



UNIVERSIDAD DE CUENCA

**FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA
GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN
EL ECUADOR Y SU CONEXIÓN A LA RED PÚBLICA,
BASADA EN EL ARTÍCULO 63 DE LA REGULACIÓN No.
CONELEC – 004/11**

**Tesis de Grado Previa a la Obtención
de Título de Ingeniero Eléctrico**

Autores:

**Diego Iván Lojano Chacha
Oscar Daniel Ríos González**

Director:

Rodrigo Sempértegui Álvarez

**Cuenca, Ecuador
Febrero del 2013**



RESUMEN

De acuerdo al CONELEC (Consejo Nacional de Electricidad) en su artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, incentiva el uso de las energías renovables no convencionales para la generación eléctrica.

La energía solar fotovoltaica a más de ser usada para sistemas aislados en especial en centros rurales, también puede entregar energía eléctrica generada por medio de los paneles solares a bajas tensiones (380-800 V) en corriente continua; se transforma por medio de un inversor en corriente alterna; mediante un centro de transformación se eleva a media tensión (13 ó 22 kV) y se inyecta en las redes públicas contribuyendo a la generación limpia y al cuidado del medio ambiente.

En el capítulo 1, se detalla la situación energética en el Ecuador y el mundo entero, el cambio de la matriz energética ecuatoriana con los nuevos proyectos que entre en funcionamiento a partir del 2013.

En el capítulo 2, se describe los requerimientos y regulaciones establecidas por el Conelec para la conexión a la red pública mediante generación fotovoltaica.

En el capítulo 3 se realiza el estudio técnico para determinar la factibilidad del proyecto, para ello se tomarán en consideración dos diferentes regiones del país con máximo y mínimo recurso energético y su ganancia mediante el uso de seguidores solares.

En el capítulo 4, se realiza el análisis netamente económico para conocer la factibilidad del proyecto, la inversión realizada, el tiempo de recuperación de la inversión y todo lo relacionado al financiamiento del proyecto.

En el capítulo 5, se presenta las conclusiones y recomendaciones obtenidas.

PALABRAS CLAVE:

Generación, Fotovoltaica, Paneles, Solares, Conexión, Red Pública, Regulación, Conelec, Normativa, Económico, Técnico, Procedimiento.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CONTENIDO

RESUMEN.....	1
ANTECEDENTES.....	20
JUSTIFICACIÓN	20
OBJETIVO GENERAL.....	21
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	21
ALCANCE	22
1 CAPITULO: ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVECCIONALES EN EL ECUADOR Y EL MUNDO	23
1.1 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL ECUADOR.	23
1.1.1 ANTECEDENTES.....	23
1.1.2 ENERGÍA EXISTENTE EN ECUADOR.	26
1.1.3 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN ECUADOR	32
1.2 ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN EL MUNDO	33
1.2.1 ANTECEDENTES.....	33
1.2.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL Y EUROPEA.....	35
1.2.3 PERSPECTIVAS DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES RENOVABLES EN EUROPA 37	
1.3 LA MATRIZ ENRGÉTICA ECUATORIANA	41
1.3.1 OFERTA DE ENERGÍA.....	42
1.3.2 EL CONSUMO SECTORIAL DE ENERGÍA	43
1.3.2.1 SECTOR RESIDENCIAL	44
1.3.2.2 SECTOR INDUSTRIAL.....	45
1.3.2.3 SECTOR TRANSPORTE.....	46
1.3.2.4 SECTOR COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS.....	47
1.3.3 POLITICAS DE INTERVENCIÓN DEL MEER.....	47
1.3.3.1 RESIDENCIAL.....	48
1.3.3.2 INDUSTRIAL	50
1.3.3.3 COMERCIO Y SERVICIOS PÚBLICOS	51
1.3.3.4 ELECTRICIDAD	51
1.4 FACTORES CRÍTICOS PARA LA ADOPCIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN ECUADOR.....	52
1.4.1 COSTOS.....	52
1.4.2 ASPECTOS TÉCNICOS EN ENERGÍA SOLAR.....	54
1.5 ASPECTOS AMBIENTALES (MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO).....	55
2 CAPITULO: INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA.....	57
2.1 INTRODUCCIÓN.....	57
2.2 UNIDADES Y ÁNGULOS SOLARES	58
2.3 LA ENERGÍA SOLAR	59
2.3.1 EL SOL COMO FUENTE DE ENERGÍA.....	61
2.3.2 RADIACIÓN SOLAR	61
2.3.3 CONSTANTE SOLAR.....	63
2.3.4 LA TRAYECTORIA DEL SOL	63



UNIVERSIDAD DE CUENCA

2.4	LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA.....	64
2.4.1	LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA	65
2.4.1.1	VENTAJAS DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA	66
2.4.1.2	SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS AISLADOS O TIPO ISLA.....	67
2.5	CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	68
2.5.1	CONDICIONES GENERALES DE LA CONEXIÓN A RED.....	68
2.5.2	CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DE CONEXIÓN A LA RED	70
2.5.2.1	VENTAJAS DE CONEXIÓN A LA RED	70
2.5.2.2	APLICACIONES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED	71
2.5.3	ASPECTOS TÉCNICOS DEL DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE CONEXIÓN A RED.....	72
2.5.4	CARACTERÍSTICAS DE LA INTENSIDAD GENERADA	73
2.6	COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	73
2.6.1	MÓDULO FOTOVOLTAICO	73
2.6.1.1	POTENCIA DE LA CÉLULA SOLAR	74
2.6.1.2	PARAMETROS FUNDAMENTALES. CURVAS CARACTERISTICAS	75
2.6.2	EL INVERSOR DE CONEXIÓN A LA RED	76
2.6.3	ESTRUCTURAS Y ACCESORIOS.....	79
2.6.4	PUESTA A TIERRA.....	79
2.6.5	SEGURIDAD Y CABLEADO.....	79
2.6.6	SEGUIDORES SOLARES	80
2.7	VARIACIÓN EN LA ENERGÍA PRODUCIDA POR PANELES SOLARES	81
2.7.1	IRRADIANCIA.....	81
2.7.2	TEMPERATURA DE LOS MÓDULOS	82
2.7.3	SOMBREADO.....	83
2.8	INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.....	84
2.8.1	INCLINACIÓN.....	84
2.8.2	ORIENTACIÓN	85
2.9	EMPLAZAMIENTO DE LAS PLACAS SOLARES	86
2.9.1	SUELO	86
2.9.2	POSTE.....	87
2.9.3	PARED	87
2.9.4	TEJADO	87
2.10	CÁLCULO DE SOMBRAS Y DISTANCIA ENTRE PANELES	88
3	CAPÍTULO:	
	ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED	91
3.1	CONSIDERACIONES INICIALES	91
3.1.1	RECURSO ENERGÉTICO SOLAR DISPONIBLE EN EL ECUADOR.....	91
3.1.1.1	INTRODUCCIÓN	91
3.1.1.2	RADIACIÓN SOLAR EN EL ECUADOR.....	93
3.2	REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE CALIDAD QUE DEBEN CUMPLIR LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS.....	94
3.2.1	ARMÓNICOS	94
3.2.1.1	ORDEN DEL ARMÓNICO	95



UNIVERSIDAD DE CUENCA

3.2.1.2	LA DISTORSIÓN ARMÓNICA	96
3.2.1.3	EFFECTOS Y CONSECUENCIAS DE LOS ARMÓNICOS.....	97
3.2.1.4	ALTERNATIVAS DE SOLUCIONES PARA EL CONTROL DE ARMÓNICOS EN REDES ELÉCTRICAS	98
3.2.2	TRANSITORIOS	100
3.3	NORMATIVAS QUE DEBEN CUMPLIR LOS EQUIPOS PARA SU CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA	101
3.3.1	PANELES FOTOVOLTAICOS.....	102
3.3.2	INVERSORES PARA CONEXIÓN A LA RED	104
3.3.3	CONDUCTORES	106
3.4	ANÁLISIS DE LA FORMA DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN	107
3.4.1	ACCESO AL SISTEMA DE UN DISTRIBUIDOR.....	109
3.4.2	ENLACE CON LA RED DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA	111
3.4.3	VERIFICACIÓN DE LA CONEXIÓN A LA RED	112
3.5	LEGISLACION Y NORMATIVA	112
3.5.1	NORMATIVA PARA LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PAIS	112
3.5.2	CASOS DE EXCEPCIÓN PARA LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA	113
3.5.3	PRECIOS Y PLAZOS	114
3.5.4	ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.....	114
3.5.4.1	REGULACIÓN 002/11 EXCEPCIONALIDAD PARA LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA	115
3.5.4.1.1	CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA Y RESERVA DE GENERACION.....	115
3.5.4.1.2	INTERES PÚBLICO, COLECTIVO O GENERAL	116
3.5.4.1.3	PROYECTOS PROPUESTOS POR LA INICIATIVA PRIVADA.....	117
3.5.4.2	REGULACIÓN 003/11 DETERMINACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL PLAZO Y DE LOS PRECIOS REFERENCIALES DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN	117
3.5.4.3	REGULACION 004/11 TRATAMIENTO PARA LA ENERGÍA PRODUCIDA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	119
3.5.4.3.1	CONDICIONES PREFERENTES	120
❖	Precios Preferentes.....	120
❖	Despacho preferente	121
3.5.4.3.2	PROCESO DE CALIFICACION PARA ACCEDER A PRECIOS PREFERENTES	123
❖	Presentación de documentos	124
❖	Calificación.....	124
❖	Certificado.....	124
❖	Exclusividad del proyecto calificado	124
❖	Título Habilitante	124
3.5.4.4	NORMATIVA APLICABLE A LA PROTECCION AMBIENTAL	125
3.5.4.5	PROCEDIMIENTO PARA LA APROBACIÓN.....	126
3.5.5	EVOLUCIÓN DE LA NOMATIVA INTERNACIONAL APLICADA A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED.....	126
3.6	MEDICIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA E INTERCAMBIADA CON LA RED	129
3.7	ANÁLISIS TÉCNICO EN LAS ZONAS DE MÁXIMA Y MÍNIMA RADIACIÓN EN EL ECUADOR.....	131
3.7.1	ANÁLISIS EN LA ZONA DE MÁXIMA RADIACIÓN	132
3.7.1.1	CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA	132
3.7.1.2	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR SOMBREADO DEL GENERADOR	136
3.7.1.3	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR POSICIÓN	138



UNIVERSIDAD DE CUENCA

3.7.1.4	GANANCIAS MEDIANTE EL USO DE SEGUIDORES SOLARES	139
3.7.2	ANÁLISIS EN LA ZONA DE MÍNIMA RADIACIÓN	142
3.7.2.1	CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA	142
3.7.2.2	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR SOMBREADO DEL GENERADOR	145
3.7.2.3	CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR POSICIÓN	146
3.7.2.4	GANANCIAS MEDIANTE EL USO DE SEGUIDORES SOLARES	147
4	CAPÍTULO:	
	ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED	149
4.1	OBJETIVO DEL ESTUDIO	149
4.1.1	ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INVERSIÓN	149
4.1.2	PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN	150
4.2	PREVISIÓN DE INGRESOS ANUALES PARA LA ZONA DE MÁXIMA RADIACIÓN	151
4.2.1	PREVISIÓN DE GASTOS.....	152
4.2.2	RENDIMIENTO BRUTO DE LA INVERSIÓN	152
4.2.3	CONDICIONES DE LA FINANCIACIÓN	153
4.2.4	PERÍODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN	154
4.2.5	CÁLCULO DEL VAN Y LA TIR PARA LA ZONA DE MÁXIMA RADIACIÓN.....	154
4.3	PREVISIÓN DE INGRESOS ANUALES PARA LA ZONA DE MÍNIMA RADIACIÓN	158
4.3.1	PREVISIÓN DE GASTOS.....	159
4.3.2	RENDIMIENTO BRUTO DE LA INVERSIÓN	159
4.3.3	CÁLCULO DEL VAN Y LA TIR PARA LA ZONA DE MÍNIMA RADIACIÓN	160
4.4	AHORRO CON LA FABRICACIÓN DE PANELES SOLARES	162
5	CAPÍTULO	163
	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	163
5.1	CONCLUSIONES	163
5.2	RECOMENDACIONES	166
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	
	BIBLIOGRAFÍA.....	168
	DIRECCIONES ELECTRONICAS.....	170
	ANEXOS	
	ANEXO 1.....	171
	ANEXO 2.....	174
	ANEXO 3.....	188
	ANEXO 4.....	196
	ANEXO 5.....	199
	ANEXO 6.....	205
	ANEXO 7.....	208
	ANEXO 8.....	214



ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1-1: FUENTES DE ENERGÍA A NIVEL MUNDIAL	34
FIGURA 1-2: DISTRIBUCIÓN DE LA DEMANDA MUNDIAL DE ENERGÍA, 1990-2010	36
FIGURA 1-3: ENERGÍAS RENOVABLES EN EL CONSUMO DE LA UE EN 2002.	37
FIGURA 1-4: TASA DE CRECIMIENTO DE LA CAPACIDAD GLOBAL DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA RENOVABLE,	39
FIGURA 1-5: DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO MUNDIAL DE ENERGÍA RENOVABLE, 2010	40
FIGURA 1-6: EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES,	41
FIGURA 1-7: OFERTA TOTAL DE ENERGÍA PRIMARIA.....	42
FIGURA 1-8: CONSUMO SECTORIAL DE ENERGÍA	43
FIGURA 1-9: CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR RESIDENCIAL	44
FIGURA 1-10: CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR DE INDUSTRIA	45
FIGURA 1-11: CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR TRANSPORTE	46
FIGURA 1-12: CONSUMO DE ENERGÍA DEL SECTOR COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS	47
FIGURA 1-13: AHORRO DE ENERGÍA SECTOR RESIDENCIAL AL 2020.....	49
FIGURA 1-14: MEJORA EN EFICIENCIA.....	49
FIGURA 1-15: MEJORA EN EFICIENCIA EN EL SECTOR RESIDENCIAL PROYECTADA AL 2020	50
FIGURA 1-16: MEJORA EN EFICIENCIA EN EL SECTOR INDUSTRIAL	50
FIGURA 1-17: MEJORA EN LA EFICIENCIA DEL SECTOR COMERCIO Y SERVICIO PÚBLICO	51
FIGURA 1-18: ADICIONES DE CAPACIDAD HIDROELÉCTRICA	51
FIGURA 1-19: COSTOS	53
FIGURA 2-1: ESTACIÓN ESPACIAL MIR, UNA DE LAS APLICACIONES FOTOVOLTAICAS.	60
FIGURA 2-2: ABSORCIÓN Y REFLEXIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR.	63
FIGURA 2-3: PANELES SOLARES FORMADOS POR CELDAS SOLARES.	65
FIGURA 2-4: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA BÁSICA.	66
FIGURA 2-5: CONSTITUCIÓN DE UN PANEL SOLAR DESTACANDO SUS PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS.....	73
FIGURA 2-6: ASOCIACIÓN DE CÉLULAS SOLARES.....	75
FIGURA 2-7: EJEMPLO DE UNA CURVA CARACTERÍSTICA Y OBTENCIÓN DE LOS VALORES DE TENSIÓN Y CORRIENTE PARA UN PANEL SOLAR.....	76
FIGURA 2-8: INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED	77
FIGURA 2-9: CAMBIO DE LA CURVA CARACTERÍSTICA V- I DE CÉLULAS FV EN FUNCIÓN DE LA IRRADIANCIA INCIDENTE.	82
FIGURA 2-10: CURVA DE VARIACIÓN DE LA TEMPERATURA EN LOS MÓDULOS	82
FIGURA 2-11: COLOCACIÓN DE LOS DIODOS BYPASS EN LOS MÓDULOS FV.....	83
FIGURA 2-12: INCLINACIÓN DE UN PANEL SOLAR.	84
FIGURA 2-13: ÁNGULO DE INCLINACIÓN Y DE INCIDENCIA.....	86
FIGURA 2-14. COLOCACIÓN DE UN GRUPO DE PANELES SOBRE EL SUELO.	86
FIGURA 2-15: COLOCACIÓN DE UN GRUPO DE PANELES SOBRE UN POSTE.	87
FIGURA 2-16: COLOCACIÓN DE UN GRUPO DE PANELES EN LA PARED.....	87
FIGURA 2-17: COLOCACIÓN DE UN GRUPO DE PANELES SOBRE TEJADOS.	88
FIGURA 2-18: DISTANCIA ENTRE PANELES	88
FIGURA 2-19: DISTANCIA MÍNIMA ENTRE FILAS CONSECUTIVAS DE PANELES SOLARES.....	89



UNIVERSIDAD DE CUENCA

FIGURA 2-20: CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR DISTANCIA ENTRE PANELES.	90
FIGURA 3-1: MENÚ DEL PROGRAMA CENSOL 5.....	93
FIGURA 3-2: IRRADIACIÓN SOLAR GLOBAL DEL ECUADOR.....	94
FIGURA 3-3: ARMÓNICOS.....	95
FIGURA 3-4: ONDA COMPUESTA POR LA ONDA FUNDAMENTAL, TERCER Y QUINTO ARMÓNICO.	96
FIGURA 3-5: CONFIGURACIÓN ESQUEMÁTICA DEL SISTEMA.....	101
FIGURA 3-6: CASOS DE EXCEPCIÓN CONSIDERADOS.....	116
FIGURA 3-7: METODOLOGÍA PRECIOS Y PLAZOS.....	118
FIGURA 3-8: ESQUEMA ADOPTADO POR ECUADOR FEED - IN TARIFFS.....	122
FIGURA 3-9: PARTICIPACIÓN DE PROYECTOS EN EL ESQUEMA ACTUAL DEL SECTOR ELÉCTRICO	123
FIGURA 3-10: LA MODALIDAD DE INSERCIÓN DE LOS SISTEMAS DE MEDICIÓN.	129
FIGURA 3-11: DISTRIBUCIÓN HORARIA DE LA IRRADIANCIA SOLAR EN UN DÍA SIN NUBES.	133
FIGURA 3-12: DISEÑO DEL PERFIL DE OBSTÁCULOS PARA EFECTO DE SOMBRA.	136
FIGURA 3-13: PERDIDAS POR SOMBREADO, DEPENDIENDO DEL PERFIL DE OBSTÁCULOS.....	137
FIGURA 3-14: CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR POSICIÓN DE LOS PANELES.	139
FIGURA 3-15: EJEMPLO DE POSICIÓN DEL SOL PARA UN SEGUIMIENTO SOLAR EN DOS EJES.....	141
FIGURA 3-16: GRAFICAS DE VARIACIÓN POR SEGUIMIENTO SOLAR.	141
FIGURA 3-17: EL TIEMPO EN EL CANTÓN SANTA ROSA EN LOS DÍAS 8 AL 15 DE ENERO DEL 2013.....	142
FIGURA 3-18: DISEÑO DEL PERFIL DE OBSTÁCULOS PARA EFECTO DE SOMBRA.	145
FIGURA 3-19: PERDIDAS POR SOMBREADO, DEPENDIENDO DEL PERFIL DE OBSTÁCULOS.....	146
FIGURA 3-20: CÁLCULO DE PÉRDIDAS POR POSICIÓN DE LOS PANELES.	147

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1-1: CENTRALES DE GENERACIÓN CONSIDERADAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRASELECTRIC FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE TRANSELECTRIC.....	25
TABLA 1-2: CAPACIDAD EFECTIVA EN GENERACIÓN	27
TABLA 1-3: PRODUCCIÓN TOTAL DE ENERGÍA E IMPORTACIONES.....	27
TABLA 1-4: ENERGÍA ENTREGADA Y DISPONIBLE PARA SERVICIO PÚBLICO	29
TABLA 1-5: ENERGÍA FACTURADA.....	30
TABLA 1-6: PROYECTOS FOTOVOLTAICOS INSTALADOS O EN FASE DE ESTUDIOS EN EL ECUADOR.	33
TABLA 1-7: CONSUMO DE ENERGÍA RENOVABLE EN EL TOTAL ENERGÉTICO DE CADA PAÍS EN 2000 Y 2030 (EN %).	36
TABLA 0-1: DATOS NUMÉRICOS DE ALGUNAS CARACTERÍSTICAS SOLARES.....	59
TABLA 0-2: DIFERENCIAS ENTRE LOS PANELES SEGÚN LA TECNOLOGÍA DE FABRICACIÓN.	74
TABLA 3-1: PLAZOS A SER CONSIDERADOS EN LOS TÍTULOS HABILITANTES.	119
TABLA 3-2: PRECIOS PREFERENTES ENERGÍA RENOVABLES EN (CUSD/KWH).....	120
TABLA 3-3: HORA SOLAR PICO PARA LA CIUDAD DE QUITO.....	133
TABLA 3-4: CÁLCULO DE LA POTENCIA ANUAL PARA UNA INSTALACIÓN DE 1 KW.....	135
TABLA 3-5: VALORES DE GANANCIA POR SEGUIMIENTO SOLAR.	140
TABLA 3-6: HORA SOLAR PICO PARA LA CIUDAD DE SANTA ROSA.	143
TABLA 3-7: CÁLCULO DE LA POTENCIA ANUAL PARA UNA INSTALACIÓN DE 1 KW PARA SANTA ROSA.	144



UNIVERSIDAD DE CUENCA

TABLA 3-8: VALORES DE GANANCIA POR SEGUIMIENTO SOLAR PARA SANTA ROSA.....	148
TABLA 4-1: PRESUPUESTO TOTAL DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.....	150
TABLA 4-2: PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, E INGRESOS MENSUALES RECIBIDOS.	152
TABLA 4-3: RENDIMIENTO BRUTO DE LA INVERSIÓN.....	153
TABLA 4-4: FLUJO DE CAJA PARA EL PERIODO DE 15 AÑOS.....	156
TABLA 4-5: CRITERIOS DEL VAN PARA LA TOMA DE DECISIONES.....	157
TABLA 4-6: CALCULO DEL VAN DEL PROYECTO.	158
TABLA 4-7: RESULTADOS DE LOS CÁLCULOS DE VAN Y TIR DEL PROYECTO	158
TABLA 4-8: PRODUCCIÓN MENSUAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA, E INGRESO ANUAL RECIBIDO.	159
TABLA 4-9: RENDIMIENTO BRUTO DE LA INVERSIÓN	160
TABLA 4-10: FLUJO DE CAJA PARA LA ZONA DE MÍNIMA RADIACIÓN.....	161
TABLA 4-11: CÁLCULO DEL VAN PARA LA ZONA DE MÍNIMA RADIACIÓN.	161
TABLA 4-12: RESULTADOS DEL TIR Y VAN PARA EL ESTUDIO DE MÍNIMA RADIACIÓN.....	162

ÍNDICE DE GRAFICAS

GRÁFICA 1-1: TOTAL GENERACIÓN NACIONAL E IMPORTACIONES	28
GRÁFICA 1-2: ENERGÍA FACTURADA	30
GRÁFICA 1-3: CAPACIDAD EFECTIVA DE GENERACIÓN	31
GRÁFICA 1-4: POTENCIA NOMINAL SEGÚN SU NATURALEZA DE ORIGEN Y DE ENERGÍA RENOVABLE POR TIPO DE CENTRAL DE GENERACIÓN.	32



UNIVERSIDAD DE CUENCA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Diego Iván Lojano Chacha, autor de la tesis "ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR Y SU CONEXIÓN A LA RED PÚBLICA, BASADA EN EL ARTÍCULO 63 DE LA REGULACIÓN No. CONELEC - 004/11", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciere de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 08 de abril de 2013

Diego Iván Lojano Chacha
0302217427

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Oscar Daniel Ríos González, autor de la tesis "ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR Y SU CONEXIÓN A LA RED PÚBLICA, BASADA EN EL ARTÍCULO 63 DE LA REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11", reconozco y acepto el derecho de la Universidad de Cuenca, en base al Art. 5 literal c) de su Reglamento de Propiedad Intelectual, de publicar este trabajo por cualquier medio conocido o por conocer, al ser este requisito para la obtención de mi título de Ingeniero eléctrico. El uso que la Universidad de Cuenca hiciera de este trabajo, no implicará afección alguna de mis derechos morales o patrimoniales como autor.

Cuenca, 08 de abril de 2013

Oscar Daniel Ríos González
1103471536

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Diego Iván Lojano Chacha, autor de la tesis: "ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR Y SU CONEXIÓN A LA RED PÚBLICA, BASADA EN EL ARTÍCULO 63 DE LA REGULACIÓN No. CONELEC - 004/11", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 08 de abril de 2013

Diego Iván Lojano Chacha
0302217427

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Fundada en 1867

Yo, Oscar Daniel Ríos González, autor de la tesis "ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR Y SU CONEXIÓN A LA RED PÚBLICA, BASADA EN EL ARTÍCULO 63 DE LA REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11", certifico que todas las ideas, opiniones y contenidos expuestos en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad de su autor.

Cuenca, 08 de abril de 2013

Oscar Daniel Ríos González
1103471536

Cuenca Patrimonio Cultural de la Humanidad. Resolución de la UNESCO del 1 de diciembre de 1999

Av. 12 de Abril, Ciudadela Universitaria, Teléfono: 405 1000, Ext.: 1311, 1312, 1316

e-mail cdjbv@ucuenca.edu.ec casilla No. 1103

Cuenca - Ecuador



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de tesis fue elaborado por Diego Iván Lojano Chacha y Oscar Daniel Ríos González, bajo mi dirección.

Ing. Rodrigo Sempértegui Álvarez.

DIRECTOR DE TESIS



UNIVERSIDAD DE CUENCA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de tesis fue elaborado por Diego Iván Lojano Chacha y Oscar Daniel Ríos González, bajo mi tutoría.

Ing. Juan Carlos Sarmiento.

TUTOR DE TESIS



UNIVERSIDAD DE CUENCA

AGRADECIMIENTO

El presente trabajo de tesis primeramente me gustaría agradecerle a ti Dios por bendecirme para llegar hasta donde he llegado, porque hiciste realidad este sueño anhelado.

A la Universidad de Cuenca por acogerme y darme la oportunidad de ser un profesional.

Al ingeniero Rodrigo Sempértegui, por aceptar dirigir la presente tesis ya que con sus conocimientos, su experiencia, su paciencia y su motivación ha logrado en mí que pueda terminar mis estudios con éxito.

Al ingeniero Juan Carlos Sarmiento, por su amistad, apoyo y su ayuda incondicional brindada para que éste trabajo de investigación se haga una realidad.

Diego Lojano.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

AGRADECIMIENTO

A Dios, a mi familia, a mis padres, familiares y amigos por estar presentes directa o indirectamente en cada momento del camino para conseguir este sueño de ser un profesional brindándome siempre su apoyo incondicional.

A la Universidad de Cuenca, de manera especial a los Ingenieros Rodrigo Sempértegui y Juan Carlos Sarmiento por brindarnos su apoyo constante y colaboración en la realización del presente trabajo

Oscar Rios.



DEDICATORIA

Quisiera dedicar ésta tesis:

A Dios.

Por haberme permitido llegar hasta este punto y haberme dado salud para lograr mis objetivos, además de su infinita bondad y amor.

A mis padres José y Nube por su apoyo incondicional, por sus consejos, por la motivación constante que me ha permitido ser una persona de bien, pero más que nada, por su amor.

A mis hermanas Jenny, Ruth, y Verónica por su amistad, por su apoyo y por estar en las buenas y en las malas, las quiero mucho.

A mis abuelitos Rosa, Martha y en especial a mi abuelito Alfonso (Q.E.P.D) por quererme y apoyarme siempre, esto también se lo debo a ustedes.

A todos mis amigos, por estar ahí siempre cuando los necesito, por quererme y apoyarme siempre, por compartir los buenos y malos momentos.

Diego Lojano.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

DEDICATORIA

Primeramente a Dios, a mi amado hijo Anthony Daniel, a mi amado padre Oscar por creer siempre en mí y darme el apoyo para alcanzar mis metas y sueños, a mi amada madre María del Cisne por su apoyo y oraciones, a mi gran hermano Pedro y a mis queridas hermanas María Isabel, Andrea y Mirita por su apoyo, a todos mis familiares y amigos.

Oscar Rios



ANTECEDENTES

El cambio climático, el pico petrolero y la seguridad energética son las tendencias mundiales que empiezan a marcar el ritmo de la transición energética requerida para abastecer a la creciente demanda de energía mundial al tiempo que se abandona aquella que ha sido la fuente principal de energía hasta la actualidad como es el caso de los combustibles fósiles.

Las energías renovables dentro de las cuales se incluyen: la energía solar fotovoltaica, eólica, geotérmica mareomotriz, etc. podrían solucionar muchos de los problemas ambientales, como el cambio climático, los residuos radiactivos, las lluvias ácidas y la contaminación atmosférica.

De acuerdo a la disposición de la REGULACIÓN No. CONELEC – 009/06, basada en el artículo 63 de la ley de régimen del Sector Eléctrico Ecuatoriano, en el cual se habla de compensar los valores iniciales de inversión que son altos, es por ello que tiene como objetivo fundamental establecer los precios a reconocerse por la energía generada mediante recursos energéticos no convencionales expresadas en centavos de dólar americano.

JUSTIFICACIÓN

Como bien sabemos, las fuentes de energía fósil actualmente explotadas terminarán agotándose, según los pronósticos actuales, en el transcurso de este siglo. Es por ello que es necesario tomar en consideración las energías renovables para la generación de energía eléctrica que aporten al sistema nacional.

También contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que incidan en la mitigación de los impactos del cambio climático, mediante la adopción de energías renovables y prácticas de eficiencia energética en los procesos productivos, para propiciar el ahorro de la energía y la disminución de costos de producción, y así incentivar a la implementación de un desarrollo sostenible que nos ayude a coexistir en nuestro planeta.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

En un encuentro internacional de Energías Renovables efectuado en la ciudad de Quito en junio de 2009, se explicó que a la fecha en el Ecuador el 43% de la energía eléctrica generada es producida por fuentes hídricas y menos del 1% compone la energía solar sumada a la energía eólica.

Según el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER), en el mismo encuentro declaró la esperanza de cambiar esta realidad, con la intención de llegar al año 2020 con una producción del 86% en hidroelectricidad, complementada por un 8% en energías renovables como la solar o la eólica.

