIBUCIÓN CON**

**MICROGENERACIÓN**

**FOTOVOLTAICA**

UNIVERSIDAD DE CUENCA  
MAESTRIA EN ELECTRICIDAD MENCION EN REDES INTELIGENTES  
ANALISIS PARA LA IMPLEMENTACION DE LA MICROGENERACION FOTOVOLTAICA EN EL CASCO URBANO DE LA CIUDAD DE CUENCA

!\*\*\*\*\*PROYECTO DE TITULACION\*\*\*\*\*  
!

!MARGARITA RODRIGUEZ

```
new circuit.TESIS basekV=22 pu=1.0 angle=0.0 frequency=60 phases=3
set defaultBaseFrequency=60
set EarthModel=Carson
```

!LLAMAMOS BIBLIOTECA DE CONDUCTORES:

```
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\bibliotecas\WIREDATA\WireDataACSR.dss
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\bibliotecas\CNData\CNData_CU_EPR100
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\bibliotecas\TRIPLEX\triplexneutroAAC.dss
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\bibliotecas\QUADRUPLEX\quadruplexneutroAAC.dss
```

!CONFIGURACION DE LINEAS (ESPACIAMIENTO Y GEOMETRIA):

```
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Configuracion_Lineas.dss
```

!DEFINIMOS LINEAS DE MEDÍA TENSION:

```
!redirect CC:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\LineasMT.dss
```

!DEFINIMOS TRANSFORMADORES:

```
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Transformadores.dss
```

!DEFINIMOS LINEAS DE BAJA, INCLUYE CONDUCTORES DE SERVICIO:

```
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\LineasLV.dss
```

!DEFINIMOS CARGAS DE BAJA TENSION:

```
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\PerfilDemanda.dss
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\CargasLV.dss
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Fotovoltaica.dss
```

!DEFINIMOS MONITORES:

```
redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Monitores.dss
!redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\monitores1.dss
!redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\energymeters.dss
set mode=daily stepsize=15m number=96
```

Solve

```
!redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\ExportMonitores.dss
```

```
!redirect C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Exportmonitores1.dss
```

```
!plot monitor object=VI_M8 channels=(1 3 5)
```

```
!plot monitor object=VI_M9 channels=(1 3 5)
```

```
!Export monitor VI_M1
```

```
!Export monitor VI_M2
```

```
!Export monitor VI_M3
```

```
!Export monitor VI_M4
```

```
!Export monitor VI_M5
```

```
!Export monitor VI_M6
```

```
!Export monitor VI_M7
```

```
!Export monitor VI_M8
```

```
Export monitor VI_M9
```

```
!Export monitor Acometida_55
```

```
!Export monitor FV_55
```

```
!Export monitor Acometida_18
```

```
!Export monitor FV_18
```

```
!Export monitor Acometida_21
```

```
!Export monitor FV_21
```

```
!Export monitor Acometida_79
```

# UCUENCA

```
!Export monitor FV_79
!Export monitor Acometida_75
!Export monitor FV_75
!Export monitor Acometida_11
!Export monitor FV_11
!Export monitor Acometida_1
!Export monitor FV_1
```

```
!plot monitor object=FV_1 channels=(1 3 5)
```

```
!plot monitor object=VI_M1 channels=(1 3 5)
!plot monitor object=VI_M2 channels=(1 3 5)
!plot monitor object=VI_M3 channels=(1 3 5)
!plot monitor object=VI_M4 channels=(1 3 5)
!plot monitor object=VI_M5 channels=(1 3 5)
!plot monitor object=VI_M6 channels=(1 3 5)
!plot monitor object=VI_M7 channels=(1 3 5)
!plot monitor object=FV_1 channels=(1 3 5)
!plot monitor object=FV_55 channels=(1)
!plot monitor object=PQ_M8 channels=(2 4 6)
```

```
!show losses
```

```
!UNIVERSIDAD DE CUENCA
!MAESTRIA EN ELECTRICIDAD MENCION EN REDES INTELIGENTES
!ANALISIS PARA LA IMPLEMENTACION DE LA MICROGENERACION FOTOVOLTAICA EN EL CASCO URBANO DE LA CIUDAD DE CUENCA
```

```
!CONFIGURACION DE LINEAS AEREAS Y SUBTERRANEAS
```

```
!ESPACIAMIENTO DE CONDUCTORES:
```

```
new LineSpacing.3F_MT          nconds=4 nphases=3units=m  x=[-1.0 0.0 1.0 0.2]  h=[10.0 10.0 10.0 8.0]
new LineSpacing.3F_BT          nconds=4   nphases=3units=m  x=[0.0 0.0 0.0 0.0]  h=[7.4 7.6 7.8 8.0]
```

```
!GEOMETRIA DE LAS LINEAS:
```

```
!*****
```

```
!CONDUCTORES AEREOS MEDÍA TENSION TRIFASICO:
```

```
!TRIFASICOS:
```

```
new LineGeometry.3F_4_ACSR_2ACSR          nconds=4   nphases=3spacing=3F_MT  wires=[ACSR_4_6STR ACSR_4_6STR
ACSR_4_6STR ACSR_2_6STR]  reduce=Y
```

```
!*****
```

```
!CONDUCTOR SUBTERRANEO EN BAJA TENSION TRIFASICO
```

```
new LineGeometry.3F_4CU_6CU          nconds=3 nphases=3units=m
~ cond=1  cncable=Cu_2_7STR_15kv_100N_EPR100  x=-0.5  h=-0.75
~ cond=2  cncable=Cu_2_7STR_15kv_100N_EPR100  x=0.0   h=-0.75
~ cond=3  cncable=Cu_2_7STR_15kv_100N_EPR100  x=0.5   h=-0.75
```

```
!*****
```

```
!CONDUCTORES AEREOS EN BAJA TENSION TRIFASICOS:
```

```
new LineGeometry.3F_1/0_ACSR_2ACSR          nconds=4 nphases=3spacing=3F_BT  wires=[ACSR_1/0_6STR ACSR_1/0_6STR
ACSR_1/0_6STR ACSR_2_6STR]  reduce=Y
new LineGeometry.3F_4_ACSR_4ACSR          nconds=4   nphases=3spacing=3F_BT  wires=[ACSR_4_6STR ACSR_4_6STR
ACSR_4_6STR ACSR_4_6STR]  reduce=Y
new LineGeometry.3F_2_ACSR_4ACSR          nconds=4   nphases=3spacing=3F_BT  wires=[ACSR_2_6STR ACSR_2_6STR
ACSR_2_6STR ACSR_4_6STR]  reduce=Y
```

```
!*****
!TRANSFORMADOR DE DISTRIBUCION 100KVA
new transformer.3F_1      phases=3  windings=2      %noloadloss=0.47  %imag=1.0  buses=[sourcebus.1.2.3
BUSLV1.1.2.3 ]  conns=[delta,we]  kvs=[22.0 0.22]  kvas=[100 100]  Xhl=5.17  %Rs=[0.94 0.94]

new line.LVL1 bus1=BUSLV1.1.2.3 bus2=BUSLV2.1.2.3 geometry=3F_4_ACSR_4ACSR length=23.0 units=m
new line.LVL2 bus1=BUSLV2.1.2.3 bus2=BUSLV3.1.2.3 geometry=3F_4_ACSR_4ACSR length=31.0 units=m
new line.LVL3 bus1=BUSLV3.1.2.3 bus2=BUSLV4.1.2.3 geometry=3F_4_ACSR_4ACSR length=30.0 units=m
new line.LVL4 bus1=BUSLV1.1.2.3 bus2=BUSLV5.1.2.3 geometry=3F_1/0_ACSR_2ACSR length=34.0 units=m
new line.LVL5 bus1=BUSLV5.1.2.3 bus2=BUSLV6.1.2.3 geometry=3F_4CU_6CU length=23.0 units=m
new line.LVL6 bus1=BUSLV6.1.2.3 bus2=BUSLV7.1.2.3 geometry=3F_4CU_6CU length=33.0 units=m
new line.LVL7 bus1=BUSLV6.1.2.3 bus2=BUSLV8.1.2.3 geometry=3F_4CU_6CU length=18.0 units=m
new line.LVL8 bus1=BUSLV1.1.2.3 bus2=BUSLV9.1.2.3 geometry=3F_1/0_ACSR_2ACSR length=12.0 units=m
new line.LVL9 bus1=BUSLV9.1.2.3 bus2=BUSLV10.1.2.3 geometry=3F_1/0_ACSR_2ACSR length=33.0 units=m
new line.LVL10 bus1=BUSLV10.1.2.3 bus2=BUSLV11.1.2.3 geometry=3F_2_ACSR_4ACSR length=31.0 units=m
new line.LVL11 bus1=BUSLV11.1.2.3 bus2=BUSLV12.1.2.3 geometry=3F_2_ACSR_4ACSR length=31.0 units=m
new line.LVL12 bus1=BUSLV12.1.2.3 bus2=BUSLV13.1.2.3 geometry=3F_2_ACSR_4ACSR length=24.0 units=m
new line.LVL13 bus1=BUSLV12.1.2.3 bus2=BUSLV14.1.2.3 geometry=3F_2_ACSR_4ACSR length=8.0 units=m
new line.LVL14 bus1=BUSLV14.1.2.3 bus2=BUSLV15.1.2.3 geometry=3F_2_ACSR_4ACSR length=40.0 units=m
new line.LVL15 bus1=BUSLV10.1.2.3 bus2=BUSLV16.1.2.3 geometry=3F_1/0_ACSR_2ACSR length=26.0 units=m
new line.LVL16 bus1=BUSLV16.1.2.3 bus2=BUSLV17.1.2.3 geometry=3F_1/0_ACSR_2ACSR length=38.0 units=m
new line.LVL17 bus1=BUSLV9.1.2.3 bus2=BUSLV18.1.2.3 geometry=3F_2_ACSR_4ACSR length=19.0 units=m
new line.LVL18 bus1=BUSLV18.1.2.3 bus2=BUSLV19.1.2.3 geometry=3F_2_ACSR_4ACSR length=30.0 units=m
new line.LVL19 bus1=BUSLV19.1.2.3 bus2=BUSLV20.1.2.3 geometry=3F_2_ACSR_4ACSR length=36.0 units=m
new line.LAL1 bus1=BUSLV13.1.2.3 bus2=BUSLV21.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=8.0 units=m
new line.LAL2 bus1=BUSLV13.1.2 bus2=BUSLV22.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=5.0 units=m
new line.LAL3 bus1=BUSLV13.1.2 bus2=BUSLV23.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=15.0 units=m
new line.LAL4 bus1=BUSLV12.1.3 bus2=BUSLV24.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=5.0 units=m
new line.LAL5 bus1=BUSLV14.2.3 bus2=BUSLV25.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=5.0 units=m
new line.LAL6 bus1=BUSLV14.1.2 bus2=BUSLV26.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=19.0 units=m
new line.LAL7 bus1=BUSLV14.1.3 bus2=BUSLV27.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=22.0 units=m
new line.LAL17 bus1=BUSLV14.2.3 bus2=BUSLV28.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=19.0 units=m
new line.LAL18 bus1=BUSLV14.1.2.3 bus2=BUSLV29.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=13.0 units=m
new line.LAL8 bus1=BUSLV15.1.3 bus2=BUSLV30.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=14.0 units=m
new line.LAL9 bus1=BUSLV15.2.3 bus2=BUSLV31.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=9.0 units=m
new line.LAL10 bus1=BUSLV15.1.2 bus2=BUSLV32.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=7.0 units=m
new line.LAL11 bus1=BUSLV15.1.2.3 bus2=BUSLV33.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=12.0 units=m
new line.LAL15 bus1=BUSLV15.1.3 bus2=BUSLV34.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=17.0 units=m
new line.LAL16 bus1=BUSLV15.2.3 bus2=BUSLV35.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=19.0 units=m
new line.LAL19 bus1=BUSLV11.1.3 bus2=BUSLV36.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=14.0 units=m
new line.LAL20 bus1=BUSLV11.2.3 bus2=BUSLV37.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=16.0 units=m
new line.LAL40 bus1=BUSLV10.1.3 bus2=BUSLV38.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=14.0 units=m
new line.LAL41 bus1=BUSLV10.2.3 bus2=BUSLV39.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=5.0 units=m
new line.LAL42 bus1=BUSLV10.1.2 bus2=BUSLV40.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=11.0 units=m
new line.LAL43 bus1=BUSLV10.1.3 bus2=BUSLV41.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=16.0 units=m
new line.LAL21 bus1=BUSLV16.1.3 bus2=BUSLV42.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=17.0 units=m
new line.LAL22 bus1=BUSLV16.2.3 bus2=BUSLV43.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=21.0 units=m
new line.LAL24 bus1=BUSLV16.1.2 bus2=BUSLV44.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=29.0 units=m
new line.LAL33 bus1=BUSLV16.1.2.3 bus2=BUSLV45.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=19.0 units=m
new line.LAL36 bus1=BUSLV16.1.3 bus2=BUSLV46.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=5.0 units=m
new line.LAL37 bus1=BUSLV16.1.2.3 bus2=BUSLV47.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=12.0 units=m
new line.LAL26 bus1=BUSLV17.1.3 bus2=BUSLV48.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=19.0 units=m
new line.LAL28 bus1=BUSLV17.2.3 bus2=BUSLV49.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=19.0 units=m
new line.LAL30 bus1=BUSLV17.1.2.3 bus2=BUSLV50.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=12.0 units=m
new line.LAL45 bus1=BUSLV18.1.3 bus2=BUSLV51.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=16.0 units=m
new line.LAL46 bus1=BUSLV18.2.3 bus2=BUSLV52.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=16.0 units=m
new line.LAL58 bus1=BUSLV18.1.2.3 bus2=BUSLV53.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=10.0 units=m
new line.LAL60 bus1=BUSLV18.1.2 bus2=BUSLV54.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=8.0 units=m
new line.LAL48 bus1=BUSLV19.1.3 bus2=BUSLV55.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=16.0 units=m
new line.LAL55 bus1=BUSLV19.2.3 bus2=BUSLV56.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=19.0 units=m
new line.LAL56 bus1=BUSLV19.1.2 bus2=BUSLV57.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=5.0 units=m
new line.LAL57 bus1=BUSLV19.1.3 bus2=BUSLV58.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=18.0 units=m
new line.LAL49 bus1=BUSLV20.1.3 bus2=BUSLV59.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=18.0 units=m
new line.LAL50 bus1=BUSLV20.2.3 bus2=BUSLV60.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=12.0 units=m
new line.LAL51 bus1=BUSLV20.1.2 bus2=BUSLV61.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=16.0 units=m
new line.LAL52 bus1=BUSLV20.1.3 bus2=BUSLV62.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=8.0 units=m
new line.LAL54 bus1=BUSLV20.2.3 bus2=BUSLV63.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=8.0 units=m
new line.LAL61 bus1=BUSLV1.1.2.3 bus2=BUSLV64.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=10.0 units=m
```

```
new line.LAL62 bus1=BUSLV1.1.2.3 bus2=BUSLV65.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=20.0 units=m
new line.LAL70 bus1=BUSLV2.2.3 bus2=BUSLV66.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=14.0 units=m
new line.LAL72 bus1=BUSLV2.1.2.3 bus2=BUSLV67.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=17.0 units=m
new line.LAL74 bus1=BUSLV3.1.3 bus2=BUSLV68.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=25.0 units=m
new line.LAL75 bus1=BUSLV3.2.3 bus2=BUSLV69.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=19.0 units=m
new line.LAL77 bus1=BUSLV3.1.2 bus2=BUSLV70.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=16.0 units=m
new line.LAL78 bus1=BUSLV3.1.3 bus2=BUSLV71.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=19.0 units=m
new line.LAL79 bus1=BUSLV4.1.2.3 bus2=BUSLV72.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=19.0 units=m
new line.LAL65 bus1=BUSLV5.1.3 bus2=BUSLV73.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=14.0 units=m
new line.LAL66 bus1=BUSLV5.2.3 bus2=BUSLV74.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=8.0 units=m
new line.LAL67 bus1=BUSLV5.1.2 bus2=BUSLV75.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=8.0 units=m
new line.LAL68 bus1=BUSLV5.1.3 bus2=BUSLV76.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=24.0 units=m
new line.LAL69 bus1=BUSLV5.2.3 bus2=BUSLV77.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=22.0 units=m
new line.LAL82 bus1=BUSLV5.1.2 bus2=BUSLV78.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=16.0 units=m
new line.LAL83 bus1=BUSLV6.1.2.3 bus2=BUSLV79.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=5.0 units=m
new line.LAL84 bus1=BUSLV6.1.2.3 bus2=BUSLV80.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=16.0 units=m
new line.LAL85 bus1=BUSLV6.1.2 bus2=BUSLV81.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=22.0 units=m
new line.LAL87 bus1=BUSLV7.1.3 bus2=BUSLV82.1.3 LineCode=tpx_6_Patella length=8.0 units=m
new line.LAL88 bus1=BUSLV7.2.3 bus2=BUSLV83.2.3 LineCode=tpx_6_Patella length=22.0 units=m
new line.LAL89 bus1=BUSLV7.1.2.3 bus2=BUSLV84.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=22.0 units=m
new line.LAL92 bus1=BUSLV7.1.2 bus2=BUSLV85.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=24.0 units=m
new line.LAL93 bus1=BUSLV8.1.2.3 bus2=BUSLV86.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=16.0 units=m
new line.LAL95 bus1=BUSLV8.1.2 bus2=BUSLV87.1.2 LineCode=tpx_6_Patella length=5.0 units=m
new line.LAL96 bus1=BUSLV8.1.2.3 bus2=BUSLV88.1.2.3 LineCode=qdpx_4_Pinto length=10.0 units=m
*****
new Loadshape.estratoA1 npts=96 minterval=15
    mult=(file=C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Curvas\estratoA1.dss) useactual=no
new Loadshape.estratoA npts=96 minterval=15
    mult=(file=C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Curvas\estratoA.dss) useactual=no
new Loadshape.estratoB npts=96 minterval=15
    mult=(file=C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Curvas\estratoB.dss) useactual=no
new Loadshape.estratoC npts=96 minterval=15
    mult=(file=C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Curvas\estratoC.dss) useactual=no
new Loadshape.estratoD npts=96 minterval=15
    mult=(file=C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Curvas\estratoD.dss) useactual=no
new Loadshape.estratoE npts=96 minterval=15
    mult=(file=C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Curvas\estratoE.dss) useactual=no
new Loadshape.estratoespeciales npts=96 minterval=15
    mult=(file=C:\Users\marga\Desktop\tesis\proyecto3\tesis1\Curvas\especiales.dss) useactual=no

!New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]
!New XYCurve.MyEffvsP npts=4 xarray=[0.1 0.2 0.4 1.0] yarray=[0.86 0.9 0.93 0.97]

New Loadshape.MyIrrad npts=96 minterval=15 csvfile=MyIrrad.dss
New Tshape.Mytemp npts=96 minterval=15 csvfile=Mytemp.dss

New XYCurve.MyPvsT npts=11 xarray=[0 25 30 35 40 45 50 55 60 75 100] yarray=[1.00 1.00 0.87 0.84 0.82 0.80 0.78 0.75 0.73 0.66
0.55]
New XYCurve.MyEffvsP npts=10 xarray=[0.1 0.2 0.3 0.4 0.5 0.6 0.7 0.8 0.9 1.0] yarray=[0.910 0.945 0.955 0.96 0.962 0.963 0.964
0.965 0.964 0.962]

*****
new load.cliente_1 bus1=BUSLV21.1.2.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=3
daily=estratoespeciales vminpu=0.0 vmaxpu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)
new load.cliente_2 bus1=BUSLV22.1.2 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoB
vminpu=0.0 vmaxpu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)
new load.cliente_3 bus1=BUSLV23.1.2 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoA1
vminpu=0.0 vmaxpu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)
new load.cliente_4 bus1=BUSLV24.1.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoD
vminpu=0.0 vmaxpu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)
new load.cliente_5 bus1=BUSLV25.2.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoC
vminpu=0.0 vmaxpu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)
new load.cliente_6 bus1=BUSLV26.1.2 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoD
vminpu=0.0 vmaxpu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)
new load.cliente_7 bus1=BUSLV27.1.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoE
vminpu=0.0 vmaxpu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)
new load.cliente_8 bus1=BUSLV30.1.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoD
vminpu=0.0 vmaxpu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)
```





new load.cliente\_61 bus1=BUSLV64.2.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_62 bus1=BUSLV65.1.2.3 kV=0.127 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=3 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_65 bus1=BUSLV73.1.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_66 bus1=BUSLV74.2.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_67 bus1=BUSLV75.1.2 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_68 bus1=BUSLV76.1.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoC  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_69 bus1=BUSLV77.2.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoD  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_70 bus1=BUSLV66.2.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoA  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_72 bus1=BUSLV67.1.2.3 kV=0.127 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=3 daily=estratoC  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_74 bus1=BUSLV68.1.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_75 bus1=BUSLV69.2.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoA  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_77 bus1=BUSLV70.1.2 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_78 bus1=BUSLV71.1.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoC  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_79 bus1=BUSLV72.1.2.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=3 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_82 bus1=BUSLV78.1.2 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_83 bus1=BUSLV79.1.2.3 kV=0.127 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=3 daily=estratoD  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_84 bus1=BUSLV80.1.2.3 kV=0.127 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=3 daily=estratoC  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_85 bus1=BUSLV81.1.2 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoC  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_87 bus1=BUSLV82.1.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoD  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_88 bus1=BUSLV83.2.3 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoC  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_89 bus1=BUSLV84.1.2.3 kV=0.127 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=3 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_92 bus1=BUSLV85.1.2 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoC  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_93 bus1=BUSLV86.1.2.3 kV=0.127 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=3 daily=estratoB  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_95 bus1=BUSLV87.1.2 kV=0.22 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=2 daily=estratoC  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)  
new load.cliente\_96 bus1=BUSLV88.1.2.3 kV=0.127 model=8 conn=wye kW=1.00 pf=0.95 status=variable phases=3 daily=estratoA  
vminpu=0.0 vmapxu=1.2 zipv=(0.0, 1.0, 0.0, 0.0, 1.0, 0.0, 0.0)