Es por esta razón que pretendemos realizar este trabajo previo a la obtención del título de grado con el tema: “ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO PARA LA GENERACIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN EL ECUADOR Y SU CONEXIÓN A LA RED PÚBLICA, BASADA EN EL ARTICULO 63 DE LA REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11.”. Con la cual se pretende generar energía eléctrica limpia libre de contaminación; y lo más importante, proveniente de fuentes primarias inagotables, y así poder desarrollarnos en un planeta más sano.

OBJETIVO GENERAL

Realizar el análisis técnico – económico para la generación de energía solar fotovoltaica en el ecuador y su conexión a la red pública, basada en el artículo 63 de la regulación no. Conelec – 004/11, además realizar un estudio del recurso solar disponible en el país para llevar a cabo el estudio del proyecto.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Estudiar y analizar el marco teórico acerca de la generación eléctrica mediante paneles fotovoltaicos: sus requerimientos, limitaciones, ventajas y desventajas, eficiencias y producciones diarias.

- Analizar la factibilidad de construir un panel de generación fotovoltaica de prueba para el análisis de reducción de costos analizando su capacidad de generación y eficiencia. De obtener un resultado positivo, llevar a cabo esta fabricación.



- Realizar un estudio sobre la disponibilidad del recurso energético solar en la ciudad de Cuenca para llevar a cabo las pruebas del panel fotovoltaico a construir.
- Analizar los requerimientos y normativas internacionales que se requieren para poder entregar la energía generada mediante paneles solares fotovoltaicos a la red.
- Estudiar la factibilidad del proyecto en diferentes partes del país para determinar en donde se obtendría la mayor rentabilidad y eficiencia técnica.
- Calcular y seleccionar los respectivos componentes del sistema generador de energía solar fotovoltaica: estableciendo los pasos a seguir para una adecuada instalación y determinando las soluciones a los problemas frecuentes que se presenten durante el proceso y en el futuro.

ALCANCE

Mediante la siguiente tesis se pretende analizar los recursos solares en el Ecuador y el mundo, especialmente recurso solar fotovoltaico para la generación de electricidad, realizar un estudio técnico económico para la implementación partiendo de un panel, hasta una granja solar, determinar la factibilidad del proyecto en diferentes lugares dentro del país, analizar el marco legal y las respectivas regulaciones dictadas por el CONELEC como normativa para la realización de este proyecto y por último validar la construcción de un pequeño panel solar fotovoltaico para las respectivas pruebas del funcionamiento del mismo.



1 CAPITULO: ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVECIONALES EN EL ECUADOR Y EL MUNDO

1.1 ENERGIAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES EN EL ECUADOR.

1.1.1 ANTECEDENTES

El Ecuador ha presentado en los últimos 20 años un desequilibrio entre oferta y demanda de energía eléctrica. Por un lado la demanda se ha incrementado alrededor de un 6,5%¹ anual, mientras que la oferta de energía únicamente se ha incrementado en un 5.15%. La falta de decisión de las diferentes autoridades de turno anteriores al año 2006 no ha permitido el desarrollo de importantes proyectos hídricos y mucho menos la investigación y estudios de otro tipo de energías renovables. Éste incremento de la demanda ha incentivado y de manera muy acertada al presente gobierno a impulsar el desarrollar de nuevos proyectos de generación eléctrica, siendo en su mayoría hídricos que actualmente se encuentran en etapa de construcción y otros ya finalizados como es el caso de Mazar.

Si a esto le sumamos un desconocimiento parcial o incluso total de las energías alternativas y su potencial en el país, encontramos que el Ecuador se encuentra con un gran retraso en lo que se refiere energías renovables con relación a otros países y teniendo en consideración que el país dispone de recurso renovable para llevar a cabo la realización de nuevas plantas o proyectos de generación eléctrica con el uso de energías limpias para contribuir al desarrollo energético y satisfacer la demanda existente y futura del país.

Es por esta razón que el mapa energético ecuatoriano se está modificando debido al desarrollo de nuevos proyectos de generación hidroeléctrica en el país, lo que lleva a que en años futuros deba reducirse a cantidades mínimas el despacho de generación termoeléctrica en el país.

El gobierno Nacional está impulsando el desarrollo de grandes proyectos de generación hidroeléctrica como Coca Codo Sinclair con una capacidad de 1500 MW el cual se estima que entrará en funcionamiento en el año 2016. De la misma

¹ Segun PME 2012 - 2021



UNIVERSIDAD DE CUENCA

manera Hidropaute se encuentra desarrollando el proyecto hidroeléctrico Sopladora con una capacidad de 487 MW, ubicado aguas abajo de la central el Molino y cuyo proyecto se espera entre en funcionamiento en el año 2015.

Además de los proyectos nombrados anteriormente, existen otros que se incorporan al SNI como se especifican en la Tabla 1-1.

CENTRALES DE GENERACION CONSIDERADAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSELECTRIC (2010-1020)			
CENTRAL DE GENERACION	POTENCIA (MW)	POSIBLE PUNTO DE CONEXIÓN	AÑO
			ESTIMADO DE OPERACIÓN COMPLETA DESDE 1 DE:
BABA	42	L/T Quevedo Sto Domingo	dic-12
HIDROTAMBO	8	Babahoyo	oct-13
CHIRRILLOS	4	Loja	jul-14
SIGCHOS	17.4	Mulaló	sep-14
S. JOSE DE MINAS	6	Pomasqui EEQ	ene-14
OCAÑA	26	Cuenca	mar-12
VILLONACO	15	Loja	oct-12
LA MERCED DE JONDACHI	18	L/T Tena-F. Orellana	jul-15
ESMERALDAS (Ampliación)	144	Esmeraldas	oct-14
MACHALA POWER II Y III	95	San Idelfonso	may-14
	87		
HIDROVICTORIA	10	Pifo (El Inga)	sep-14
APAQUI	45	L/T Ibarra Tulcán	jul-15
TOPO	22	Puyo	nov-13



UNIVERSIDAD DE CUENCA

PILALÓ	9.3	Mulaló	jul-15
SOPLADORA	487	Molino	abr-15
MAZAR DUDAS	22.3		ene-14
LLANGANATES	27.6		2013
SOLDADOS YANUNCAY	27.8		ene-16
QUIJOS BAEZA	100	El Inga (Pifo)	ene-16
CHONTAL	184	Nanegalito	may-18
LA UNION	80	Machala	ene-16
TOACHI PILATON	253	L/T Sta Rosa- Sto Domingo	mar-15
CHESPI PALMA REAL	460	Nanegalito	jun-18
MINAS	276	Machala	ene-16
GUALAQUIZA	800		jul-19
COCA CODO SINCLAIR	1500	Pifo (El Inga)	feb-16

Tabla 1-1: Centrales de generación consideradas en el plan de expansión de Traselectric

Fuente: elaboración propia con datos de TRANSELECTRIC.

Como podemos observar, no todos estos proyectos son hidroeléctricos ya que existen algunos que dependen de los combustibles fósiles los cuales son substraídos del subsuelo ecuatoriano.

Es por eso que en éste capítulo se identificará las diferentes energías renovables implementadas en el Ecuador, Europa y en todo el mundo. Se presentará estadísticas de la evolución de los diferentes tipos de energías renovables no convencionales a nivel mundial.

A pesar de que nuestro país presenta una gran riqueza de recursos renovables de todo tipo, hasta el siglo pasado el único recurso renovable aprovechado fue el hídrico. El ex Instituto Ecuatoriano de Electrificación (EX-INECEL) impulsó el estudio para la construcción de centrales hidráulicas a lo largo y ancho de todo el territorio nacional. Las estaciones meteorológicas con las que contaba por todo el país cumplieron un papel fundamental recopilando la información necesaria para realizar los diferentes estudios. Se desarrollaron estudios de prefactibilidad,



UNIVERSIDAD DE CUENCA

factibilidad, diseños, inventarios de recursos aprovechables; entre los más destacados.

Como parte del trabajo realizado se ejecutaron grandes proyectos hidroeléctricos y se planificó en un futuro cercano la construcción de otros que serían el complemento de los primeros. Por diversas circunstancias de orden económico, político y social estos proyectos no se ejecutaron en el tiempo determinado, algunas de estas grandes centrales ya están en la etapa de construcción mientras que otras aún se encuentran únicamente en estudios.

1.1.2 ENERGIA EXISTENTE EN ECUADOR.

En cuanto a producción de electricidad según el CONELEC se resume en el cuadro siguiente (Tabla 1-2), con fecha de actualización de Enero de 2013.

Capacidad efectiva en generación.

1. Capacidad efectiva en generación		MW	%
Energía Renovable	Hidráulica	2,245.62	44.08%
	Solar	0.08	0.002%
	Eólica	17.40	0.342%
	Turbovapor*	93.40	1.833%
Total Energía Renovable		2,356.50	46.25%
No Renovable	MCI	1,310.03	25.71%
	Turbogas	973.90	19.12%
	Turbovapor	454.24	8.92%
Total Energía no Renovable		2,738.17	53.75%
Total Capacidad Instalada		5,094.67	100.00%

Interconexiones		MW	%
Interconexiones	Colombia	525.00	82.68%
	Perú	110.00	17.32%



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Total Interconexiones	635.00	100.00%
------------------------------	---------------	----------------

Tabla 1-2: Capacidad efectiva en generación

Fuente: Balance Nacional de Energía Eléctrica del CONELEC

En lo que respecta a producción total de energía e importaciones tenemos:

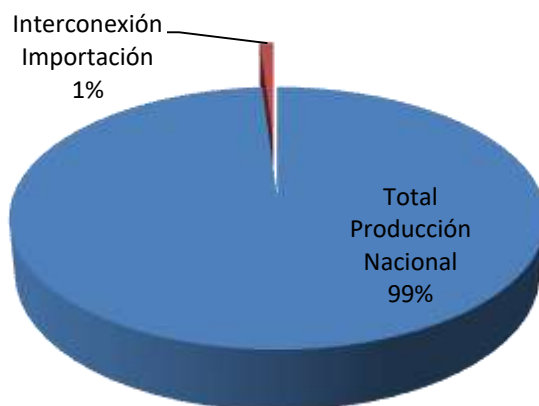
2. Producción Total de Energía e Importaciones		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	12,237.72	53.01%
	Eólica	2.40	0.01%
	Fotovoltaica	0.33	0.00%
	Térmica Turbovapor*	296.35	1.28%
Total Energía Renovable		12,536.80	54.30%
No Renovable	Térmica MCI	5,481.45	23.74%
	Térmica Turbogas	2,337.05	10.12%
	Térmica Turbovapor	2,492.42	10.80%
Total No Renovable		10,310.92	44.66%
Total Producción Nacional		22,847.72	98.97%
Interconexión	Importación	238.20	1.03%
	Colombia	236.03	1.02%
	Perú	2.17	0.01%
Total Producción Nacional + Importación		23,085.92	100.00%

* Centrales que utilizan bagazo de caña

Tabla 1-3: Producción total de energía e importaciones

Fuente: Balance Nacional de Energía Eléctrica del CONELEC

Total de energía e importaciones Enero 2013



Gráfica 1-1: Total generación nacional e importaciones

Fuente: Elaboración propia con datos del CONELEC

Energía entregada para servicio público:

3. Energía Entregada para Servicio Público		GWh	%
Energía Renovable	Hidráulica	12,103.01	62.07%
	Eólica	2.40	0.01%
	Solar	0.33	0.00%
	Térmica Turbovapor*	155.65	0.80%
Total Energía Renovable		12,261.39	62.88%
No Renovable	Térmica MCI	2,894.80	14.85%
	Térmica Turbogas	1,827.18	9.37%



UNIVERSIDAD DE CUENCA

	Térmica Turbovapor	2,277.87	11.68%
Total No Renovable		6,999.85	35.90%
Total Producción Nacional		19,261.24	98.78%
Interconexión	Importación	238.20	1.22%
Total Energía Entregada para Servicio Público		19,499.44	100.00%

4. Energía Disponible para Servicio Público		GWh	%
Pérdidas en Transmisión		765.30	3.92%
Total Energía Disponible para Servicio Público		18,734.14	96.08%
Energía Exportada Perú		5.30	0.03%
Energía Exportada Colombia		6.45	0.03%
Total Energía Disponible en los Sistemas de Distribución		18,722.39	96.02%

Tabla 1-4: Energía entregada y disponible para servicio público

Fuente: Balance Nacional de Energía Eléctrica del CONELEC

Energía facturada clientes finales:

5. Energía Facturada Clientes Finales		GWh	%
Consumo de Energía a Nivel Nacional	Residencial	5,624	34.78%
	Comercial	3,209	19.85%
	Industrial	5,012	31.00%
	A. Público	913	5.65%
	Otros	1,411	8.73%
Total		16,169.49	100.00%
Perdidas en Distribución	Técnicas	1,601.39	8.55%
	No Técnicas	950.16	5.07%
Total Perdidas de Energía en Distribución		2,551.55	13.63%

Tabla 1-5: Energía facturada

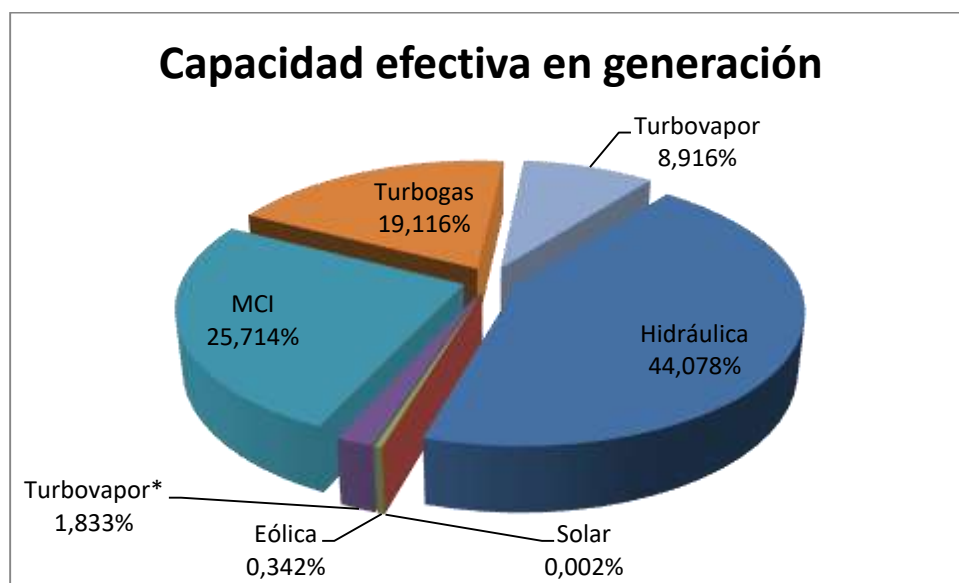
Fuente: Balance Nacional de Energía Eléctrica del CONELEC



Gráfica 1-2: Energía Facturada

Fuente: Elaboración propia con datos del CONELEC

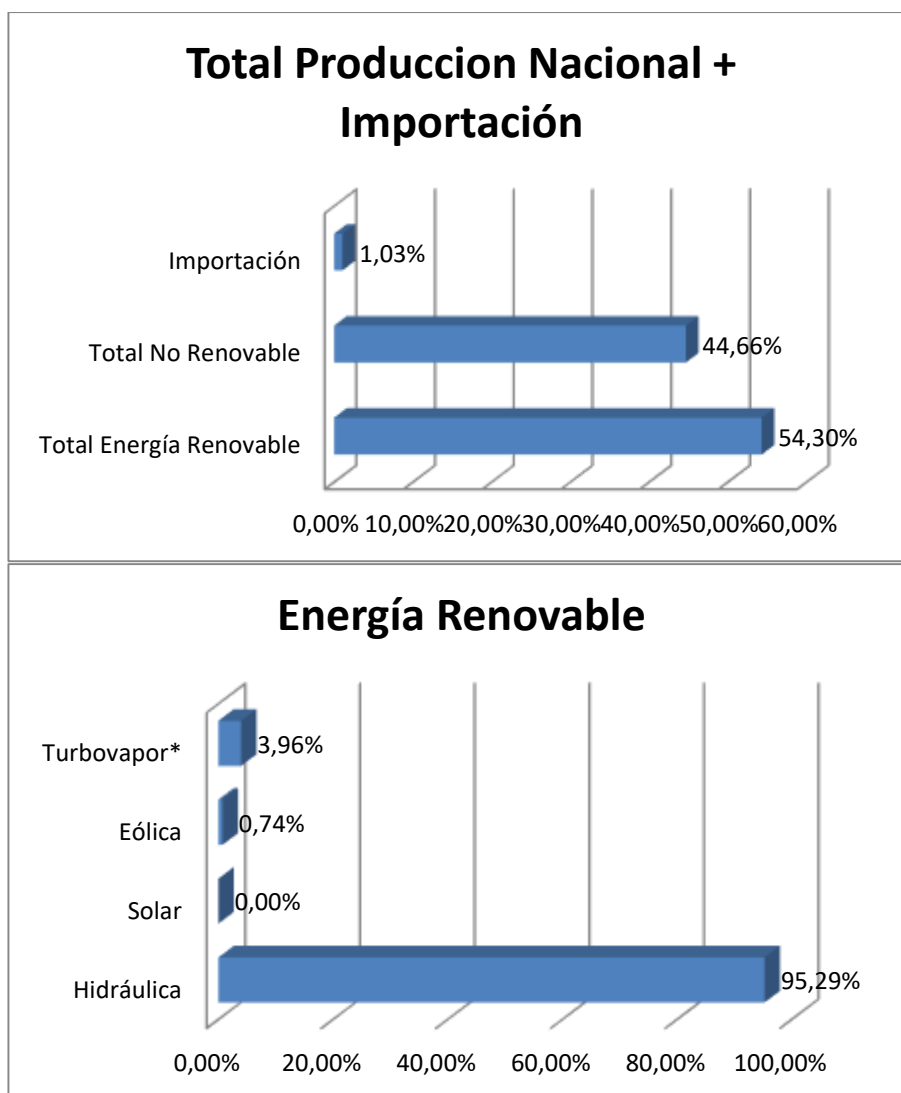
Según el CONELEC con fecha de actualización de Enero de 2013. En lo que se refiere a generación eléctrica usando energías renovables se tiene los siguientes aportes respecto de la generación total: hídrica 44,08%, Turbovapor (bagazo de caña) 1,83%, eólica 0,34% y solar 0,002% (Gráfica 1-3)



Gráfica 1-3: Capacidad efectiva de generación

Fuente: Elaboración propia con datos del CONELEC

En definitiva el total de la potencia nominal producida por el aprovechamiento de energía renovable es de 2356,50 MW, correspondiente al 46,25% de la potencia nominal existente. Del total de la potencia nominal de energía renovable la que predomina es la hídrica con un 95,3%, seguida por la biomasa con un 3,96%, la eólica con un 0,738% y la solar con solo un 0,0032%.



Gráfica 1-4: Potencia nominal según su naturaleza de origen y de energía renovable por tipo de central de generación.

Fuente: Elaboración propia con datos del CONELEC

1.1.3 GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN ECUADOR

La generación fotovoltaica es sumamente escasa y los diferentes sistemas instalados se encuentran ubicados en poblaciones rurales completamente alejadas donde no es posible llevar energía eléctrica por medio de las redes de las diferentes empresas eléctricas de distribución. Según datos del CONELEC, en el país habría instalada una potencia de 20 kW de energía fotovoltaica, estas cifras corresponden principalmente a los paneles instalados por el estado mediante

diversos programas e instituciones estatales. Esta cifra podría aumentar al contabilizar los pocos sistemas fotovoltaicos privados instalados, sin que esto modifique en gran medida la cifra oficial. Además se encuentran en ejecución los estudios de otros proyectos con lo cual la generación fotovoltaica estaría próxima a 1 MW. Así mismo, cinco proyectos de generación solar fotovoltaica y termoeléctrica han presentado su solicitud ante la Dirección de Concesiones del CONELEC (Milenio Solar I y II, Solar connection, Shyri I y Condorsolar) por una potencia total de 150 MW.

PROYECTO	100Wp	200Wp	300Wp	400Wp	20KWp	TOTAL	Kw	ESTADO	LUGAR
ARAJUNO	97	26	0	0	0	123	14,9	instalado	NAPO PASTAZA
SARAYACU	109	31	0	0	0	140	17,1	instalado	PASTAZA
ESMERALDAS	169	435	0	0	0	604	103,9	instalado	ESMERALDAS
NAPO	36	570	0	13		619	122,8	instalado	NAPO
ESMERALDAS NEGRO	0	0	200	0	20	220	460,0	estudios definitivos	ESMERALDAS
VICHE	0	0	700	0		700	210,0	estudios de consultaría	ESMERALDAS
SANTAY	0	0	9	0	1	10	22,7	prioridad SENPLA - DES	GUAYAS
CHIRIBOGA	0	0	50	0		50	15,0	Estudios definitivos	PICHINCHA
TOTAL						2466	966,4		

Tabla 1-6: Proyectos fotovoltaicos instalados o en fase de estudios en el Ecuador.

Fuente: MEER

1.2 ENERGÍA RENOVABLE NO CONVENCIONAL EN EL MUNDO

1.2.1 ANTECEDENTES

El desarrollo de las energías renovables no convencionales ha dependido a través de la historia del precio del combustible de uso masivo utilizado en ese momento. En el siglo XIX se tuvieron los primeros adelantos en energías renovables debido al alto costo del carbón, lo que obligó a buscar fuentes alternativas de energía más económicas. Una vez que el precio del carbón se estabilizó, el interés por las energías alternativas decreció.

La investigación y desarrollo de las diferentes energías renovables a partir de la segunda guerra mundial logró avances significativos. Los efectos de la post guerra

y el alto costo de los combustibles derivados del petróleo impulsaron la búsqueda de fuentes energéticas alternativas. Las investigaciones se vieron frenadas una vez entrada la década de 1970 debido al incremento de la explotación de petróleo a nivel mundial, esto produjo la baja de los costos de los combustibles fósiles y su aplicación se extendió a las centrales termoeléctricas para generar electricidad.

El interés por las energías renovables disminuyó y durante veinte años sus avances tecnológicos fueron mínimos. Pero es a partir de la última década del siglo XX que las energías renovables no convencionales empiezan a tener desarrollos sustanciales para la generación eléctrica. Los países del primer mundo invierten gran cantidad de recursos en el desarrollo de tecnología en energías renovables. Esto les ha permitido desarrollar tecnología apropiada para generar electricidad aprovechando los recursos naturales disponibles mejorando cada vez más la eficiencia y aumentando la capacidad de generación.

Alrededor del planeta el desarrollo de las energías renovables no convencionales varía mucho entre región y región. Esta variación depende de muchos factores que influyen directamente en el desarrollo de una u otra manifestación de energía renovable.

El calentamiento global ocasionado por la contaminación ha provocado grandes trastornos en el clima a nivel mundial en los últimos 10 años. Esto ha influido considerablemente para buscar disminuir considerablemente las emisiones de CO₂ de aquí en adelante. Una de las principales medidas adoptadas es la de remplazar los combustibles fósiles con fuentes energéticas renovables. Si bien se han tomado varios correctivos, en el mundo la producción de energía en todas sus manifestaciones depende hoy en día en un 79% de los combustibles fósiles.

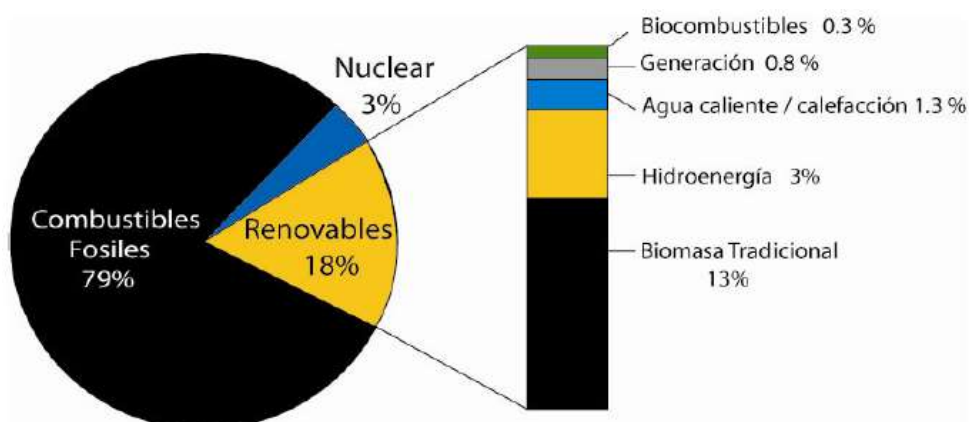


Figura 1-1: FUENTES DE ENERGIA A NIVEL MUNDIAL

Fuente: Global estatus report 2007.



Estas diversas situaciones han obligado a que varios países retomen la investigación de energías alternativas como la eólica, calórica, fotovoltaica, geotérmica, etc. que habían sido dejadas a un lado al comenzar la década del 70 del siglo pasado.

Es así que a nivel mundial, pero sobre todo en Europa y Norteamérica los diferentes gobiernos invirtieron grandes cantidades de dinero para investigar y desarrollar energías alternativas.

En las diferentes regiones como primer paso se identificaron los recursos naturales existentes, se determinaron los diferentes potenciales y en base a estos resultados se empezaron a desarrollar diferentes tecnologías para aprovechar los diferentes recursos.

1.2.2 SITUACIÓN ENERGÉTICA MUNDIAL Y EUROPEA

En 2010, la oferta total de energía primaria en el mundo (OTEP) fue de 12,715 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtpe), de las cuales 13.3% (1,685.7 Mtpe) provinieron de fuentes renovables de energía. La contribución de otras fuentes de energía fue de 32.3% para petróleo, 27.3% para carbón, 21.5% para gas natural y 5.7% para energía nuclear².

Las energías renovables crecieron a una tasa promedio anual de 2.9% de 1990 a 2010, y contribuyeron con 19.4% de la generación de energía eléctrica mundial³. El proceso de transición hacia una mayor participación de las energías renovables en el mundo ha sido impulsado por una serie de factores, entre los cuales se destacan las preocupaciones de soberanía y de seguridad en el abasto de energía en países importadores; la alta volatilidad de los precios de los combustibles de origen fósil; las preocupaciones por los impactos ambientales de los sistemas energéticos, en particular el cambio climático; y la caída en precio de las tecnologías renovables como resultado del desarrollo tecnológico.

Desde hace dos décadas, este proceso de transición se ha acelerado en varios países del mundo, debido a importantes inversiones en la explotación y uso de las energías renovables, como el caso de Alemania, España, Dinamarca, Estados Unidos, Brasil, India y China.

² International Energy Agency. 2012. World Energy Balances

³ International Energy Agency. 2012. World Energy Balances

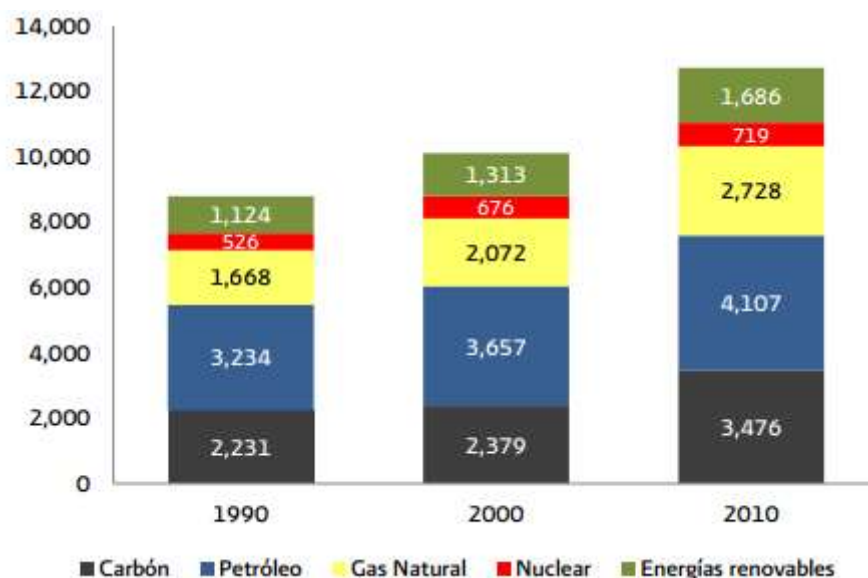


Figura 1-2: Distribución de la demanda mundial de energía, 1990-2010
(Millones de toneladas de petróleo equivalente)

Fuente: International Energy Agency. 2012. World Energy Balances

Como se muestra en la Figura 1-2, entre 1990 y 2010, la demanda mundial de energía se incrementó de 7,216 millones de toneladas de petróleo equivalente (Mtpe) a 12,715 Mtpe. La participación de la demanda de petróleo pasó de 43% a 32%. Asimismo, todas las demás fuentes de generación de energía incrementaron su importancia en la canasta energética mundial.

	Mundo	UE	EE UU	China	África Subsahariana	Asia del Sur	América Latina
2000	12%	6%	5%	17%	62%	39%	23%
2030	7%	9%	5%	6%	21%	9%	18%

Tabla 1-7: Consumo de energía renovable en el total energético de cada país en 2000 y 2030 (en %)

Fuente: Comisión Europea, Comunicación sobre la cooperación energética con los países en vías de desarrollo, COM (2002).

En la UE de 25 Estados Miembros (UE25)⁴, la contribución de las energías renovables es hoy un 6% del consumo total de energía, que es de 1.650 millones

⁴ Comisión Europea, propuesta de decisión del Parlamento Europeo y del Consejo referente al séptimo programa marco de la Comunidad Europea para la investigación, desarrollo tecnológico y actividades de demostración (2007 a 2013), COM(2005)119.

de toneladas equivalentes de petróleo (TEP). Actualmente, el 63% de toda la energía renovable proviene de la biomasa, el 28% de origen hidráulico (sobre todo de gran capacidad) y el 8% de otras fuentes renovables, geotérmicas, eólicas y de origen solar. Se han hecho progresos notables en las áreas eólica y fotovoltaica durante los últimos años y, aunque su cuota en el “mix energético” de la UE permanece pequeña, aumenta constantemente como se aprecia en la Figura 1-3

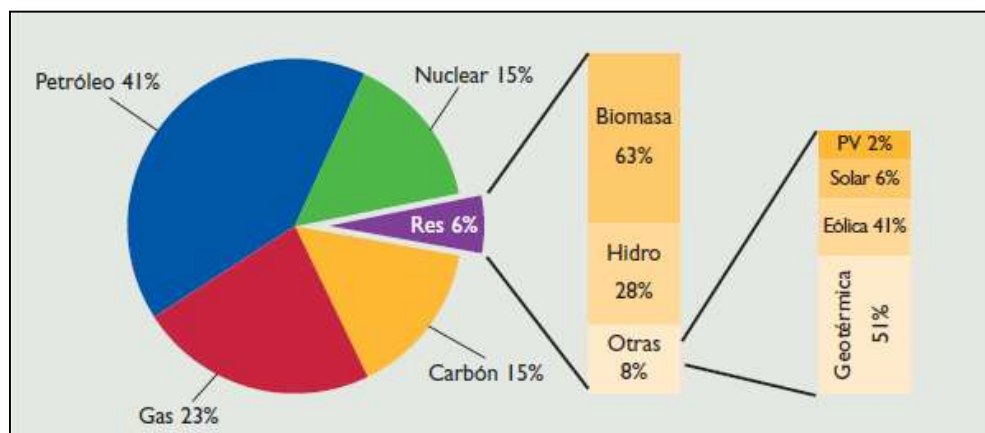


Figura 1-3: Energías Renovables en el consumo de la UE en 2002.