\*\*\*\*\*

#### !ABONADOS ESTRATO E -PANELES 420W

New PVSystem.cliente\_7 bus1=BUSLV27.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1 %cutout=0.1 conn=wye kva=0.420 pf=1 irrada=0.25  
phases=2 Pmpp=0.420 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_49 bus1=BUSLV59.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1 %cutout=0.1 conn=wye kva=0.420 pf=1 irrada=0.25  
phases=2 Pmpp=0.420 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_51 bus1=BUSLV61.1.2 kV=0.22 %cutin=0.1 %cutout=0.1 conn=wye kva=0.420 pf=1 irrada=0.25  
phases=2 Pmpp=0.420 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

New PVSystem.cliente\_55 bus1=BUSLV56.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1 %cutout=0.1 conn=wye kva=0.420 pf=1 irrada=0.25  
phases=2 Pmpp=0.420 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

New PVSystem.cliente\_57 bus1=BUSLV58.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1 %cutout=0.1 conn=wye kva=0.420 pf=1 irrada=0.25  
phases=2 Pmpp=0.420 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

#### !ABONADOS ESTRATO D PANELES 400W

New PVSystem.cliente\_4 bus1=BUSLV24.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1 %cutout=0.1 conn=wye kva=0.80 pf=1 irrada=0.25  
phases=3 Pmpp=0.80 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp



New PVSystem.cliente\_19 bus1=BUSLV36.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_30 bus1=BUSLV50.1.2.3 kV=0.127 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=3 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_33 bus1=BUSLV45.1.2.3 kV=0.127 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=3 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_37 bus1=BUSLV47.1.2.3 kV=0.127 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=3 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_42 bus1=BUSLV40.1.2 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_46 bus1=BUSLV52.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_48 bus1=BUSLV55.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_58 bus1=BUSLV53.1.2.3 kV=0.127 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=3 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_61 bus1=BUSLV64.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_62 bus1=BUSLV65.1.2.3 kV=0.127 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=3 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_65 bus1=BUSLV73.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_66 bus1=BUSLV74.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_74 bus1=BUSLV68.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_77 bus1=BUSLV70.1.2 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

New PVSystem.cliente\_79 bus1=BUSLV72.1.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=3 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

New PVSystem.cliente\_82 bus1=BUSLV78.1.2 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_89 bus1=BUSLV84.1.2.3 kV=0.127 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=3 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

## !ABONADO ESTRATO A USANDO PANELES DE 440W

New PVSystem.cliente\_75 bus1=BUSLV69.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=3.52 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=3.52 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

New PVSystem.cliente\_70 bus1=BUSLV66.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=3.52 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=3.52 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
New PVSystem.cliente\_96 bus1=BUSLV88.1.2.3 kV=0.127 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=3.52 pf=1 irradi=0.25 phases=3 Pmpp=3.52 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

## !ABONADO ESTRATO A1 con paneles de 450W

New PVSystem.cliente\_11 bus1=BUSLV33.1.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=5.85 pf=1 irradi=0.25 phases=3 Pmpp=5.85 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

## !ABONADO ESTRATO ESPECIALES con paneles de 450W

New PVSystem.cliente\_1 bus1=BUSLV21.1.2.3 kV=0.22 %cutin=0 %cutout=0 conn=wye kva=12.60 pf=1 irradi=0.25 phases=3 Pmpp=12.60 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

!New PVSystem.cliente\_2 bus1=BUSLV22.1.2 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=1.00 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=1.00 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
!New PVSystem.cliente\_3 bus1=BUSLV23.1.2 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.10 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=2.10 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp  
!New PVSystem.cliente\_15 bus1=BUSLV34.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=1.50 pf=1 irradi=0.25 phases=2 Pmpp=1.50 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp

```
!New PVSystem.cliente_22 bus1=BUSLV43.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=1.50 pf=1 irradi=0.25
phases=2 Pmpp=1.50 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp
!New PVSystem.cliente_24 bus1=BUSLV44.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=1.50 pf=1 irradi=0.25
phases=2 Pmpp=1.50 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp
!New PVSystem.cliente_43 bus1=BUSLV41.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=1.50 pf=1 irradi=0.25
phases=2 Pmpp=1.50 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp
!New PVSystem.cliente_93 bus1=BUSLV86.1.2.3 kV=0.127 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=1.26 pf=1 irradi=0.25
phases=3 Pmpp=1.26 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp
```

```
!New PVSystem.cliente_54 bus1=BUSLV63.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=1.00 pf=1 irradi=0.25
phases=2 Pmpp=1.00 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp
!New PVSystem.cliente_26 bus1=BUSLV48.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=1.26 pf=1 irradi=0.25
phases=2 Pmpp=1.26 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp
!New PVSystem.cliente_52 bus1=BUSLV61.1.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.25 pf=1 irradi=0.25
phases=2 Pmpp=2.25 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp
!New PVSystem.cliente_28 bus1=BUSLV49.2.3 kV=0.22 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=2.75 pf=1 irradi=0.25
phases=2 Pmpp=2.75 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCurve=MyPvsT daily=MyIrrad TDaily=Mytemp
!New PVSystem.cliente_83 bus1=BUSLV79.1.2.3 kV=0.127 %cutin=0.1%cutout=0.1 conn=wye kva=0.50 pf=1 irradi=0.25
phases=3 Pmpp=0.50 temperature=25 effcurve=MyEffvsP P-TCur
```

\*\*\*\*\*

## !MEDICION

### !TENSIONES Y CORRIENTES:

```
new monitor.VI_M1 element=line.LVL12 terminal=1 mode=0 ppolar=no
new monitor.VI_M2 element=line.LVL14 terminal=1 mode=0 ppolar=no
new monitor.VI_M3 element=line.LVL16 terminal=1 mode=0 ppolar=no
new monitor.VI_M4 element=line.LVL19 terminal=1 mode=0 ppolar=no
new monitor.VI_M5 element=line.LVL3 terminal=1 mode=0 ppolar=no
new monitor.VI_M6 element=line.LVL6 terminal=1 mode=0 ppolar=no
new monitor.VI_M7 element=line.LVL7 terminal=1 mode=0 ppolar=no
new monitor.VI_M8 element=transformer.3F_1 terminal=1 mode=0 ppolar=no
new monitor.VI_M9 element=transformer.3F_1 terminal=1 mode=1 ppolar=no
```

## !POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN ACOMETIDAS

### !2 PANELES

```
New monitor.Acometida_4 element=line.LAL4 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_6 element=line.LAL6 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_7 element=line.LAL7 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_10 element=line.LAL10 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_16 element=line.LAL16 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_17 element=line.LAL17 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_18 element=line.LAL18 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_41 element=line.LAL41 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_49 element=line.LAL49 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_51 element=line.LAL51 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_55 element=line.LAL55 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_57 element=line.LAL57 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_67 element=line.LAL67 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_69 element=line.LAL69 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_83 element=line.LAL83 terminal=1 mode=1 ppolar=0
```

### !3 PANELES

```
New monitor.Acometida_8 element=line.LAL8 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_20 element=line.LAL20 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_56 element=line.LAL56 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_60 element=line.LAL60 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_78 element=line.LAL78 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_87 element=line.LAL87 terminal=1 mode=1 ppolar=0
```

### !4 PANELES

```
New monitor.Acometida_5 element=line.LAL5 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_9 element=line.LAL9 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_21 element=line.LAL21 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_36 element=line.LAL36 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_45 element=line.LAL45 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_50 element=line.LAL50 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_54 element=line.LAL54 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_68 element=line.LAL68 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_72 element=line.LAL72 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.Acometida_84 element=line.LAL84 terminal=1 mode=1 ppolar=0
```

New monitor.Acometida\_85 element=line.LAL85 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_92 element=line.LAL92 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_95 element=line.LAL95 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!5 PANELES  
New monitor.Acometida\_19 element=line.LAL19 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_26 element=line.LAL26 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_37 element=line.LAL37 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_40 element=line.LAL40 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_46 element=line.LAL46 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_62 element=line.LAL62 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_65 element=line.LAL65 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_66 element=line.LAL66 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_88 element=line.LAL88 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!6 PANELES  
New monitor.Acometida\_2 element=line.LAL2 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_30 element=line.LAL30 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_48 element=line.LAL48 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_61 element=line.LAL61 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_74 element=line.LAL74 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_77 element=line.LAL77 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!7 PANELES  
New monitor.Acometida\_33 element=line.LAL33 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_42 element=line.LAL42 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_58 element=line.LAL58 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_79 element=line.LAL79 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_93 element=line.LAL93 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!8 PANELES  
New monitor.Acometida\_15 element=line.LAL15 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_24 element=line.LAL24 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_82 element=line.LAL82 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_89 element=line.LAL89 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_96 element=line.LAL96 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!9 PANELES  
New monitor.Acometida\_43 element=line.LAL43 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_52 element=line.LAL52 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!10 PANELES  
New monitor.Acometida\_70 element=line.LAL70 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!11 PANELES  
New monitor.Acometida\_28 element=line.LAL28 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!12 PANELES  
New monitor.Acometida\_22 element=line.LAL22 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_75 element=line.LAL75 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!15 PANELES  
New monitor.Acometida\_3 element=line.LAL3 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!21 PANELES  
New monitor.Acometida\_11 element=line.LAL11 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!34 PANELES  
New monitor.Acometida\_1 element=line.LAL1 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN FVS  
!2 PANELES  
New monitor.FV\_4 element=PVSystem.cliente\_4 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_6 element=PVSystem.cliente\_6 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_7 element=PVSystem.cliente\_7 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_10 element=PVSystem.cliente\_10 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_16 element=PVSystem.cliente\_16 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_17 element=PVSystem.cliente\_17 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_18 element=PVSystem.cliente\_18 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_41 element=PVSystem.cliente\_41 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_49 element=PVSystem.cliente\_49 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_51 element=PVSystem.cliente\_51 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_55 element=PVSystem.cliente\_55 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_57 element=PVSystem.cliente\_57 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_67 element=PVSystem.cliente\_67 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_69 element=PVSystem.cliente\_69 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!3 PANELES  
New monitor.FV\_8 element=PVSystem.cliente\_8 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_20 element=PVSystem.cliente\_20 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_56 element=PVSystem.cliente\_56 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_60 element=PVSystem.cliente\_60 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.FV\_78 element=PVSystem.cliente\_78 terminal=1 mode=1 ppolar=0

```
New monitor.FV_87 element=PVSystem.cliente_87 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!4 PANELES
New monitor.FV_5 element=PVSystem.cliente_5 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_9 element=PVSystem.cliente_9 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_21 element=PVSystem.cliente_21 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_36 element=PVSystem.cliente_36 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_45 element=PVSystem.cliente_45 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_50 element=PVSystem.cliente_50 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!New monitor.FV_54 element=PVSystem.cliente_54 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_68 element=PVSystem.cliente_68 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_72 element=PVSystem.cliente_72 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_84 element=PVSystem.cliente_84 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_85 element=PVSystem.cliente_85 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_92 element=PVSystem.cliente_92 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_95 element=PVSystem.cliente_95 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!5 PANELES
New monitor.FV_19 element=PVSystem.cliente_19 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!New monitor.FV_26 element=PVSystem.cliente_26 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_37 element=PVSystem.cliente_37 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_40 element=PVSystem.cliente_40 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_46 element=PVSystem.cliente_46 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_62 element=PVSystem.cliente_62 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_65 element=PVSystem.cliente_65 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_66 element=PVSystem.cliente_66 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_88 element=PVSystem.cliente_88 terminal=1 mode=1 ppolar=0

!6 PANELES
!New monitor.FV_2 element=PVSystem.cliente_2 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_30 element=PVSystem.cliente_30 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_48 element=PVSystem.cliente_48 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_61 element=PVSystem.cliente_61 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_74 element=PVSystem.cliente_74 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_77 element=PVSystem.cliente_77 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!7 PANELES
New monitor.FV_33 element=PVSystem.cliente_33 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_42 element=PVSystem.cliente_42 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_58 element=PVSystem.cliente_58 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_79 element=PVSystem.cliente_79 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!New monitor.FV_93 element=PVSystem.cliente_93 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!8 PANELES
!New monitor.FV_15 element=PVSystem.cliente_15 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!New monitor.FV_24 element=PVSystem.cliente_24 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_82 element=PVSystem.cliente_82 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_89 element=PVSystem.cliente_89 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_96 element=PVSystem.cliente_96 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!9 PANELES
!New monitor.FV_43 element=PVSystem.cliente_43 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!New monitor.FV_52 element=PVSystem.cliente_52 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!10 PANELES
New monitor.FV_70 element=PVSystem.cliente_70 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!11 PANELES
!New monitor.FV_28 element=PVSystem.cliente_28 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!12 PANELES
!New monitor.FV_22 element=PVSystem.cliente_22 terminal=1 mode=1 ppolar=0
New monitor.FV_75 element=PVSystem.cliente_75 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!15 PANELES
!New monitor.FV_3 element=PVSystem.cliente_3 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!21 PANELES
New monitor.FV_11 element=PVSystem.cliente_11 terminal=1 mode=1 ppolar=0
!34 PANELES
New monitor.FV_1 element=PVSystem.cliente_1 terminal=1 mode=1 ppolar=0

!New monitor.FV_722 element=PVSystem.cliente_72 terminal=1 mode=3 ppolar=0

set mode=daily stepsize=15m number=96

*****
!MEDICION
!TENSIONES Y CORRIENTES:
new monitor.VI_M1 element=line.LVL12 terminal=1 mode=0 ppolar=no
```

new monitor.VI\_M2 element=line.LVL14 terminal=1 mode=0 ppolar=no  
new monitor.VI\_M3 element=line.LVL16 terminal=1 mode=0 ppolar=no  
new monitor.VI\_M4 element=line.LVL19 terminal=1 mode=0 ppolar=no  
new monitor.VI\_M5 element=line.LVL3 terminal=1 mode=0 ppolar=no  
new monitor.VI\_M6 element=line.LVL6 terminal=1 mode=0 ppolar=no  
new monitor.VI\_M7 element=line.LVL7 terminal=1 mode=0 ppolar=no  
new monitor.VI\_M8 element=transformer.3F\_1 terminal=2 mode=0 ppolar=no  
new monitor.VI\_M9 element=transformer.3F\_1 terminal=1 mode=1 ppolar=no  
!POTENCIA ACTIVA Y REACTIVA EN ACOMETIDAS

## !2 PANELES

New monitor.Acometida\_4 element=line.LAL4 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_6 element=line.LAL6 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_7 element=line.LAL7 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_10 element=line.LAL10 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_16 element=line.LAL16 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_17 element=line.LAL17 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_18 element=line.LAL18 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_41 element=line.LAL41 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_49 element=line.LAL49 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_51 element=line.LAL51 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_55 element=line.LAL55 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_57 element=line.LAL57 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_67 element=line.LAL67 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_69 element=line.LAL69 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_83 element=line.LAL83 terminal=1 mode=1 ppolar=0

## !3 PANELES

New monitor.Acometida\_8 element=line.LAL8 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_20 element=line.LAL20 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_56 element=line.LAL56 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_60 element=line.LAL60 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_78 element=line.LAL78 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_87 element=line.LAL87 terminal=1 mode=1 ppolar=0

## !4 PANELES

New monitor.Acometida\_5 element=line.LAL5 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_9 element=line.LAL9 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_21 element=line.LAL21 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_36 element=line.LAL36 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_45 element=line.LAL45 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_50 element=line.LAL50 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_54 element=line.LAL54 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_68 element=line.LAL68 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_72 element=line.LAL72 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_84 element=line.LAL84 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_85 element=line.LAL85 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_92 element=line.LAL92 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_95 element=line.LAL95 terminal=1 mode=1 ppolar=0

## !5 PANELES

New monitor.Acometida\_19 element=line.LAL19 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_26 element=line.LAL26 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_37 element=line.LAL37 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_40 element=line.LAL40 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_46 element=line.LAL46 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_62 element=line.LAL62 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_65 element=line.LAL65 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_66 element=line.LAL66 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_88 element=line.LAL88 terminal=1 mode=1 ppolar=0

## !6 PANELES

New monitor.Acometida\_2 element=line.LAL2 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_30 element=line.LAL30 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_48 element=line.LAL48 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_61 element=line.LAL61 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_74 element=line.LAL74 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_77 element=line.LAL77 terminal=1 mode=1 ppolar=0

## !7 PANELES

New monitor.Acometida\_33 element=line.LAL33 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_42 element=line.LAL42 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_58 element=line.LAL58 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_79 element=line.LAL79 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_93 element=line.LAL93 terminal=1 mode=1 ppolar=0

## !8 PANELES

# UCUENCA

New monitor.Acometida\_15 element=line.LAL15 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_24 element=line.LAL24 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_82 element=line.LAL82 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_89 element=line.LAL89 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_96 element=line.LAL96 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!9 PANELES  
New monitor.Acometida\_43 element=line.LAL43 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_52 element=line.LAL52 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!10 PANELES  
New monitor.Acometida\_70 element=line.LAL70 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!11 PANELES  
New monitor.Acometida\_28 element=line.LAL28 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!12 PANELES  
New monitor.Acometida\_22 element=line.LAL22 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
New monitor.Acometida\_75 element=line.LAL75 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!15 PANELES  
New monitor.Acometida\_3 element=line.LAL3 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!21 PANELES  
New monitor.Acometida\_11 element=line.LAL11 terminal=1 mode=1 ppolar=0  
!34 PANELES  
New monitor.Acometida\_1 element=line.LAL1 terminal=1 mode=1 ppolar=0



**ANEXO 4**

**EMISIONES DE CO2 NO EMITIDAS**

## ESTRATO E

- 0.42 kWp SYSTEM
- 1 PV MODULE: 420Wp
- 1 INVERTER: 0.38kW

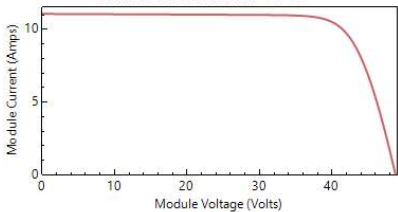
LOCATION: CUENCA, ECUADOR (-2.91, -79.02)

## PV MODULES

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

DualSun SAS DualSun 420M-144-01



Nominal efficiency	19.4486 %	Temperature coefficients	
Maximum power (Pmp)	420.090 Wdc		-0.334 %/°C
Max power voltage (Vmp)	40.2 Vdc		-1.403 W/°C
Max power current (Imp)	10.4 Adc		
Open circuit voltage (Voc)	48.8 Vdc		-0.268 V/°C
Short circuit current (Isc)	11.0 Adc		0.049 %/°C
			0.005 A/°C

**Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1

Bifaciality: 0.65 0-1

Ground clearance height: 1 m

---

**Temperature Correction**

Nominal operating cell temperature (NOCT) method  
 Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**

Mounting standoff: Ground or rack mounted

Array height: One story building height or lower

---

**Transient Thermal Model Correction**

Module unit mass: 11.092 kg/m<sup>2</sup> The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

---

**Heat Transfer Method Parameters**

Mounting configuration: Rack

Heat transfer dimensions: Module Dimensions

Mounting structure orientation: Structures do not impede flow underneath module

Module width: 1 m

Module length: 2.16 m

Rows of modules in array: 1

Columns of modules in array: 10

Temperature behind the module: 20 °C

Space between module back and roof surface: 0.05 m

---

**Physical Characteristics**

Material: Mono-c-Si

Module area: 2.160 m<sup>2</sup>

Number of cells: 72

---

**Additional Parameters**

T<sub>noct</sub>: 43.9 °C

A<sub>ref</sub>: 1.78505 V

I<sub>L\_ref</sub>: 11.0475 A

I<sub>o\_ref</sub>: 1.46575e-11 A

R<sub>s</sub>: 0.295461 Ohm

R<sub>sh\_ref</sub>: 437.683 Ohm

The model assumes a reference bandgap voltage Eg\_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

## INVERTER

**Efficiency Curve and Characteristics**

Enphase Energy Inc : D380-72-208-51x [208V]

Number of MPPT inputs:  CEC weighted efficiency:  %  
European weighted efficiency:  %

**Datasheet Parameters**

Maximum AC power	<input type="text" value="380"/>	Wac
Maximum DC power	<input type="text" value="401.296"/>	Wdc
Power use during operation	<input type="text" value="1.78135"/>	Wdc
Power use at night	<input type="text" value="0.5"/>	Wac
Nominal AC voltage	<input type="text" value="208"/>	Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="40"/>	Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="12.5405"/>	Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="22"/>	Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="32"/>	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="40"/>	Vdc

**Sandia Coefficients**

C0	<input type="text" value="-5.8e-05"/>	1/Wac
C1	<input type="text" value="-0.000997"/>	1/Vdc
C2	<input type="text" value="-0.022545"/>	1/Vdc
C3	<input type="text" value="-0.078398"/>	1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**CEC Information**

CEC name:  CEC hybrid:  CEC type:  CEC date:

**Inverter Temperature Derate Curves**

	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)	Slope(1/C)
Import...	800	28	-0.02	56	0
Export...	600	52	-0.0375	60	0
Copy	390	38	-0.0125	50	-0.025

Rows:   
Cols:

Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

## SYSTEM DESIGN

AC Sizing	Sizing Summary			
Number of inverters <input type="text" value="1"/> DC to AC ratio <input type="text" value="1.11"/> Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below. <input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration	Nameplate DC capacity	<input type="text" value="0.420"/> kWdc	Number of modules	<input type="text" value="1"/>
	Total AC capacity	<input type="text" value="0.380"/> kWac	Number of strings	<input type="text" value="1"/>
	Total inverter DC capacity	<input type="text" value="0.401"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="2.2"/> m <sup>2</sup>

**DC Sizing and Configuration**  
 To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="1"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="1"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="1"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="48.8"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="40.2"/>			

**Tracking & Orientation**

Azimuth  
N = 0  
W 270  
E 90  
S 180

Tilt  
90° Vert.  
Horiz.

Fixed  
 1 Axis  
 2 Axis  
 Azimuth Axis  
 Seasonal Tilt

Tilt=latitude

Tilt (deg)

Azimuth (deg)

Ground coverage ratio (GCR)

Tracker rotation limit (deg)

Backtracking  Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

## SUMMARY RESULTS

### Performance Model

<b>Modules</b>	
DualSun SAS DualSun 420M-144-01	
Cell material	Mono-c-Si
Module area	2.16 m <sup>2</sup>
Module capacity	420.09 DC Watts
Quantity	1
Total capacity	0.42 DC kW
Total area	2 m <sup>2</sup>

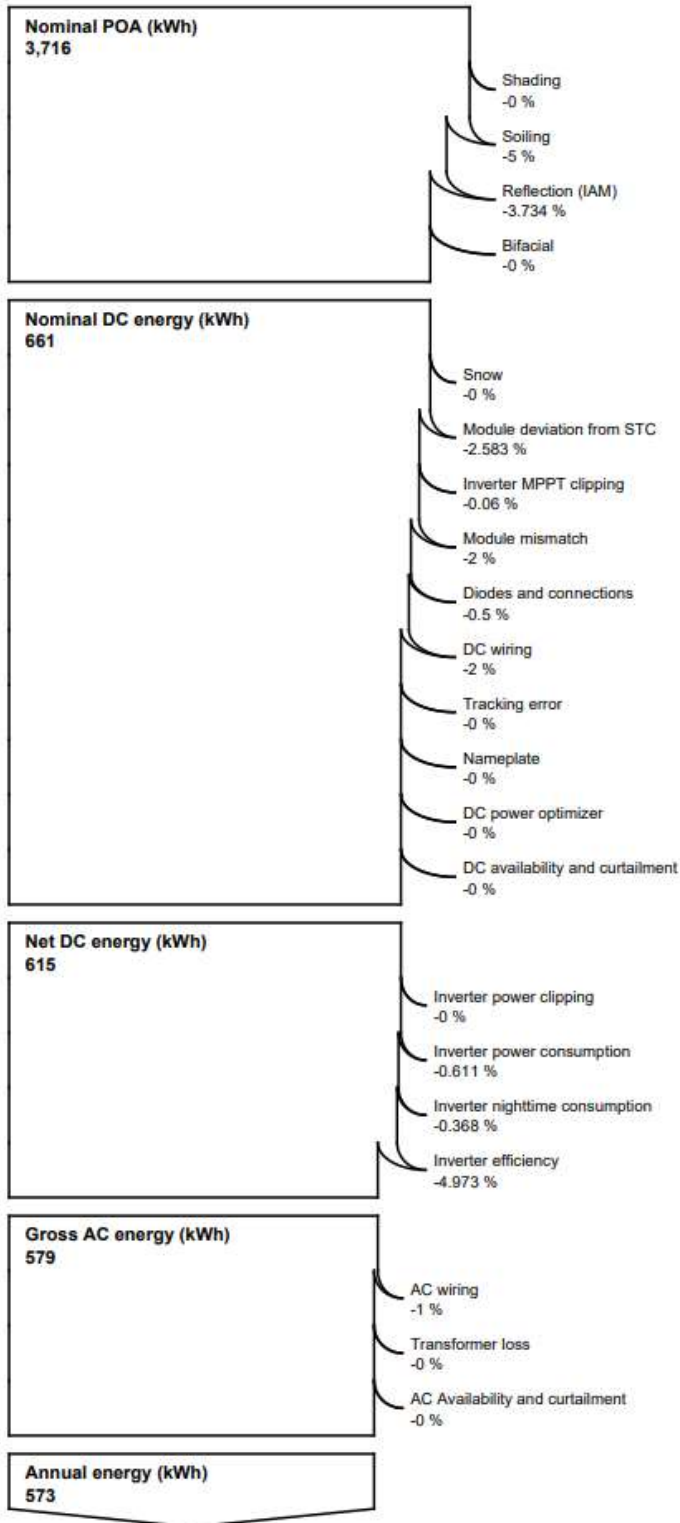
<b>Inverters</b>	
Enphase Energy Inc : D380-72-208-S1x	
Unit capacity	380 AC Watts
Input voltage	22 - 40 VDC DC V
Quantity	1
Total capacity	380 AC kW
DC to AC Capacity Ratio	0.00
AC losses (%)	1.00

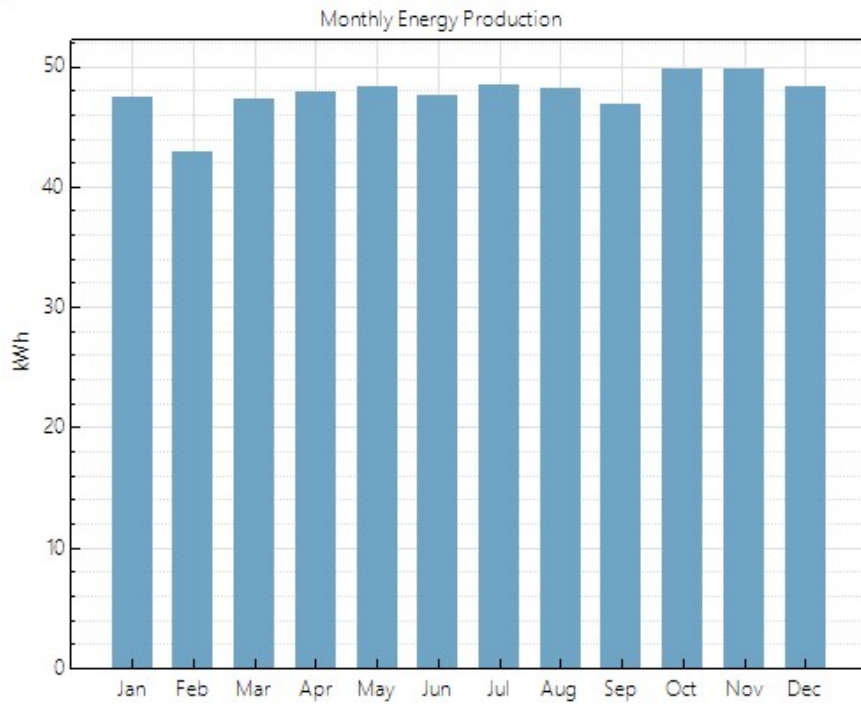
<b>Array</b>	
Strings	1
Modules per string	1
String Voc (DC V)	48.80
Tilt (deg from horizontal)	15.00
Azimuth (deg E of N)	0
Tracking	no
Backtracking	-
Self shading	no
Rotation limit (deg)	-
Shading	no
Snow	no
Soiling	yes
DC losses (%)	4.44

<b>Performance Adjustments</b>	
Availability/Curtailment	none
Degradation	none
Hourly or custom losses	none

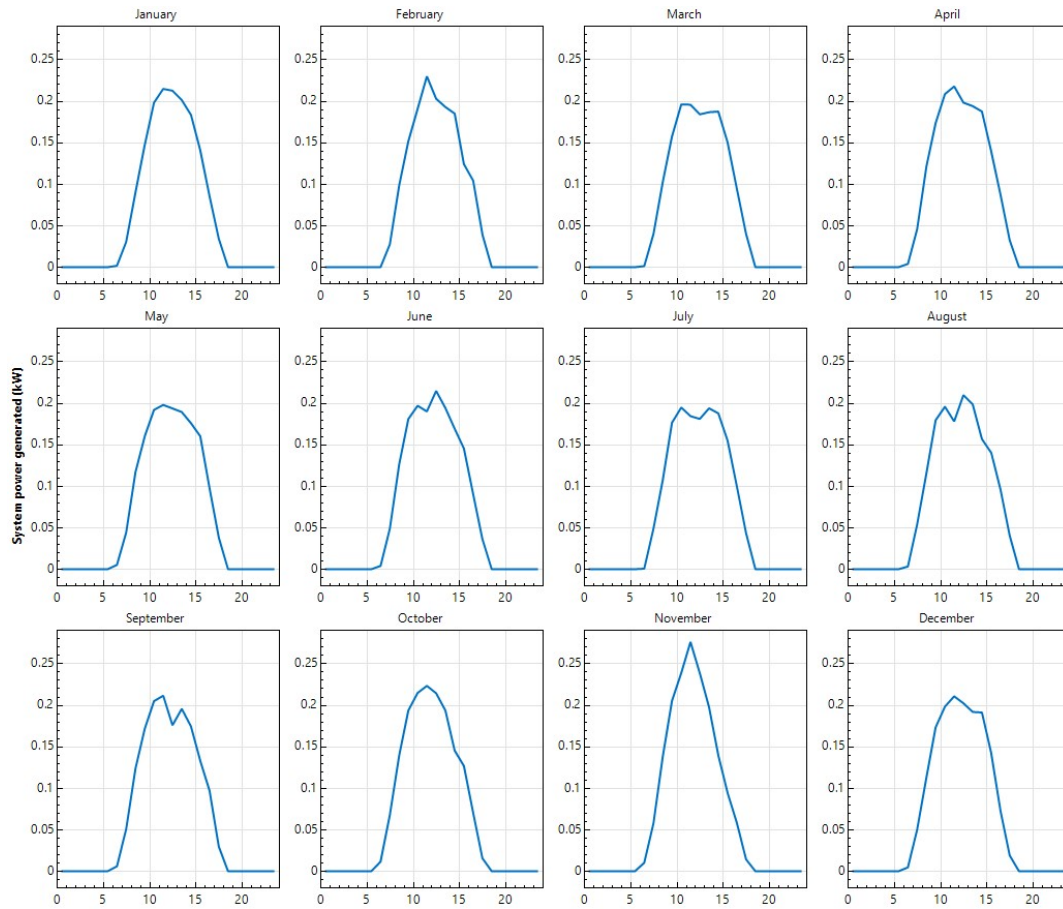
<b>Annual Results (in Year 1)</b>	
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.80
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	4.00
Net to inverter	610 DC kWh
Net to grid	570 AC kWh
Capacity factor	15.6
Performance ratio	0.79

# UCUENCA





## SYSTEM POWER GENERATED: MONTHLY PROFILES



## ESTIMATED ANNUAL PRODUCTION

YEAR	ANUAL ENERGY (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED
1	573	0.34
2	568	0.34
3	564	0.34
4	559	0.34
5	555	0.33
6	550	0.33
7	545	0.33
8	541	0.32
9	536	0.32
10	532	0.32
11	527	0.32
12	523	0.31
13	518	0.31
14	513	0.31
15	509	0.31
16	504	0.30
17	500	0.30
18	495	0.30
19	490	0.29
20	486	0.29
21	481	0.29
22	477	0.29
23	472	0.28
24	468	0.28
25	463	0.28



## ESTRATO D

- 0.8 kWp SYSTEM
- 2 PV MODULES: 400Wp
- 2 INVERTERS: 0.38kW

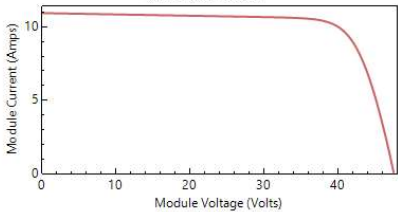
LOCATION: CUENCA, ECUADOR (-2.91, -79.02)

## PV MODULES

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

SunPower SPR-A400



Nominal efficiency	21.3882 %	Temperature coefficients	
Maximum power (Pmp)	399.960 Wdc		-0.311 %/°C
Max power voltage (Vmp)	39.6 Vdc		-1.244 W/°C
Max power current (Imp)	10.1 Adc		
Open circuit voltage (Voc)	47.6 Vdc		-0.237 V/°C
Short circuit current (Isc)	10.9 Adc		0.038 %/°C
			0.004 A/°C

**Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1

Bifaciality: 0.65 0-1

Ground clearance height: 1 m

---

**Temperature Correction**

Nominal operating cell temperature (NOCT) method  
 Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**

Mounting standoff: Ground or rack mounted

Array height: One story building height or lower

---

**Transient Thermal Model Correction**

Module unit mass: 11.092 kg/m<sup>2</sup> The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

---

**Heat Transfer Method Parameters**

Mounting configuration: Rack

Heat transfer dimensions: Module Dimensions

Mounting structure orientation: Structures do not impede flow underneath module

Module width: 1 m

Module length: 1.87 m

Rows of modules in array: 1

Columns of modules in array: 10

Temperature behind the module: 20 °C

Space between module back and roof surface: 0.05 m

---

**Physical Characteristics**

Material: Mono-c-Si

Module area: 1.870 m<sup>2</sup>

Number of cells: 66

---

**Additional Parameters**

T<sub>noct</sub>: 46.4 °C

A<sub>ref</sub>: 1.68956 V

I<sub>L\_ref</sub>: 10.9258 A

I<sub>o\_ref</sub>: 6.106e-12 A

R<sub>s</sub>: 0.264011 Ohm

R<sub>sh\_ref</sub>: 111.548 Ohm

The model assumes a reference bandgap voltage Eg\_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

## INVERTER

**Efficiency Curve and Characteristics**

Enphase Energy Inc : D380-72-208-51x [208V]

Number of MPPT inputs:       CEC weighted efficiency:  %  
 European weighted efficiency:  %

**Datasheet Parameters**

Maximum AC power	<input type="text" value="380"/>	Wac
Maximum DC power	<input type="text" value="401.296"/>	Wdc
Power use during operation	<input type="text" value="1.78135"/>	Wdc
Power use at night	<input type="text" value="0.5"/>	Wac
Nominal AC voltage	<input type="text" value="208"/>	Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="40"/>	Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="12.5405"/>	Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="22"/>	Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="32"/>	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="40"/>	Vdc

**Sandia Coefficients**

C0	<input type="text" value="-5.8e-05"/>	1/Wac
C1	<input type="text" value="-0.000997"/>	1/Vdc
C2	<input type="text" value="-0.022545"/>	1/Vdc
C3	<input type="text" value="-0.078398"/>	1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**-CEC Information-**

CEC name:       CEC hybrid:       CEC type:       CEC date:

**Inverter Temperature Derate Curves**

	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)	Slope(1/C)
Import...	800	28	-0.02	56	0
Export...	600	52	-0.0375	60	0
Copy	390	38	-0.0125	50	-0.025

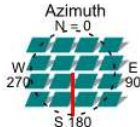

Rows:       Cols:

Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

## SYSTEM DESIGN

AC Sizing	Sizing Summary			
Number of inverters <input type="text" value="2"/> DC to AC ratio <input type="text" value="1.05"/> Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below. <input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration	Nameplate DC capacity	<input type="text" value="0.800"/> kWdc	Number of modules	<input type="text" value="2"/>
	Total AC capacity	<input type="text" value="0.760"/> kWac	Number of strings	<input type="text" value="2"/>
	Total inverter DC capacity	<input type="text" value="0.803"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="3.7"/> m <sup>2</sup>

DC Sizing and Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
<b>Electrical Configuration</b>	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>		
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>		
Number of modules in subarray	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>		
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="47.6"/>	<input type="text" value="47.6"/>		
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="39.6"/>	<input type="text" value="39.6"/>		
<b>Tracking &amp; Orientation</b>				
		<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt	
	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude		
Tilt (deg)	<input type="text" value="15"/>	<input type="text" value="15"/>		
Azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="0"/>		
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>		
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>		
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable		

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

## SUMMARY RESULTS

### Performance Model

<b>Modules</b>	
SunPower SPR-A400	
Cell material	Mono-c-Si
Module area	1.87 m <sup>2</sup>
Module capacity	399.96 DC Watts
Quantity	2
Total capacity	0.8 DC kW
Total area	3 m <sup>2</sup>

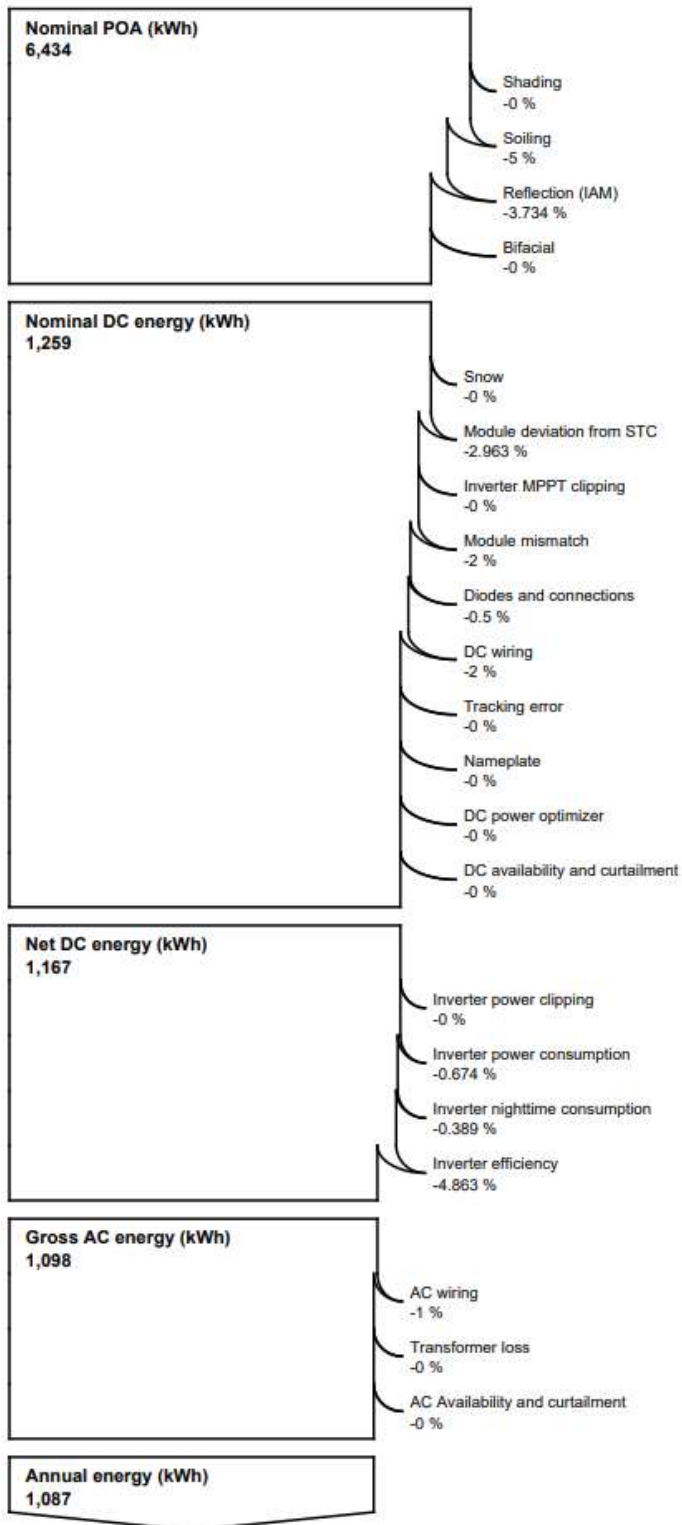
<b>Inverters</b>	
Enphase Energy Inc : D380-72-208-S1x	
Unit capacity	380 AC Watts
Input voltage	22 - 40 VDC DC V
Quantity	2
Total capacity	760 AC kW
DC to AC Capacity Ratio	0.00
AC losses (%)	1.00