(RES= Renovables; PV= Fotovoltaica)

Fuente: Fuentes energéticas renovables en Europa: Situación, perspectivas e I+D

1.2.3 PERSPECTIVAS DE LA PRODUCCIÓN DE ELECTRICIDAD CON FUENTES RENOVABLES EN EUROPA

La Unión Europea se ha comprometido a conseguir un porcentaje del 20% de energía procedente de fuentes renovables en 2020. Este objetivo solo puede alcanzarse de manera rentable si todas las políticas actualmente en vigor se aplican en todos los Estados miembros y si convergen los regímenes de apoyo. En la Comunicación adoptada hoy, la Comisión reclama un planteamiento europeo más coordinado en relación con la creación y la reforma de los regímenes de apoyo, así como un mayor recurso al comercio de energía procedente de fuentes renovables entre los Estados miembros. Además, la necesidad de seguridad reglamentaria de los inversores hace que sea crucial que empecemos a hablar del futuro y a establecer un marco sólido para después de 2020.

La UE está en camino de conseguir el objetivo de obtener el 20% de su energía a partir de fuentes renovables en 2020, objetivo que forma parte de la estrategia para combatir el cambio climático.



Ventajosamente la utilización de más energía eólica, solar, hidroeléctrica, mareomotriz, geotérmica y fuentes de biomasa hacen que la UE dependa menos de las importaciones de energía. Además impulsa la innovación y el empleo.

Sin embargo, la industria es prudente a la hora de invertir más en energías renovables. Hay incertidumbre sobre la futura política de la UE y los costos no descienden rápidamente.

Si el precio de la energía renovable sigue siendo mucho más elevado que el coste de los combustibles fósiles, su crecimiento en el mercado disminuirá después de 2020.

Entre 2006 y 2011, la capacidad de producción global de energías renovables, incluyendo grandes hidroeléctricas, creció a tasas promedio anuales muy altas (entre 17% y 58%)⁵. La energía solar fotovoltaica registró el crecimiento más acelerado, con un aumento en la capacidad instalada de 58% anual promedio durante el período citado. Por primera vez, en 2011 la energía solar fotovoltaica representó la mayor cantidad de nueva capacidad eléctrica instalada en la Unión Europea, más que ninguna otra tecnología. Por otra parte, la energía solar termoeléctrica aumentó casi 37%, considerando que existía una pequeña cantidad de plantas instaladas al inicio del período. La producción de biocombustibles ha sido variada, con una expansión del biodiesel en 2011, mientras que el etanol se mantiene estable, ligeramente por debajo en comparación con 2010; la energía eólica creció a un ritmo de 27% anual (Figura 1-4).

⁵ PROSPECTIVA DE ENERGÍAS RENOVABLES 2012-2026, pág. 27

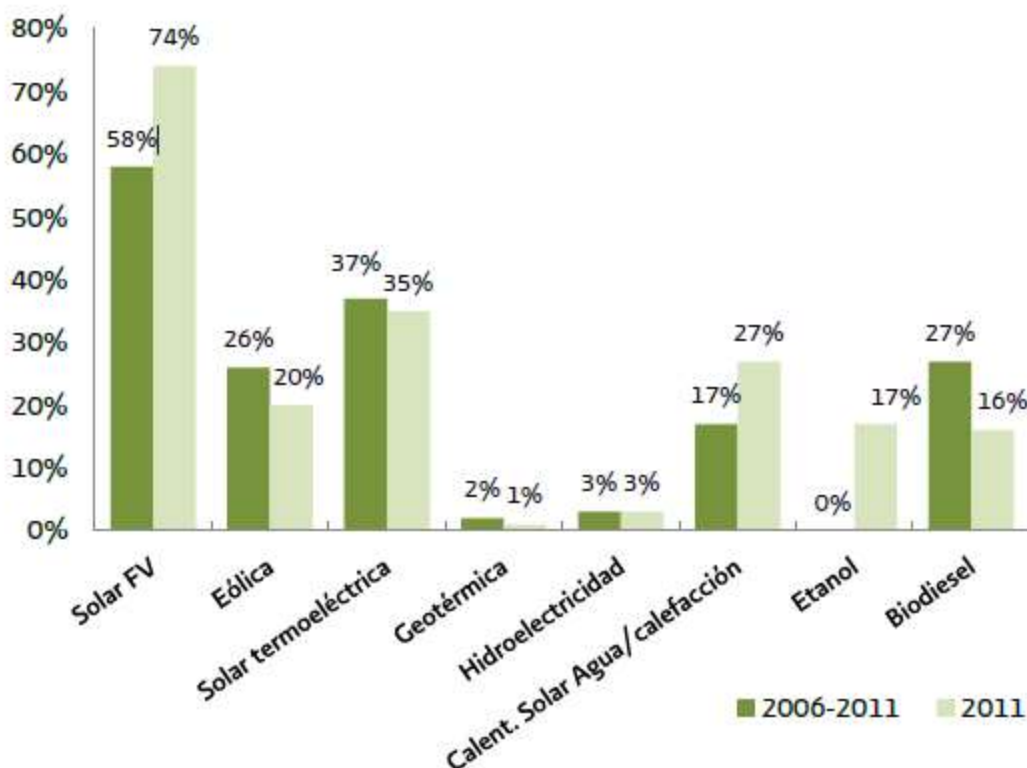


Figura 1-4: Tasa de crecimiento de la capacidad global de producción de energía renovable, 2006-2011 (en %)

Fuente: Renewables 2012, Global Status Report, REN21, 2012.

Otras tecnologías, incluyendo la energía hidroeléctrica y la geotermia, han crecido a tasas más moderadas, que van de 2% a 3%, haciendo comparable su comportamiento con las tasas de crecimiento global de combustibles fósiles de 1% a 4%⁶.

En 2010, la energía proveniente de fuentes renovables suministró 16.7% del consumo final de energía⁷, considerándose como fuentes renovables a la biomasa tradicional, a las grandes hidroeléctricas, así como a las llamadas “nuevas” energías renovables, tales como pequeñas centrales hidroeléctricas, bioenergéticos, energía eólica, solar y geotérmica.

Como se observa en la Figura 1-5, la biomasa tradicional representó casi el 50% de la energía renovable consumida en el mundo. Entre sus principales usos están

⁶ REN21. 2012. Renewables 2012 Global Status Report.

⁷ REN21. 2012. Renewables 2012 Global Status Report.

la preparación de alimentos y la calefacción. Su demanda ha crecido lentamente, a una tasa media de crecimiento anual de 1.3% durante el periodo 1990-2010, incluso ha disminuido en algunas regiones donde se utiliza de manera más eficiente o ha sido reemplazada por formas más modernas de energía. La biomasa moderna comprende el uso mejorado de la biomasa tradicional, como en las cocinas de gran rendimiento “sin humo”, así como en la generación de electricidad, producción de calor y combustibles líquidos neutros o bajos en emisiones de carbono y las fuentes sostenibles de biomasa.

Cabe destacar, que la energía renovable ha sustituido gradualmente a los combustibles convencionales en cinco mercados distintos: la generación de electricidad, calentamiento de agua, calefacción, combustibles para transporte y la provisión de energía en centros rurales alejados de la red energética.

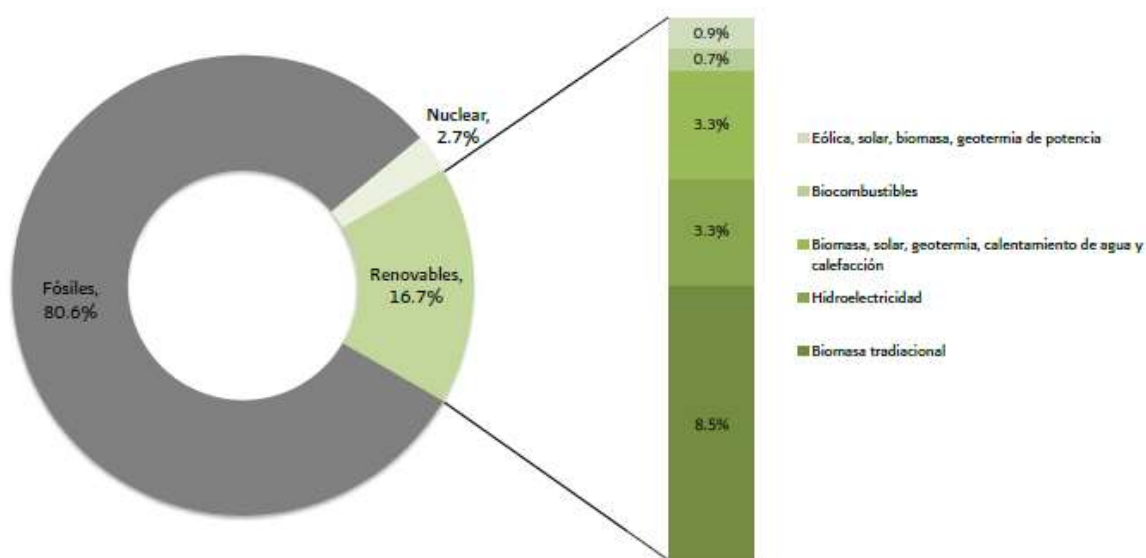


Figura 1-5: Distribución del consumo mundial de energía renovable, 2010

Fuente: Renewables 2012, Global Status Report, REN21, 2012

Las fuentes de energías renovables han incrementado su capacidad instalada en los últimos 9 años (Figura 1-6). La energía eólica ha aumentado en poco más de ocho veces su capacidad instalada, mientras que la energía solar fotovoltaica lo ha

hecho 38 veces⁸. La geotermia en cambio ha aumentado en poco más de una tercera parte de lo que representaba en 2001.

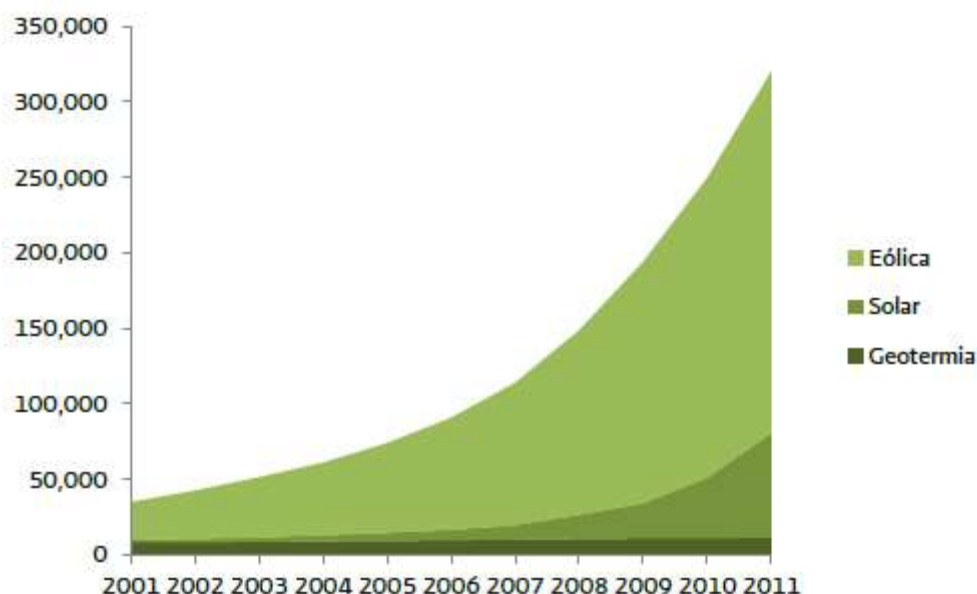


Figura 1-6: Evolución de la capacidad instalada de fuentes de energía renovables, 2001-2011 en (MW)

1.3 LA MATRIZ ENRGÉTICA ECUATORIANA

El crecimiento económico y social del Ecuador, el avance y desarrollo de la industria, la tecnología y la evolución de los estilos de vida de la población hacen indispensable la planificación estratégica permanente del sector energético. Por lo tanto se necesita de una política que estimule el uso eficiente de los recursos y el ahorro y así garantizar en corto, mediano y largo plazo el abastecimiento de energía a las presentes y futuras generaciones.

La matriz energética es un sistema de información que refleja el estado situacional energético de un país, resultante de las acciones o inacciones de política sobre el sector, que han tomado las autoridades en el pasado. Cuantifica la demanda, generación, oferta e inventario de los recursos energéticos de un país, describiendo una herramienta útil para la toma de decisiones oportunas.

⁸ Tomando en cuenta que la base de participación de la energía fotovoltaica es aún muy pequeña, el impacto de este crecimiento ha repuntado en los últimos tres años. British Petroleum Statistical Review of World Energy, 2012.

1.3.1 OFERTA DE ENERGÍA

En este sentido se puede ver que el país ha seguido la tendencia mundial con la disminución del uso de leña como energía primaria y en aumento el uso de combustibles fósiles y moderadamente creciente en la hidroenergía como se muestra en la Figura 1-7.

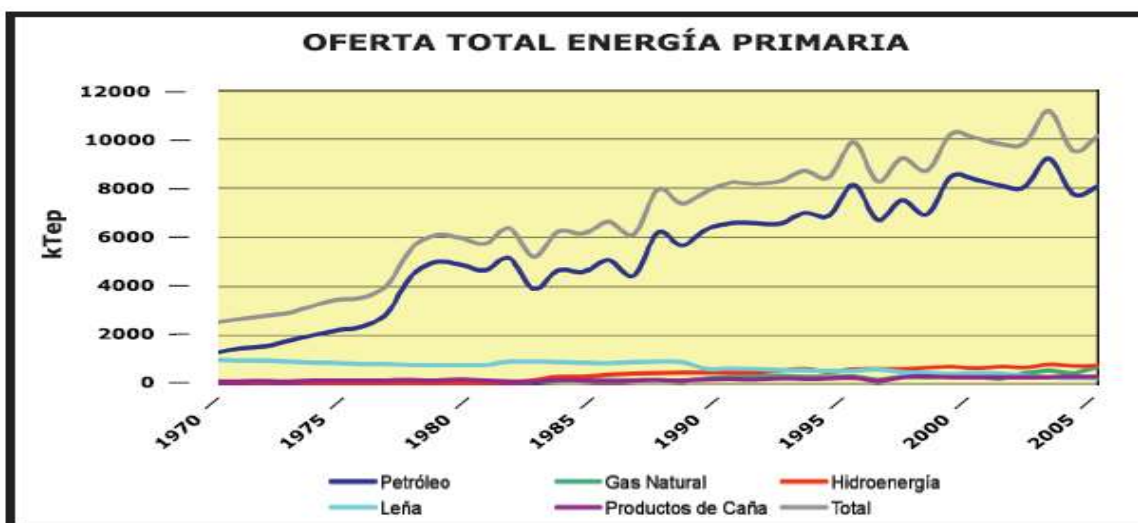


Figura 1-7: Oferta total de energía primaria

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020

Se observa que se tiene al petróleo como principal fuente de abastecimiento energético. La relativa abundancia de este recurso ha mermado las perspectivas de aumentar el ingreso de la hidroenergía y la diversificación del suministro de gas natural y de otras fuentes energéticas. A pesar del gran potencial hidráulico se ha avanzado poco en el afán de transformarlo en capacidad instalada para generación de electricidad y pese al otorgamiento de concesiones y permisos, no se han concretado las inversiones para la ejecución de las obras.

Así mismo no se ha utilizado el potencial geotérmico, eólico y solar, excepto con los proyectos que se desarrollan con la cooperación internacional en las Islas Galápagos, otros pequeños ejecutados por ONGs y los impulsados por el Estado en zonas rurales alejadas de los principales centros. Del mismo modo, se desaprovechan las posibilidades que brindan los bioenergéticos.

1.3.2 EL CONSUMO SECTORIAL DE ENERGÍA

La oferta total de energía estructuralmente ha cambiado a causa del consumo final de la energía Figura 1-8.

Se debe recalcar a su vez que la disminución de consumo residencial en un 9% se ve afectada por las modificaciones en el estilo de vida y la penetración de nuevas tecnologías cada vez más eficientes

De 1980 a 2002 los sectores transporte e industria aumentaron su participación en el total del consumo de energía y representaban en 2006, junto con el sector residencial, el 94% del total.

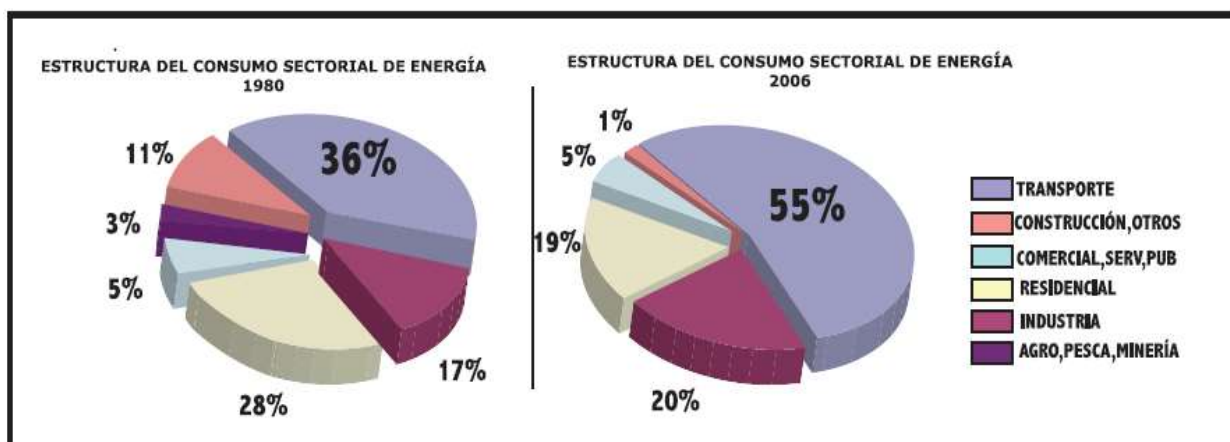


Figura 1-8: Consumo sectorial de energía

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020

1.3.2.1 SECTOR RESIDENCIAL

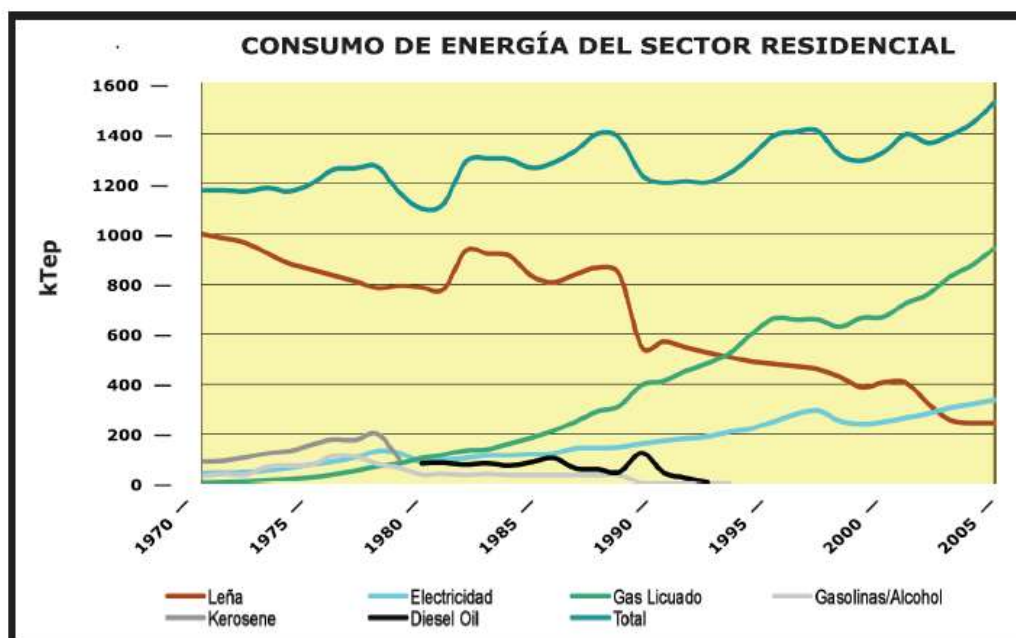


Figura 1-9: Consumo de energía del sector residencial

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020.

En la Figura 1-9 se puede observar un incremento de la penetración del GLP y la electricidad y una disminución importante en el consumo de leña. El GLP es el que domina en los hogares para los distintos usos como el calentamiento de agua y cocción de alimentos, aún en las zonas aisladas donde no llega la electricidad. Como se indica, las otras fuentes terminaron por ser sustituidas casi en su totalidad por las dos anteriores.

1.3.2.2 SECTOR INDUSTRIAL

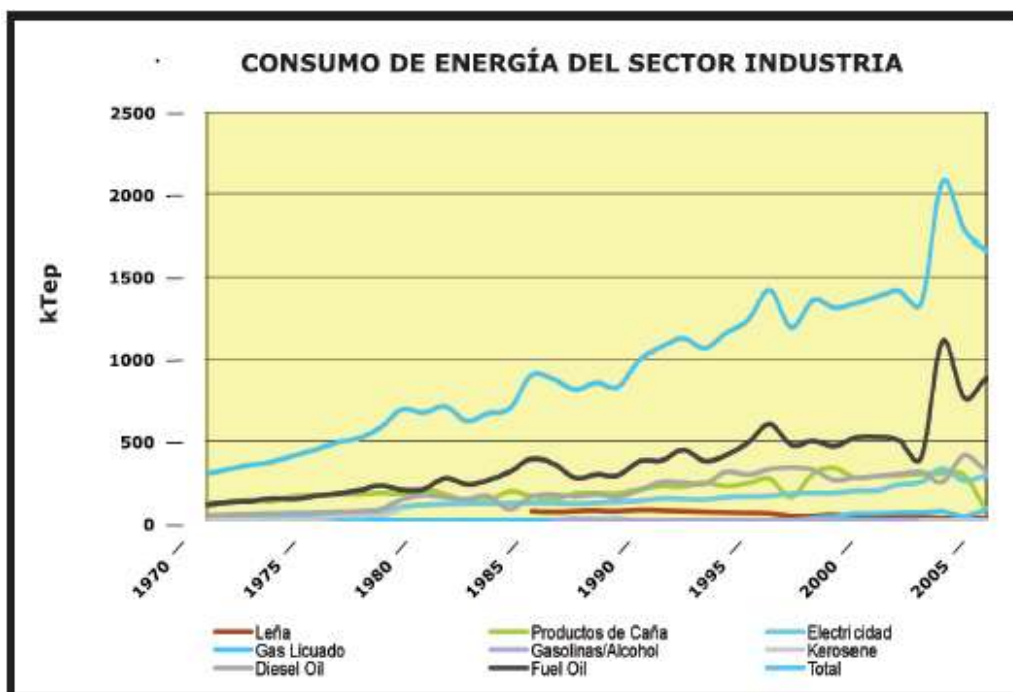


Figura 1-10: Consumo de energía del sector de industria

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020

Debido a las características de cada proceso productivo en las diversas ramas industriales, el consumo de energía es más diversificado (Figura 1-10). El predominante es el fuel oil (35%), seguido por el diésel oil (21%), los productos de la caña (20%) y finalmente la electricidad (15%).⁹ Se observa así mismo una disminución en el caso de la leña. Los combustibles fósiles y la electricidad son destinados a proveer la fuerza motriz y calor de los procesos productivos industriales que mueven en gran parte el desarrollo de la economía.

⁹ Políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética del Ecuador.

1.3.2.3 SECTOR TRANSPORTE

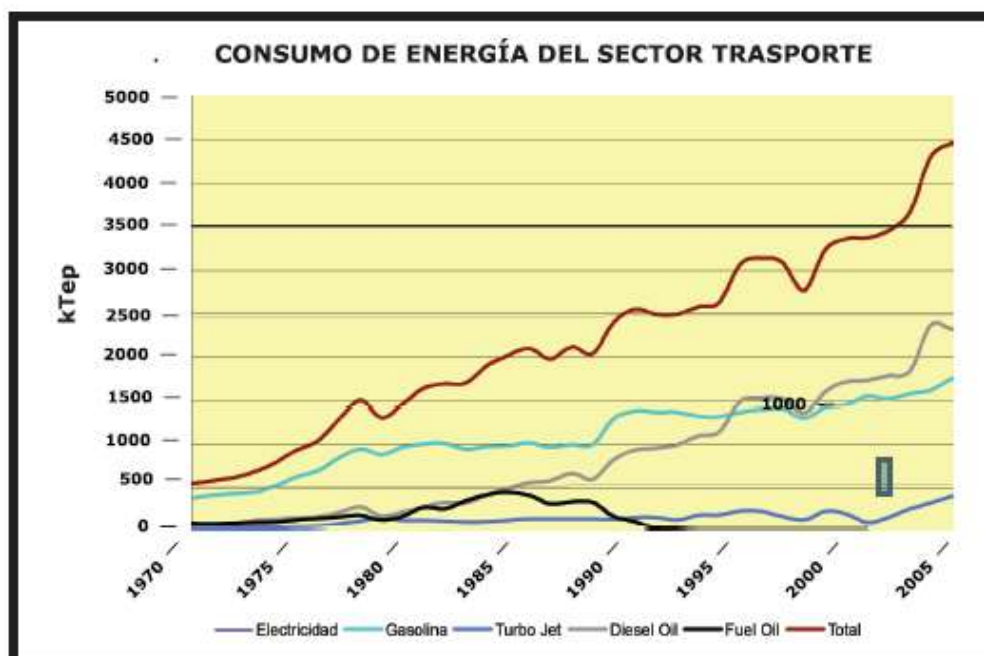


Figura 1-11: Consumo de energía del sector transporte

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020

En la Figura 1-11 se puede ver una importante caída en la participación de las gasolinas en favor del diésel oil, como resultado de la mayor utilización de los motores de combustión interna en el transporte de carga (camiones) y pasajeros (buses) de media y larga distancia. El gran aumento de uso de combustibles como son gasolinas y diésel oil se ha debido al crecimiento del parque automotor influenciado por el bajo precio de éstas en comparación con el resto de Latino América.

1.3.2.4 SECTOR COMERCIAL Y SERVICIOS PÚBLICOS

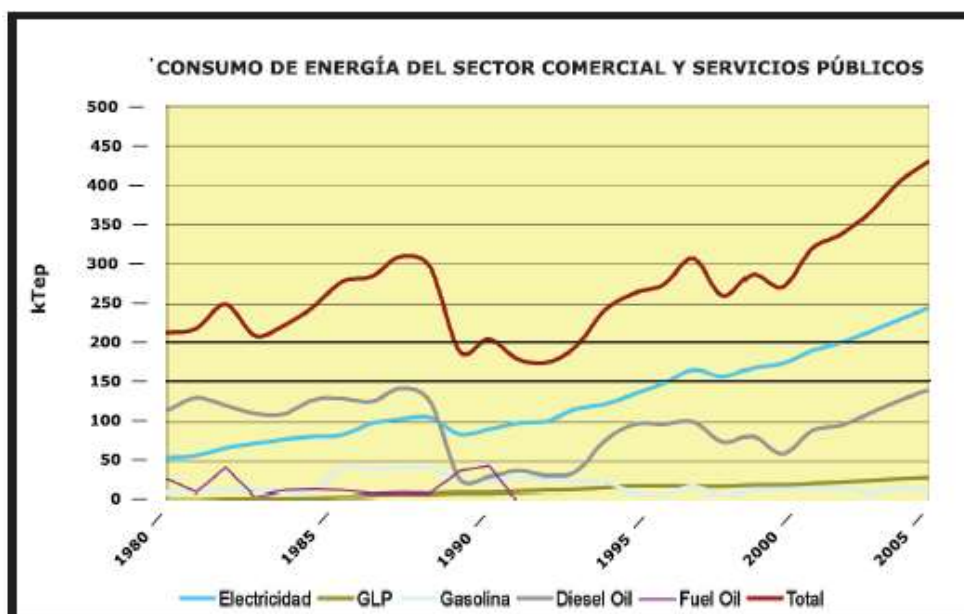


Figura 1-12: Consumo de energía del sector comercial y servicios públicos

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020

En este Sector predomina el uso de la electricidad para iluminación (Figura 1-12), que a la vez, ha sustituido al diésel oil y a la gasolina en la fuerza motriz. En este sector la serie arranca desde 1980 porque con anterioridad, sus consumos de energía eran considerados en el Sector Residencial.

1.3.3 POLITICAS DE INTERVENCIÓN DEL MEER

En el objetivo cuatro del PNBV, que se refiere a garantizar los derechos de la naturaleza y promover un ambiente sano y sustentable, se encuentra la meta 4.3.3 que consiste en alcanzar el 6% de aporte de las energías alternativas, diferentes de la hidroelectricidad, al total de la capacidad instalada eléctrica al 2013.¹⁰

El proceso de planificación de los cambios en la Matriz Energética debe comenzar por la demanda de energía. En el Ecuador, igual que en casi todos los países de América Latina y de otras regiones del mundo, no existe el concepto de que la demanda es una variable manejable y controlable que determina los requerimientos de toda la cadena energética precedente. Planificar no es adivinar lo que va a suceder o predecir el futuro, sino construirlo.¹¹

¹⁰ (Senplades, 2009)

¹¹ (Políticas y estrategias para el cambio de la matriz energética del Ecuador, 2008)



La política energética para el año 2020, propone importantes reducciones en el consumo: un 30% del consumo per cápita en usos térmicos y un 12% en consumo de energía eléctrica. Para ello se busca por ejemplo en el primer caso introducir paneles térmicos solares, que significarían una sustitución del 7.5% de gas licuado.

Del análisis realizado por el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable se ha propuesto como objetivo para la matriz energética, impulsar una mayor eficiencia e incentivar el ahorro en el consumo de energía en todos los ámbitos de la sociedad.

La matriz energética muestra la dinámica de Ecuador como país exportador de productos primarios con bajo valor agregado e importador de productos de valor agregado: derivados de petróleo y en los últimos años electricidad de Colombia y Perú. Por ello, dentro de la estrategia del PNBV se propone:

- Incrementar la participación de las fuentes de energía renovable.
- Impulsar proyectos para la utilización de otras energías como geotermia, biomasa, eólica y solar.
- Construir la refinería del Pacífico para reducir las importaciones y exportar derivados de petróleo, obra ya en ejecución.
- Incrementar la eficiencia en el transporte.
- Reducir las pérdidas técnicas en el proceso de transformación de energía.
- Promover programas de eficiencia energética y ahorro en los sectores industrial y residencial.
- Aumento del consumo de energía renovable, biodiesel y etanol
- Introducción de vehículos híbridos
- Coordinación de las estrategias sectoriales para mejorar la eficiencia del transporte
- Adecuados precios y tarifas

1.3.3.1 RESIDENCIAL

Considerado el segundo mayor consumidor de energía y el mayor en consumo de GLP y electricidad. La política se basa en el aumento de la eficiencia energética tanto en usos térmicos como en usos eléctricos a través del proyecto de focos ahorradores como también la introducción de energías renovables como paneles solares para calentamiento de agua.

En la Figura 1-13 podemos observar la tendencia y la intensidad energética en el consumo eléctrico proyectado para el año 2020, y a su vez se muestra la tendencia y consumo térmico para la misma proyección de años.



Figura 1-13: Ahorro de energía sector residencial al 2020

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020



Figura 1-14: Mejora en eficiencia

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020

En cuanto a tendencia en el consumo de energía térmica tenemos en la Figura 1-15 lo siguiente:

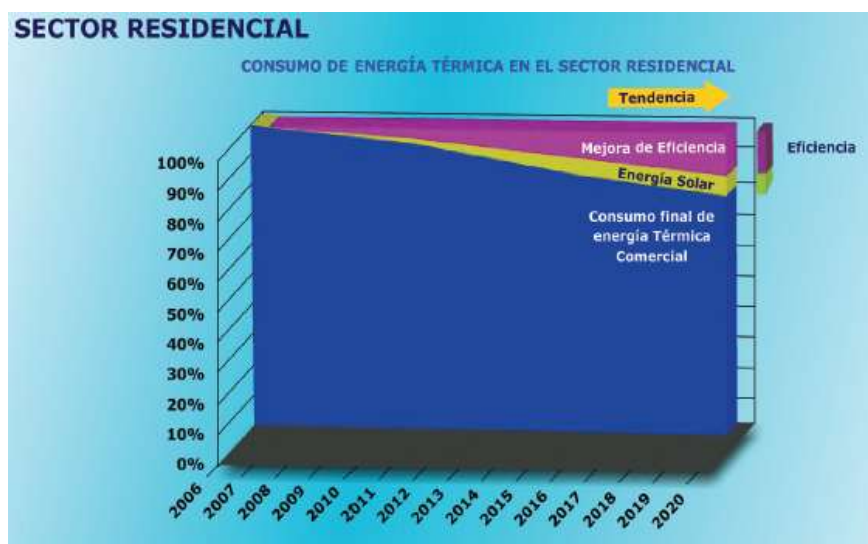


Figura 1-15: Mejora en eficiencia en el sector residencial proyectada al 2020

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020

1.3.3.2 INDUSTRIAL

Para el sector industrial se proyecta una mejora en la eficiencia energética en usos térmicos y eléctricos, se plantea la sustitución del GLP y mantener estable el bagazo y así promover la eficiencia energética (Figura 1-16) como una ventaja competitiva para las empresas.



Figura 1-16: Mejora en eficiencia en el sector industrial

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020

1.3.3.3 COMERCIO Y SERVICIOS PÚBLICOS

Se plantea una eficiencia sustancial en la eficiencia energética tanto en usos térmicos como eléctricos con la introducción de paneles y calentadores de agua solares

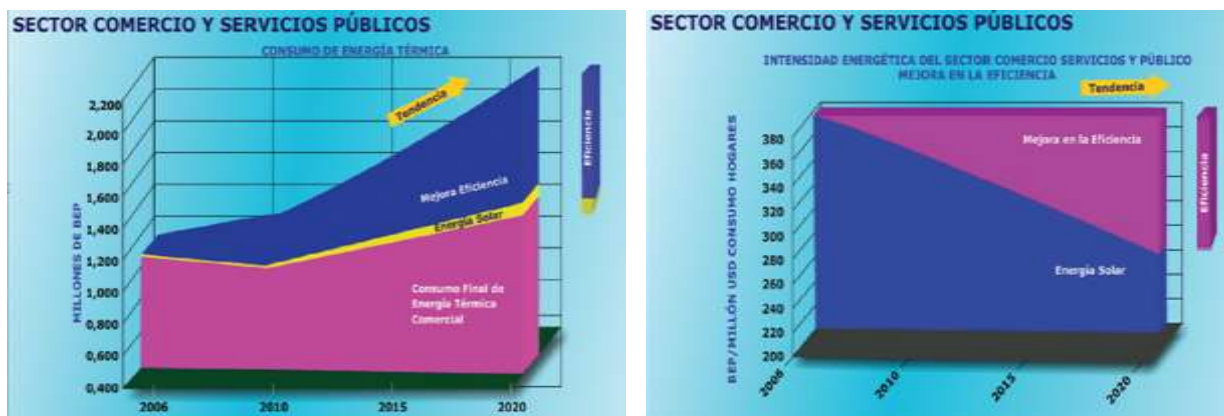


Figura 1-17: Mejora en la eficiencia del sector comercio y servicio público

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020

1.3.3.4 ELECTRICIDAD

En el desarrollo de los recursos nacionales en la oferta de energía se planea adiciones de capacidad hidroeléctrica como se indica en la Figura 1-18.

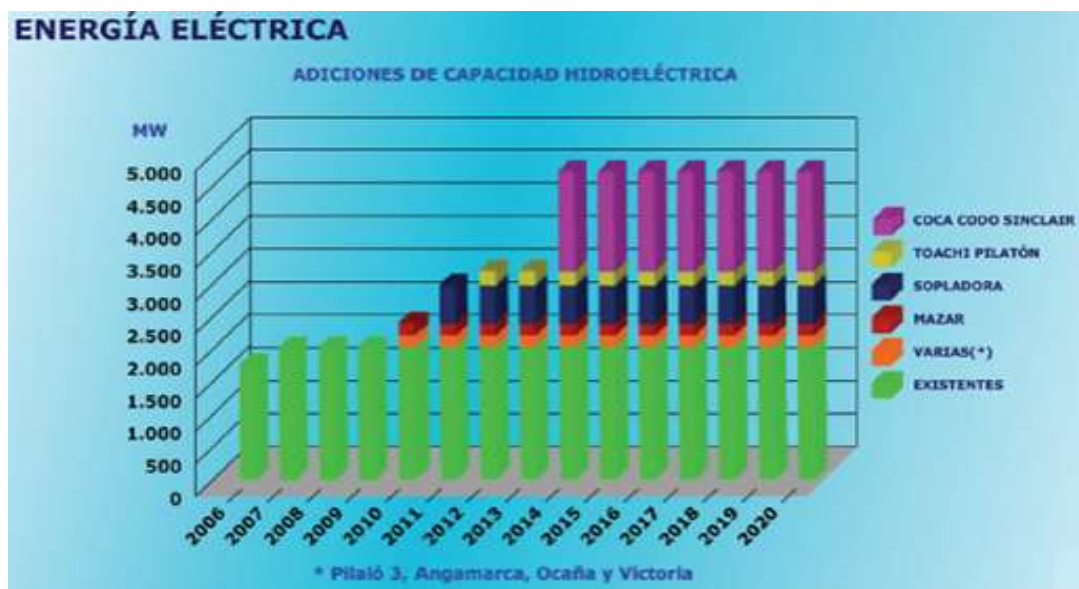


Figura 1-18: Adiciones de capacidad hidroeléctrica

Fuente: Matriz Energética del Ecuador al 2020



1.4 FACTORES CRÍTICOS PARA LA ADOPCIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLE EN ECUADOR

La adopción de tecnologías de fuentes de energía renovable está influenciada por varios factores que determinan la viabilidad y beneficios de utilizar dichas tecnologías. Para ello se analiza aspectos técnicos, sociales, económicos y ambientales como factores críticos para la implementación de fuentes de energía renovable.

1.4.1 COSTOS

Los costos de las fuentes de energía renovable son un factor importante para determinar la competitividad de determinada tecnología en el sector energético. Es decir, si una tecnología genera electricidad por debajo del precio del mercado, estimado para el largo plazo, es probable que los inversionistas la seleccionen para futuras expansiones (Castro, 2011), pues aquellas tecnologías que tengan costos competitivos respecto a las tradicionales del sector eléctrico, tendrán mayor factibilidad y probabilidad de ser adoptadas.

La comparación de costos es un primer paso en el análisis de la factibilidad de incorporar tecnologías de fuentes de energía renovable en la matriz energética de Ecuador. Por otro lado, el costo comparativo utilizado es el de generación de electricidad en Ecuador determinado por el Conelec (Conelec, 2009)

Dado que en abril de 2011 se aprobó una nueva regulación del Conelec (Conelec, 2011) sobre el tratamiento del precio de la energía producida con recursos energéticos renovables no convencionales, con la que se busca incentivar la difusión de estas tecnologías en Ecuador a través del pago de precios preferentes que permitan una mayor competitividad de las mismas. Por ello, comparamos los costos medios globales de fuentes de energía renovable con respecto a los precios techo preferenciales¹² establecidos en esta regulación. (Castro, 2011)¹³

¹² Precios establecidos en la regulación para el territorio continental.

¹³ Hacia una Matriz Energética Diversificada en Ecuador

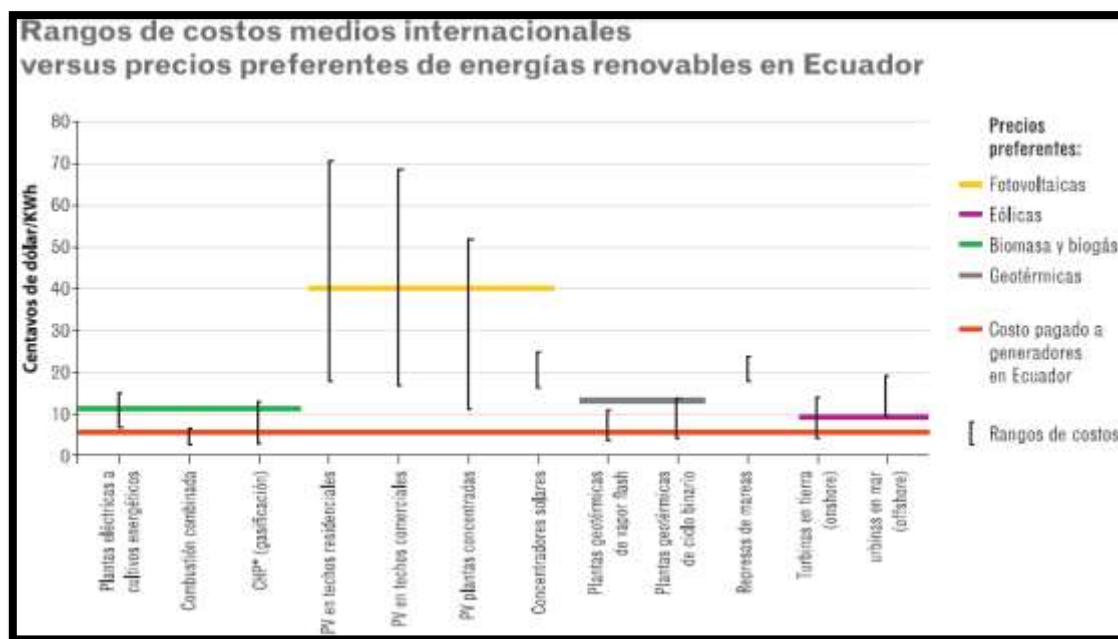


Figura 1-19: Costos

Fuente: Hacia una Matriz Energética Diversificada en Ecuador

De la Figura 1-19 se puede interpretar que hay tecnologías de fuentes de energía renovable que tendrían incentivos para ser adoptadas sin el apoyo de los precios preferentes. Es decir, estas tecnologías muestran rangos de costos medios globales menores que el costo reconocido a la generación de electricidad en Ecuador (rangos de costos por debajo de la línea roja del gráfico). Estas tecnologías son: bioenergía para generación de electricidad mediante combustión combinada (*co-firing*), gasificación de biomasa para generación de electricidad y calor (*combined heat and power CHP*); y energía geotérmica con tecnologías de plantas de vapor flash (*condensing flash plants*) y plantas de ciclo binario (*binary cycle plants*).

Con los precios de la electricidad de fuentes renovables fijados en la Regulación 004/11¹⁴, todos los costos medios de estas tecnologías se encuentran cubiertos hasta cierto extremo. Es decir, se viabiliza la adopción de una gama más amplia de tecnologías como la bioenergía para electricidad con tecnología de plantas eléctricas cuyo combustible son cultivos energéticos (*dedicated biopower*).

También se estimula la generación eléctrica con módulos fotovoltaicos tanto de manera descentralizada, en techos residenciales y comerciales, como en plantas a

¹⁴ (Conelec (Consejo Nacional de Electricidad), 2011) "Regulación No. 004/11. Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales"



gran escala de paneles, y el uso de turbinas en tierra para energía eólica. Una tecnología viable con los precios preferentes dados a paneles PV¹⁵, pero no considerada en la regulación, son los sistemas solares de generación eléctrica a base de energía térmica concentrada (CSP).¹⁶

La regulación de precios preferentes regirá para el pago de los costos durante un lapso de 15 años, después del cual la autoridad realizará una revisión. Con este horizonte temporal y con la tendencia decreciente en el costo de tecnologías renovables es probable que más opciones se vuelvan financieramente viables en el mediano y largo plazo.

La generación en base a combustibles fósiles genera externalidades globales como la emisión de GEI¹⁷ y externalidades locales como la emisión al aire de contaminantes primarios (SOx, NOx, entre otros). Si se incorpora estas externalidades se obtiene el verdadero costo de la generación de energía con estas fuentes. En ese caso, el costo de las renovables, que genera menor cantidad e intensidad de externalidades, sobre todo en GEI, se vuelve más competitivo. Hay que mencionar que este costo financiero de la generación de electricidad no es el costo real pues el sector eléctrico en generación termoeléctrica utiliza combustible subsidiado lo cual hace que los precios de tecnologías convencionales de generación de energía en Ecuador sean más baratos que los de fuentes de energía renovable. El subsidio al GLP no incentiva la adopción de tecnologías de energías renovables (paneles solares para calentamiento de agua).

1.4.2 ASPECTOS TÉCNICOS EN ENERGÍA SOLAR

Comparado con países con irradiaciones elevadas de desierto (Norte de África), El potencial de esta energía en Ecuador no es de los más altos a nivel global; sin embargo, se sitúa en niveles adecuados para convertirse en una fuente significativa de aporte a nivel nacional. Una ventaja de esto es que la radiación solar es homogénea en intensidad a lo largo del año, lo cual reduce el problema de variaciones, y hace que el aprovechamiento de las tecnologías que aprovechan la energía solar sea más confiable (Conelec, 2009).

¹⁵ Paneles solares fotovoltaicos, siglas en inglés para photovoltaic

¹⁶ Sistemas solares de generación eléctrica a base de energía térmica concentrada o concentradores solares, siglas en inglés de *concentrated solar power*

¹⁷ Gas de efecto invernadero



La mayor parte del territorio ecuatoriano tiene un potencial anual promedio de 4,4 a 4,7 kWh/m²/d en insolación global. Entre los lugares con mayor potencial de insolación global promedio se encuentran la ciudad de Quito (5,1 kWh/m²/d). Para que la tecnología solar de generación eléctrica en base a energía térmica concentrada (CSP) sea técnicamente factible se requiere de insolación directa de al menos 5 kWh/m²/d. Pocos lugares en el país tienen estas características, tal es el caso del cantón Macará al sur de Loja (5,1 kWh/m²/d de irradiación solar directa)

Como las plantas no pueden operar durante la noche, debe planificarse adecuadamente su integración a los sistemas energéticos. Además, se requiere de inversores de corriente continua a alterna para utilizar la energía en electrodomésticos o para integrarla a la red de transmisión o distribución.

1.5 ASPECTOS AMBIENTALES (MITIGACIÓN DEL CAMBIO CLIMÁTICO)

Las fuentes de energía renovable presentan ventajas ambientales sobre los combustibles fósiles. La huella de carbono¹⁸ de sus tecnologías en su ciclo de vida (medida en gCO₂e/kWh¹⁹) es considerablemente menor. La media, de datos mundiales sobre la huella de carbono en el ciclo de vida de tecnologías renovables, está entre 4 y 46 gCO₂e/kWh lo que resulta mucho menor comparado con la media para combustibles fósiles (gas natural, petróleo y carbón) de entre 469 y 1001 gCO₂e/ kWh (Castro, 2011) Uno de los mayores potenciales de las fuentes de energía renovable es la mitigación del cambio climático.

Las energías con menor cantidad de emisiones de GEI durante toda su vida útil son la hidroelectricidad, la energía de olas y mareas, la geotérmica y la energía eólica. Los paneles PV y los CSP son las tecnologías renovables con mayor huella de carbono.

En cuanto a la salud, los beneficios de las tecnologías de fuentes de energía renovable consisten en menor emisión de contaminantes primarios, lo cual repercute en menor riesgo de enfermedades respiratorias, de piel y cardiovasculares. Algunas tecnologías pueden presentar impactos específicos que si no son controlados afectan a la salud. Entre estos se encuentran los impactos de fertilizantes y pesticidas en el caso de cultivos de biomasa, la emisión de ácido

¹⁸ La cantidad de emisiones de GEI que se producen durante todo el ciclo de vida de una tecnología de generación de energía; producción, transporte, construcción, uso, mantenimiento y desmantelamiento.

¹⁹ Gramos de dióxido de carbono equivalente por kWh



sulfhídrico en perforaciones para geotermia, la reproducción de vectores de enfermedades en reservorios tropicales de hidroeléctricas, y molestias de ruido y oscilaciones de las turbinas eólicas cercanas a poblaciones.

Relacionando a biodiversidad y al ecosistema, las instalaciones de centrales de energía renovable ocasiona impactos sobre la biodiversidad y los ecosistemas, modifican hábitats y provocan cambios de uso del suelo para instalar las obras civiles y la infraestructura de transmisión. Las plantas centralizadas de módulos PV pueden ocasionar cambios en la vegetación circundante por efectos de sombra. Opciones energéticas descentralizadas en ciudades pueden ocasionar menores impactos sobre ecosistemas naturales y utilizar espacios ya convertidos en cuanto al uso del suelo.

En el Ecuador se aplica la política pública de precios preferentes (*feed in tariff*) a la electricidad generada con fuentes de energía renovable desde abril de 2011 en que se aprobó la regulación del Conelec (Regulación No. CONELEC – 004/11).



2 CAPITULO: INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED ELÉCTRICA PÚBLICA

2.1 INTRODUCCIÓN

Los sistemas fotovoltaicos conectados a la red son una alternativa prometedora en el futuro de las energías renovables. En estos sistemas, la energía obtenida no se almacena sino que se provee directamente a la red eléctrica comercial. Esto implica por una parte que el banco de baterías ya no es necesario y, por otra, que se necesita de un equipo especial para adaptar la energía producida por los paneles a la energía de la red. Este tipo de sistemas provee energía eléctrica a núcleos urbanos que ya cuentan con una red de distribución de energía. Esta es una posibilidad muy interesante para inversiones privadas en el sector de energía limpia.

El uso de esta tecnología es reciente, pero existen experiencias interesantes en España y Alemania que permiten suponer un desarrollo rápido de estos sistemas.

Parece ser que la tecnología ha alcanzado un nivel de madurez aceptable; sin embargo, aún falta mucho por hacer en cuanto a la legislación que permita la venta de energía fotovoltaica de pequeños usuarios privados a empresas distribuidoras de energía convencional.

En países industrializados, gracias a la maduración alcanzada en las tecnologías de dispositivos fotovoltaicos y convertidores estáticos de potencia, así como a la reducción en sus costos de fabricación, la generación fotovoltaica ligada a la red se ha venido convirtiendo gradualmente en una alternativa viable en el esquema de generación distribuida. En él, una combinación de plantas centrales y un gran número de pequeños generadores dispersos en la red eléctrica satisfacen la demanda de electricidad; esto es, hoy en día, una realidad en algunos países como Dinamarca, Holanda, Alemania y Japón.

En términos generales, los generadores fotovoltaicos distribuidos conectados a la red pueden aportar importantes beneficios a los sistemas de distribución, dependiendo de las características y condiciones operativas de red de distribución, así como de la localización de estos dentro de la misma. Los beneficios potenciales más importantes son:



- Suavización de picos de demanda cuando existe cierto grado de coincidencia entre el perfil de generación fotovoltaica y el perfil de consumo del inmueble o alimentador.
- Alivio térmico a equipos de distribución, lo que implica también la posibilidad de postergar inversiones de capital para incrementar su capacidad o remplazo.
- Disminución de pérdidas por transmisión y distribución.
- Soporte de voltaje en alimentadores de distribución.
- Compensación de potencia reactiva en el alimentador.

2.2 UNIDADES Y ÁNGULOS SOLARES

Para poder referirnos en términos de medida y unidades a la energía percibida por nuestra superficie receptora, conviene aclarar términos como irradiación e irradiancia, cuyas definiciones son diferentes.

El término irradiación se refiere a la cantidad de energía solar recibida durante un determinado periodo de tiempo, mientras que el término irradiancia se refiere a la potencia instantánea recibida. En términos de unidades la irradiancia se mide en W/m^2 , mientras que la irradiación en Wh/m^2 . La irradiación solar a lo largo de un día tendrá unidades de $Wh/m^2/día$.

La irradiancia proveniente del Sol que se recibe sobre una superficie perpendicular al Sol en el exterior de la atmósfera, puede considerarse como constante e igual a $1.267 W/m^2$. Debido a los movimientos de rotación y traslación de la tierra en torno al Sol y a los efectos de difusión de la atmósfera terrestre, la irradiancia recibida en la superficie terrestre presenta unas variaciones temporales bien definidas en unos casos (variación día/noche, verano/invierno) y estocásticas en otros (presencia de nubes).

En la siguiente tabla se puede observar, aparte de datos generales de irradiancia, algunos parámetros curiosos que conviene conocer para entender mejor la naturaleza del fenómeno de la radiación solar.



Radio	696.000 km
Distancia Tierra-Sol	149.500 km
Irradiancia que se emite desde la superficie del Sol	63.5000 kW/m ²
Irradiancia que alcanza la Tierra, constante solar	1.267 kW/m ²

Tabla 2-1: Datos numéricos de algunas características solares.

2.3 LA ENERGÍA SOLAR

El Sol, fuente de vida y origen de las demás formas de energía que el ser humano ha utilizado desde los albores de la historia, puede satisfacer todas nuestras necesidades si aprendemos cómo aprovechar de forma racional la luz que continuamente derrama sobre el planeta. Ha brillado en el cielo desde hace unos cinco mil millones de años, y se calcula que todavía no ha llegado ni a la mitad de su existencia.

Durante el presente año, el Sol arrojará sobre la Tierra cuatro mil veces más energía que la que vamos a consumir.

España, por su privilegiada situación y climatología, se ve particularmente favorecida respecto al resto de los países de Europa, ya que sobre cada metro cuadrado de su suelo inciden al año unos 1.500 kilovatios-hora de energía, cifra similar a la de muchas regiones de América Central y del Sur. Esta energía puede aprovecharse directamente, o bien ser convertida en otras formas útiles como, por ejemplo, en electricidad.

Sería poco racional no intentar aprovechar, por todos los medios técnicamente posibles, esta fuente energética gratuita, limpia e inagotable, que puede liberarnos definitivamente de la dependencia del petróleo o de otras alternativas poco seguras, contaminantes o, simplemente, agotables.

Es preciso, no obstante, señalar que existen algunos problemas que debemos afrontar y superar. Aparte de las dificultades que una política energética solar avanzada conllevaría por sí misma, hay que tener en cuenta que esta energía está sometida a continuas fluctuaciones y a variaciones más o menos bruscas. Así, por

ejemplo, la radiación solar es menor en invierno, precisamente cuando más la solemos necesitar.

Es de vital importancia proseguir con el desarrollo y perfeccionamiento de la todavía incipiente tecnología de captación, acumulación y distribución de la energía solar, para conseguir las condiciones que la hagan definitivamente competitiva, a escala planetaria.

Todos conocemos la capacidad de los rayos solares para calentar cualquier objeto que alcanzan. Desde muy pequeños, casi por instinto, sabemos que el sol calienta. Además sabemos que ésta energía es utilizada por las plantas para generar la fotosíntesis que le permite desarrollarse.

Con el tiempo, y los avances de la tecnología hemos sido capaces de aprovechar esta energía para otros usos. Primero se usó para calentar agua y luego hemos sido capaces de utilizar el sol para obtener electricidad.

Hoy en día la energía fotovoltaica está muy avanzada y es la utilizada en las aplicaciones tecnológicas que necesitan autonomía en el suministro eléctrico.

Podemos encontrar aplicaciones fotovoltaicas en señales de tráfico, balizas marinas antenas, repetidores, y en todos los satélites de comunicaciones o en la estación espacial MIR²⁰ por ser el sistema más fiable y seguro para producir energía eléctrica.



Figura 2-1: Estación espacial MIR, una de las aplicaciones fotovoltaicas.

²⁰ Estación espacial diseñada para proporcionar largos periodos de acomodación a sus tripulantes mientras estuvieran en órbita alrededor de la Tierra. Fue lanzada el 20 de febrero de 1986 desde el Cosmódromo de Baikonur, en Kazajstán.



2.3.1 EL SOL COMO FUENTE DE ENERGÍA

El sol ha sido, desde siempre, fuente de vida y energía para la Tierra. Se plantea ahora como medio de energía alternativo, limpio Cuenta, además, con la ventaja de evitar la dependencia de otras materias contaminantes y garantizar su duración al menos otros 6.000 millones de años.

El Sol es una estrella cuya superficie se encuentra a una temperatura media de 5500°C , y debido a complejas reacciones que producen una pérdida de masa, esta se convierte en energía, la misma es liberada y transmitida al exterior mediante la denominada radiación solar.

La energía se emite en todas las direcciones y longitudes de onda visible, desde el infrarrojo hasta el ultravioleta. El 40% está en la parte visible del espectro, el 50% es infrarrojo y el resto ultravioleta. La emisión de rayos X y de ondas de radio es baja, solo aumenta en el caso de explosiones solares.

Cada segundo aproximadamente 700.000.000 de toneladas de hidrógeno se fusionan y producen 695.000.000 toneladas de Helio y 5.000.000 toneladas de energía en forma de rayos gamma, los que en su viaje hacia la superficie terrestre se transforman principalmente en longitudes de onda visible.

2.3.2 RADIACIÓN SOLAR

La temperatura efectiva de la superficie del sol es de unos 5.900 K. Esto significa que la emisión de radiación de un cuerpo negro ideal que se encontrara a 5.900 K sería muy parecida a la del Sol.

Dicha emisión se describe mediante un espectro de intensidad radiante que establece la proporción en que participan las diferentes longitudes de onda de las que está compuesta la radiación.

La mayor parte de los fotones emitidos por el Sol tienen una longitud de onda comprendida entre 0.3 y $3\text{ }\mu\text{m}$, aunque solo las que van desde 0.4 y $0.7\text{ }\mu\text{m}$ son susceptibles de ser captadas por el ojo humano, formando lo que se conoce como radiación visible. El resto, esto es, la “no visible” emitida por el Sol, transporta también una considerable energía que es preciso tener en cuenta.

A continuación se muestran las definiciones básicas para comprender los conceptos expuestos dentro del desarrollo de los conocimientos sobre la radiación solar:



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- ✓ Irradiancia solar (I): Es la energía incidente por unidad de tiempo (potencia) sobre la unidad de superficie. [W/m²].
- ✓ Irradiación o radiación solar (H): Resulta de la integración de la irradiancia durante un cierto periodo de tiempo. Es una medición de energía incidente por unidad de superficie. [J/m² o Wh/m²].
- ✓ Constante solar (I_0): Irradiancia (para todas las longitudes de onda), proveniente del Sol, que incide sobre la unidad de superficie expuesta perpendicularmente a los rayos solares fuera de la atmósfera de la tierra.

$$I_0 = 1367 \frac{W}{m^2}.$$

- ✓ Potencia radiada por el sol: 3,84—1023 kW
- ✓ Potencia incidente sobre la tierra: 1,74—1014 kW
- ✓ Radiación solar directa (HD): Proviene directamente del sol sin haber sufrido ninguna modificación. Una única dirección de incidencia concentración
- ✓ Radiación solar difusa (Hd): La que llega a la superficie después de haber sufrido diferentes cambios de dirección, reflexiones y refracciones. Procede de la bóveda terrestre. Múltiples direcciones de incidencia.
- ✓ Radiación reflejada (Hr): Proviene de la reflexión producida por el suelo o por otros elementos que rodean a la superficie considerada.

Albedo (a) = coeficiente de reflexibilidad.

- ✓ Radiación global (HG): Es la suma de todas las anteriores.

La cantidad de luz recibida por un sistema fotovoltaico en una localización dada, consta de tres componentes:

- a) Luz procedente directamente del sol.
- b) Luz procedente del cielo tras ser difuminada por los gases y masas de vapor en suspensión en la atmósfera.
- c) Luz procedente de los dos componentes citados anteriormente, pero que han sido reflejadas por la tierra y otras superficies.