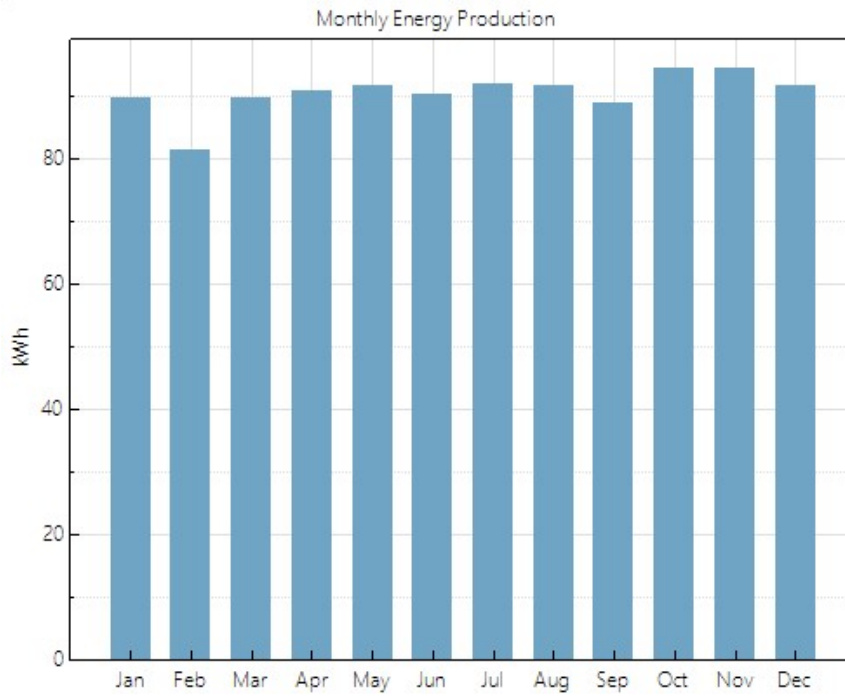
<b>Two subarrays:</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
Strings	1	1
Modules per string	1	1
String Voc (DC V)	47.60	47.60
Tilt (deg from horizontal)	15.00	15.00
Azimuth (deg E of N)	0	0
Tracking	no	no
Backtracking	-	-
Self shading	no	no
Rotation limit (deg)	-	-
Shading	no	no
Snow	no	no
Soiling	yes	yes
DC losses (%)	4.44	4.44

<b>Performance Adjustments</b>	
Availability/Curtailment	none
Degradation	none
Hourly or custom losses	none

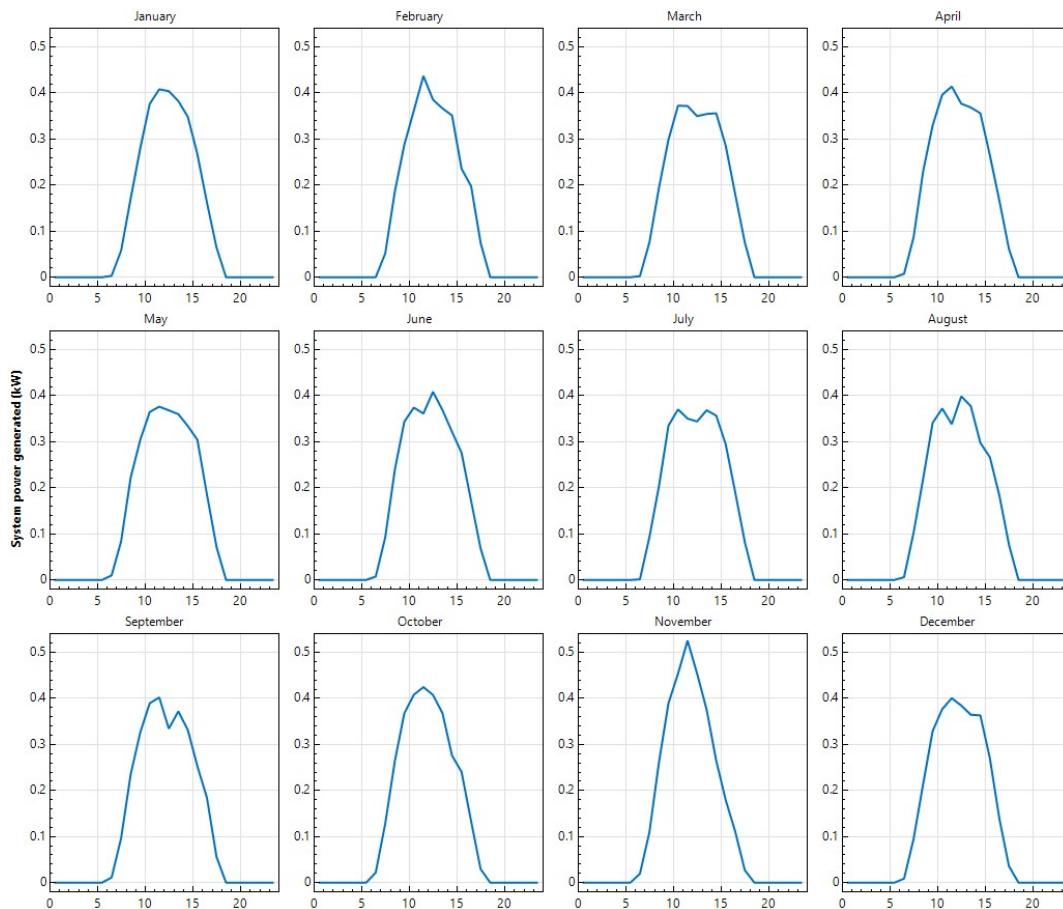
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.80	4.80
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	4.00	4.00
Net to inverter	1,160 DC kWh	
Net to grid	1,080 AC kWh	
Capacity factor	15.5	
Performance ratio	0.79	

# UCUENCA





## SYSTEM POWER GENERATED: MONTHLY PROFILES



## ESTIMATED ANNUAL PRODUCTION

YEAR	ANUAL ENERGY (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED
1	1,087	0.65
2	1,078	0.65
3	1,070	0.64
4	1,061	0.64
5	1,052	0.63
6	1,044	0.63
7	1,035	0.62
8	1,026	0.62
9	1,017	0.61
10	1,009	0.61
11	1,000	0.60
12	991	0.59
13	983	0.59
14	974	0.58
15	965	0.58
16	957	0.57
17	948	0.57
18	939	0.56
19	930	0.56
20	922	0.55
21	913	0.55
22	904	0.54
23	896	0.54
24	887	0.53
25	878	0.53

## ESTRATO C

- 1.26 kWp SYSTEM
- 3 PV MODULES: 420Wp
- 1 INVERTER: 1kW

LOCATION: CUENCA, ECUADOR (-2.91, -79.02)

### PV MODULES

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

Nominal efficiency	19.44 %	Temperature coefficients	
Maximum power (Pmp)	419.904 Wdc		-0.424 %/°C
Max power voltage (Vmp)	72.9 Vdc		-1.780 W/°C
Max power current (Imp)	5.8 Adc		
Open circuit voltage (Voc)	85.6 Vdc		-0.326 %/°C
Short circuit current (Isc)	6.1 Adc		-0.279 W/°C
			0.019 %/°C
			0.001 A/°C

**-Bifacial Specifications-**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1

Bifaciality: 0.65 0-1

Ground clearance height: 1 m

**Temperature Correction**

Nominal operating cell temperature (NOCT) method  
 Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**

Mounting standoff: Ground or rack mounted

Array height: One story building height or lower

**Transient Thermal Model Correction**

Module unit mass: 11.092 kg/m<sup>2</sup> The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

**Heat Transfer Method Parameters**

Mounting configuration: Rack

Heat transfer dimensions: Module Dimensions

Mounting structure orientation: Structures do not impede flow underneath module

Module width: 1 m

Module length: 2.16 m

Rows of modules in array: 1

Columns of modules in array: 10

Temperature behind the module: 20 °C

Space between module back and roof surface: 0.05 m

**Physical Characteristics**

Material: Mono-c-Si

Module area: 2.160 m<sup>2</sup>

Number of cells: 128

**Additional Parameters**

T<sub>noct</sub>: 44.6 °C

A<sub>ref</sub>: 3.45508 V

I<sub>L\_ref</sub>: 6.14312 A

I<sub>o\_ref</sub>: 1.047e-10 A

R<sub>s</sub>: 0.355704 Ohm

R<sub>sh\_ref</sub>: 699.309 Ohm

The model assumes a reference bandgap voltage Eg\_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.



## INVERTER

**Efficiency Curve and Characteristics**

Ningbo Ginlong Technologies Co - Ltd : GCI-1K-2G-H-US [208V]

Number of MPPT inputs:       CEC weighted efficiency:  %  
 European weighted efficiency:  %

**Datasheet Parameters**

Maximum AC power	<input type="text" value="990"/>	Wac
Maximum DC power	<input type="text" value="1032.9"/>	Wdc
Power use during operation	<input type="text" value="6.60251"/>	Wdc
Power use at night	<input type="text" value="0.297"/>	Wac
Nominal AC voltage	<input type="text" value="208"/>	Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="400"/>	Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="3.68892"/>	Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="100"/>	Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="280"/>	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="400"/>	Vdc

**Sandia Coefficients**

C0	<input type="text" value="-1.7e-05"/>	1/Wac
C1	<input type="text" value="-2.1e-05"/>	1/Vdc
C2	<input type="text" value="-0.000992"/>	1/Vdc
C3	<input type="text" value="-0.001519"/>	1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**CEC Information**

CEC name:       CEC hybrid:       CEC type:       CEC date:

**Inverter Temperature Derate Curves**

	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)	Slope(1/C)
Import...	800	28	-0.02	56	0
Export...	600	52	-0.0375	60	0
Copy	390	38	-0.0125	50	-0.025

Rows:   
 Cols:

Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

## SYSTEM DESIGN

### AC Sizing

Number of inverters

DC to AC ratio

Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.

Estimate Subarray 1 configuration

### Sizing Summary

Nameplate DC capacity	<input type="text" value="1.260"/> kWdc	Number of modules	<input type="text" value="3"/>
Total AC capacity	<input type="text" value="0.990"/> kWac	Number of strings	<input type="text" value="1"/>
Total inverter DC capacity	<input type="text" value="1.033"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="6.5"/> m <sup>2</sup>

---


### DC Sizing and Configuration

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

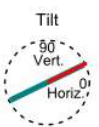
Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="3"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="1"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="3"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="256.8"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="218.7"/>			

---

### Tracking & Orientation



Azimuth  
N = 0  
W 270  
E 90  
S 180



Tilt  
90° Vert.  
Horiz. 0°

Fixed

1 Axis

2 Axis

Azimuth Axis

Seasonal Tilt

Tilt=latitude

Tilt (deg)

Azimuth (deg)

Ground coverage ratio (GCR)

Tracker rotation limit (deg)

Backtracking  Enable

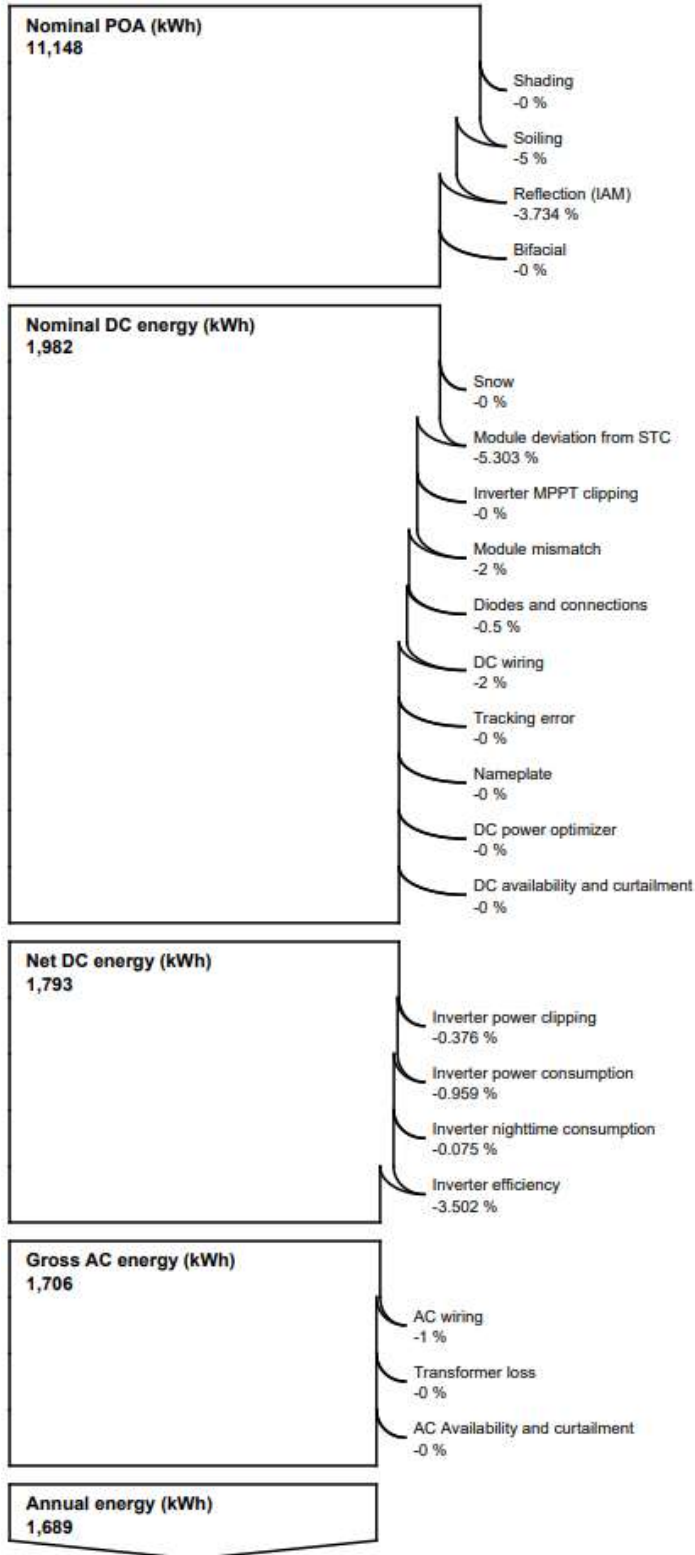
Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

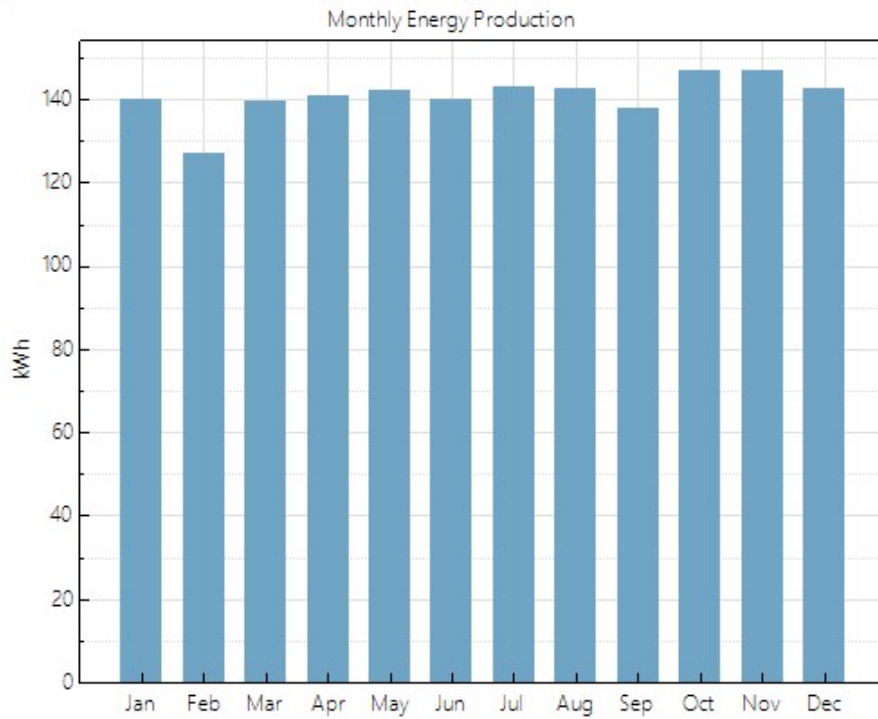
## SUMMARY RESULTS

### Performance Model

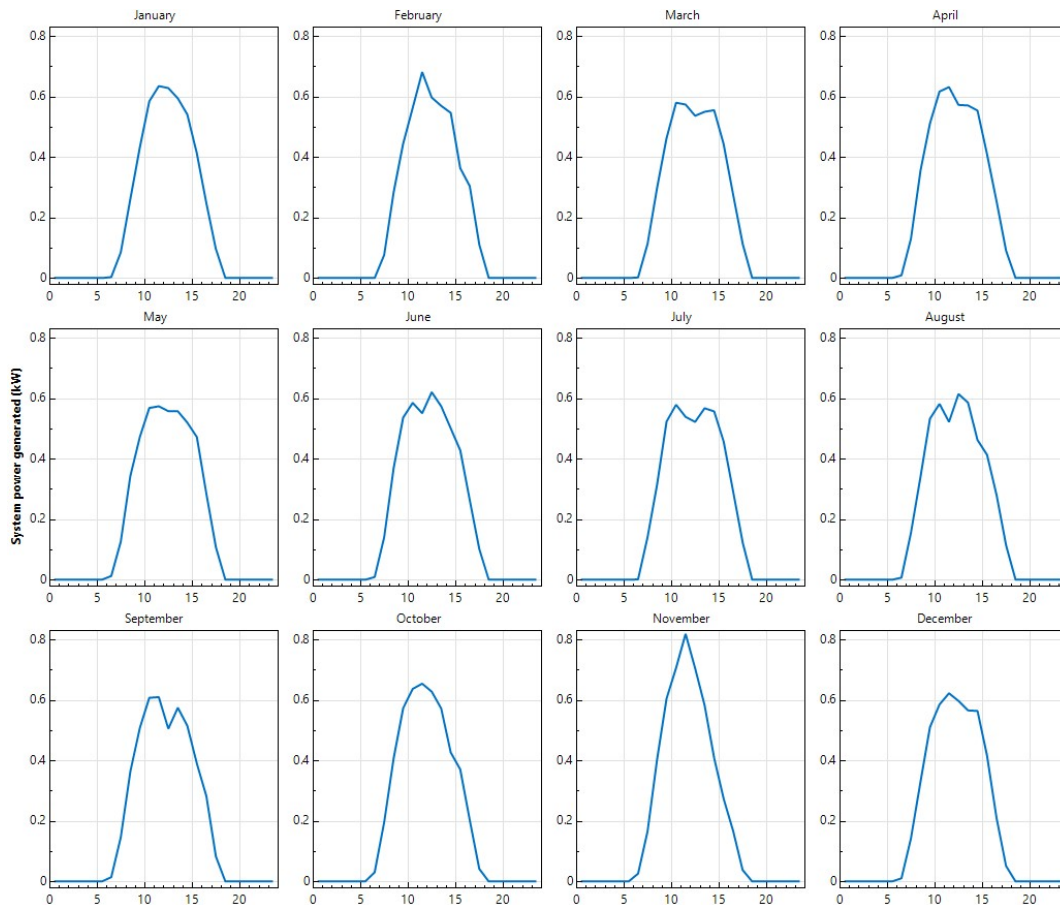
<b>Modules</b>	
SunPower SPR-E19-420-COM	
Cell material	Mono-c-Si
Module area	2.16 m <sup>2</sup>
Module capacity	419.9 DC Watts
Quantity	3
Total capacity	1.26 DC kW
Total area	6 m <sup>2</sup>
<b>Inverters</b>	
Ningbo Ginlong Technologies Co - Ltd : GCI-1K-2G-H-U...	
Unit capacity	990 AC Watts
Input voltage	100 - 400 VDC DC V
Quantity	1
Total capacity	990 AC kW
DC to AC Capacity Ratio	0.00
AC losses (%)	1.00
<b>Array</b>	
Strings	1
Modules per string	3
String Voc (DC V)	256.80
Tilt (deg from horizontal)	15.00
Azimuth (deg E of N)	0
Tracking	no
Backtracking	-
Self shading	no
Rotation limit (deg)	-
Shading	no
Snow	no
Soiling	yes
DC losses (%)	4.44
<b>Performance Adjustments</b>	
Availability/Curtailment	none
Degradation	none
Hourly or custom losses	none
<b>Annual Results (in Year 1)</b>	
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.80
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	4.00
Net to inverter	1,790 DC kWh
Net to grid	1,680 AC kWh
Capacity factor	15.3
Performance ratio	0.78

# UCUENCA





## SYSTEM POWER GENERATED: MONTHLY PROFILES



## ESTIMATED ANNUAL PRODUCTION

YEAR	ANUAL ENERGY (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED
1	1,689	1.01
2	1,675	1.01
3	1,662	1.00
4	1,648	0.99
5	1,635	0.98
6	1,621	0.97
7	1,608	0.96
8	1,594	0.96
9	1,581	0.95
10	1,567	0.94
11	1,554	0.93
12	1,540	0.92
13	1,527	0.92
14	1,513	0.91
15	1,500	0.90
16	1,486	0.89
17	1,473	0.88
18	1,459	0.88
19	1,446	0.87
20	1,432	0.86
21	1,419	0.85
22	1,405	0.84
23	1,392	0.84
24	1,378	0.83
25	1,365	0.82

## ESTRATO B

- 2.1 kWp SYSTEM
- 5 PV MODULES: 420Wp
- 1 INVERTER: 2kW

LOCATION: CUENCA, ECUADOR (-2.91, -79.02)

### PV MODULES

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

SunPower SPR-E19-420-COM

Nominal efficiency	19.44 %	Temperature coefficients	
Maximum power (Pmp)	419.904 Wdc		-0.424 %/°C
Max power voltage (Vmp)	72.9 Vdc		-1.780 W/°C
Max power current (Imp)	5.8 Adc		
Open circuit voltage (Voc)	85.6 Vdc		-0.326 %/°C
Short circuit current (Isc)	6.1 Adc		-0.279 W/°C
			0.019 %/°C
			0.001 A/°C

**-Bifacial Specifications-**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1

Bifaciality: 0.65 0-1

Ground clearance height: 1 m

---

**Temperature Correction**

Nominal operating cell temperature (NOCT) method

Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**

Mounting standoff: Ground or rack mounted

Array height: One story building height or lower

**Transient Thermal Model Correction**

Module unit mass: 11.092 kg/m<sup>2</sup>

The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

**Heat Transfer Method Parameters**

Mounting configuration: Rack

Heat transfer dimensions: Module Dimensions

Mounting structure orientation: Structures do not impede flow underneath module

Module width: 1 m

Module length: 2.16 m

Rows of modules in array: 1

Columns of modules in array: 10

Temperature behind the module: 20 °C

Space between module back and roof surface: 0.05 m

---

**Physical Characteristics**

Material: Mono-c-Si

Module area: 2.160 m<sup>2</sup>

Number of cells: 128

---

**Additional Parameters**

T<sub>noct</sub>: 44.6 °C

A<sub>ref</sub>: 3.45508 V

I<sub>L\_ref</sub>: 6.14312 A

I<sub>o\_ref</sub>: 1.047e-10 A

R<sub>s</sub>: 0.355704 Ohm

R<sub>sh\_ref</sub>: 699.309 Ohm

The model assumes a reference bandgap voltage Eg\_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

## INVERTER

**Efficiency Curve and Characteristics**

Ningbo Ginlong Technologies Co - Ltd : GCI-2K-2G-H-US [208V]

Number of MPPT inputs:       CEC weighted efficiency:  %  
 European weighted efficiency:  %

**- Datasheet Parameters**

Maximum AC power	<input type="text" value="1990"/>	Wac
Maximum DC power	<input type="text" value="2064.36"/>	Wdc
Power use during operation	<input type="text" value="15.2317"/>	Wdc
Power use at night	<input type="text" value="0.597"/>	Wac
Nominal AC voltage	<input type="text" value="208"/>	Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="400"/>	Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="7.3727"/>	Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="100"/>	Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="280"/>	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="400"/>	Vdc

**- Sandia Coefficients**

C0	<input type="text" value="-1e-05"/>	1/Wac
C1	<input type="text" value="-1.8e-05"/>	1/Vdc
C2	<input type="text" value="-0.001189"/>	1/Vdc
C3	<input type="text" value="-0.000992"/>	1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**- CEC Information**

CEC name:       CEC hybrid:       CEC type:       CEC date:

**Inverter Temperature Derate Curves**

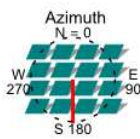
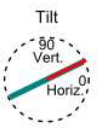
Import...	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)	Slope(1/C)
Export...	800	28	-0.02	56	0
	600	52	-0.0375	60	0
Copy	390	38	-0.0125	50	-0.025

Rows:       Cols:

     Table supports up to four temperature - slope pairs per row.