La atmósfera absorbe y refleja parte de la radiación solar, incluyendo parte de los rayos X y de la radiación ultravioleta.

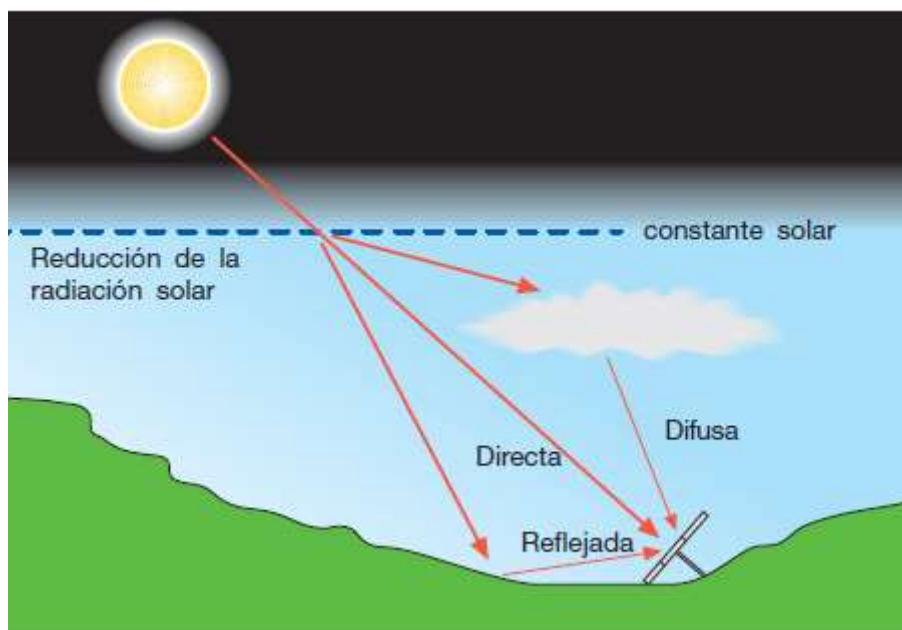


Figura 2-2: Absorción y reflexión de la radiación solar.

2.3.3 CONSTANTE SOLAR

La constante solar, se define como la cantidad de energía solar en la unidad de tiempo, por unidad de superficie normal a la dirección de la radiación incidente, en la superficie exterior de nuestra atmósfera. Su valor medio estándar es de $1.353W / m^2$.

2.3.4 LA TRAYECTORIA DEL SOL

Los puntos del horizonte por donde sale y se pone el Sol varían constantemente en el transcurso de un año. El 21 de marzo fecha del equinoccio de otoño, el Sol sale por el Este y se pone por el Oeste. Al pasar los días, estos puntos van desplazándose hacia el Norte, primero rápidamente y luego lentamente, hasta el 21 de junio, fecha del solsticio de invierno, en la cual el Sol alcanza su máxima altura, es decir en el hemisferio sur en invierno el sol sale al Norte del Este²¹.

A partir del 21 de junio, los puntos se alejan del Norte y se van acercando al Este y al Oeste, cuyas posiciones vuelven a ocupar el 22 o 23 de septiembre, equinoccio

²¹ Tomado de: Taller: Modelo para representar la trayectoria del sol sobre el globo terrestre
Ilce Tlanezi Lara Montiel y Julieta Fierro



de primavera. Luego se van acercando al punto Sur, hasta el 22 de diciembre, día en que tiene lugar el solsticio de verano, donde el sol sale al Sur del Este. Transcurrido un año, vuelven a coincidir los puntos Este y Oeste.

2.4 LA ENERGÍA SOLAR TÉRMICA

La Energía Solar Térmica es la que aprovecha la luz del sol para convertirla en calor que será empleado en diferentes usos. La forma más conocida de Energía Solar Térmica, en nuestro medio, son los famosos “calefones solares” que captan los rayos luminosos dentro los captadores solares para calentar agua que, luego, es utilizada en las duchas de las casas, descartando de esta forma el uso de energía eléctrica para este mismo fin. A este tipo de aplicaciones de energía del sol se le denomina Agua Caliente Sanitaria (ACS) y, a partir de la misma, existen diferentes variaciones y aplicaciones, casi desconocidas en nuestro medio pero ampliamente conocidas a nivel mundial; entre ellas, tenemos la utilización de esta energía para calefacción o generación de frío, calefacción de piscinas, agua caliente para industrias, etc.

El principio de funcionamiento para aplicaciones de ACS es sencillo: Imaginemos una placa expuesta al sol; se calienta pero si, además, esta placa es negra, la energía radiante del sol es absorbida en mayor medida.

Cuando se calienta la placa negra, aumenta su temperatura con lo cual empieza a perder calor por los distintos mecanismos: por Conducción a través de los soportes que lo sujetan, por Convección a través del aire que le rodea y por Radiación. Al colocar un vidrio entre la placa de absorción y el sol, ocurre que, como el vidrio es transparente a la radiación solar pero opaca a la radiación infrarroja, no deja pasar la radiación de mayor longitud de onda que emite la placa al calentarse.

De esta forma, se produce una “trampa energética de radiaciones” que impide que la energía radiante que ha atravesado el vidrio vuelva a salir. Esta trampa constituye el denominado Efecto Invernadero. Si a la placa se adhiere un serpentín o un circuito de tubos por la que se pueda circular un fluido, se habrá conseguido que el fluido aumente su temperatura al circular por la placa, con lo que se estará evacuando la energía térmica de la placa. El fluido caliente se podrá conducir a través de un circuito hidráulico hasta donde se quiera. Si todo el conjunto anterior se encierra en una caja para sujetar todos los componentes y evitar que se deterioren por los agentes exteriores, se habrá obtenido el captador solar plano.

Dentro de la energía solar térmica, también existe otra aplicación que en los últimos años está cobrando importancia: Es la energía termo-solar que consiste en calentar un fluido (por ejemplo, aceite) en una tubería; esta tubería conduce el fluido caliente a un intercambiador de calor, donde cede calor al agua u otro fluido hasta convertirlo en vapor, que es conducido hasta una turbina donde, al girar ésta, se genera energía eléctrica.

En pocas palabras, la energía termo solar convierte la luz del sol en calor y, posteriormente, en energía eléctrica.

2.4.1 LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

El efecto fotoeléctrico fue descubierto por Becquerel en 1839, y se puede resumir así: ciertos materiales absorben la luz solar provocando cargas negativas y positivas debido a la excitación y el movimiento de sus electrones.

En 1957 la empresa Bell construyó los primeros módulos fotovoltaicos comerciales.

Desde entonces la tecnología ha ido perfeccionándose eligiendo los materiales ideales para la construcción de módulos, aumentando su rendimiento y fiabilidad.

Los módulos fotovoltaicos (también llamados paneles o placas) están compuestos por varias células solares conectadas entre ellas, y cada instalación está compuesta por varios módulos conectados entre sí.



Figura 2-3: Paneles Solares formados por celdas solares.

Por ello la potencia obtenida es proporcional a la superficie expuesta al sol.

Hoy en día el abanico de usos es ilimitado desde pequeñas calculadoras solares, hasta grandes centrales capaces de generar millones de kilovatios cada año, de un modo fiable, limpio, económico y sin generar residuos.

Los módulos sólo generan electricidad cuando están expuestos a la radiación solar, por lo que por la noche o en días muy nublados no generan electricidad. Para almacenar esta electricidad se utilizan batería. De este modo tenemos asegurado el suministro eléctrico todo el tiempo.

La energía solar fotovoltaica está especialmente indicada para aquellos lugares donde la red eléctrica no llega, como por ejemplo las casas de campo o los refugios de montaña. En donde podemos colocar una sencilla instalación compuesta por módulos fotovoltaicos, un regulador, y unas baterías, a este tipo de instalación se le conoce como instalaciones aisladas.



Figura 2-4: Instalación Fotovoltaica Básica.

2.4.1.1 VENTAJAS DE LA ENERGÍA FOTOVOLTAICA

Dentro de las muchas ventajas que se puede tener si utilizamos la energía solar fotovoltaica para la generación de electricidad se tiene.

- La energía solar fotovoltaica es el método de generar energía eléctrica de menor impacto ecológico. No generan ningún tipo de residuo, no contaminan: ni química, ni electromagnética, ni térmica, ni acústicamente.
- Es una energía inagotable (a escala humana) y gratuita. Se puede instalar en casi cualquier lugar del planeta o del espacio exterior.



- No se necesitan grandes centrales generadoras ni complejas redes de distribución. Se genera la energía directamente donde se consume. Las horas de máxima generación coinciden con las de máximo consumo.
- Es la única fuente de generación eléctrica que se puede instalar masivamente en medios urbanos siendo perfectamente compatible con el ritmo de vida actual.
- Es un sistema seguro, sencillo, fiable, de fácil instalación y reducido mantenimiento. Tiene una larga vida útil. Siguen en funcionamiento instalaciones con más de 20 años, y con la tecnología actual se estima que la vida útil de las instalaciones pueda llegar a más de 40 años.
- Este tipo de instalaciones, se puede ampliar, reducir, desmontar, trasladar de ubicación y volver a instalar sin ningún tipo de límite.
- Económicamente, los beneficios para inversionistas están siendo incentivados a través de políticas de estado que apuntan a tener la matriz energética más limpia del planeta.
- Es un modo de contribuir activamente al crecimiento sostenible y a la conservación de nuestro planeta y sus recursos.

2.4.1.2 SISTEMAS SOLARES FOTOVOLTAICOS AISLADOS O TIPO ISLA

En entornos aislados, donde se requiere poca potencia eléctrica y el acceso a la red es difícil, como en comunidades aisladas por selvas, montañas o islas, o en estaciones meteorológicas o repetidores de comunicaciones, empleamos los paneles solares fotovoltaicos como la mejor alternativa económicamente viable. Para comprender la importancia de esta posibilidad, conviene tener en cuenta que aproximadamente una cuarta parte de la población mundial no tiene acceso a la energía eléctrica, y se calcula que existen cerca de 1 millón en Ecuador que no tienen acceso a electricidad por medio de la red pública.

Los Sistemas Solares Fotovoltaicos Aislados pueden tener una extensa diversidad de aplicaciones, tomando en cuenta las necesidades de las poblaciones rurales del Ecuador. La implementación de nuevas tecnologías ha logrado desarrollar



equipos especializados para trabajar con este tipo de sistemas, obteniendo así aplicaciones puntuales como: Iluminación doméstica en corriente directa a 12 o 24Vdc y en corriente alterna a 110Vac ó 220Vac con frecuencias de 50 o 60 Hz; Iluminación pública con tecnología de luminaria tipo LED; Sistemas de Telecomunicaciones que operan a 12, 24 o 48 VDC; Sistemas de bombeo de agua y refrigeración de alimentos; Sistemas de iluminación de emergencia y para sistemas móviles o plegables(cargar celulares, computadoras etc.).

2.5 CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

Para poder llevar a cabo estas instalaciones primeramente se deberá contar con la existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica. En los lugares en los que se dispone de electricidad, la conexión a red de los sistemas fotovoltaicos contribuye a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera.

El consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario compra la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además puede facturar los kWh generados a un precio superior, ya que en España, la electricidad generada con sistemas fotovoltaicos goza de una prima que mejora su rentabilidad económica. Además gracias a este sistema se eliminan las pérdidas en transporte de electricidad, tanto eléctricas como económicas.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación es independiente del consumo de electricidad del edificio, lo que simplifica en gran medida su diseño.

Para dimensionar la instalación habrá que tener en cuenta la inversión inicial y el espacio disponible así como la rentabilidad que se desea alcanzar con la venta de la electricidad generada.

2.5.1 CONDICIONES GENERALES DE LA CONEXIÓN A RED

Con independencia de lo estipulado en el real decreto 1663/2000, del 29 de septiembre, sobre instalaciones fotovoltaicas de conexión a red de baja tensión, pueden existir condiciones particulares en la normativa de la compañía eléctrica propietaria de la red de distribución en la que pretenda conectar la instalación fotovoltaica. A continuación se detallan algunas condiciones generales que podría ser necesario cumplir de cara a la conexión a red de instalaciones solares.



- ✓ El funcionamiento de la instalación fotovoltaica no deberá provocar en la red averías, disminuciones de las condiciones de seguridad ni alteraciones superiores a las admitidas por la normativa aplicable.
- ✓ Las condiciones de conexión a red se fijarán en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con objeto de evitar efectos perjudiciales a los usuarios con cargas sensibles.
- ✓ Para establecer el punto de conexión a la red de distribución, se tendrá en cuenta la capacidad de transporte de la línea, la potencia instalada en los centros de transformación y las distribuciones en diferentes fases de generadores en régimen especial provistos de inversores monofásicos.
- ✓ No podrá intercalarse ningún elemento de generación ni de acumulación o de consumo, entre el circuito de generación y el equipo de medida.
- ✓ En caso de que la línea de distribución se desconecte de la red, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.
- ✓ Aplicar la normativa vigente sobre calidad del servicio, en caso de que una instalación fotovoltaica se vea afectada por perturbaciones de la red a la cual se conecta.
- ✓ En el caso de que la línea de distribución se quede desconectada de la red, bien sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por haber actuado alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.



2.5.2 CARACTERÍSTICAS FUNDAMENTALES DE CONEXIÓN A LA RED

La principal característica de una instalación solar fotovoltaica conectada a la red es que es una instalación que transforma la radiación solar recibida en energía eléctrica para ser vertida a la red.

En cuanto a las características principales se pueden citar las siguientes:

- ✓ **La instalación hace la función de generador eléctrico**, por lo que la señal vertida debe cumplir con los requisitos de garantía de calidad requeridos por la compañía. Para ello los componentes de la instalación deben ser los adecuados y la instalación debe cumplir con todos los trámites necesarios y disponer del acta de puesta en servicio.
- ✓ **Debe figurar un titular como propietario de la instalación**, que será tanto el que asuma la inversión inicial como el receptor del pago de la venta de energía eléctrica a la compañía. Su objetivo principal es obtener una rentabilidad económica
- ✓ **La potencia de la instalación dependerá de la capacidad de evacuación** que se tenga en el punto de conexión a la red. Esto lo dirá la compañía eléctrica cuando se solicita el punto de conexión. Puede darse el caso incluso, de que la línea eléctrica en ese punto no tenga capacidad para absorber energía por lo que no podrá realizarse ahí la conexión. Aparte de lo mencionado, la normativa suele fijar un límite de potencia a conectar por cada titular, que depende del tipo de instalación.

2.5.2.1 VENTAJAS DE CONEXIÓN A LA RED.

Las instalaciones de energía solar fotovoltaica conectadas a la red son una solución interesante ya que suponen importantes ventajas como:

- ✓ La ausencia de costos de combustible, muy bajos costos de mantenimiento y escasos riesgos de avería.



- ✓ Los beneficios medioambientales inherentes a una fuente de energía no contaminante e inagotable. Este tipo de instalaciones evita la emisión de contaminantes a la atmosfera como SO₂, CO₂, CO, Pb, etc., ya que introducen en la red energía limpia generada con radiación solar y evitan la generación de electricidad mediante otras formas de energía como térmica, nuclear, etc. contribuyen por lo tanto a la reducción de gases contaminantes y de efecto invernadero.
- ✓ La existencia de legislación específica para su desarrollo, que define los derechos de conexión y venta a la red de la energía generada, estableciendo incentivos sin límite temporal, en forma de primas sobre energías convencionales.

La vida útil de los paneles fotovoltaicos es de 25 a 30 años, si bien después de este tiempo siguen siendo operativos pero con un rendimiento inferior. Este será entonces el periodo de vida útil de la instalación.

2.5.2.2 APLICACIONES DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS A LA RED

Las principales aplicaciones de los sistemas fotovoltaicos conectados a la red convencional son las siguientes:

- ✓ **Sistemas sobrepuestos en tejados de edificios.** Son sistemas modulares de fácil instalación donde se aprovecha la superficie del tejado existente para sobreponer los paneles fotovoltaicos, el peso de los paneles sobre el tejado no supone una sobrecarga para la mayoría de los tejados existentes.
- ✓ **Plantas de producción.** Son aplicaciones de carácter industrial que pueden instalarse en zonas rurales no aprovechadas para otros usos o sobrepuestas en grandes cubiertas de áreas urbanas (aparcamientos, zonas comerciales, áreas deportivas, etc.).
- ✓ **Integración en edificios.** Esta aplicación tiene como principal característica ser un sistema fotovoltaico integrado en la construcción



de modo que los paneles fotovoltaicos quedan tanto estructural como estéticamente integrados en la cubierta del edificio.

2.5.3 ASPECTOS TÉCNICOS DEL DISEÑO DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS DE CONEXIÓN A RED

- ✓ No podrán diseñarse con acumulación y/o equipos de consumo de energía intermedios entre el campo generador y la red de distribución de la compañía.
- ✓ Si la potencia nominal de la instalación es superior a 5 kW la conexión será trifásica.
- ✓ La suma de las potencias de las instalaciones en régimen especial conectadas a un único centro no podrá superar la mitad de capacidad de transformación instalada para ese nivel de tensión.
- ✓ El factor de potencia será lo más próximo a la unidad.
- ✓ Se dispondrá de contador de salida y de entrada (o bidireccional)
- ✓ Pensar en la necesidad de desconexión del inversor/es para su reparación así como los módulos del campo generador.

Los principales datos básicos requeridos en el diseño de instalaciones de conexión son:

- Características de la red de distribución en la zona.
- Selección del lugar disponible para la ubicación de los componentes
- Estimación de la radiación solar incidente.
- Equipos y módulo fotovoltaico a instalar.
- Determinar el tipo de montaje y estructura soporte.
- La configuración del campo de generación podrá variar en función del criterio del proyectista.²²

²² Guía de Instalaciones Fotovoltaicas Conectadas a la Red.

2.5.4 CARACTERÍSTICAS DE LA INTENSIDAD GENERADA

- Debe tener una variación de tipo senoidal.
- El contenido de armónicos de la señal debe ser despreciable.
- La frecuencia de la onda de intensidad generada debe tener la misma frecuencia de la red.
- A la hora de conectar la instalación, se debe realizar la sincronización a la red eléctrica.

2.6 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA

Los componentes básicos usados para la instalación son:

2.6.1 MÓDULO FOTOVOLTAICO

Es el elemento primordial de la instalación, convierte la energía de sol en corriente eléctrica (corriente continua). Está formada por la unión de diversos paneles, para dotar a la instalación de la potencia necesaria.

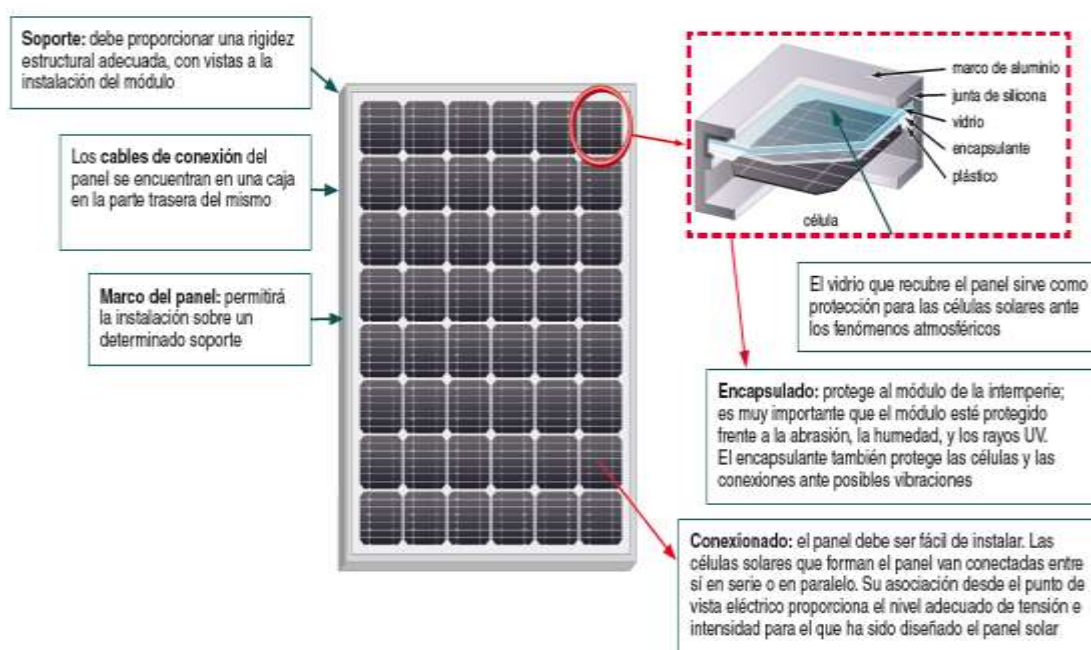


Figura 2-5: Constitución de un panel solar destacando sus principales características.

Fuente: Guía Solar Fotovoltaica. Capítulo 1, pg.14

Células	Silicio	Rendimiento laboratorio	Rendimiento directo	Características	Fabricación
	Monocrystalino	24 %	15 - 18 %	Son típicos los azules homogéneos y la conexión de las células individuales entre sí (Czochralski).	Se obtiene de silicio puro fundido y dopado con boro.
	Policristalino	19 - 20 %	12 - 14 %	La superficie está estructurada en cristales y contiene distintos tonos azules.	Igual que el del monocrystalino, pero se disminuye el número de fases de cristalización.
	Amorfo	16 %	< 10 %	Tiene un color homogéneo (marrón), pero no existe conexión visible entre las células.	Tiene la ventaja de depositarse en forma de lámina delgada y sobre un sustrato como vidrio o plástico.

Un panel solar o módulo fotovoltaico está formado por un conjunto de células conectadas eléctricamente, encapsuladas, y montadas sobre una estructura de soporte o marco. Proporciona en su salida de conexión una tensión continua, y se diseña para valores concretos de tensión (6V, 12V, 24V, etc.), que definirán el nivel de tensión a la que va a trabajar el sistema fotovoltaico.

A continuación se destacan las principales características de todo panel solar y se puede representar en un esquema típico de su construcción.

Los tipos de paneles solares vienen dados por la tecnología de fabricación de las células, y son fundamentalmente:

- ❖ Silicio cristalino (monocrystalino y multicristalino).
- ❖ Silicio amorfo.

Tabla 2-2: Diferencias entre los paneles según la tecnología de fabricación.

Fuente: Guía Solar Fotovoltaica. Capítulo 1, pg.14

2.6.1.1 POTENCIA DE LA CÉLULA SOLAR

La potencia que proporciona una célula solar de tamaño estándar (10 x 10 cm) es muy pequeña aproximadamente 1 o 2 W, por lo que generalmente será necesario tener que asociar varias de ellas con el fin de proporcionar la potencia necesaria al sistema fotovoltaico de la instalación. Es de este hecho de donde surge el concepto de panel solar o módulo fotovoltaico. Según la conexión eléctrica que hagamos de las células, nos podemos encontrar con diferentes posibilidades:

- La conexión en serie de las células permitirá aumentar la tensión final en los extremos de la célula equivalente.

- La conexión en paralelo permitirá aumentar la intensidad total del conjunto.

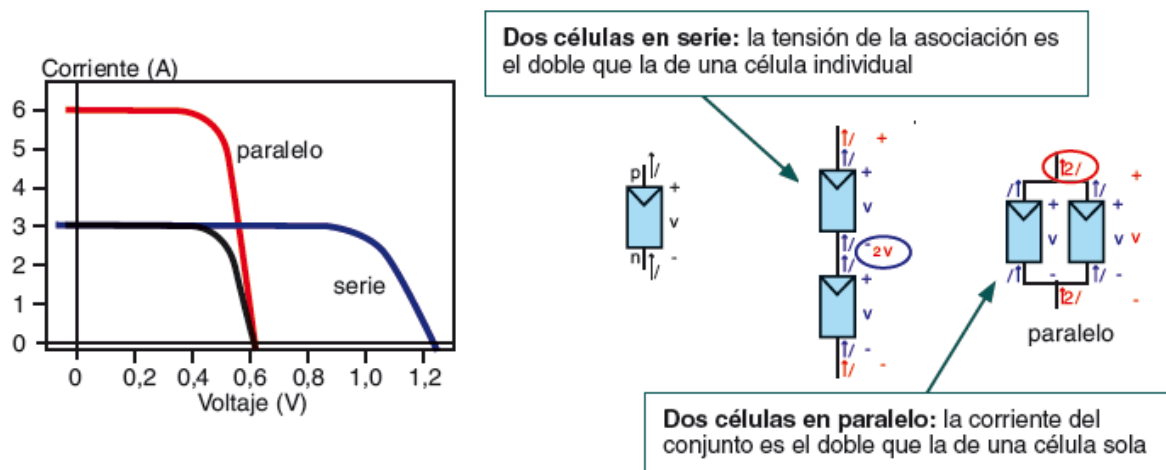


Figura 2-6: Asociación de células solares

Fuente: Guía Solar Fotovoltaica. Capítulo 1, pg.15

2.6.1.2 **PARAMETROS** **FUNDAMENTALES.** **CURVAS** **CARACTERISTICAS**

A la hora de trabajar con los paneles solares nos interesa saber qué datos nos proporciona el fabricante, con el fin de utilizarlos correctamente. En los catálogos aparecen todos aquellos parámetros que nos son de utilidad a la hora de realizar el diseño de la instalación.

De acuerdo a la información que proporciona el fabricante, en su catálogo respectivo indica todas sus características, desde el punto de vista práctico, para la respectiva elección de un panel solar.

No obstante, hay que tener cuidado, ya que los valores proporcionados por el fabricante son obtenidas siempre en unas determinadas condiciones de irradiación solar y temperatura ambiente. En la práctica siempre existirá una pequeña desviación sobre los valores teóricos cuando el panel esté colocado en la instalación (Figura 2-7).

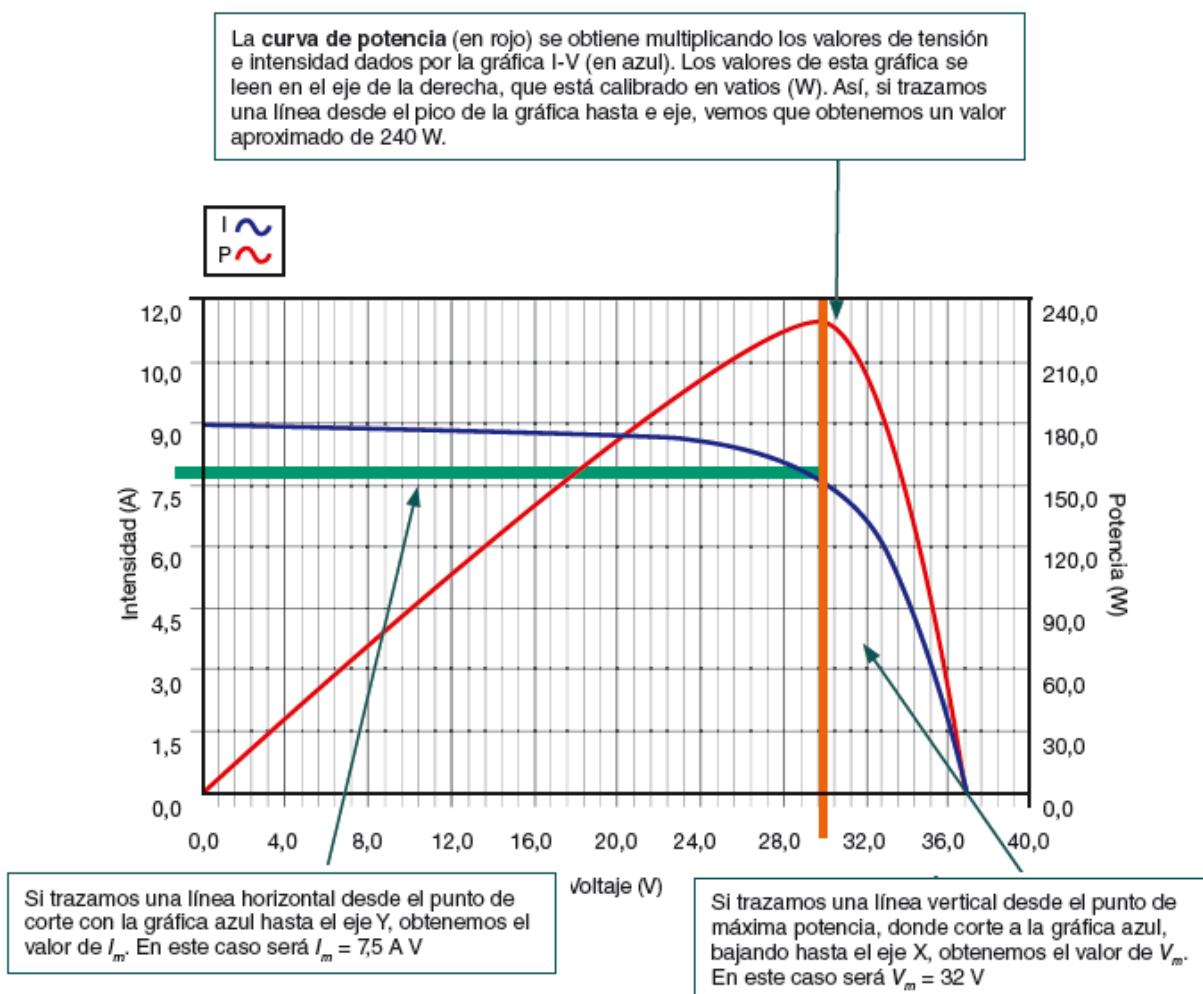


Figura 2-7: Ejemplo de una curva característica y obtención de los valores de tensión y corriente para un panel solar.

Fuente: Guía Solar Fotovoltaica. Capítulo 1, pg.15

2.6.2 EL INVERSOR DE CONEXIÓN A LA RED

El inversor es el encargado de convertir la corriente continua de la instalación en corriente alterna, igual a la utilizada en la red eléctrica: 220V de valor eficaz y a una frecuencia de 50Hz.

Es un elemento imprescindible en las instalaciones conectadas a la red (Figura 2-8), y estará presente en la mayoría de instalaciones autónomas, sobre todo en aquellas destinadas a la electrificación de viviendas.

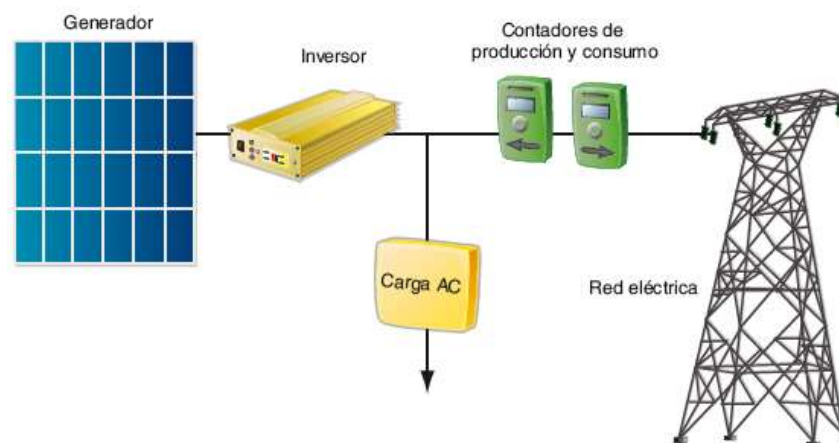


Figura 2-8: Instalación fotovoltaica conectada a la red

Además de realizar la conversión de corriente continua a alterna, el inversor debe sincronizar la onda eléctrica generada con la de la corriente eléctrica de la red, para que su compatibilidad sea total. El inversor dispone de funciones de protección, para garantizar tanto la calidad de la electricidad vertida a la red como la seguridad de la propia instalación y de las personas.

Los parámetros que determinan las características y prestaciones de un inversor son los siguientes:

- ❖ **Potencia:** determinará la potencia máxima que podrá suministrar a la red eléctrica en condiciones óptimas. La gama de potencias en el mercado es enorme; sin embargo para los sistemas domésticos existen desde 50W (mini inversor situado en cada placa) o 400 W (para pequeños campos fotovoltaicos) hasta potencias de varios kilovatios. Muchos modelos están diseñados para poder conectarlos en paralelo, a fin de permitir el crecimiento de la potencia total de la instalación.
- ❖ **Fases:** normalmente, los inversores cuya potencia es inferior a 5 kW son monofásicos. Los mayores de 15 kW suelen ser trifásicos. Muchos modelos monofásicos pueden acoplarse entre sí para generar corriente trifásica.
- ❖ **Rendimiento energético:** debería ser alto en toda la gama de potencias a las que se trabajará. Los modelos actualmente en el mercado tienen un

rendimiento medio situado en torno al 90%. El rendimiento del inversor es mayor cuando más próximo estamos a su potencia nominal y, con el fin de optimizar el balance energético, es primordial hacer coincidir la potencia pico del campo fotovoltaico y la potencia nominal del inversor. Si queremos tener un funcionamiento óptimo de la instalación, la potencia pico del campo fotovoltaico nunca debe ser menor que la potencia nominal del inversor.

❖ **Protecciones:** el inversor debería incorporar algunas protecciones generales, que, como mínimo, serían las siguientes:

- ✓ Interruptor automático: dispositivo de corte automático, sobre el cual actuaran los relés de mínima y máxima tensión que controlaran la fase de la red de distribución sobre la que está conectado el inversor. El rearme del sistema de conmutación y, por tanto, de la conexión con la red de baja tensión de la instalación fotovoltaica, será también automático una vez restablecido el servicio normal en la red.
- ✓ Funcionamiento (en isla): el inversor debe controlar con un dispositivo para evitar la posibilidad de funcionamiento cuando ha fallado el suministro eléctrico o su tensión ha descendido por debajo de un determinado umbral.
- ✓ Limitador de la tensión máxima y mínima
- ✓ Limitador de la frecuencia máxima y mínima: el margen indicado es alrededor del 2%.
- ✓ Protección contra contactos directos.
- ✓ Protección contra sobrecarga.
- ✓ Protección contra cortocircuito.
- ✓ Bajos niveles de emisión e inmunidad de armónicos.

Es deseable que el estado de funcionamiento del inversor quede reflejado en indicadores luminosos o en una pantalla (funcionamiento anómalo o averías, detención de producción por averías en la red, etc.). También sería conveniente



que el inversor ofreciera la posibilidad de ser monitorizado desde un ordenador. Si en la instalación se incluyen determinados sensores, puede aportar datos de radiación, generación solar, energía transformada a corriente alterna, eficiencia, etc.

2.6.3 ESTRUCTURAS Y ACCESORIOS

La estructura que soporta los módulos debe ser de material inalterable a la corrosión y a los agentes atmosféricos (acero galvanizado en caliente o el aluminio anodizado). La estructura debe ser capaz de soportar el peso de los módulos (del orden de 10 kg/m²) y las cargas de viento y nieve, según la normativa vigente. Si se desea disminuir la resistencia al viento, es aconsejable separar los módulos entre sí del orden de 1 cm.

Actualmente se está desarrollando un amplio rango de productos de estructuras para la instalación de los módulos fotovoltaicos en los edificios. Estos incluyen estructuras de montaje sobre fachadas, tejados, terrazas e incluso tejas fotovoltaicas que pueden ser utilizadas remplazando las tejas ordinarias.

Los nuevos productos están orientados a una más fácil integración de los módulos fotovoltaicos en los edificios y a la corrección del impacto visual.

El resto de accesorios que incorpora una instalación fotovoltaica son elementos de seguridad y protecciones (caja de conexiones con diodo de bloqueo y fusibles), fusibles, magnetotérmicos, etc., de utilización habitual en instalaciones de baja tensión, así como el cableado y técnicas de conexionado utilizados de manera extensiva en este tipo de instalaciones.

2.6.4 PUESTA A TIERRA

La puesta a tierra de la instalación es muy importante ya que delimita la tensión que pueda presentarse en un momento dado en las masas metálicas de los componentes, asegurando la actuación de las protecciones y eliminando el riesgo que supone el mal funcionamiento o avería de alguno de los equipos. Los tomas a tierra se establecen principalmente a fin de limitar la tensión que puedan presentar en un momento dado las masas metálicas, asegurar la actuación de las protecciones y eliminar o disminuir el riesgo que supone una avería en los materiales eléctricos utilizados.

2.6.5 SEGURIDAD Y CABLEADO

Como cualquier instalación eléctrica, el sistema dispone de las necesarias protecciones para garantizar la seguridad.



La instalación se completa con protecciones, cableado, toma de tierra y contadores.

Se instala un cuadro eléctrico en el cual van ubicadas las protecciones e interruptores necesarios y el contador de energía. Además La instalación debe disponer de su propia toma de tierra.

Los tramos de cableado deben cumplir el reglamento electrotécnico de baja tensión en ambos tramos, el de continua desde el campo al inversor, y el de alterna desde el inversor a la red.

2.6.6 SEGUIDORES SOLARES

Un tipo de instalación especial es la que no está fija sobre el suelo sino que gira siguiendo el movimiento del sol en el arco celeste, mediante un girasol mecánico denominado “seguidor solar”.

La gran ventaja de los seguidores solares consiste en que la radiación solar es siempre perpendicular a los módulos llegando a generar entre un 30% -35 % más de energía que la misma instalación sobre superficie fija.

Los inconvenientes de los seguidores son el costo, y el mantenimiento que debe ser realizado para evitar averías mecánicas.

Con los seguidores solares se maximiza la inversión pero a costa de perder seguridad ya que los seguidores pueden dar al traste de toda la inversión, si no se consigue que soporten 25 años perfectamente operativos. En resumen, se tiene más ingresos pero con más riesgos.

Dentro de los tipos de seguidores solares tenemos:

- ✓ **Seguimiento cenital:** este tipo de seguimiento es de un solo eje y es aquél en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más baja hasta su posición más alta, con un eje de rotación horizontal. El eje de giro es polar en la dirección este-oeste. Estos son sistemas que suelen trabajar en el rango de concentraciones intermedias.
- ✓ **Seguimiento azimutal:** este tipo de seguimiento es de un solo eje y es aquél en el que se sigue la trayectoria del sol desde su posición más oriental hasta su posición más occidental, con un eje de rotación vertical.



- ✓ **Seguimiento polar:** la superficie gira sobre un eje orientado al sur e inclinado un ángulo igual a la latitud. El giro se ajusta para que la normal a la superficie coincida en todo momento con el meridiano terrestre que contiene al Sol. La velocidad de giro es de 15° por hora, como la del reloj. De forma general, se suele admitir que el seguimiento azimutal recoge de un 10% a un 20% más que las estructuras fijas, llegando hasta un 25%.²³
- ✓ **Seguimiento ideal o en dos ejes:** es el movimiento en el cual el concentrador se mantiene apuntado al sol en todo momento. En la práctica, son los sistemas que alcanzan los niveles más altos de concentración. Este es el mejor de los seguimientos. Debido que existen variaciones de entre el 30% y el 45% de incremento de producción frente a las instalaciones fijas, así como variaciones importantes en el costo de los equipos y de las cimentaciones.

2.7 VARIACIÓN EN LA ENERGÍA PRODUCIDA POR PANELES SOLARES

Los factores principales que afectan a la energía eléctrica producida por una instalación FV son:

2.7.1 IRRADIANCIA

Cuando la irradiancia desciende, la corriente en el panel fotovoltaico generada disminuye proporcionalmente, mientras que la variación de la tensión sin carga es mínima.

En realidad, la eficiencia de conversión no se ve afectada por la variación de la irradiancia dentro del intervalo de operación estándar de las células, lo que significa que la eficiencia de conversión es la misma en un día claro y en otro nublado.

Así pues, la reducción en la energía generada con un cielo nublado se debe no a una caída de la eficiencia sino a una generación reducida de la intensidad a causa de la menor irradiancia solar.

²³ Diseño de un sistema de energía fotovoltaica de emergencia para la iluminación en laboratorios: Autores: España Salazar John Alberto: Villarruel Jácome Edwin Fabián, pg. 42

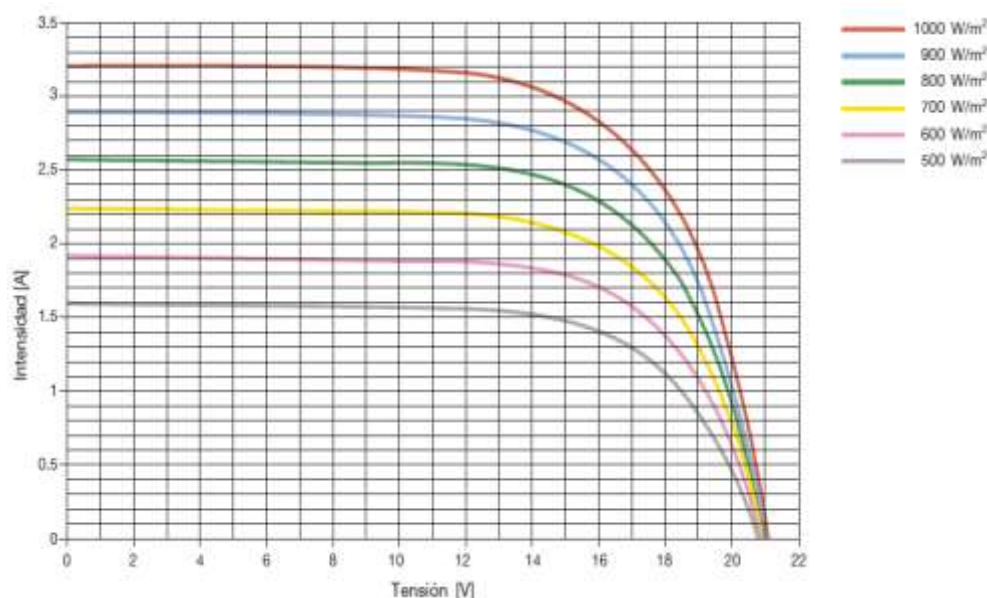


Figura 2-9: cambio de la curva característica V- I de células FV en función de la irradiancia incidente.

Fuente: Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10 Plantas fotovoltaicas, Pg.24

2.7.2 TEMPERATURA DE LOS MÓDULOS

Contrariamente a lo que ocurre en el caso anterior, cuando la temperatura de los módulos aumenta la intensidad producida permanece prácticamente inalterada, mientras que la tensión disminuye y con ello se produce una reducción en los rendimientos de los paneles en términos de electricidad producida.

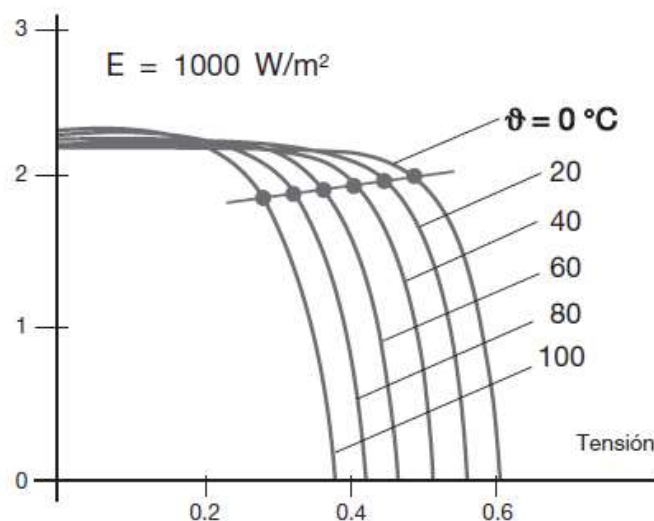


Figura 2-10: Curva de variación de la temperatura en los módulos

2.7.3 SOMBREADO

Considerando el área ocupada por los módulos de una planta FV, es posible que sobre parte de ellos (una o varias células) se proyecte la sombra de árboles, hojas caídas, chimeneas, nubes o paneles FV instalados cerca.

A la sombra, una célula FV constituida por una unión P-N deja de producir energía y se convierte en una carga pasiva. La célula se comporta como un diodo que bloquea la intensidad producida por el resto de células conectadas en serie, poniendo en peligro toda la producción del módulo. Además, el diodo depende de la tensión del resto de células y esto puede causar la perforación de la unión por un sobrecalentamiento localizado (punto caliente) y daños al módulo.

Para evitar que el sombreado en una o varias células ponga en peligro la producción de toda una cadena, se insertan en el módulo algunos diodos de bypass que conectan las partes del módulo dañadas o en sombra.

De esta forma se garantiza el funcionamiento del módulo aunque se reduzca su eficiencia. En teoría sería necesario insertar un diodo de bypass en paralelo con cada célula individual, pero esto tendría un claro impacto negativo en la relación costo/beneficio. Por ello, normalmente se instalan de 2 a 4 diodos en cada módulo

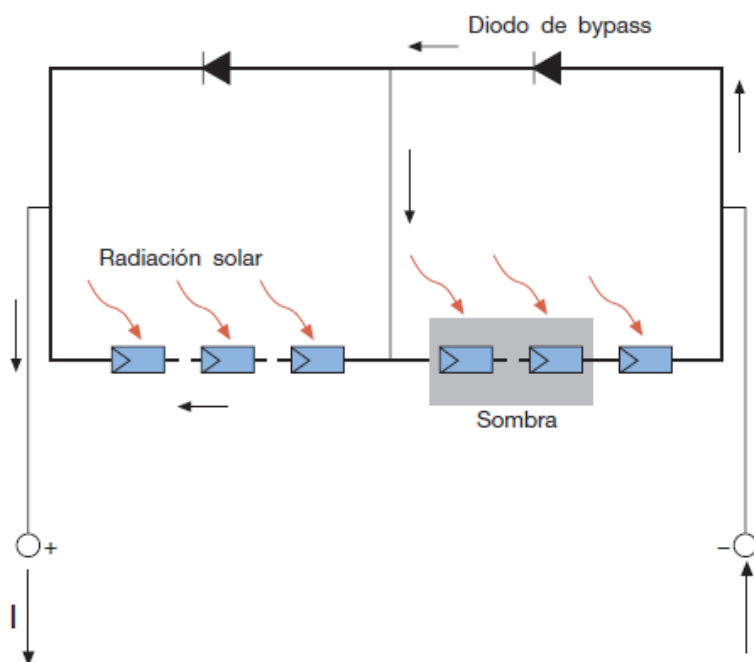


Figura 2-11: Colocación de los diodos bypass en los módulos FV

2.8 INCLINACIÓN Y ORIENTACIÓN DE LOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Los paneles fotovoltaicos deben captar el máximo posible de energía solar, lo que significa que deben inclinarse y orientarse adecuadamente.

Frente a la opción de emplear un sistema de seguimiento, una solución estática puede resultar suficiente para determinadas aplicaciones. Naturalmente, en este caso la energía colectada no es la máxima posible pero puede resultar aceptable si se da al colector una determinada orientación, la cual se puede variar con ajustes estacionales para conseguir algunas mejoras.

2.8.1 INCLINACIÓN

La radiación solar que incide sobre una placa variará con el ángulo que forme la misma con la radiación. La captación de energía solar será máxima cuando la posición de la placa solar sea perpendicular a la radiación. (Figura 2-12)



Figura 2-12: Inclinación de un panel solar.

La inclinación de los rayos del sol respecto a la superficie horizontal es variable a lo largo del año (máxima en verano y mínima en invierno) y por tanto, en aquellas instalaciones cuyos paneles estén fijos, existirá un ángulo de inclinación que optimizará la colección de energía sobre una base anual. Es decir, conviene buscar el ángulo de inclinación de los paneles respecto al plano horizontal que hace máxima la potencia media anual recibida. En la mayoría de los casos este ángulo coincide con la latitud del lugar de la instalación. Normalmente se suele tomar un ángulo mayor, aproximadamente 15° , en beneficio de una mayor



captación durante el invierno, cuando la luminosidad disminuye, a costa de una peor captación en verano, cuando hay una mayor cantidad de luz.

Puede ocurrir que la instalación no vaya a usarse todo el año sino sólo en ciertas épocas. Así, si la instalación se va a usar preferentemente en verano conviene que la inclinación del colector sea menor que la latitud del lugar, aproximadamente en 15° .

Evidentemente, las pérdidas de las superficies horizontales con respecto a las que están inclinadas aumentan progresivamente a medida que nos acercamos al norte (en el hemisferio norte) o al sur (en el hemisferio sur). En los polos, los planos horizontales son inútiles. No obstante, es extremadamente difícil valorar las pérdidas en los climas templados ya que la proporción de luz difusa del sol es más grande debido a la presencia de polvo, vapor de agua y nubes. La orientación no ofrece ninguna ventaja en cuanto a la energía recibida desde la radiación indirecta. Por el contrario, debido a que los paneles inclinados reciben la luz de una parte del hemisferio, estos recogen menos luz difusa que los receptores horizontales.

2.8.2 ORIENTACIÓN

Para orientar un panel fotovoltaico se debe realizar de forma que éste entregue el mayor rendimiento a lo largo de todo el año, por esta razón se recomienda orientarlos con una inclinación que forme un ángulo con respecto a la horizontal igual a la latitud de lugar. De tal forma que la cara a irradiarse vea en sentido contrario al hemisferio en el que se emplazarán los paneles. Es decir un punto que se encuentra a una latitud $2,75^\circ$ sur, debe orientar su cara viendo al norte con un ángulo de $2,75^\circ$.

Sin embargo en la práctica es recomendable que los paneles sean orientados con una inclinación mínima de 10 a 15° respecto a la horizontal, esto se realiza para que los paneles se laven con la lluvia, además este ángulo proporciona el mayor rendimiento durante el mes de más baja radiación. (CENTROSUR, 2010, pág. 5)

En la Figura 2-13, (α) es el ángulo de inclinación que forma la superficie colectora y la horizontal. Para un ángulo de inclinación dado, dependiendo de la posición del sol sobre el horizonte, existirá un valor para el ángulo de incidencia (β), que forma la perpendicular (P) a la superficie colectora, con los rayos incidentes.

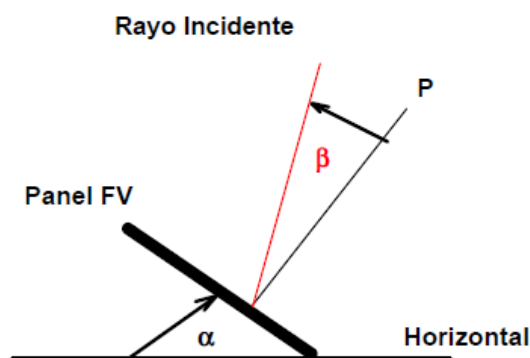


Figura 2-13: Ángulo de inclinación y de incidencia.

La energía recibida aumenta cuando (β) es cero (rayos incidentes perpendiculares al panel). En la práctica es muy difícil alcanzar este valor durante todo el año, usando estructuras de soporte fijas. Como ya se explicó antes, se sugiere emplazar los paneles con un ángulo de inclinación fijo (α) igual a la latitud del lugar, ya que en esta posición se obtiene el mayor rendimiento durante el invierno, aceptando también pequeñas pérdidas de energía durante el verano.

2.9 EMPLAZAMIENTO DE LAS PLACAS SOLARES

En cuanto a la situación de los paneles fotovoltaicos existen las siguientes posibilidades generales:

2.9.1 SUELO

Es la forma más usual de instalación de grupos de paneles y presenta grandes ventajas en cuanto al área opuesta al viento, accesibilidad y facilidad de montaje. Sin embargo, es más susceptible de poder quedar enterrada por la nieve, se inunde o ser objeto de rotura por animales o personas. (Figura 2-14)



Figura 2-14. Colocación de un grupo de paneles sobre el suelo.

2.9.2 POSTE

Es usual en instalaciones de pequeña dimensión, donde se disponga previamente de un mástil. Es el tipo de montaje típico en alimentación fotovoltaica de equipos de comunicación aislada o farolas. (Figura 2-15)



Figura 2-15: Colocación de un grupo de paneles sobre un poste.

2.9.3 PARED

Presenta ventajas cuando se dispone de buenos puntos de anclaje sobre una edificación construida. Sin embargo, es obligado instalarlo en una fachada al sur y la accesibilidad puede presentar algunos problemas. (Figura 2-16)



Figura 2-16: Colocación de un grupo de paneles en la pared.

2.9.4 TEJADO

Como forma de instalación es una de las más usuales, al disponer de suficiente espacio. Sin embargo, presenta problemas por cubrimiento de polvo, hojas de los árboles, nieve, menor facilidad de orientación al sur, e impermeabilizado de las sujeciones del techo. (Figura 2-17)



Figura 2-17: Colocación de un grupo de paneles sobre tejados.

2.10 CÁLCULO DE SOMBRAS Y DISTANCIA ENTRE PANELES

La presencia de objetos que lleguen a tapar una parte del recorrido solar respecto a un punto de captación solar, provocará la proyección de sombra sobre éste. Cuanto mayor sea el recorrido solar tapado por dicho objeto, menos energía podrá captar. En el día más desfavorable del periodo de utilización del sistema, los módulos solares no han de tener más del 5% de la superficie útil de captación cubierta por sombras. Resultaría inoperante si el 20% de la superficie de captación estuviese sombreada (ICAEN, 2002). En el caso que nos ocupa, no existen edificios más altos que el que servirá de apoyo al tejado solar, tampoco se observan montañas, árboles o cualquier otro obstáculo cercano. En el caso de la cubierta de doble vertiente, el estudio de sombras no es necesario ya que todos los paneles fotovoltaicos se situarán sobre el mismo plano y por tanto no proyectarán sombras unos sobre otros.



Figura 2-18: Distancia entre paneles

En el caso de la cubierta fotovoltaica en diente de sierra, deberá estar diseñada de modo que no aparezcan sombras en los paneles. Para ello estos deberán instalarse a una distancia mínima que nos asegure la imposibilidad de proyección de sombras entre los mismos. Lógicamente, la distancia mínima entre fila y fila está marcada por la latitud del lugar de la instalación, dado que el ángulo de incidencia solar varía también con este parámetro. La separación entre filas de módulos fotovoltaicos se establece de tal forma que al mediodía solar del día más desfavorable (altura solar mínima) del periodo de utilización, la sombra de la arista superior de una fila se proyecte, como máximo, sobre la arista inferior de la fila siguiente, tal y como se observa en la (Figura 2-19)

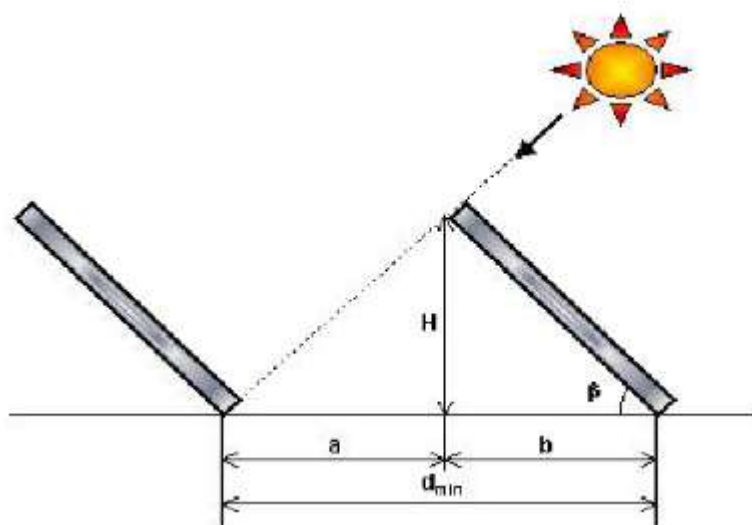


Figura 2-19: Distancia mínima entre filas consecutivas de paneles solares.

Este cálculo es necesario debido a que por lo general los paneles se disponen en filas, en las cuales se produce sombra dependiendo de la posición del sol y la distancia entre las mismas.

La distancia mínima entre fila y fila depende principalmente de la altura de los módulos así como de la inclinación de estos, y el ángulo de la altura solar mínimo en el lugar de la instalación.

Se puede calcular la distancia mediante la siguiente fórmula:

$$(2.1) \quad d = a \cdot \frac{\text{sen}(180^\circ - \beta - \alpha)}{\text{sen}(\alpha)}$$

Donde:

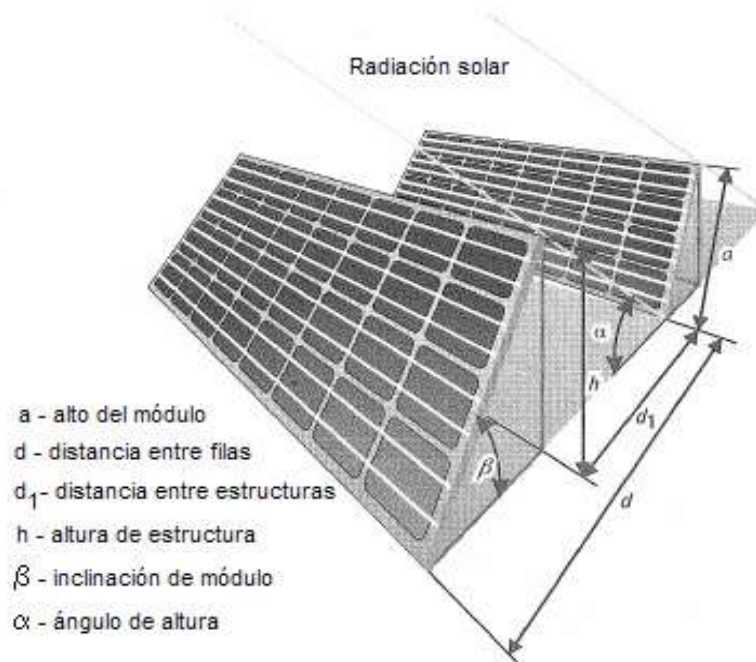


Figura 2-20: Cálculo de pérdidas por distancia entre paneles.

Los valores característicos que siguen se calculan mediante las siguientes expresiones:

$$(2.2) \quad h = a \cdot \sin(\beta).$$

$$(2.3) \quad d_1 = d - a \cdot \cos(\beta)$$

En el caso de las instalaciones conectadas a la red la distancia d_1 , medida sobre la horizontal, entre unas filas de módulos obstáculo, de altura h , que pueda producir sombras sobre la instalación, debe garantizar un mínimo de 4 horas de sol en torno al mediodía en el mes más desfavorable que en el caso de Cuenca es el mes de junio.

Dicha distancia puede lograrse aplicando la expresión:

$$(2.4) \quad d_1 = \frac{h}{\tan(61^\circ - \text{Latitud})}$$

Donde $1/\tan(61^\circ - \text{Latitud})$ es un coeficiente adimensional²⁴ denominado k .

²⁴ Magnitud que carece de unidad, o cuya unidad puede expresarse como relación matemática pura.



3 CAPÍTULO:

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD TÉCNICA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED

3.1 CONSIDERACIONES INICIALES

Para poder llevar a cabo estas instalaciones primeramente se deberá contar con la existencia de una línea de distribución eléctrica cercana con capacidad para admitir la energía producida por la instalación fotovoltaica. En los lugares en los que se dispone de electricidad, la conexión a red de los sistemas fotovoltaicos contribuye a la reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera.

El consumo de electricidad es independiente de la energía generada por los paneles fotovoltaicos. El usuario en este caso la E.E.R.C.S S.A.²⁵, compra la electricidad que consume a la distribuidora al precio establecido y además puede facturar los kWh generados a un precio superior, ya que el Estado Ecuatoriano incentiva el uso de este tipo de energía.

En las instalaciones conectadas a red, el tamaño de la instalación es independiente del consumo de electricidad, lo que simplifica en gran medida su diseño.

Para dimensionar la instalación habrá que tener en cuenta la inversión inicial y el espacio disponible así como la rentabilidad que se desea alcanzar con la venta de la electricidad generada.

3.1.1 RECURSO ENERGÉTICO SOLAR DISPONIBLE EN EL ECUADOR

3.1.1.1 INTRODUCCIÓN

El Ecuador es un país con características topográficas muy variadas, de gran diversidad climática y condiciones únicas que le confieren un elevado potencial de energías renovables y limpias, las cuales no pueden quedar al margen del Inventario de los Recursos Energéticos para Producción Eléctrica, pues las condiciones de cobertura y satisfacción de la demanda que se presentan en la actualidad, demuestran un estrecho vínculo de deficiencia en especial con la electrificación y energización rural.

²⁵ Empresa Eléctrica Regional Centro Sur, Cuenca - Ecuador



El diseño de políticas, estrategias y medidas para incentivar el mayor uso de estas energías limpias que promuevan el desarrollo especialmente en zonas rurales, se fundamenta en su cuantificación, disponibilidad y distribución estacional en el territorio.