## SYSTEM DESIGN

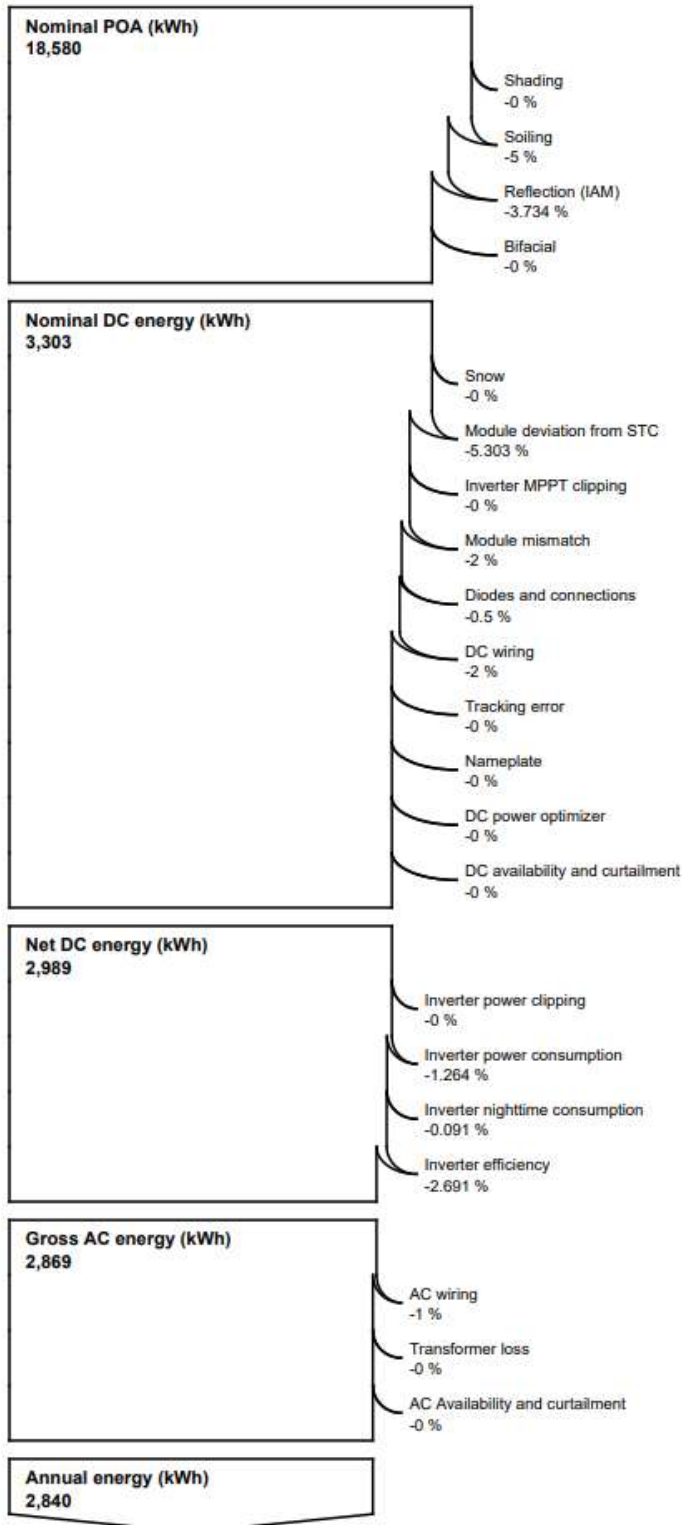
AC Sizing	Sizing Summary			
Number of inverters <input type="text" value="1"/> DC to AC ratio <input type="text" value="1.06"/> Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below. <input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration	Nameplate DC capacity <input type="text" value="2.100"/> kWdc Total AC capacity <input type="text" value="1.990"/> kWac Total inverter DC capacity <input type="text" value="2.064"/> kWdc	Number of modules <input type="text" value="5"/> Number of strings <input type="text" value="1"/> Total module area <input type="text" value="10.8"/> m <sup>2</sup>		
<b>DC Sizing and Configuration</b> To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
<b>Electrical Configuration</b>	<b>Subarray 1</b>	<b>Subarray 2</b>	<b>Subarray 3</b>	<b>Subarray 4</b>
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="5"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="1"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="5"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="428.0"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="364.5"/>			
<b>Tracking &amp; Orientation</b>				
		<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt		
		<input type="checkbox"/> Tilt=latitude Tilt (deg) <input type="text" value="15"/> Azimuth (deg) <input type="text" value="0"/> Ground coverage ratio (GCR) <input type="text" value="0.3"/> Tracker rotation limit (deg) <input type="text" value="45"/> Backtracking <input type="checkbox"/> Enable		
Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.				

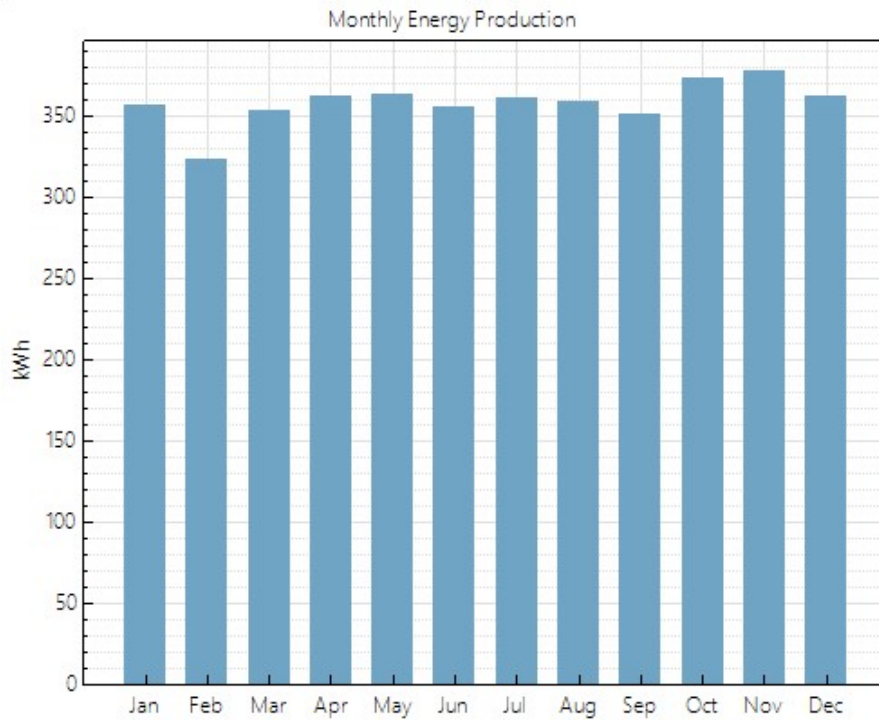
## SUMMARY RESULTS

### Performance Model

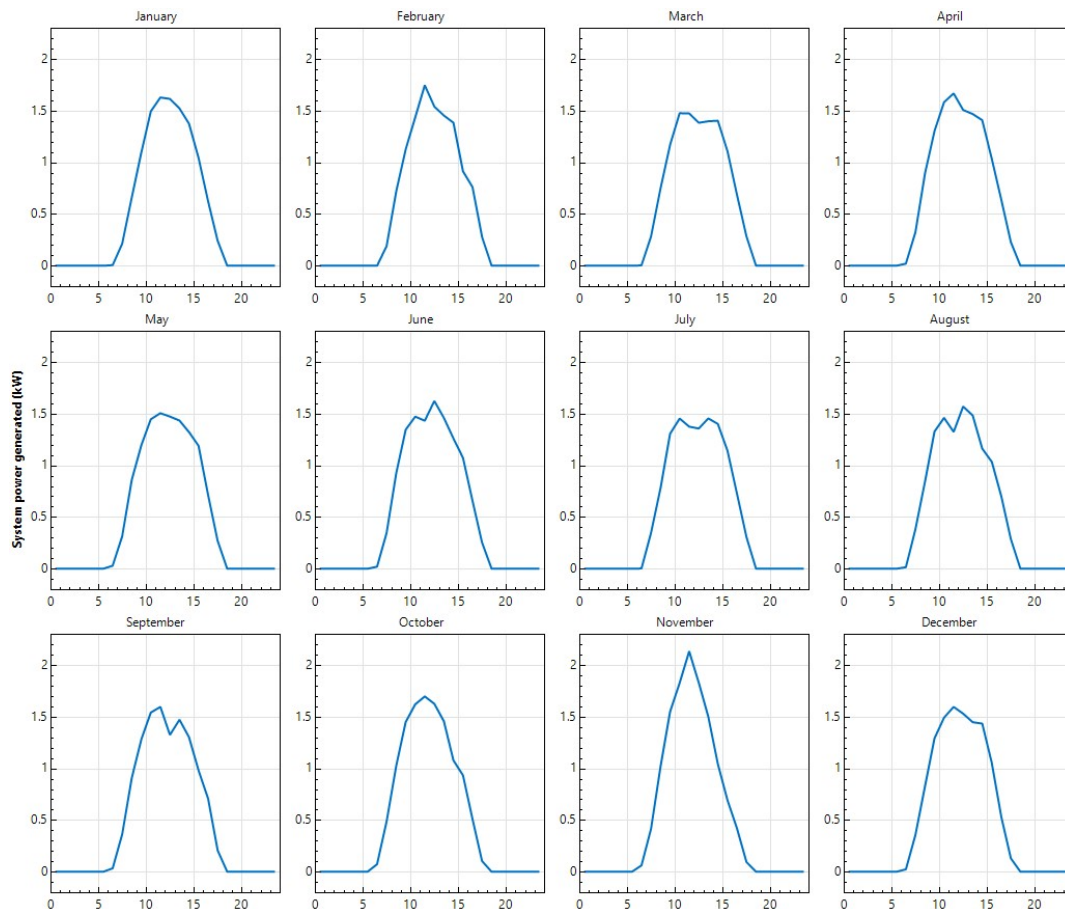
<b>Modules</b>	
SunPower SPR-E19-420-COM	
Cell material	Mono-c-Si
Module area	2.16 m <sup>2</sup>
Module capacity	419.9 DC Watts
Quantity	5
Total capacity	2.1 DC kW
Total area	10 m <sup>2</sup>
<b>Inverters</b>	
Ningbo Ginlong Technologies Co - Ltd : GCI-2K-2G-H-U...	
Unit capacity	1.990000 AC kW
Input voltage	100 - 400 VDC DC V
Quantity	1
Total capacity	1.99 AC kW
DC to AC Capacity Ratio	1.06
AC losses (%)	1.00
<b>Array</b>	
Strings	1
Modules per string	5
String Voc (DC V)	428.00
Tilt (deg from horizontal)	15.00
Azimuth (deg E of N)	0
Tracking	no
Backtracking	-
Self shading	no
Rotation limit (deg)	-
Shading	no
Snow	no
Soiling	yes
DC losses (%)	4.44
<b>Performance Adjustments</b>	
Availability/Curtailment	none
Degradation	none
Hourly or custom losses	none
<b>Annual Results (in Year 1)</b>	
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.80
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	4.00
Net to inverter	2,980 DC kWh
Net to grid	2,840 AC kWh
Capacity factor	15.4
Performance ratio	0.79

# UCUENCA





## SYSTEM POWER GENERATED: MONTHLY PROFILES



## ESTIMATED ANNUAL PRODUCTION

YEAR	ANUAL ENERGY (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED
1	2,840	1.70
2	2,817	1.69
3	2,795	1.68
4	2,772	1.66
5	2,749	1.65
6	2,726	1.64
7	2,704	1.62
8	2,681	1.61
9	2,658	1.59
10	2,636	1.58
11	2,613	1.57
12	2,590	1.55
13	2,567	1.54
14	2,545	1.53
15	2,522	1.51
16	2,499	1.50
17	2,476	1.49
18	2,454	1.47
19	2,431	1.46
20	2,408	1.44
21	2,386	1.43
22	2,363	1.42
23	2,340	1.40
24	2,317	1.39
25	2,295	1.38

## ESTRATO A

- 3.52 kWp SYSTEM
- 8 PV MODULES: 440Wp
- 1 INVERTER: 3kW

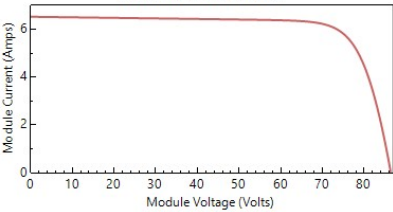
LOCATION: CUENCA, ECUADOR (-2.91, -79.02)

### PV MODULES

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

SunPower SPR-E20-440-COM



Parameter	Value	Unit	Temperature Coefficient	Temperature Coefficient Unit
Nominal efficiency	20.3661	%		
Maximum power (Pmp)	440.316	Wdc	-0.424	%/°C
Max power voltage (Vmp)	72.9	Vdc	-1.867	W/°C
Max power current (Imp)	6.0	Adc		
Open circuit voltage (Voc)	86.5	Vdc	-0.326	W/°C
Short circuit current (Isc)	6.5	Adc	0.019	%/°C
			0.001	A/°C

**-Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1

Bifaciality: 0.65 0-1

Ground clearance height: 1 m

**Temperature Correction**

Nominal operating cell temperature (NOCT) method  
 Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**

Mounting standoff: Ground or rack mounted  
 Array height: One story building height or lower

**Transient Thermal Model Correction**

Module unit mass: 11.092 kg/m<sup>2</sup> The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

**Heat Transfer Method Parameters**

Mounting configuration: Rack  
 Heat transfer dimensions: Module Dimensions  
 Mounting structure orientation: Structures do not impede flow underneath module  
 Module width: 1 m  
 Module length: 2.16 m

Rows of modules in array: 1  
 Columns of modules in array: 10  
 Temperature behind the module: 20 °C  
 Space between module back and roof surface: 0.05 m

**Physical Characteristics**

Material: Mono-c-Si  
 Module area: 2.162 m<sup>2</sup>  
 Number of cells: 128

**Additional Parameters**

T<sub>noct</sub>: 44.6 °C  
 A<sub>ref</sub>: 3.49186 V  
 I<sub>LL\_ref</sub>: 6.50712 A  
 I<sub>o\_ref</sub>: 1.10063e-10 A  
 R<sub>s</sub>: 0.477536 Ohm  
 R<sub>sh\_ref</sub>: 435.779 Ohm

The model assumes a reference bandgap voltage Eg\_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

## INVERTER

**Efficiency Curve and Characteristics**

Ningbo Ginlong Technologies Co - Ltd : GCI-3K-2G-H-US [208V]

Number of MPPT inputs:  CEC weighted efficiency:  %  
European weighted efficiency:  %

**Datasheet Parameters**

Maximum AC power	<input type="text" value="2990"/>	Wac
Maximum DC power	<input type="text" value="3092.22"/>	Wdc
Power use during operation	<input type="text" value="24.8359"/>	Wdc
Power use at night	<input type="text" value="0.897"/>	Wac
Nominal AC voltage	<input type="text" value="208"/>	Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="480"/>	Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="8.5895"/>	Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="100"/>	Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="360"/>	Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="480"/>	Vdc

**Sandia Coefficients**

C0	<input type="text" value="-8.22922e-06"/>	1/Wac
C1	<input type="text" value="-5.00421e-06"/>	1/Vdc
C2	<input type="text" value="0.000174"/>	1/Vdc
C3	<input type="text" value="0.000525"/>	1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**CEC Information**

CEC name:  CEC hybrid:  CEC type:  CEC date:



**Inverter Temperature Derate Curves**

Import...	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)	Slope(1/C)
Export...	800	28	-0.02	56	0
Copy	600	52	-0.0375	60	0
Paste	390	38	-0.0125	50	-0.025

Rows:   
Cols:

Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

## SYSTEM DESIGN

AC Sizing	Sizing Summary			
Number of inverters <input type="text" value="1"/> DC to AC ratio <input type="text" value="1.18"/> Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below. <input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration	Nameplate DC capacity <input type="text" value="3.523"/> kWdc Total AC capacity <input type="text" value="2.990"/> kWac Total inverter DC capacity <input type="text" value="3.092"/> kWdc	Number of modules <input type="text" value="8"/> Number of strings <input type="text" value="1"/> Total module area <input type="text" value="17.3"/> m <sup>2</sup>		
<b>DC Sizing and Configuration</b> To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.				
<b>Electrical Configuration</b>	<b>Subarray 1</b>	<b>Subarray 2</b>	<b>Subarray 3</b>	<b>Subarray 4</b>
	(always enabled)	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="8"/>			
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="1"/>			
Number of modules in subarray	<input type="text" value="8"/>			
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="692.0"/>			
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="583.2"/>			
<b>Tracking &amp; Orientation</b>				
		<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt		
		<input type="checkbox"/> Tilt=latitude		
Tilt (deg)	<input type="text" value="15"/>			
Azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>			
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>			
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>			
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable			
Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.				