Para obtener los datos del recurso solar disponible en el Ecuador, se cuenta con un documento técnico elaborado por el Consejo Nacional de Electricidad, CONELEC, el cual se denomina: “Atlas Solar del Ecuador con fines de Generación Eléctrica”, el mismo que ha sido elaborado por la Corporación para la Investigación Energética, CIE. (CONELEC C. N., 2008, p. 4).

Este Atlas incluye la cuantificación del potencial solar disponible y con posibilidades de generación eléctrica, en base a mapas mensuales de insolación directa, global y difusa y sus correspondientes isohelias²⁶, con el fin de ubicar proyectos locales más específicos que permitan utilizar esta tecnología para obtener calor y electricidad para diversas aplicaciones como fabricar colectores térmicos y módulos fotovoltaicos.

También es de mucha ayuda para este trabajo de investigación, obtener los información de una base de datos que presenta un Software llamado “CENSOL 5.0” que es una herramienta de cálculo para realizar de forma automática el dimensionado básico de instalaciones fotovoltaicas, el programa CENSOL, en su versión 5 actual, es el resultado de un intenso y extenso proceso de mejora y ampliación de sus versiones predecesoras, al cual, además de la función básica de cálculo, se han ido integrando las de estudio y análisis del aprovechamiento energético de la radiación solar.

CENSOL 5 se presenta, pues, como una herramienta de indudable valor e interés didáctico y profesional. Aprender, comprender, analizar y calcular, todo esto de forma rápida, fácil y cómoda, son las funciones esenciales que se han tenido en cuenta durante el diseño y desarrollo de esta nueva versión del programa.

²⁶ Curva, dibujada sobre un mapa, que indica los lugares con la misma duración de insolación durante un intervalo de tiempo dado.



Figura 3-1: Menú del Programa Censol 5.

3.1.1.2 RADIACIÓN SOLAR EN EL ECUADOR

La radiación solar en Ecuador se ve directamente afectada por la cantidad de nubosidad existente; razón por la cual, los niveles de irradiación son inferiores a los que es de esperar.

De igual manera la diferencia de Latitud entre una zona y otra contribuye para la irregularidad de la distribución global sobre nuestro territorio.

En la (Figura 3-2) se muestra el índice global de irradiación de un año completo:

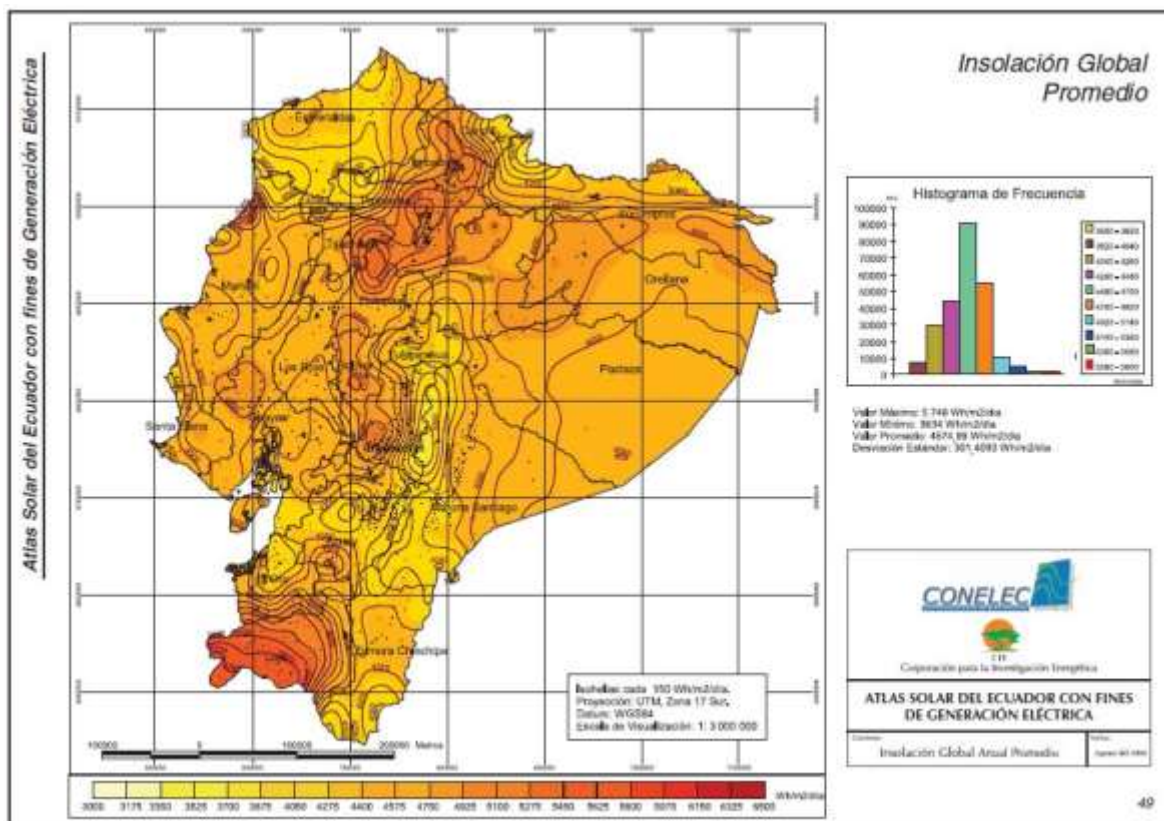


Figura 3-2: Irradiación Solar Global del Ecuador

Fuente: CONELEC, Atlas Solar Del Ecuador Con Fines de Generación Eléctrica 2008.

Existen programas de investigación en el área de la energía solar en todo el mundo. Tal es el caso del instituto de energía solar de la Universidad de Massachusetts en donde por medio de sensores satelitales han logrado crear una base de datos bastante precisa para cada región de nuestro país. ANEXO 1.

3.2 REQUERIMIENTOS TÉCNICOS DE CALIDAD QUE DEBEN CUMPLIR LAS INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS

3.2.1 ARMÓNICOS

En un sistema eléctrico de potencia ideal, el voltaje y la corriente generados son perfectamente sinusoidales, sin embargo en la práctica las condiciones en dichos sistemas no son ideales, produciéndose distorsiones de estas ondas, debido a varios fenómenos como son los armónicos.

Los armónicos son tensiones sinusoidales cuya frecuencia es múltiplo de la frecuencia fundamental de la tensión de alimentación.

$$(3-1) \quad f_{\text{armónico}} = n * 60 \text{ Hz}$$

Por lo general los armónicos son producidos por cargas no lineales, cualquier tipo de carga con componentes activos (diodos, transistores, tiristores) son los que originan armónicos en la red.

Las características que definen a los armónicos son la amplitud y el orden del armónico.

3.2.1.1 ORDEN DEL ARMÓNICO

El orden de un armónico hace referencia al número de veces que la frecuencia del armónico es mayor a la fundamental.

Por ejemplo si el armónico fundamental es de 60Hz, el armónico de 3er orden tendrá una frecuencia de 180Hz. El armónico fundamental es considerado de orden 1.

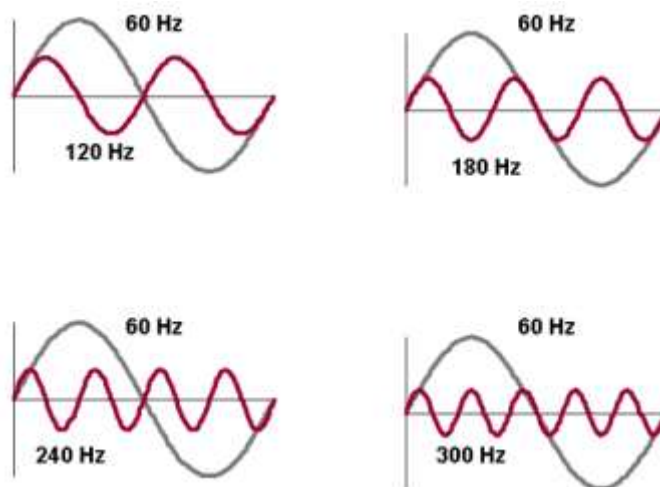


Figura 3-3: Armónicos

Los armónicos se pueden clasificar en dos tipos: los pares; que solo existen cuando hay asimetría en la señal debida a la componente continua; y los impares

que por lo general se encuentran en las instalaciones eléctricas industriales y edificios comerciales.

La Figura 3-4 muestra una onda deformada que se compone de la fundamental de 60Hz combinada con las componentes armónicas de tercer y quinto orden.

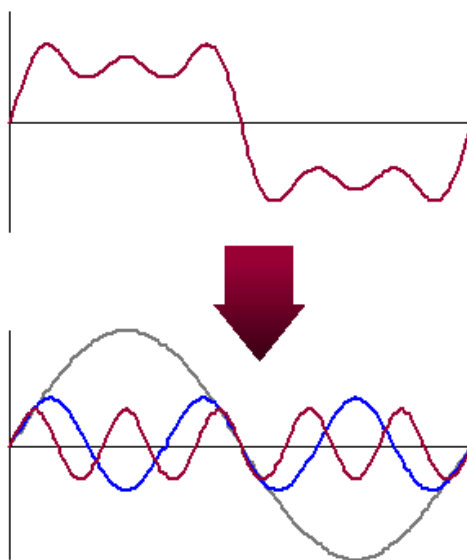


Figura 3-4: Onda compuesta por la onda fundamental, tercer y quinto armónico.

Conviene saber que los armónicos pares no son los causantes de los problemas en las instalaciones, pero los impares sí, especialmente el tercero y quinto armónico.

En el caso del tercer armónico este se origina por cargas monofásicas, mientras que el quinto es causado por las cargas trifásicas, por lo que dichos armónicos son considerados de mayor importancia en nuestro análisis.

3.2.1.2 LA DISTORSIÓN ARMÓNICA

La siguiente ecuación muestra como toda señal periódica no senoidal $i(t)$ puede descomponerse en la suma de su componente fundamental $i_1(t)$ y de sus h componentes armónicas $i_h(t)$.



(3-2)

$$i_1(t) = i_1(t) + \sum_{h \neq 1} i_h(t)$$

La distorsión armónica representa el contenido en armónicos que tiene esa señal. La cantidad de distorsión que presenta una señal de tensión o corriente se cuantifica mediante un índice llamado distorsión armónica total (THD). Las siguientes ecuaciones muestran tal distorsión para tensiones y corrientes.

$$(3-3) \quad THD_v = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} V_h^2}}{V_1}$$

$$(3-4) \quad THD_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} I_h^2}}{I_1}$$

En las ecuaciones (3-3) y (3-4) V_1 e I_1 son las componentes fundamentales de tensión y corriente, mientras que V_h e I_h son los armónicos h .

Debemos considerar que a mayor distorsión armónica el factor de potencia disminuye ya que la corriente armónica total es mayor que su componente fundamental. Por lo tanto la presencia de armónicos en la corriente tiene un efecto muy negativo sobre la eficiencia con que un inversor proporciona potencia a la red y es un aspecto muy importante a controlar.

De acuerdo a la normativa internacional IEC 61000-3-2 e IEEE Std 929-2000 el límite de distorsión de tensión aceptado es de $THD_v=5\%$ para redes industriales en baja tensión, en cambio para redes de media y alta tensión el nivel recomendado es de $THD_v=3\%$.

3.2.1.3 EFECTOS Y CONSECUENCIAS DE LOS ARMÓNICOS

Dentro de los efectos que causan los armónicos a los diferentes equipos que están conectados a la red se encuentran los siguientes:

- ✓ Calentamiento de conductores.



- ✓ Actuación de protecciones.
- ✓ Resonancia.
- ✓ Vibraciones y acoplamientos.
- ✓ Tensión entre neutro y tierra distinta de cero.
- ✓ Deterioro de la forma de onda de la tensión.

Los armónicos pueden tener consecuencias de importancia sobre los siguientes elementos eléctricos conectados a la red:

Motor asíncrono. Donde la circulación de corrientes armónicas provoca calentamiento de sus devanados.

Cables. Estos presentan una impedancia que depende de la frecuencia, si esta es mayor será la impedancia lo que provocará exceso de calentamiento de los mismos.

Condensadores. En ellos disminuye la impedancia con la frecuencia aumentando así la posibilidad de corrientes parásitas o el mal funcionamiento de protecciones y relés.

Transformadores. Calienta el bobinado, aumenta la impedancia de la fuente y produce pérdidas por la corriente de Foucault²⁷.

3.2.1.4 ALTERNATIVAS DE SOLUCIONES PARA EL CONTROL DE ARMÓNICOS EN REDES ELÉCTRICAS

Los métodos existentes para minimizar la distorsión armónica en las redes eléctricas, lo hacen de manera parcial sin representar una solución integral, algunos métodos son los siguientes.

❖ Sobredimensionamiento del neutro del sistema.

Esta solución no elimina las corrientes armónicas que fluyen en los sistemas de distribución eléctrica de bajo voltaje (menos de 1000 V), sino que es una manera de enmascarar el problema y evitar sus consecuencias.

²⁷ Corriente parásita que se produce cuando un conductor atraviesa un campo magnético variable o viceversa.



Cuando se diseña una nueva instalación, el plan es sobredimensionar algunos elementos, con el objeto de soportar las corrientes armónicas. La más amplia solución de implementación utilizada es sobredimensionar el conductor neutro.

En instalaciones existentes, la solución más comúnmente utilizada es reducir la capacidad normal del equipo eléctrico sujeto a las armónicas de corriente. La consecuencia es una instalación que no puede usar su máximo potencial, el resultado es un mayor incremento en el costo del sistema de distribución eléctrica.

❖ **Uso de Transformadores con conexiones especiales.**

Esta solución inhibe la propagación de armónicos de corriente de tercer orden y sus múltiplos.

Los órdenes de armónicos que se eliminan dependen del tipo de conexión implementada por ejemplo:

- ✓ Una conexión delta-estrella-delta elimina los armónicos de orden 5 y 7.
- ✓ Una conexión delta-estrella elimina los armónicos de orden 3 (los armónicos circulan por cada una de las fases, y retornan por el neutro del transformador).
- ✓ Una conexión delta - zigzag elimina los armónicos de orden 5 (por retorno en el circuito magnético).

❖ **Uso de filtros.**

Otra de las opciones que existen es la de utilizar filtros pasivos, ya que éstos presentan un camino de menor impedancia que la red, para la frecuencia de la armónica que se desea eliminar; además de este modo la corriente armónica se va por el filtro preferentemente y la impedancia total equivalente del sistema, a esa frecuencia determinada, es menor; como la corriente armónica produce una caída de tensión menor en la impedancia de la red, ello significa que la distorsión de tensión disminuye. A continuación se detallará el funcionamiento de las alternativas de filtros.

Existe una gran variedad de configuraciones de filtros pasivos que son utilizados para limitar la distorsión armónica. Las configuraciones más comunes son el filtro Sintonizado Simple, el filtro Pasa Altos de 2° Orden, y en la actualidad se está utilizando filtros Activos para el control de esta contaminación.



El filtro “Sintonizado Simple” es el más sencillo, y consiste en un banco de condensadores conectados en serie con un inductor. Ambos se sintonizan a la frecuencia que se desea atenuar. Se debe considerar que se usan para eliminar solamente una armónica determinada.

El “Pasa Alto de 2° Orden” es el más común de los filtros que presenta una característica amortiguada. La conexión de una resistencia en paralelo con el inductor le da un comportamiento amortiguado para un amplio rango de frecuencias. Estos filtros también tienen una frecuencia de sintonía, y se usan para eliminar un amplio rango de armónicas.

Uno de los tópicos que ha recibido mayor atención en la compensación de armónicas en los últimos años, es el de los “Filtros Activos” de potencia. Estos filtros están formados por convertidores estáticos PWM²⁸.

3.2.2 TRANSITORIOS

Se conoce como transitorio a la respuesta de un circuito eléctrico que se extingue en un periodo de tiempo, generalmente es fuertemente amortiguada y dura algunos milisegundos, pueden originarse principalmente por maniobras de conexión o desconexión, descargas atmosféricas y descargas electrostáticas.

Los transitorios eléctricos más severos son ocasionados por las descargas atmosféricas, en cambio en los transitorios eléctricos ocasionados por maniobras con interruptores se dan debido a que el sistema debe pasar de una condición a otra.

Por lo tanto un transitorio eléctrico es una manifestación de un cambio repentino en las condiciones del circuito que se da en:

- ✓ Maniobras con interruptores tanto en las aperturas como en los cierres.
- ✓ En las fallas ya sean estas asimétricas o descargas atmosféricas.
- ✓ En cambios en la red ya sean cambios bruscos de cargas, así como operaciones inesperadas.

En los sistemas solares fotovoltaicos debe existir una condición de seguridad primaria que proteja a todo el equipo contra los transitorios producidos por fallas

²⁸ PWM. De sus siglas en inglés de Pulse Width Modulation, o modulación por ancho de pulsos.

en la red, dicha condición debe también asegurar que exista una desconexión de la red y de esta manera el inversor deje de suministrar energía a la red.

Estos mecanismos de protección mantienen a salvo a los equipos de los usuarios.

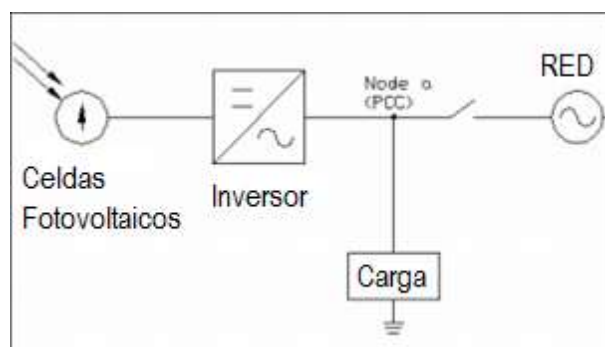


Figura 3-5: Configuración esquemática del sistema.

En la normativa se debe establecer que los sistemas fotovoltaicos conectados a la red no deben alimentar tensión a la línea de distribución en el caso de que esté desconectada de la red ya sea por trabajos de mantenimiento requeridos por la empresa distribuidora o por el hecho de que ha actuado alguna protección en la línea.

3.3 NORMATIVAS QUE DEBEN CUMPLIR LOS EQUIPOS PARA SU CONEXIÓN A LA RED ELÉCTRICA

La instalación fotovoltaica con conexión a red, como se ha mencionado, está conformada por varios dispositivos que captan la energía emitida por el sol, produciendo energía en forma de corriente continua C.C, la que luego es transformada en corriente alterna y conectada a la red de distribución, para que pueda ser utilizada por abonados. Sin embargo según el análisis que se ha realizado, estos dispositivos deben cumplir con una serie de requerimientos técnicos de seguridad, que garanticen su correcto funcionamiento, y que de esta manera no alteren el funcionamiento de la red de distribución a la que se van a conectar.

A continuación se establecen los parámetros que deben cumplir cada uno de los elementos que se utilizan en las instalaciones fotovoltaicas para su conexión a la red:



3.3.1 PANELES FOTOVOLTAICOS

Universalmente los parámetros de las células fotovoltaicas que forman dichos paneles, se determinan por características generales como:

- ✓ Irradiancia, solar expresada en kW/m^2 que en condiciones estándar es de 1000 W/m^2 .
- ✓ Temperatura, que en condiciones estándar es de 25°C .
- ✓ Distribución espectral AM 1,5 G en condiciones estándar.

Los paneles fotovoltaicos son grupos de células solares interconectadas de silicio o de diferentes aleaciones como el telurio de cadmio, arseniuro de galio y diseleniuro de cobre en indio²⁹; y dispuestas entre dos láminas de las cuales al menos una debe ser traslúcida, las mismas que contienen varias células solares, y en la cuales se puede obtener el voltaje deseado conectándose entre sí tanto en serie como en paralelo.

Los parámetros técnicos que estos dispositivos deben cumplir son:³⁰

- ✓ Los Paneles fotovoltaicos se caracterizan por su Potencia Pico, siendo este parámetro de mucha importancia, ya que es el valor de potencia máxima producida por el panel.
- ✓ Todos los paneles utilizados en la instalación deberán cumplir con la certificación de la UNE, la IEC 61215 y la IEC 61730 que recogen las características que deben cumplir en la fabricación de un panel de silicio cristalino, además de que deben ser del mismo modelo, de tal manera que garanticen la compatibilidad entre ellos, disminuyendo de esta manera efectos negativos en la instalación debido a esta causa.
- ✓ En caso de que los paneles que se utilicen no sean calificados, se deberá presentar la justificación respectiva, además de que se deben presentar los documentos o información acerca de las pruebas y ensayos a los que han sido sometidos.

²⁹ Material compuesto de cobre, indio y selenio, y es utilizado para la producción de módulos solares de película fina.

³⁰ Proyecto de Normativa de la E.E.R.C.S. Para la Generación Distribuida Utilizando Sistemas Fotovoltaicos (Rodríguez & Bermeo, 2012)



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- ✓ Los paneles deberán estar constituidos de material monocristalino o policristalino.
- ✓ Todo panel fotovoltaico debe tener el nombre del fabricante, modelo y número de serie en una placa totalmente visible.
- ✓ La garantía del panel debe ser de mínimo 10 años o acorde a la vida útil de la instalación fotovoltaica, garantizando que su eficiencia no haya disminuido más del 5%.
- ✓ Los paneles deben incorporar diodos de derivación para evitar las posibles averías de las células y sus circuitos por sombreados parciales y tendrán un grado de protección IP65.
- ✓ Si existen marcos laterales del panel estos serán de aluminio o acero inoxidable ya que el panel estará sometido a condiciones de lluvia.
- ✓ Los valores de potencia máxima y corriente de cortocircuito nominal, deben estar dentro del margen del $\pm 10 \%$ de los correspondientes valores nominales de catálogo dados para el fabricante.
- ✓ Para facilitar el mantenimiento y reparación del panel, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente y en ambos terminales, de cada una de las ramas del resto del generador.

La estructura del panel deberá estar conformada por los siguientes elementos:

- ✓ Encapsulante.
- ✓ Cubierta exterior de vidrio templado.
- ✓ Cubierta posterior.
- ✓ Marco de metal.
- ✓ Caja de terminales.
- ✓ Diodo de protección.

Si se desea aumentar la eficiencia de los paneles, es recomendable incluir un sistema de seguimiento solar, los mismos que aumentan la captación de la radiación solar. Estos pueden ser:



- ✓ Sistemas de seguimiento solar de 1 eje.
- ✓ Sistemas de seguimiento solar de 2 ejes.

3.3.2 INVERSORES PARA CONEXIÓN A LA RED

Son elementos electrónicos que convierten la corriente continua en corriente alterna, su funcionamiento se basa en electrónica compleja, de tal manera que permiten conectar los sistemas fotovoltaicos a la red de distribución eléctrica.

Dentro de las características que se exige al inversor en una instalación fotovoltaica conectada a la red son las siguientes:

- a. Será del tipo conexión a la red eléctrica con una potencia variable para que sea capaz de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.
- b. Las características fundamentales serán las siguientes:
 - ✓ Principios de funcionamiento: Fuentes de corriente.
 - ✓ Autoconmutado.
 - ✓ Seguimiento automático del punto de máxima potencia del generador.
 - ✓ No funcionará en modo aislado.
- c. Los inversores cumplirán con directivas comunitarias de Seguridad Eléctrica y compatibilidad electromagnética (ambas certificadas por el fabricante de las mismas) incorporando protecciones contra:
 - ✓ Cortocircuitos en alterna.
 - ✓ Tensión de red fuera del rango.
 - ✓ Frecuencia de red fuera de rango.
 - ✓ Sobre tensiones mediante varistores o similares.
 - ✓ Perturbaciones en la red como microcortes, pulsos, ausencia y retorno de la red, etc.
- d. Cada inversor dispondrá de las señalizaciones necesarias para su correcta operación e incorporará los controles automáticos imprescindibles que aseguren su adecuada supervisión y manejo.



- e. Cada inversor deberá disponer por lo menos de controles manuales siguientes:
- ✓ Encendido y apagado general del inversor.
 - ✓ Conexión y desconexión del inversor a la interfaz AC.
- f. Las características eléctricas serán:
- ✓ El inversor continuará entregando potencia a la red de forma continua, en condiciones de irradiancia solar de un 10% superior a las CEM³¹. Además soportará picos de un 30% superior a las CEM durante periodos de hasta 10 segundos.
 - ✓ Los valores de eficiencia al 25 y 100% de la potencia de salida nominal deberán ser superiores al 85 y 88%, respectivamente (valores medidos incluyendo el transformador de salida, si es que existiese) para inversores de potencia inferior a 5Kw y del 90 al 92% para inversores mayores de 5Kw.
- g. El autoconsumo de los equipos (pérdidas en vacío) en “stand-by” o “modo nocturno” deberá ser inferior a un 2% de su potencia de salida nominal.
- h. Factor de potencia superior a 0,95 entre el 25 y el 100% de la potencia nominal.
- i. El inversor deberá inyectar a la red, para potencias mayores del 10% de su potencia nominal.
- j. Deberán tener un grado de protección mínima IP 65 para inversores instalados a la intemperie, cumpliendo la legislación vigente.
- k. Deberán estar garantizados para operar en las siguientes condiciones ambientales: entre 0°C y 40 °C de temperatura y 0°C a 85% de humedad relativa.

³¹ Condiciones Estándar De Medida: Son unas determinadas condiciones de irradiancia y temperatura de la célula solar, utilizadas universalmente para caracterizar células, módulos y generadores solares y definida del modo siguiente:

- Irradiancia solar 1000 w/m².
- Distribución espectral AM 1,5 G.
- Temperatura de célula 25°C.
- Potencia Pico: potencia máxima del panel fotovoltaico en CEM.



Los requisitos técnicos que deben satisfacer los inversores de tipo monofásico o trifásico que funcionan como fuente de tensión fija, es decir cuyo valor eficaz de tensión y frecuencia de salida son fijos, se describen a continuación:

- ✓ Los inversores serán de onda senoidal pura, haciendo una excepción en el caso de que la potencia nominal sea inferior a 1 kVA, ya que en estos casos, no se producen daño a las cargas.
- ✓ El inversor se encarga de una correcta operación en todo el margen de tensiones de entrada que el sistema admita.
- ✓ El inversor será capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada en el margen de temperatura que especifica el fabricante.
- ✓ El inversor debe arrancar y operar todas las cargas que se tienen en la instalación sin interferir en su correcta operación.
- ✓ Para inversores diferentes a los tipos que se han mencionado, se exigirá que cumplan con requisitos de calidad similares.

3.3.3 CONDUCTORES

Considerando recomendaciones internacionales así como las guías técnicas ICT-BT-19, y la ICT-BT-20³², los conductores deben ser de cobre y deben estar aislados a excepción de los que se montan sobre aisladores. Además de cumplir con las normas UNE-EN-60332³³ o IEC 60332³⁴.

Los conductores que se utilizan para la instalación deben contar con la sección adecuada para minimizar las caídas de tensión, así como los calentamientos del cobre por el efecto Joule; para cada uno de los tramos, el rango de caída de tensión debe considerarse entre el 4 y 5% como se indica a continuación:

- ✓ Caída de tensión máxima en la parte de corriente continua, 2.5%.
- ✓ Caída de tensión máxima en la parte de corriente alterna, 1.5%.

³² Instrucciones técnicas complementarias

³³ Métodos de ensayo para cables eléctricos y cables de fibra óptica sometidos a condiciones de fuego. Parte 1-2: Ensayo de resistencia a la propagación vertical de la llama para un conductor individual aislado o cable. Procedimiento para llama premezclada de 1kW.

³⁴ norma de baja escala de prueba de propagación vertical para un cable simple, con el uso de un quemador de 1KW, donde se aplica el fuego durante 60 segundos a una muestra de 60cms (2 pies) de alto.

Esta norma es equivalente a la norma europea EN 50265 y la americana UL VW-1 o CMX.



Para una mayor seguridad, los conductores deben separarse tomando en consideración los positivos y negativos para impedir que se produzcan uniones que termine en cortocircuitos y demás problemas.

En el diseño se debe incluir la cantidad de cable utilizado tanto en la parte de corriente continua como en la parte de corriente alterna considerando reservas pertinentes para futuras instalaciones, así como para evitar la posibilidad de contacto en el momento de flujo de personas.

3.4 ANÁLISIS DE LA FORMA DE CONEXIÓN AL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN

La forma de conexión de la instalación fotovoltaica será directamente a la red de distribución de la Compañía Distribuidora (en este caso la E.E.R.C.S. C.A) es el denominado “punto de conexión”, dicho punto deberá ser determinado por la Compañía en mención tomando en consideración recomendaciones internacionales que aconsejan que dicho punto sea lo más cercano posible al lugar de la ubicación de la instalación, para no alterar de manera significativa la topología de la red de la empresa distribuidora y el correcto funcionamiento del sistema de distribución, así mismo la puesta en funcionamiento de estas instalaciones no podrá dar lugar a condiciones de trabajo peligrosas tanto para el personal de mantenimiento como para los equipos de la red de distribución.

Para el caso de los sistemas de generación fotovoltaicas del tipo residencial (de hasta 1kW), se conectarán directamente a la red de baja tensión (220/127) tomando en cuenta las consideraciones que debe tener el inversor de dicha instalación en cuanto a su conexión con la red.

En el caso de que la potencia nominal generada supere los 5kW, se recomienda que la conexión a la red deba ser trifásica, ya sea mediante inversores monofásicos de hasta 5kW a las diferentes fases o de manera directa por medio de un inversor trifásico.

Una característica a considerarse es que cuando la línea de distribución se desconecta de la red, ya sea por trabajos de mantenimiento que sean requeridos por la empresa distribuidora o ante la actuación de alguna protección de la línea, las instalaciones fotovoltaicas no deberán mantener tensión en la línea de distribución.



En las instalaciones consideradas como grandes (hasta 50 MW), se recomienda que el punto de conexión se realice en la subestación de la empresa distribuidora más cercana al lugar donde se encuentre la instalación fotovoltaica, tomando en consideración los niveles de voltaje y potencia que se manejan en la misma, así como las recomendaciones de seguridad en el momento de la conexión establecidas por la empresa distribuidora.