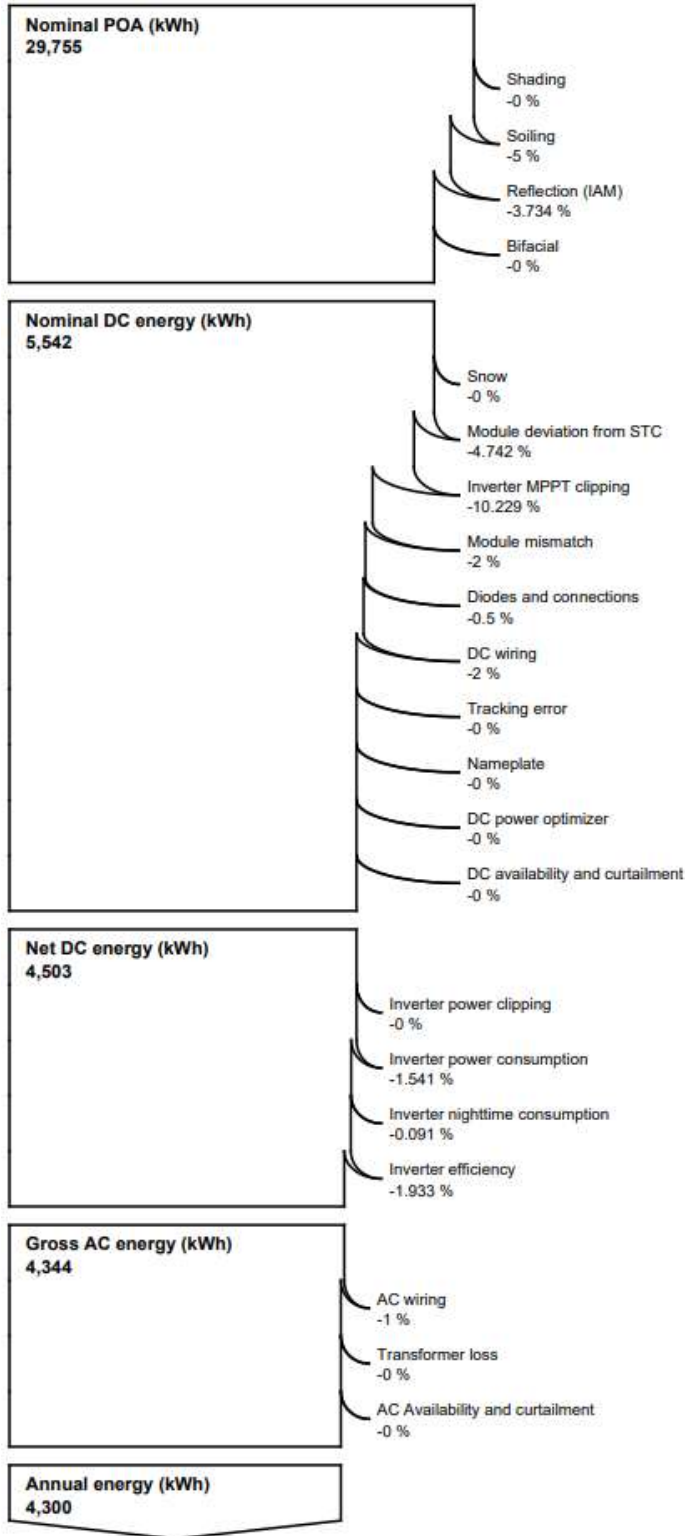


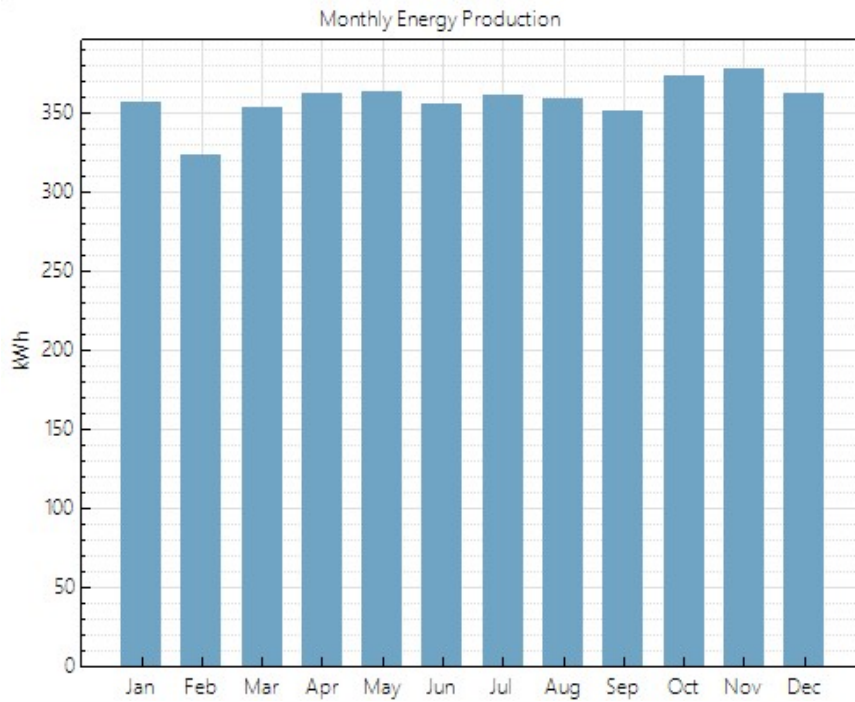
## SUMMARY RESULTS

### Performance Model

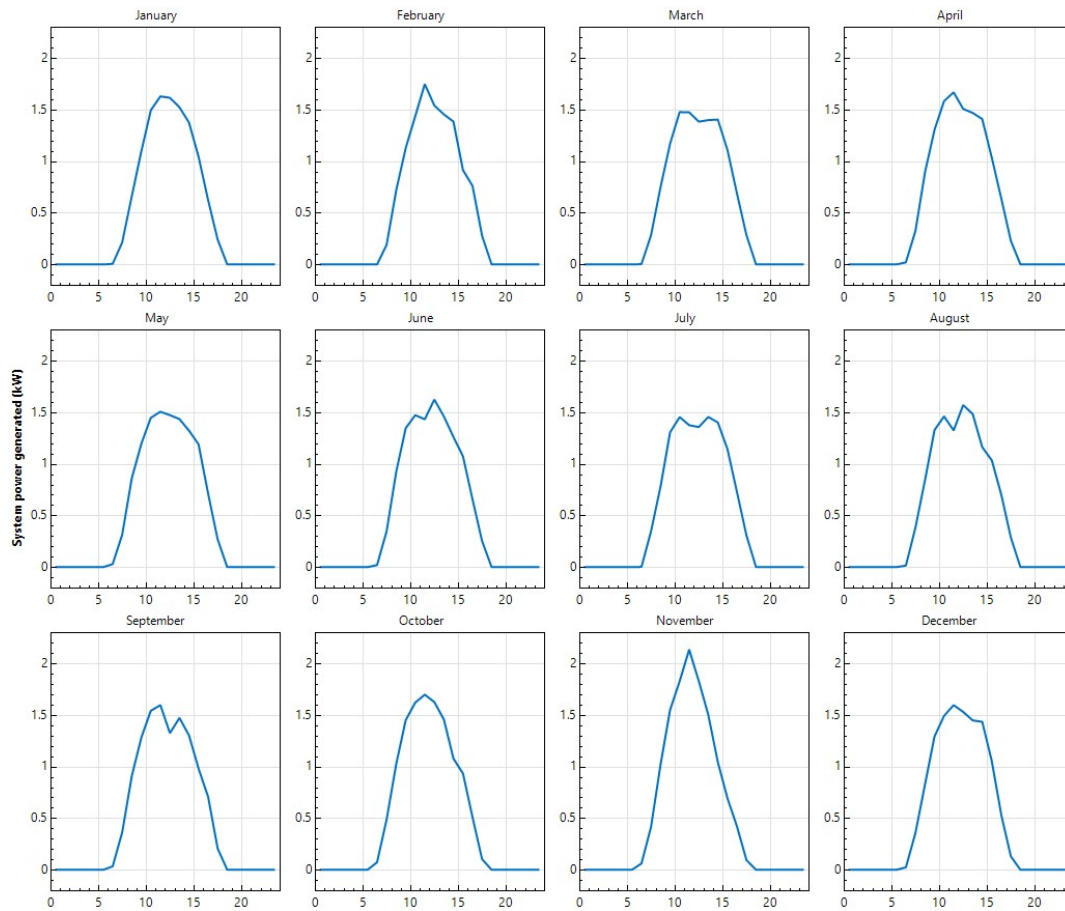
<b>Modules</b>	
SunPower SPR-E20-440-COM	
Cell material	Mono-c-Si
Module area	2.16 m <sup>2</sup>
Module capacity	440.32 DC Watts
Quantity	8
Total capacity	3.52 DC kW
Total area	17 m <sup>2</sup>
<b>Inverters</b>	
Ningbo Ginlong Technologies Co - Ltd : GCI-3K-2G-H-U...	
Unit capacity	2.990000 AC kW
Input voltage	100 - 480 VDC DC V
Quantity	1
Total capacity	2.99 AC kW
DC to AC Capacity Ratio	1.18
AC losses (%)	1.00
<b>Array</b>	
Strings	1
Modules per string	8
String Voc (DC V)	692.00
Tilt (deg from horizontal)	15.00
Azimuth (deg E of N)	0
Tracking	no
Backtracking	-
Self shading	no
Rotation limit (deg)	-
Shading	no
Snow	no
Soiling	yes
DC losses (%)	4.44
<b>Performance Adjustments</b>	
Availability/Curtailment	none
Degradation	none
Hourly or custom losses	none
<b>Annual Results (in Year 1)</b>	
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.80
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	4.00
Net to inverter	4,500 DC kWh
Net to grid	4,300 AC kWh
Capacity factor	13.9
Performance ratio	0.71

# UCUENCA





## SYSTEM POWER GENERATED: MONTHLY PROFILES



## ESTIMATED ANNUAL PRODUCTION

YEAR	ANUAL ENERGY (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED
1	4,300	2.58
2	4,266	2.56
3	4,231	2.54
4	4,197	2.52
5	4,162	2.50
6	4,128	2.48
7	4,094	2.46
8	4,059	2.44
9	4,025	2.41
10	3,990	2.39
11	3,956	2.37
12	3,922	2.35
13	3,887	2.33
14	3,853	2.31
15	3,818	2.29
16	3,784	2.27
17	3,750	2.25
18	3,715	2.23
19	3,681	2.21
20	3,646	2.19
21	3,612	2.17
22	3,578	2.15
23	3,543	2.13
24	3,509	2.11
25	3,474	2.08

## ESTRATO A1

- 5.85 kWp SYSTEM
- 13 PV MODULES: 450Wp
- 1 INVERTER: 5kW

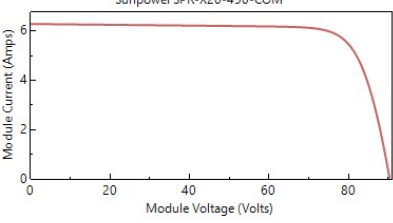
LOCATION: CUENCA, ECUADOR (-2.91, -79.02)

### PV MODULES

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

Sunpower SPR-X20-450-COM



Nominal efficiency	20.8439 %	Temperature coefficients	
Maximum power (Pmp)	450.229 Wdc	-0.352 %/°C	-1.585 W/°C
Max power voltage (Vmp)	76.7 Vdc		
Max power current (Imp)	5.9 Adc		
Open circuit voltage (Voc)	90.5 Vdc	-0.293 %/°C	-0.265 V/°C
Short circuit current (Isc)	6.3 Adc	0.031 %/°C	0.002 A/°C

**Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1

Bifaciality: 0.65 0-1

Ground clearance height: 1 m

**Temperature Correction**

Nominal operating cell temperature (NOCT) method  
 Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**

Mounting standoff: Ground or rack mounted

Array height: One story building height or lower

**Transient Thermal Model Correction**

Module unit mass: 11.092 kg/m<sup>2</sup> The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

**Heat Transfer Method Parameters**

Mounting configuration: Rack

Heat transfer dimensions: Module Dimensions

Mounting structure orientation: Structures do not impede flow underneath module

Module width: 1 m

Module length: 2.16 m

Rows of modules in array: 1

Columns of modules in array: 10

Temperature behind the module: 20 °C

Space between module back and roof surface: 0.05 m

**Physical Characteristics**

Material: Mono-c-Si

Module area: 2.160 m<sup>2</sup>

Number of cells: 128

**Additional Parameters**

T<sub>noct</sub>: 45.7 °C

A<sub>ref</sub>: 3.38879 V

I<sub>L\_ref</sub>: 6.26551 A

I<sub>o\_ref</sub>: 1.54328e-11 A

R<sub>s</sub>: 0.538575 Ohm

R<sub>sh\_ref</sub>: 611.727 Ohm

The model assumes a reference bandgap voltage Eg\_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

## INVERTER

**Efficiency Curve and Characteristics**

Ningbo Ginlong Technologies Co - Ltd : GCI-5K-2G-W-US [208V]

Number of MPPT inputs:       CEC weighted efficiency:  %  
 European weighted efficiency:  %

**- Datasheet Parameters**

Maximum AC power	<input type="text" value="4990"/> Wac
Maximum DC power	<input type="text" value="5164.7"/> Wdc
Power use during operation	<input type="text" value="43.4735"/> Wdc
Power use at night	<input type="text" value="1.497"/> Wac
Nominal AC voltage	<input type="text" value="208"/> Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="480"/> Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="14.3464"/> Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="100"/> Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="360"/> Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="480"/> Vdc

**- Sandia Coefficients**

C0	<input type="text" value="-5.96244e-06"/> 1/Wac
C1	<input type="text" value="-7.4913e-06"/> 1/Vdc
C2	<input type="text" value="0.000147"/> 1/Vdc
C3	<input type="text" value="0.000686"/> 1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**- CEC Information**

CEC name:       CEC hybrid:       CEC type:       CEC date:

**Inverter Temperature Derate Curves**

Import...	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)	Slope(1/C)
Export...	800	28	-0.02	56	0
	600	52	-0.0375	60	0
Copy	390	38	-0.0125	50	-0.025

Rows:       Cols:

     Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

## SYSTEM DESIGN

AC Sizing		Sizing Summary			
Number of inverters	<input type="text" value="1"/>	Nameplate DC capacity	<input type="text" value="5.853"/> kWdc	Number of modules	<input type="text" value="13"/>
DC to AC ratio	<input type="text" value="1.17"/>	Total AC capacity	<input type="text" value="4.990"/> kWac	Number of strings	<input type="text" value="2"/>
Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below.		Total inverter DC capacity	<input type="text" value="5.165"/> kWdc	Total module area	<input type="text" value="28.1"/> m <sup>2</sup>
<input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration					

**DC Sizing and Configuration**

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
<input type="checkbox"/> Set subarrays for multiple MPPT	(always enabled)	<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="7"/>	<input type="text" value="6"/>		
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>		
Number of modules in subarray	<input type="text" value="7"/>	<input type="text" value="6"/>		
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="633.5"/>	<input type="text" value="543.0"/>		
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="536.9"/>	<input type="text" value="460.2"/>		
Inverter MPPT input for subarray	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="2"/>		

**Tracking & Orientation**

Azimuth  
N = 0  
W 270 E 90  
S 180

Tilt  
90° Vert.  
0° Horiz.

<input checked="" type="radio"/> Fixed	<input checked="" type="radio"/> Fixed
<input type="radio"/> 1 Axis	<input type="radio"/> 1 Axis
<input type="radio"/> 2 Axis	<input type="radio"/> 2 Axis
<input type="radio"/> Azimuth Axis	<input type="radio"/> Azimuth Axis
<input type="radio"/> Seasonal Tilt	<input type="radio"/> Seasonal Tilt
<input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg)	<input type="text" value="15"/>
Azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>
Backtracking <input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

## SUMMARY RESULTS

### Performance Model

<b>Modules</b>	
Sunpower SPR-X20-450-COM	
Cell material	Mono-c-Si
Module area	2.16 m <sup>2</sup>
Module capacity	450.23 DC Watts
Quantity	13
Total capacity	5.85 DC kW
Total area	28 m <sup>2</sup>

<b>Inverters</b>	
Ningbo Ginlong Technologies Co - Ltd : GCI-5K-2G-W-U...	
Unit capacity	4.990000 AC kW
Input voltage	100 - 480 VDC DC V
Quantity	1
Total capacity	4.99 AC kW
DC to AC Capacity Ratio	1.17
AC losses (%)	1.00

<b>Two subarrays:</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
Strings	1	1
Modules per string	7	6
String Voc (DC V)	633.50	543.00
Tilt (deg from horizontal)	15.00	15.00
Azimuth (deg E of N)	0	180
Tracking	no	no
Backtracking	-	-
Self shading	no	no
Rotation limit (deg)	-	-
Shading	no	no
Snow	no	no
Soiling	yes	yes
DC losses (%)	4.44	4.44

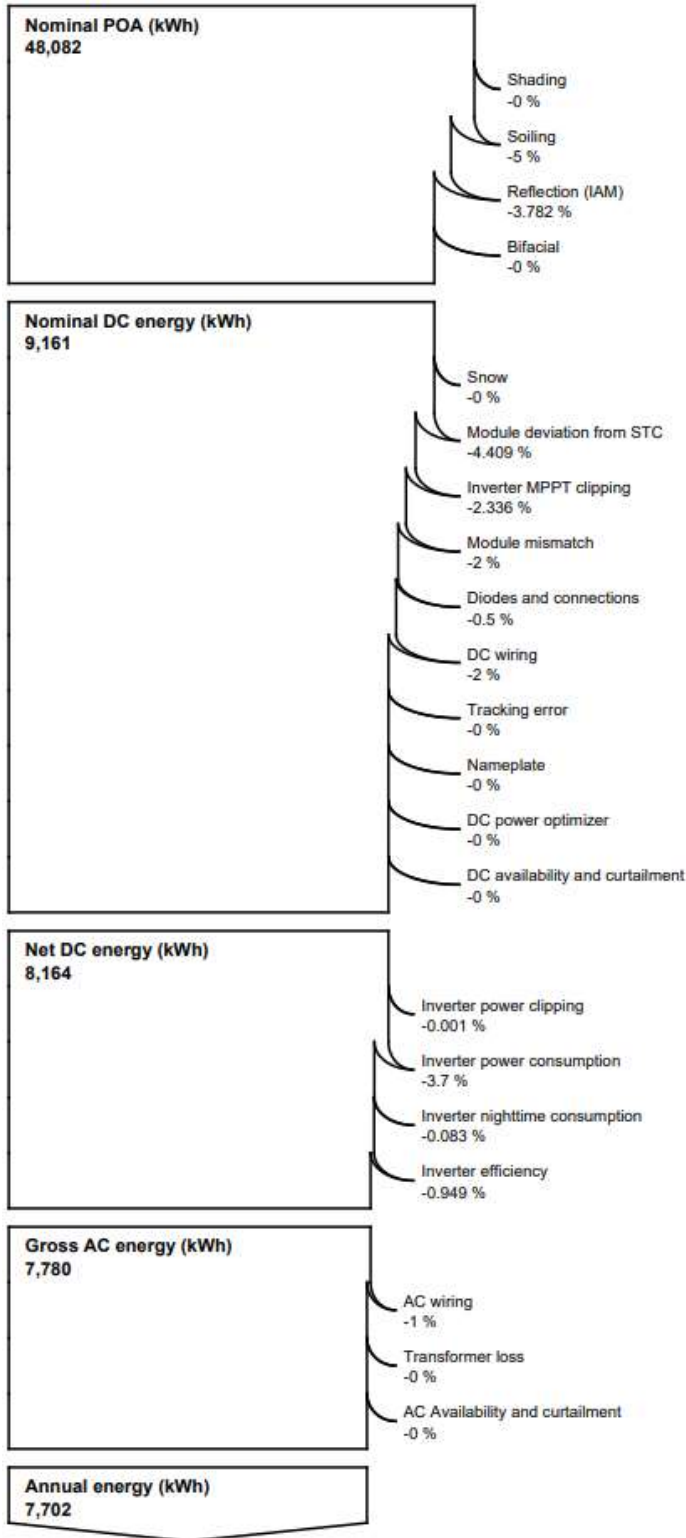
<b>Performance Adjustments</b>	
Availability/Curtailment	none
Degradation	none
Hourly or custom losses	none

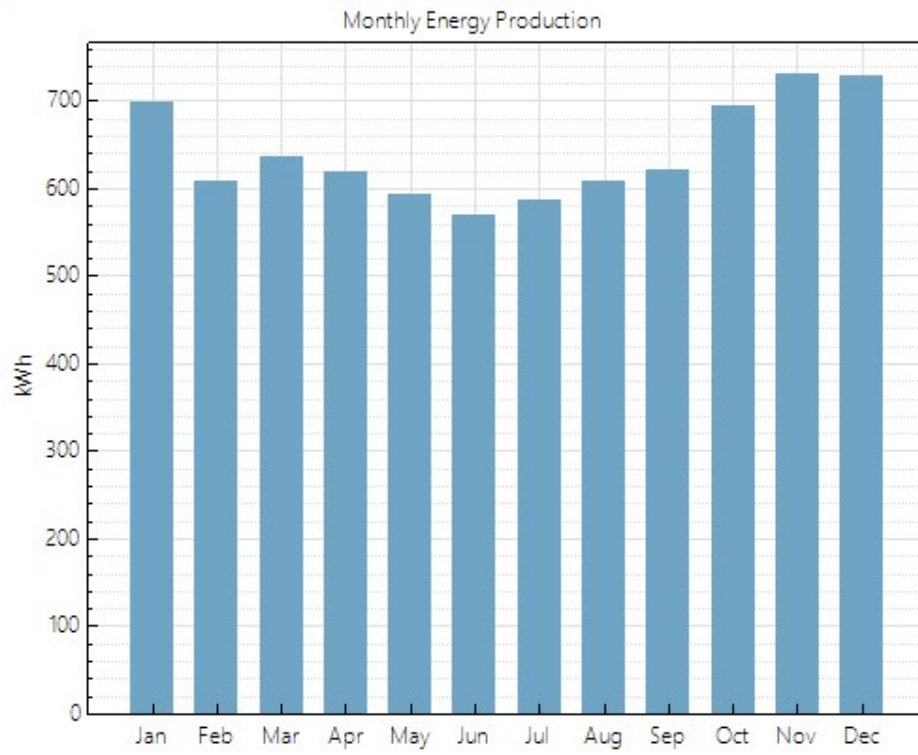
  

<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.80	4.80
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	4.00	4.00
Net to inverter	8,160 DC kWh	
Net to grid	7,700 AC kWh	
Capacity factor	15.0	
Performance ratio	0.77	

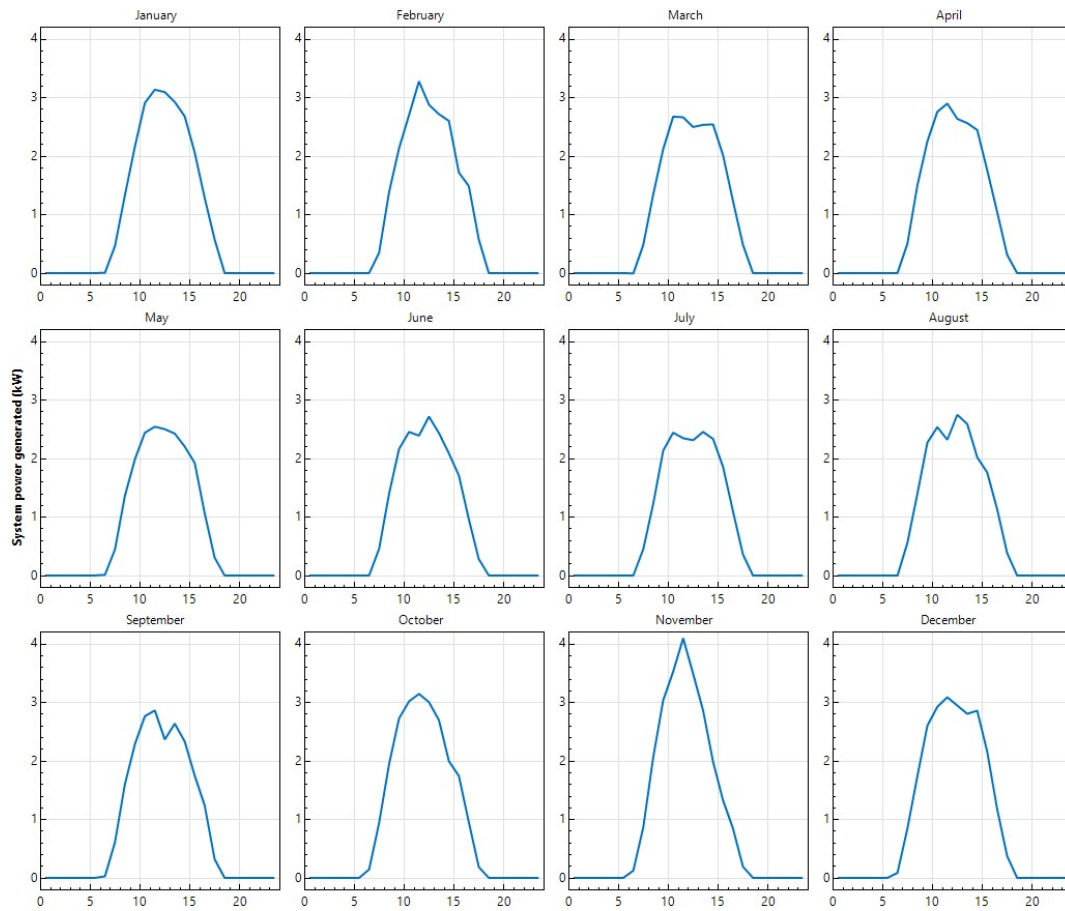


# UCUENCA





## SYSTEM POWER GENERATED: MONTHLY PROFILES



## ESTIMATED ANNUAL PRODUCTION

YEAR	ANUAL ENERGY (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED
1	7,702	4.62
2	7,640	4.58
3	7,579	4.55
4	7,517	4.51
5	7,456	4.47
6	7,394	4.44
7	7,332	4.40
8	7,271	4.36
9	7,209	4.33
10	7,147	4.29
11	7,086	4.25
12	7,024	4.21
13	6,963	4.18
14	6,901	4.14
15	6,839	4.10
16	6,778	4.07
17	6,716	4.03
18	6,655	3.99
19	6,593	3.96
20	6,531	3.92
21	6,470	3.88
22	6,408	3.84
23	6,346	3.81
24	6,285	3.77
25	6,223	3.73

## ESTRATO ESPECIAL

- 12.6 kWp SYSTEM
- 28 PV MODULES: 450Wp
- 1 INVERTER: 10kW

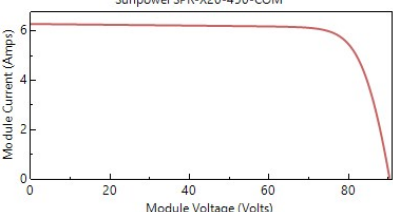
LOCATION: CUENCA, ECUADOR (-2.91, -79.02)

### PV MODULES

**Module Characteristics at Reference Conditions**

Reference conditions: Total Irradiance = 1000 W/m<sup>2</sup>, Cell temp = 25 C

Sunpower SPR-X20-450-COM



Nominal efficiency	20.8439 %	Temperature coefficients	
Maximum power (Pmp)	450.229 Wdc	-0.352 %/°C	-1.585 W/°C
Max power voltage (Vmp)	76.7 Vdc		
Max power current (Imp)	5.9 Adc		
Open circuit voltage (Voc)	90.5 Vdc	-0.293 %/°C	-0.265 V/°C
Short circuit current (Isc)	6.3 Adc	0.031 %/°C	0.002 A/°C

**Bifacial Specifications**

Module is bifacial

Transmission fraction: 0.013 0-1

Bifaciality: 0.65 0-1

Ground clearance height: 1 m

**Temperature Correction**

Nominal operating cell temperature (NOCT) method  
 Heat transfer method

See Help for more information about CEC cell temperature models.

**NOCT Method Parameters**

Mounting standoff: Ground or rack mounted

Array height: One story building height or lower

**Transient Thermal Model Correction**

Module unit mass: 11.092 kg/m<sup>2</sup> The module unit mass is used for the transient thermal model, which is only applied for weather file time steps less than or equal to 20 minutes. The default value is 11 kg/m<sup>2</sup>.

**Heat Transfer Method Parameters**

Mounting configuration: Rack

Heat transfer dimensions: Module Dimensions

Mounting structure orientation: Structures do not impede flow underneath module

Module width: 1 m

Module length: 2.16 m

Rows of modules in array: 1

Columns of modules in array: 10

Temperature behind the module: 20 °C

Space between module back and roof surface: 0.05 m

**Physical Characteristics**

Material: Mono-c-Si

Module area: 2.160 m<sup>2</sup>

Number of cells: 128

**Additional Parameters**

T<sub>noct</sub>: 45.7 °C

A<sub>ref</sub>: 3.38879 V

I<sub>L\_ref</sub>: 6.26551 A

I<sub>o\_ref</sub>: 1.54328e-11 A

R<sub>s</sub>: 0.538575 Ohm

R<sub>sh\_ref</sub>: 611.727 Ohm

The model assumes a reference bandgap voltage Eg\_ref = 1.121 eV, and temperature coefficient for bandgap of -0.0002677 eV/K.

## INVERTER

**Efficiency Curve and Characteristics**

Fronius International GmbH: Fronius Primo 10.0-1 208-240 [240V]

Number of MPPT inputs:       CEC weighted efficiency:  %  
 European weighted efficiency:  %

**Datasheet Parameters**

Maximum AC power	<input type="text" value="9995"/> Wac
Maximum DC power	<input type="text" value="10296"/> Wdc
Power use during operation	<input type="text" value="44.271"/> Wdc
Power use at night	<input type="text" value="2.9985"/> Wac
Nominal AC voltage	<input type="text" value="240"/> Vac
Maximum DC voltage	<input type="text" value="800"/> Vdc
Maximum DC current	<input type="text" value="15.7191"/> Adc
Minimum MPPT DC voltage	<input type="text" value="100"/> Vdc
Nominal DC voltage	<input type="text" value="655"/> Vdc
Maximum MPPT DC voltage	<input type="text" value="800"/> Vdc

**Sandia Coefficients**

C0	<input type="text" value="-7.99735e-07"/> 1/Wac
C1	<input type="text" value="-2.8e-05"/> 1/Vdc
C2	<input type="text" value="-0.000619"/> 1/Vdc
C3	<input type="text" value="0.000286"/> 1/Vdc

Note: If you are modeling a system with microinverters or DC power optimizers, see the Losses page to adjust the system losses accordingly.

**CEC Information**

CEC name:       CEC hybrid:       CEC type:       CEC date:

**Inverter Temperature Derate Curves**

	Vdc(V)	Tstart(C)	Slope(1/C)	Tstart(C)	Slope(1/C)
Import...	800	28	-0.02	56	0
Export...	600	52	-0.0375	60	0
Copy	390	38	-0.0125	50	-0.025

Rows:       Cols:

Table supports up to four temperature - slope pairs per row.

## SYSTEM DESIGN

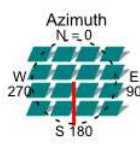

AC Sizing	Sizing Summary
Number of inverters <input type="text" value="1"/> DC to AC ratio <input type="text" value="1.26"/> Size the system using modules per string and strings in parallel inputs below. <input type="checkbox"/> Estimate Subarray 1 configuration	Nameplate DC capacity <input type="text" value="12.606"/> kWdc Total AC capacity <input type="text" value="9.995"/> kWac Total inverter DC capacity <input type="text" value="10.296"/> kWdc Number of modules <input type="text" value="28"/> Number of strings <input type="text" value="2"/> Total module area <input type="text" value="60.5"/> m <sup>2</sup>

**DC Sizing and Configuration**

To model a system with one array, specify properties for Subarray 1 and disable Subarrays 2, 3, and 4. To model a system with up to four subarrays connected in parallel to a single bank of inverters, for each subarray, check Enable and specify a number of strings and other properties.

Electrical Configuration	Subarray 1	Subarray 2	Subarray 3	Subarray 4
<input type="checkbox"/> Set subarrays for multiple MPPT (always enabled)		<input checked="" type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable
Modules per string in subarray	<input type="text" value="14"/>	<input type="text" value="14"/>		
Strings in parallel in subarray	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="1"/>		
Number of modules in subarray	<input type="text" value="14"/>	<input type="text" value="14"/>		
String Voc at reference conditions (V)	<input type="text" value="1,267.0"/>	<input type="text" value="1,267.0"/>		
String Vmp at reference conditions (V)	<input type="text" value="1,073.8"/>	<input type="text" value="1,073.8"/>		
Inverter MPPT input for subarray	<input type="text" value="1"/>	<input type="text" value="2"/>		

Tracking & Orientation	Subarray 1	Subarray 2
 	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude	<input checked="" type="radio"/> Fixed <input type="radio"/> 1 Axis <input type="radio"/> 2 Axis <input type="radio"/> Azimuth Axis <input type="radio"/> Seasonal Tilt <input type="checkbox"/> Tilt=latitude
Tilt (deg)	<input type="text" value="15"/>	<input type="text" value="15"/>
Azimuth (deg)	<input type="text" value="0"/>	<input type="text" value="180"/>
Ground coverage ratio (GCR)	<input type="text" value="0.3"/>	<input type="text" value="0.3"/>
Tracker rotation limit (deg)	<input type="text" value="45"/>	<input type="text" value="45"/>
Backtracking	<input type="checkbox"/> Enable	<input type="checkbox"/> Enable

Ground coverage ratio is used (1) to determine when a one-axis tracking system will backtrack, (2) in self-shading calculations for fixed tilt or one-axis tracking systems on the Shading page, and (3) in the total land area calculation. See Help for details.

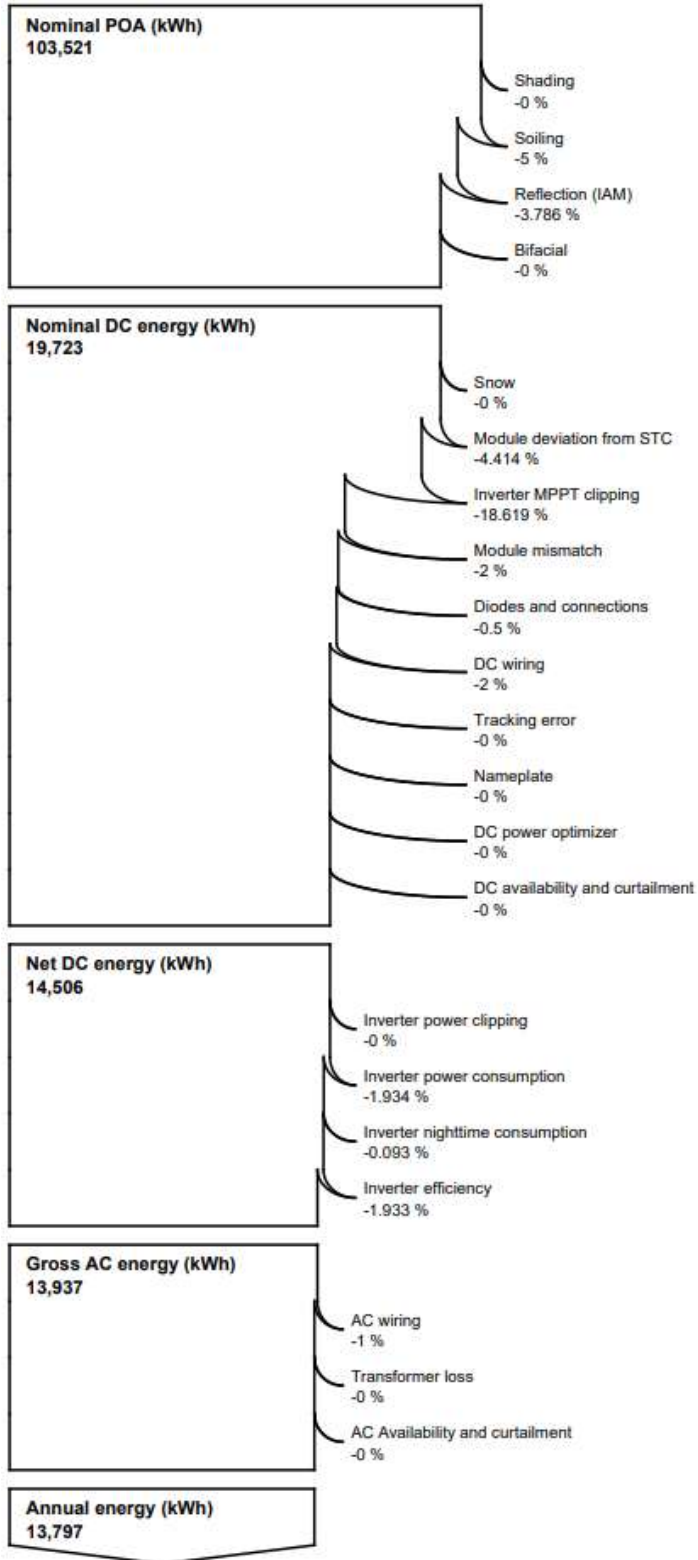
## SUMMARY RESULTS

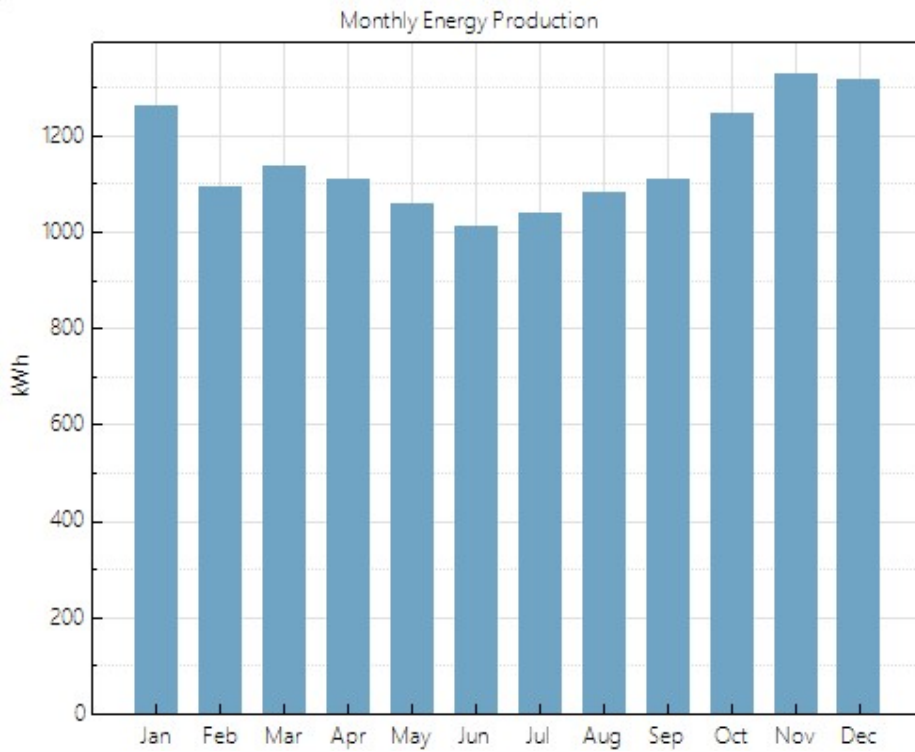
### Performance Model

<b>Modules</b>		
Sunpower SPR-X20-450-COM		
Cell material	Mono-c-Si	
Module area	2.16 m <sup>2</sup>	
Module capacity	450.23 DC Watts	
Quantity	28	
Total capacity	12.61 DC kW	
Total area	60 m <sup>2</sup>	
<b>Inverters</b>		
Fronius International GmbH: Fronius Primo 10.0-1 208...		
Unit capacity	9.995000 AC kW	
Input voltage	100 - 800 VDC DC V	
Quantity	1	
Total capacity	9.99 AC kW	
DC to AC Capacity Ratio	1.26	
AC losses (%)	1.00	
<b>Two subarrays:</b>	<b>1</b>	<b>2</b>
Strings	1	1
Modules per string	14	14
String Voc (DC V)	1267.00	1267.00
Tilt (deg from horizontal)	15.00	15.00
Azimuth (deg E of N)	0	180
Tracking	no	no
Backtracking	-	-
Self shading	no	no
Rotation limit (deg)	-	-
Shading	no	no
Snow	no	no
Soiling	yes	yes
DC losses (%)	4.44	4.44
<b>Performance Adjustments</b>		
Availability/Curtailment	none	
Degradation	none	
Hourly or custom losses	none	
<b>Annual Results (in Year 1)</b>		
GHI kWh/m <sup>2</sup> /day	4.80	4.80
POA kWh/m <sup>2</sup> /day	4.00	4.00
Net to inverter	14,500 DC kWh	
Net to grid	13,790 AC kWh	
Capacity factor	12.5	
Performance ratio	0.64	

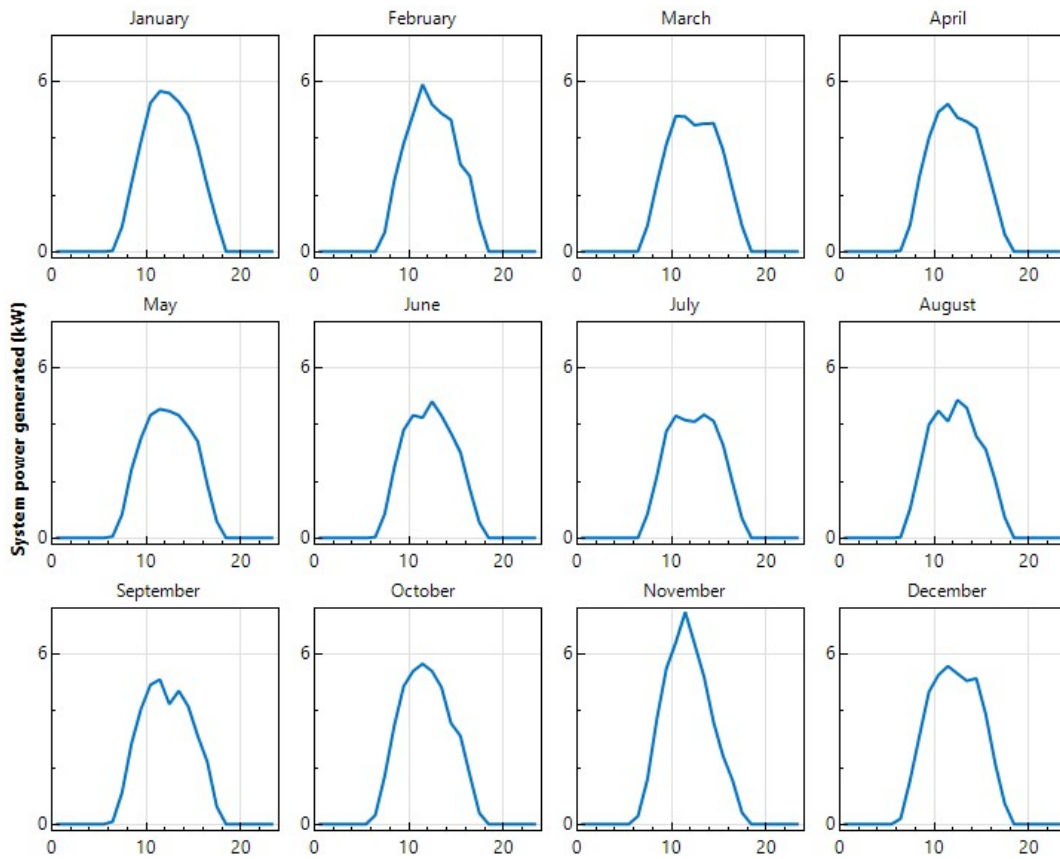


# UCUENCA





## SYSTEM POWER GENERATED: MONTHLY PROFILES



## ESTIMATED ANNUAL PRODUCTION

YEAR	ANUAL ENERGY (kWh)	TONS OF CO2 NOT EMITTED
1	13,790	8.27
2	13,680	8.21
3	13,569	8.14
4	13,459	8.08
5	13,349	8.01
6	13,238	7.94
7	13,128	7.88
8	13,018	7.81
9	12,907	7.74
10	12,797	7.68
11	12,687	7.61
12	12,576	7.55
13	12,466	7.48
14	12,356	7.41
15	12,246	7.35
16	12,135	7.28
17	12,025	7.21
18	11,915	7.15
19	11,804	7.08
20	11,694	7.02
21	11,584	6.95
22	11,473	6.88
23	11,363	6.82
24	11,253	6.75
25	11,142	6.69

**ANEXO 5**  
**ANÁLISIS DE COSTOS**

## Anexo 5. 1 ANALISIS DE LOS COSTOS PARA LA INSTALACION GENERADORES MICROFOTOVOLTAICOS[26]

ESTRATO	COTIZACION PARA ABONADO ESTRATO E			COTIZACION PARA ABONADO ESTRATO D			COTIZACION PARA ABONADO ESTRATO C			COTIZACION PARA ABONADO ESTRATO B			COTIZACION PARA ABONADO ESTRATO A			COTIZACION PARA ABONADO ESTRATO A1			COTIZACION PARA BONADO ESTRATO ESPECIAL		
	DESCRIPCION	PANELES 420W	PRECIO	TOTAL	PANELES 420W	PRECIO	TOTAL	PANELES 420W	PRECIO	TOTAL	PANELES 420W	PRECIO	TOTAL	PANELES 420W	PRECIO	TOTAL	PANELES 450W	PRECIO	TOTAL	PANELES 450W	PRECIO
	U	\$	\$	U	\$	\$	U	\$	\$	U	\$	\$	U	\$	\$	U	\$	\$	U	\$	\$
<b>EQUIPOS</b>																					
Panel Solar fotovoltaico monocristalino 330W	1	210	210,0	2	210	420,0	3	210	630,0	5	210	1050,0	8	210	1680,0	13	210	2730	28	210	5880
Inversor, cableado de corriente continua, cableado de corriente alterna y material complementario	1	1170	1170,0	1	1170	1170,0	1	1170	1170,0	1	1441,27	1441,3	1	1441,27	1441,3	1	2100	2100	1	3352	3352
<b>HERRAJERIA</b>																					
Perfil tipo riel para paneles solares fotovoltaicos	1	23,3	15,53	1	23,3	31,07	2	23,3	46,60	3	23,3	77,67	5	23,3	124,27	12	23,3	279,6	19	23,3	435
empalmes para perfiles de aluminio	1	1,82	1,21	1	1,82	2,43	2	1,82	3,64	3	1,82	6,07	5	1,82	9,71	12	1,82	21,84	19	1,82	34
abrazaderas, incluye pernos y tuercas	3	1,24	3,31	5	1,24	6,61	8	1,24	9,92	13	1,24	16,53	21	1,24	26,45	30	1,24	37,2	75	1,24	93
base de acero altas, incluye pernos y tuercas	1	11,58	15,44	3	11,58	30,88	4	11,58	46,32	7	11,58	77,20	11	11,58	123,52	13	11,58	150,54	37	11,58	432
base de acero inoxidable baja, incluye pernos y tuercas	1	8,66	11,55	3	8,66	23,09	4	8,66	34,64	7	8,66	57,73	11	8,66	92,37	13	8,66	112,58	37	8,66	323
cable para instalación solar, calibre AWG12, 3,31mm2	17	2,76	46,00	33	2,76	92,00	50	2,76	138,00	83	2,76	230,00	133	2,76	368,00	150	2,76	414	467	2,76	1288
conectores solares MC4 (par)	1	10	13,33	3	10	26,67	4	10	40,00	7	10	66,67	11	10	106,67	4	10	40	37	10	373
<b>PROTECCIONES Y COMPONENTES ELECTRICOS</b>																					
Caja para protecciones eléctricas	1	46,107	46,1	1	92,213	92,2	1	138,320	138,3	1	230,53	230,5	1	368,9	368,9	1	189,28	189,28	1	1291,0	1291
tubería para cableado eléctrico	8	5,42	45,2	17	5,42	90,3	25	5,42	135,5	42	5,42	225,8	67	5,42	361,3	75	5,42	406,5	162	5,42	876
Transporte de equipos, instalación de estructuras, instalación de paneles, instalación de inversores, cableado de DC y AC, montaje e instalación de tablero y protecciones	1	100,00	100,00	1	100,00	100,00	1	763,64	763,64	1	763,64	763,64	1	763,64	763,64	1	1048,64	1048,64	1	1440,0	1440
<b>TOTAL, SIN IVA</b>			1677,64667			2085,29333			3156,58			4243,14			5466,08333			7530,18			15817
<b>IVA (12%)</b>			201,3176			250,2352			378,7896			509,1772			655,93			903,6216			1898

Anexo 5. 2 Análisis de precios unitarios para Trans. De equipos, inst. estructuras, paneles, inversores, cableado de DC y AC, y tablero y protecciones. Elaboración Propia

Instalación de estructuras				Inst. paneles				Inst. inversores				Cableado				Inst. tablero y protecciones			
	días	costo/día	total		días	costo/día	total		días	costo/día	total		días	costo/día	total		días	costo/día	total
Ingeniero	0,3	127,27	38,18	Ingeniero	0,3	127,27	38,18	Ingeniero	0,3	127,27	38,18	Ingeniero	0,3	127,27	38,18	Ingeniero	0,3	127,27	38,18
técnico	0,25	45,45	11,36	técnico	0,25	45,45	11,36	técnico	0,25	45,45	11,36	técnico	0,25	45,45	11,36	técnico	1	45,45	45,45
ayudante	0,25	22,73	5,68	ayudante	0,25	22,73	5,68	ayudante	0,25	22,73	5,68	ayudante	0,25	22,73	5,68	ayudante	1	22,73	22,73
			55,23				55,23				55,23				55,23				106,36

PRECIO \$

Costo mano de obra	327,27
Transporte	100,00
total	427,27
# paneles	1,2,3

Instalación de estructuras			
	días	costo/día	total
Ingeniero	0,3	127,27	38,18
técnico	1	45,45	45,45
ayudante	1	22,73	22,73
			106,36

Inst. paneles			
	días	costo/día	total
Ingeniero	0,3	127,27	38,18
técnico	0,5	45,45	22,73
ayudante	0,5	22,73	11,36
			72,27

Inst. inversores			
	días	costo/día	total
Ingeniero	0,3	127,27	38,18
técnico	0,5	45,45	22,73
ayudante	0,5	22,73	11,36
			72,27

Cableado			
	días	costo/día	total
Ingeniero	0,3	127,27	38,18
técnico	1	45,45	45,45
ayudante	1	22,73	22,73
			106,36

Inst. tablero y protecciones			
	días	costo/día	total
Ingeniero	0,3	127,27	38,18
técnico	1	45,45	45,45
ayudante	1	22,73	22,73
			106,36

PRECIO \$

Costo mano de obra	463,64
Transporte	300,00
total	763,64
# paneles	5, 8

# UCUENCA

Instalación de estructuras				Inst. paneles				Inst. inversores				Cableado				Inst. tablero y protecciones			
	días	costo/día	total		días	costo/día	total		días	costo/día	total		días	costo/día	total		días	costo/día	total
Ingeniero	0,6	127,27	76,36	Ingeniero	0,6	127,27	76,36	Ingeniero	0,3	127,27	38,18	Ingeniero	0,6	127,27	76,36	Ingeniero	0,3	127,27	38,18
técnico	2	45,45	90,91	técnico	1	45,45	45,45	técnico	0,5	45,45	22,73	técnico	2	45,45	90,91	técnico	1	45,45	45,45
ayudante	2	22,73	45,45	ayudante	1	22,73	22,73	ayudante	0,5	22,73	11,36	ayudante	2	22,73	45,45	ayudante	1	22,73	22,73
			212,73				144,55				72,27				212,73				106,36

PRECIO \$

Costo mano de obra	748,64
Transporte	300,00
total	1048,64
# paneles	13



# UCUENCA

Instalación de estructuras			
	días	costo/día	total
Ingeniero	1	127,27	127,27
técnico	3	45,45	136,36
ayudante	3	22,73	68,18
			331,82

Inst. paneles			
	días	costo/día	total
Ingeniero	1	127,27	127,27
técnico	1,5	45,45	68,18
ayudante	1,5	22,73	34,09
			229,55

Inst. inversores			
	días	costo/día	total
Ingeniero	0,3	127,27	38,18
técnico	0,5	45,45	22,73
ayudante	0,5	22,73	11,36
			72,27

Cableado			
	días	costo/día	total
Ingeniero	1	127,27	127,27
técnico	3	45,45	136,36
ayudante	3	22,73	68,18
			331,82

Inst. tablero y protecciones			
	días	costo/día	total
Ingeniero	0,3	127,27	38,18
técnico	2	45,45	90,91
ayudante	2	22,73	45,45
			174,55

	PRECIO \$
Costo mano de obra	1140,00
Transporte	300,00
total	1440,00
# paneles	28

Preventivo[anual]			
	días	costo/día	total
Ingeniero		127,27	0,00
técnico	0,25	45,45	11,36
ayudante		22,73	0,00
		total	11,36

Correctivo [anual]			
	días	costo/día	total
técnico	0,25	45,45	11,36
ayudante	0,25	22,73	5,68
		subtotal	17,05
Repuesto			10,00
		total	27,05

	\$/año
Costo mantenimiento preventivo + correctivo anual	38,41
# paneles	1,2,3

Preventivo[anual]			
	días	costo/día	total
Ingeniero		127,27	0,00
técnico	1	45,45	45,45
ayudante		22,73	0,00
		total	45,45

Correctivo [anual]			
	días	costo/día	total
técnico	0,3	45,45	13,64
ayudante	0,3	22,73	6,82
		subtotal	20,45
Repuesto			10,00
		total	30,45

	\$/año
Costo mantenimiento preventivo + correctivo anual	75,91
# paneles	5, 8

Preventivo[anual]			
	días	costo/día	total
Ingeniero		127,27	0,00
técnico	1,5	45,45	68,18
ayudante		22,73	0,00
		total	68,18

Correctivo [anual]			
	días	costo/día	total
técnico	0,3	45,45	13,64
ayudante	0,3	22,73	6,82
		subtotal	20,45
Repuesto			15,00
		total	35,45

	\$/año
Costo mtto preventivo + correctivo anual	103,64
# paneles	13

Preventivo[anual]			
	días	costo/día	total
Ingeniero		127,2727273	0
técnico	2	45,45	90,91
ayudante		22,73	0,00
			90,91

Correctivo [anual]			
	días	costo/día	total
técnico	0,3	45,45	13,64
ayudante	0,3	22,73	6,82
		subtotal	20,45
Repuesto			20,00
		total	40,45

	\$/año
Costo mantenimiento preventivo + correctivo anual	131,36
# paneles	28

Daños son menores porque los mayores tienen garantía

## FLUJO DE EFECTIVO DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL PROSUMIDOR

TASA DE DESCUENTO PONDERADA **12%**

PROSUMIDOR E																					
Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	1.879																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>1.879</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-1.879</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>	<b>12,4</b>

VAN	-\$1.787
TIR	-15%
PAYBACK (años)	152

PROSUMIDOR D																					
Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	2.336																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>2.336</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-2.336</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>	<b>57,4</b>

VAN	-\$1.907
TIR	-6%
PAYBACK (años)	41

# UCUENCA

## PROSUMIDOR C

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	3.535																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>3.535</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-3.535</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>

VAN	-\$2.626
TIR	-3%
PAYBACK (años)	29

## PROSUMIDOR B

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	4.752																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>4.752</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-4.752</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>

VAN	-\$3.303
TIR	-2%
PAYBACK (años)	24

# UCUENCA

## PROSUMIDOR A

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	6.122																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>6.122</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-6.122,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>

VAN	-\$3.134
TIR	3%
PAYBACK (años)	15

## PROSUMIDOR A1

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	8.434																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>8.434</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-8.434</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>

VAN	-\$1.814
TIR	8%
PAYBACK (años)	10

# UCUENCA

## PROSUMIDOR ESPECIAL

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>INGRESOS:</b>	0	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	
<b>EGRESOS</b>																						
Egresos totales por instalación	17.715																					
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>17.715</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-17.715</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>	<b>2.699</b>

VAN	\$2.445
TIR	14%
PAYBACK (años)	7

## Comercial

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>INGRESOS:</b>	0	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	
<b>EGRESOS</b>																						
Egresos totales por instalación	4.752																					
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>4.752</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-4.752</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>	<b>175</b>

VAN	-\$3.445
TIR	-3%
PAYBACK (años)	27

FLUJO DE EFECTIVO DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL PROSUMIDOR - CONSIDERANDO \$1/W SEGÚN WOOD MACKENZIE

TASA DE DESCUENTO PONDERADA **12%**

PROSUMIDOR E																					
Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8	50,8
Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	1.336																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	1.336	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	-1.336	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4	12,4
VAN	-\$1.244																				
TIR	-13%																				
PAYBAK (años)	108																				

PROSUMIDOR D																					
Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8	95,8
Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	1.661																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	1.661	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	-1.661	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4	57,4
VAN	-\$1.233																				
TIR	-3%																				
PAYBAK (años)	29																				



# UCUENCA

## PROSUMIDOR C

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2	160,2
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	2.515																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>2.515</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-2.515</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>	<b>121,8</b>

VAN	-\$1.605
TIR	0%
PAYBAK (años)	21

## PROSUMIDOR B

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270	270
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	3.380																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>3.380</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-3.380</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>	<b>194,1</b>

VAN	-\$1.930
TIR	1%
PAYBAK (años)	17

# UCUENCA

## PROSUMIDOR A

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476	476
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	4.354																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>4.354</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-4.354</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>	<b>400,0</b>

VAN	-\$1.367
TIR	7%
PAYBAK (años)	11

## PROSUMIDOR A1

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990	990
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	5.999																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>5.999</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-5.999</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>	<b>886,2</b>

VAN	\$621
TIR	14%
PAYBAK (años)	7

# UCUENCA

## PROSUMIDOR ESPECIAL

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>INGRESOS:</b>	0	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830	2.830
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	
<b>EGRESOS</b>																						
Egresos totales por instalación	12.600																					
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>12.600</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-12.600</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>	<b>2.699,0</b>

VAN	\$7.560
TIR	21%
PAYBAK (años)	5

## Comercial

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
<b>INGRESOS:</b>	0	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251	251
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>	
<b>EGRESOS</b>																						
Egresos totales por instalación	4.752																					
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>4.752</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-4.752</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>	<b>175,0</b>

VAN	-\$3.445
TIR	-3%
PAYBAK (años)	27

## FLUJO DE EFECTIVO DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL PROSUMIDOR - CONSIDERANDO COSTOS DE INSTALACION MAS BAJOS E INCENTIVOS EN LA TARIFA ACTUAL

INCENTIVO 0,01		0,01	
PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$1.202	-10%	74
D	-\$1.156	-2%	25
C	-\$1.479	1%	18
B	-\$1.727	3%	15
A	-\$1.028	8%	10
A1	\$1.197	15%	6
Especial	\$8.796	22%	4
Comercial	-\$3.241	-1%	23

INCENTIVO 0,06		0,06	
PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$994	-3%	29
D	-\$771	4%	14
C	-\$849	6%	11
B	-\$708	9%	9
A	\$665	14%	6
A1	\$4.074	22%	4
Especial	\$14.981	29%	3
Comercial	-\$2.223	4%	14

INCENTIVO 0,02		0,02	
PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$1.161	-8%	57
D	-\$1.079	-1%	21
C	-\$1.353	2%	16
B	-\$1.523	4%	14
A	-\$690	9%	9
A1	\$1.772	17%	6
Especial	\$10.033	24%	4
Comercial	-\$3.038	0%	21

INCENTIVO 0,07		0,07	
PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$952	-2%	26
D	-\$694	5%	13
C	-\$723	7%	10
B	-\$504	10%	9
A	\$1.003	16%	6
A1	\$4.649	23%	4
Especial	\$16.218	30%	3
Comercial	-\$2.019	5%	13

INCENTIVO 0,03		0,03	
PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$1.119	-7%	46
D	-\$1.002	1%	19
C	-\$1.227	3%	15
B	-\$1.319	5%	12
A	-\$351	11%	8
A1	\$2.347	18%	5
Especial	\$11.270	25%	4
Comercial	-\$2.834	1%	19

INCENTIVO 0,08		0,08	
PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$910	-1%	23
D	-\$617	6%	12
C	-\$597	8%	10
B	-\$300	11%	8
A	\$1.342	17%	6
A1	\$5.224	25%	4
Especial	\$17.455	32%	3
Comercial	-\$1.815	5%	12

INCENTIVO 0,04		0,04	
PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$1.077	-6%	38
D	-\$925	2%	17
C	-\$1.101	4%	13
B	-\$1.115	6%	11
A	-\$13	12%	7
A1	\$2.923	19%	5
Especial	\$12.507	26%	4
Comercial	-\$2.630	2%	17

INCENTIVO 0,09		0,09	
PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$869	-1%	21
D	-\$540	6%	11
C	-\$471	9%	9
B	-\$97	12%	8
A	\$1.680	18%	5
A1	\$5.800	26%	4
Especial	\$18.692	33%	3
Comercial	-\$1.611	6%	11

INCENTIVO 0,05		0,05	
PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$1.035	-4%	33
D	-\$848	3%	15
C	-\$975	5%	12
B	-\$912	7%	10
A	\$326	13%	7
A1	\$3.498	21%	5
Especial	\$13.744	28%	4
Comercial	-\$2.426	3%	15

INCENTIVO 0,1		0,1	
PROSUMIDOR	VAN (\$)	TIR (%)	PAYBACK (años)
E	-\$827	0%	20
D	-\$463	7%	10
C	-\$345	10%	9
B	\$107	13%	7
A	\$2.019	19%	5
A1	\$6.375	27%	4
Especial	\$19.929	34%	3
Comercial	-\$1.408	7%	11

FLUJO DE EFECTIVO DESDE EL PUNTO DE VISTA DEL PROSUMIDOR CONSIDERANDO COSTOS DE INSTALACIÓN Y UNA TARIFA LIBERADA

TASA DE DESCUENTO PONDERADA

12%

PROSUMIDOR E																					
Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1	106,1
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	1.879																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>1.879</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-1.879</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>	<b>67,7</b>

VAN	-\$1.374
TIR	-3%
PAYBACK (años)	28

PROSUMIDOR D																					
Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7	195,7
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	2.336																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>2.336</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-2.336</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>	<b>157,3</b>

VAN	-\$1.161
TIR	3%
PAYBACK (años)	15

# UCUENCA

## PROSUMIDOR C

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5	320,5
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	3.535																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41	38,41
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>3.535</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>	<b>38,41</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-3.535</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>	<b>282,0</b>

VAN	-\$1.429
TIR	5%
PAYBACK (años)	13

## PROSUMIDOR B

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	4.752																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>4.752</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-4.752</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>	<b>442,3</b>

VAN	-\$1.449
TIR	7%
PAYBACK (años)	11

# UCUENCA

## PROSUMIDOR A

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861	861
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	6.122																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>6.122</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-6.122,0</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>	<b>785,2</b>

VAN	-\$257
TIR	11%
PAYBACK (años)	8

## PROSUMIDOR A1

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464	1.464
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	8.434																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64	103,64
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>8.434</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>	<b>103,64</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-8.434</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>	<b>1.360,0</b>

VAN	\$1.725
TIR	15%
PAYBACK (años)	6

# UCUENCA

## PROSUMIDOR ESPECIAL

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147	3.147
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	17.715																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36	131,36
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>17.715</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>	<b>131,36</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-17.715</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>	<b>3.015</b>

VAN	\$4.807
TIR	16%
PAYBACK (años)	6

## Comercial

Rubro/Años	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
<b>INGRESOS:</b>	0	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518
<b>ENTRADA DE EFECTIVO</b>	0	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518	518
<b>Rubro/Años</b>	<b>0</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>	<b>7</b>	<b>8</b>	<b>9</b>	<b>10</b>	<b>11</b>	<b>12</b>	<b>13</b>	<b>14</b>	<b>15</b>	<b>16</b>	<b>17</b>	<b>18</b>	<b>19</b>	<b>20</b>
<b>EGRESOS</b>																					
Egresos totales por instalación	4.752																				
b) OPERACIÓN (MANTENIMIENTO)		75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91	75,91
<b>EGRESOS EN EFECTIVO</b>	<b>4.752</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>	<b>75,91</b>
<b>FLUJO NETO DE EFECTIVO</b>	<b>-4.752</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>	<b>442</b>

VAN	-\$1.449
TIR	7%
PAYBACK (años)	11