Cabe mencionar que la conexión podrá realizarse entre la generadora y la empresa distribuidora siempre y cuando exista la capacidad para la entrada de una o más líneas, si es necesario hacer modificaciones o ampliaciones de las instalaciones de conexión a la red existente para facilitar un punto de conexión de la instalación fotovoltaica, dichas mejoras deberán ser costeadas por el generador quedando en libre criterio por parte del mismo el disponer de mutuo acuerdo con la empresa distribuidora empresa distribuidora su mantenimiento, operación y control, previa autorización del CENACE.

Es importante recalcar que para establecer el punto de conexión a la red, se debe tomar en cuenta la capacidad de transporte de la línea, y las distribuciones en diferentes fases de generadores fotovoltaicos provistos de inversores monofásicos.

También se debe considerar que las condiciones de conexión a la red se deben fijar en función de la potencia de la instalación fotovoltaica, con la finalidad de evitar daños a los usuarios con cargas sensibles.

Para el caso de que una instalación fotovoltaica se vea afectada por perturbaciones provenientes de la red de distribución se tiene que aplicar normativas vigentes en el Ecuador referentes a calidad de servicios.

Es por lo tanto que se deben tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

- ✓ La suma de las potencias de las instalaciones en este caso fotovoltaicas que se conecten a una línea no deberá superar la mitad de la capacidad de transporte de la línea en mención en el punto de conexión, se debe tener en cuenta que si el punto de conexión está en un centro de transformación, la suma de las potencias que se conecten a ese centro no tendrá que superar la mitad de la capacidad de transformación.



- ✓ Se debe tener en cuenta que la variación de tensión en su propio punto de conexión, que se provoca por la conexión y desconexión de la instalación fotovoltaica, no deberá ser superior al 5% ni tampoco deberá producir al usuario conectado a la red la superación de los límites que se indican en las normas de redes eléctricas.
- ✓ El factor de potencia de la energía generada debe ser lo más próximo a la unidad, para esto las instalaciones fotovoltaicas que se conecten a la red, deben llegar a un acuerdo con la empresa distribuidora.

3.4.1 ACCESO AL SISTEMA DE UN DISTRIBUIDOR

Para tener una mejor perspectiva se considerará el reglamento vigente en el país para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución, dicho reglamento se presenta en el “Reglamento para el Libre Acceso a los sistemas de Transmisión y Distribución”.

En el artículo 9 de este reglamento se indica que tanto el trasmisor como los distribuidores deben permitir el libre acceso de terceros agentes a la capacidad de transporte existente o remanente de sus sistemas.

Dentro de las obligaciones que debe tener la empresa distribuidora están³⁵:

- ✓ Prestar el servicio público de transporte de energía permitiendo el libre acceso de terceros agentes a sus instalaciones, en los términos de su contrato de concesión cumpliendo con las normas que regulan la prestación de este servicio.
- ✓ Dar cumplimiento a lo acordado con los usuarios en el punto de interconexión en cuanto a la operación del equipo de conexión.
- ✓ Determinar que instalaciones del usuario no reúnen los requisitos técnicos para la conexión al sistema y notificarlo al CONELEC Y CENACE³⁶.

³⁵ REGLAMENTO PARA EL LIBRE ACCESO A LOS SISTEMAS DE TRANSMISION Y DISTRIBUCION, Capitulo III, ACCESO AL SISTEMA DE UN DISTRIBUDOR

³⁶ Centro Nacional De Control De Energía



Las obligaciones del titular de la instalación son las siguientes:

- ✓ Al presentarse una avería en la red o una perturbación importante relacionada con la instalación previa justificación, la empresa distribuidora podrá verificar la instalación sin necesidad de autorización de la autoridad competente, dichos efectos serán conocidos por perturbación importante debido a que afecta a la red de distribución provocando que el suministro a los usuarios no alcance los límites de calidad del producto establecidos por la normativa vigente.
- ✓ Cuando una instalación fotovoltaica perturbe el funcionamiento de la red de distribución, interfiriendo en los límites establecidos de compatibilidad electromagnética, de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto recogido en la normativa aplicable, la empresa distribuidora comunicará al titular de la instalación con el objetivo de que se proceda a remediar las deficiencias en el plazo de 72 horas.
- ✓ Pasado dicho plazo y si persisten las incidencias, la empresa distribuidora podrá proceder a la desconexión de la instalación.
- ✓ El titular de la instalación debe disponer de un medio de comunicación que ponga en contacto y de manera inmediata los centros de control de la red de distribución con los responsables del funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

Además de lo acotado anteriormente, en el reglamento se mencionan las obligaciones recíprocas teniendo entre estas:

- ✓ Firmar los contratos de conexión.
- ✓ Contar con equipos de protección y control necesarios para aislar los efectos en sus instalaciones debido a fallas producidas en equipamientos del distribuidor u otros agentes.



- ✓ Cumplir con la normativa dictada por el CONELEC y los instructivos preparados por el CENACE en cuanto a los sistemas de medición comercial, adquisición de datos en tiempo real.

3.4.2 ENLACE CON LA RED DE LA EMPRESA DISTRIBUIDORA

La instalación eléctrica entre la instalación fotovoltaica y la empresa distribuidora debe tener los siguientes elementos:

- ✓ Interruptor general manual. Este interruptor termomagnético deberá ser accesible a la empresa distribuidora en todo momento para poder realizar la desconexión manual, del mismo modo dicho dispositivo deberá poder ser bloqueado por la empresa distribuidora en su posición de abierto con el fin de garantizar la desconexión de la instalación fotovoltaica en caso de necesitarse dicha acción.
- ✓ Interruptor automático diferencial. El mismo debe constar de las características suficientes para proteger a las personas en caso de derivación de algún elemento de la parte de continua de la instalación fotovoltaica.
- ✓ Interruptor automático de la interconexión. el mismo se utilizará para la conexión y desconexión automática de la instalación fotovoltaica en el caso de darse pérdida de tensión o frecuencias nominales de la red.
- ✓ Una vez que se comprueben dichas protecciones deben quedar establecidas por parte de la empresa distribuidora.
- ✓ El rearme del sistema de conmutación será automático una vez que se restablezca la tensión de red por parte de la empresa distribuidora.³⁷

³⁷ Proyecto de Normativa de la E.E.R.C.S. Para la Generación Distribuida Utilizando Sistemas Fotovoltaicos



3.4.3 VERIFICACIÓN DE LA CONEXIÓN A LA RED

El instalador del sistema fotovoltaico realizará pruebas de la instalación considerando características principales de la instalación así como la superación de tales pruebas.

Se deberá elaborar un manual de características principales de la instalación al igual que una manual de superación de pruebas.

En el caso de que se necesiten pruebas en las que se requieran la conexión de la instalación fotovoltaica a la red, esta deberá tener carácter provisional y se deberá comunicar a la empresa distribuidora (E.E.R.C.S).

Cuando se haya realizado la instalación, así como firmado el contrato y legitimado el manual de superación de pruebas de la instalación, el titular de la instalación tendrá la facultad de solicitar a la empresa distribuidora la conexión a la red siendo necesaria la presentación del manual.

En cualquier momento, la empresa distribuidora podrá realizar una primera verificación a aquellos elementos que afecten de una u otra manera a la regularidad así como seguridad de suministro, percibiendo del titular de la instalación el pago de los derechos previstos en la regulación.

Una vez transcurrido un mes de la solicitud de conexión a la red sin tener ningún tipo de oposición de cualquier índole por parte de la empresa distribuidora, el titular de la instalación podrá realizar la conexión con la red de distribución.

Si la empresa distribuidora encuentra algún tipo de incidencia en los equipos de interconexión o en la propia instalación, informará al titular de la instalación sobre las mismas, y se le concederá un período de tiempo suficiente para que proceda a solucionar tales eventualidades.³⁸

3.5 LEGISLACION Y NORMATIVA

3.5.1 NORMATIVA PARA LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL PAIS

La Constitución de la República del Ecuador establece el derecho exclusivo del Estado de administrar, regular, controlar y gestionar los sectores estratégicos y su responsabilidad en la provisión de los servicios públicos, además, el Estado podrá

³⁸ Proyecto de Normativa de la E.E.R.C.S. Para la Generación Distribuida Utilizando Sistemas Fotovoltaicos



delegar, de forma excepcional, la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos, a la iniciativa privada, en los siguientes casos que establece la Ley:

- 1) Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o,
- 2) Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.

Con base en estas disposiciones, el Consejo Nacional de Electricidad - CONELEC como entidad reguladora del sector eléctrico, aprobó la norma que rige la participación de la iniciativa privada en la generación de energía eléctrica, compuesta por tres regulaciones: La primera regula los casos de excepción en que se podrá delegar a la iniciativa privada, la segunda establece la metodología para el cálculo de los precios y plazos de los proyectos ejecutados por la iniciativa privada y la tercera establece un tratamiento preferente en caso de que se utilice recursos renovables. Las tres normas están vigentes desde el 14 de abril del 2011.³⁹

3.5.2 CASOS DE EXCEPCIÓN PARA LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

El Plan Maestro de Electrificación (PME) es el eje principal en la planificación y desarrollo del sector eléctrico, en él se definen los proyectos de generación eléctrica necesarios para satisfacer la demanda y mantener un margen adecuado de reservas, en el que se determina, cuáles deben ser ejecutados por el Estado y aquellos que serán delegados a la iniciativa privada. Estos últimos se someten a un proceso público de selección para definir la mejor propuesta para su ejecución.

Adicionalmente, el sector privado puede proponer, proyectos que no hayan sido considerados en el PME, siempre y cuando tengan estudios a nivel de prefactibilidad. Estos proyectos deben ser evaluados por el CONELEC y, de ser aprobados, serán sometidos a un proceso de negociación para definir las condiciones económicas para su operación.

³⁹ Excepcionalidad para la participación privada en la generación eléctrica (Regulación No. CONELEC 002/11)



En ambos casos, la propuesta más conveniente en los aspectos técnico y económico, obtendrá el Título Habilitante entregado por el CONELEC para avalar su participación en el sector eléctrico y el Contrato Regulado para la venta de su energía, en el que se incluirán el plazo y el precio para la comercialización de su energía.⁴⁰

3.5.3 PRECIOS Y PLAZOS

La metodología para determinar el plazo de concesión de los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada, tiene el propósito de calcular el tiempo en el que proyectos que se encuentran dentro de ciertos parámetros técnicos y económicos de eficiencia, recuperen la inversión, tanto capital propio como financiado, y además, obtengan un retorno adecuado.

Para definir el retorno adecuado de la inversión, se utiliza una metodología que permite ponderar la rentabilidad que los inversionistas esperan de sus recursos propios y el retorno que necesitan para cubrir la parte financiada, obteniendo así, una tasa de descuento para los flujos financieros.

La definición de la rentabilidad esperada por los inversionistas para sus recursos propios se calcula con el Modelo de Valoración de Activos de Capital, que considera las variables que el inversor toma en cuenta antes de su emprendimiento, tales como: la tasa libre de riesgo, el riesgo específico de la industria y el riesgo asociado al mercado en donde se va a invertir.

La metodología para el cálculo del precio pretende obtener el valor que se deberá reconocer al proyecto para que recupere la inversión, considerando los valores a invertirse que constan en los estudios de factibilidad y aplicando la tasa de descuento obtenida a través del método antes citado. Este precio se utiliza como referencia en el proceso público de selección y en el proceso de negociación.

3.5.4 ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

En consideración a las disposiciones relacionadas con los servicios públicos, las empresas públicas, y la promoción de las energías renovables el CONELEC desarrolló varias Regulaciones con la finalidad de implementar la participación de las empresas privadas en el desarrollo de proyectos de generación y principalmente

⁴⁰ REGULACIÓN No. CONELEC 003/11



orientado a energías renovables no convencionales como; solar, eólicas, biomasa, biogás, e hidroeléctricas de potencia hasta 50 MW.

El CONELEC busca dar una señal económica al sector privado, para promover su inversión en nuevos proyectos de generación con ERNC, la utilización de estas tecnologías representan beneficios al país, tales como: menor impacto ambiental, aporte a la soberanía energética, seguridad en el abastecimiento y aporte a la eficiencia energética.

La normativa aprobada considera el plazo de 15 años para la aplicación de estos precios, así como un despacho preferente para la venta de su energía, con el fin de incrementar el interés de la inversión privada.

A continuación se presentan tres Regulaciones que permiten la implementación de este esquema:

3.5.4.1 REGULACIÓN 002/11 EXCEPCIONALIDAD PARA LA PARTICIPACIÓN PRIVADA EN GENERACIÓN ELÉCTRICA

Establece principios y parámetros que permitan aplicar los casos de excepción para la participación privada en generación de electricidad, definidos en el párrafo segundo del artículo 2⁴¹ de la Ley del Régimen del Sector Eléctrico.

3.5.4.1.1 CUBRIMIENTO DE LA DEMANDA Y RESERVA DE GENERACION

La expansión de generación, determinada en el Plan Maestro de Electrificación (PME), considera el cubrimiento de la demanda y una reserva técnica mínima

⁴¹ “Art. 2.- Concesiones y Permisos.- El Estado es el titular de la propiedad inalienable e imprescriptible de los recursos naturales que permiten la generación de energía eléctrica. Por tanto, solo él, por intermedio del Consejo Nacional de Electricidad como ente público competente, puede concesionar o delegar a otros sectores de la economía la generación, transmisión, distribución y comercialización de la energía eléctrica.

El Estado podrá delegar la prestación del servicio de energía eléctrica en sus fases de generación, transmisión, distribución y comercialización a empresas mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. De forma excepcional, podrá otorgar delegaciones a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria para la prestación del servicio público de energía eléctrica, en cualquiera de los siguientes supuestos:

1. Cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o,
2. Cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas.”

definida por el CONELEC. En el PME deben constar los proyectos que ejecute tanto el Estado como también aquellos delegados a la iniciativa privada para su construcción y explotación.

3.5.4.1.2 INTERES PÚBLICO, COLECTIVO O GENERAL

Se calificará como necesario para satisfacer el interés público, colectivo o general, entre otros, a la promoción de generación eléctrica mediante el uso de Energías Renovables No Convencionales.

Los casos de excepción considerados se muestran en la (Figura 3-6):



Figura 3-6: Casos de excepción considerados.

Fuente: CONELEC.



3.5.4.1.3 PROYECTOS PROPUESTOS POR LA INICIATIVA PRIVADA

La iniciativa privada puede proponer al CONELEC el desarrollo de proyectos de generación que no consten en el PME.

Cada uno de los proyectos de generación, a ser delegados a la iniciativa privada mediante procesos de selección, que serán llevados por Autoridad competente, deberán disponer de la siguiente documentación mínima: estudios de prefactibilidad, que el proyecto propuesto no conste en el PME, que se optimice el uso del recurso natural para generación eléctrica y que no se afecten los proyectos que consten en el PME, que el costo de las centrales de generación no sea superior a los costos promedios estipulados en los contratos regulados, para cada tipo de tecnología, que el cálculo de la energía firme o energía garantizada esté técnicamente sustentado, permiso ambiental y autorización de uso de los recursos naturales, este último en los casos que sea aplicable.

3.5.4.2 REGULACIÓN 003/11 DETERMINACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA EL CÁLCULO DEL PLAZO Y DE LOS PRECIOS REFERENCIALES DE LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN Y AUTOGENERACIÓN

Define la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables.

En las siguientes figuras se resume la aplicación del Regulación 003/11 para las energías, renovables no convencionales:



Figura 3-7: Metodología Precios y Plazos.

Fuente: CONELEC.

La aplicación de la metodología dispuesta dio como resultado la siguiente tabla con los plazos, para los diferentes tipos de generación:

TECNOLOGÍA	PLAZO PARA LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA	PLAZO PARA LA ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	PLAZO PARA LOS AUTOGENERADORES
Tipo de central y rango de potencia	AÑOS		
Vapor	30		30
MC < 514 rpm	20		20
MCI 514 -900	15		15



UNIVERSIDAD DE CUENCA

rpm			
MCI >900 rpm	7		7
Gas Industrial	20		20
Gas Jet	7		7
Eólicas	25	25	25
Fotovoltaicas	20	20	20
Biomasa - Biogás	15	15	15
Geotérmicas	30	30	30
Hidro 0 - 0,5 MW		20	20
Hidro 0,5 - 5 MW	20-30	30	30
Hidro 5 - 10 MW	23-40	40	40
Hidro 10 -50 MW	28-40	40	40
Hidro > 50 MW	32-50		50

Tabla 3-1: Plazos a ser considerados en los Títulos Habilitantes.

Fuente: CONELEC, Regulación 003/11, ANEXO II

Estos son los plazos máximos de concesión que debe constar en el Título habilitante que se otorgue a favor del inversor privado.

La regulación No 003/11 se muestra en el ANEXO 2 del presente trabajo de investigación.

3.5.4.3 REGULACION 004/11 TRATAMIENTO PARA LA ENERGÍA PRODUCIDA CON RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

Determina el procedimiento para la remuneración de la energía producida por las unidades de generación, hidroeléctricas, termoeléctricas o renovables no convencionales, durante los períodos de prueba y de operación experimental, previstos en los respectivos contratos de concesión, permiso o licencia.

3.5.4.3.1 CONDICIONES PREFERENTES**❖ Precios Preferentes**

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la Tabla 3-2. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
SOLAR TERMOELÉCTRICA	31.02	34.12
CORRIENTES MARINAS	44.77	49.25
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Tabla 3-2: Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh).

Fuente: CELEC Regulación 004/11.

La política de incentivos adopta en Ecuador se denomina “Feed-in Tariffs”, es decir precios preferentes para cada tipo de generación, los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con las siguientes particularidades:

Para los generadores de la Tabla 3-2, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época. ANEXO 3.



❖ Despacho preferente

El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6%, de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado.

Si el límite referido anteriormente se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas se someterán a la condiciones de las centrales convencionales en cuanto al despacho y liquidación.

En el caso se dicten políticas de subsidio o compensación tarifaria por parte del Estado, para el fomento a la producción de energías renovables no convencionales, podrá haber un despacho preferente sobre el 6% y hasta el porcentaje máximo que se determine en esas políticas.

Los generadores hidroeléctricos que se acojan a esta Regulación tendrán un despacho obligatorio y preferente

La política de incentivos adopta en Ecuador se denomina “Feed-in Tariffs”, es decir precios preferentes para cada tipo de generación.

REG 004/11 . POLITICA DE INCENTIVOS



Esquema Aplicado: Feed – In Tariffs

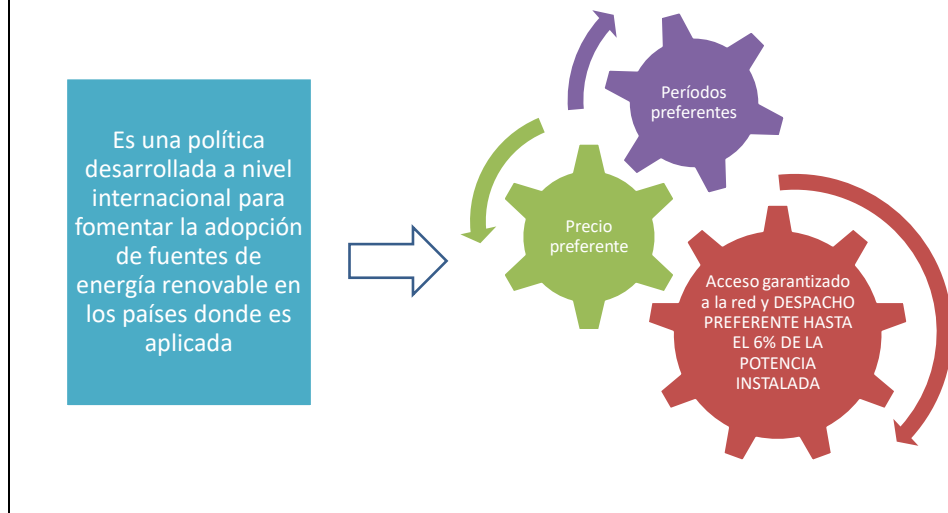


Figura 3-8: Esquema adoptado por Ecuador Feed - In Tariffs

Fuente: CONELEC.

A continuación se resume la participación de los proyectos que utilizan Energía Renovable no Convencional, en el esquema actual del sector eléctrico:

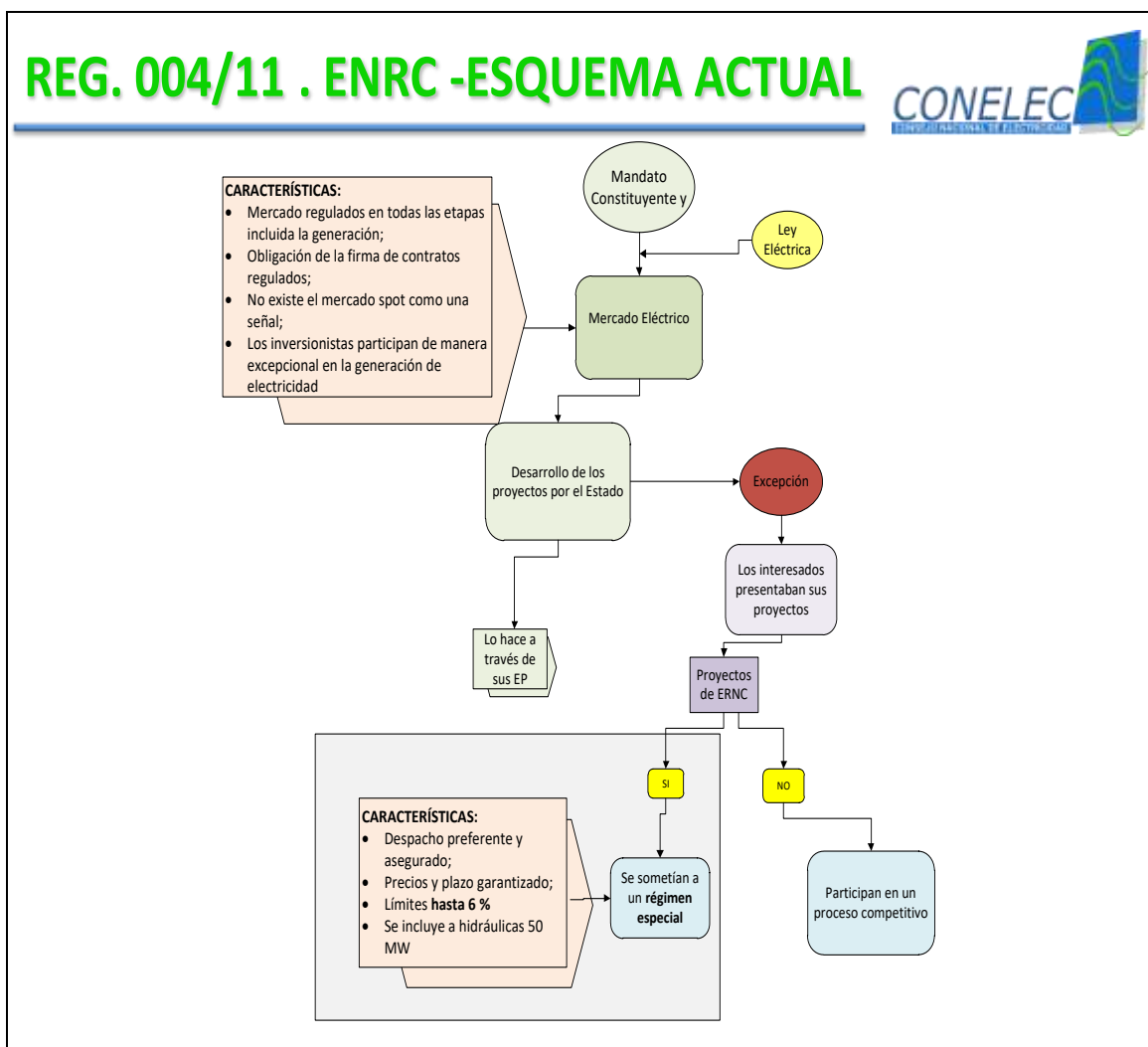


Figura 3-9: Participación de proyectos en el esquema actual del sector eléctrico

Fuente: CONELEC. Regulación 004/11. Vigente desde el 14/04/2011

3.5.4.3.2 PROCESO DE CALIFICACION PARA ACCEDER A PRECIOS PREFERENTES

Los siguientes son los documentos y pasos que los inversionistas privados deben efectuar para acceder al proceso de calificación:



❖ **Presentación de documentos**

Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica;

- ✓ Copia certificada del nombramiento del representante legal;
- ✓ Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC.
- ✓ Memoria descriptiva del proyecto.
- ✓ Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor, o a un sistema aislado;
- ✓ Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente.
- ✓ Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso natural, por parte del organismo competente; y
- ✓ Esquema de financiamiento

❖ **Calificación**

El CONELEC, evaluando el parque generador que cubre la demanda eléctrica del país, podrá negar la solicitud del generador no convencional en caso se estime que la energía a entregarse no cumple con los requisitos y límites dispuestos en la Regulación 004/11.

❖ **Certificado**

Si el proyecto fue calificado, se otorgará un Certificado previo al Título Habilitante, indicando que la empresa es apta para el desarrollo y operación de un proyecto de generación y otorgando un plazo máximo para la firma del Título Habilitante.

❖ **Exclusividad del proyecto calificado**

Hasta la firma del Título Habilitante no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el poseedor del Certificado.

❖ **Título Habilitante**

El proyecto calificado y otorgado el certificado, se someterá a lo descrito en la normativa vigente para la obtención del Título Habilitante.



3.5.4.4 NORMATIVA APLICABLE A LA PROTECCION AMBIENTAL

El Artículo 15 del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas establece que “Toda empresa autorizada para realizar actividades eléctricas en el país, están obligadas a cumplir con las disposiciones de las leyes y reglamentos establecidos en el mismo, con el fin de que el contenido contaminante en dicho proyecto no supere con los niveles establecidos en las normas nacionales de protección ambiental y control de contaminación”. Estas son:

- ✓ Emisiones a la atmósfera.
- ✓ Niveles de ruido.
- ✓ Descargas al agua.
- ✓ Prevención y control de la contaminación del suelo.
- ✓ Desechos sólidos.
- ✓ Normas establecidas por los Municipios en sus áreas de jurisdicción.
- ✓ Ordenanzas de protección ambiental emitidas por los gobiernos seccionales.
- ✓ Los proyectos de generación de energía eléctrica, cuya capacidad total sea mayor o igual a 1MW, requieren de un Estudio de Impacto Ambiental, mientras que;
- ✓ Los proyectos cuya capacidad sea menor a 1MW no requieren de un Estudio de Impacto Ambiental.
- ✓ Los programas y acciones destinados a la prevención y compensación de impactos ambientales considerados negativos, durante las fases de construcción, operación, mantenimiento y retiro del proyecto.
- ✓ los programas de monitoreo, control y seguimiento que permita evaluar el cumplimiento del Plan de Manejo Ambiental, según lo establecido en el Artículo 26 del reglamento vigente.
- ✓ Los programas de capacitación y entrenamiento ambientales aplicables al proyecto y;
- ✓ El presupuesto, cronograma y costos de cada programa, y el responsable de la ejecución del PMA.



3.5.4.5 PROCEDIMIENTO PARA LA APROBACIÓN

Una vez entregada toda la documentación al CONELEC, el titular de la concesión, permiso o licencia, deberá esperar la resolución del mismo dentro de un plazo de 30 días calendario. Si no existiese ningún pronunciamiento en el plazo establecido, se considerará que el Estudio de Impacto Ambiental ha sido aprobado.

Si el Estudio de Impacto Ambiental no fuese aprobado, se notificará por escrito al interesado, con su respectiva justificación de porque no fue aprobado.

En el Artículo 39 del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, se indica que es responsabilidad del Ministerio del Ambiente realizar el análisis del Estudio de Impacto Ambiental Preliminar y Definitivo; y luego de la aprobación de los mismos por parte del CONELEC; emitir la licencia ambiental correspondiente, dentro de un plazo de 30 días calendario. Si durante este plazo no existe ninguna pronunciación por parte del Ministerio, se considerará que el Estudio ha sido autorizado.

3.5.5 EVOLUCIÓN DE LA NOMATIVA INTERNACIONAL APLICADA A LA GENERACIÓN FOTOVOLTAICA CONECTADA A LA RED

Real Decreto 2366/1994 de 9 de Diciembre, sobre producción de energía eléctrica para las instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables.

Real Decreto 2200/1995, de 28 de diciembre por el que se aprueba el Reglamento de la Infraestructura para la Calidad y Seguridad Industrial.

Decreto 26/1996, de 9 de febrero, de la Consejería de Industria y Comercio del Gobierno de Canarias por el que se simplifican los procedimientos administrativos aplicables a las instalaciones eléctricas.

Real Decreto 1627/1997, de 24 de octubre, por el que se establecen disposiciones mínimas de seguridad y salud en las obras de construcción.

Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por recursos o fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración.

Real Decreto 1663/2000, de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.



Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica. (BOE 27-12-2000).

RESOLUCIÓN de 31 de mayo de 2001, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para instalaciones solares fotovoltaicas conectada a la red de Baja Tensión.

Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.

Real Decreto 842/2002, de 2 de agosto de 2002, por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión e Instrucciones Técnicas Complementarias.

Guía Técnica de aplicación al Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

Real Decreto 1433/2002 de 27 de diciembre, por el que se establecen los requisitos de medida en baja tensión de consumidores y centrales de producción en Régimen Especial.

Ley 51/2002, de 27 de diciembre, de reforma de la Ley 39/1988, de 28 de diciembre, Reguladora de las Haciendas Locales, por la que se habilita a los Ayuntamientos para establecer bonificaciones en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras, a favor de las construcciones, instalaciones u obras que contribuyan o se refieran al uso de la energía solar, a los planes de fomento de la inversión privada en infraestructuras, a las viviendas de protección oficial y a las condiciones de acceso y habitabilidad de los discapacitados.

Real Decreto Ley 2/2003, de 25 de abril, de medidas de reforma económica. Capítulo II – Artículo 13 sobre “Fomento de las Energías Renovables”. Y Artículo 14 “Fomento del aprovechamiento térmico o eléctrico de la energía proveniente del sol para autoconsumo”.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

ORDEN de 16 de abril de 2010, por la que se aprueban las Normas Particulares para las Instalaciones de Enlace, en el ámbito de suministro de Endesa Distribución Eléctrica, S.L.U. y Distribuidora Eléctrica del Puerto de La Cruz, S.A.U., en el territorio de la Comunidad Autónoma de Canarias.

Real Decreto 208/2005, de 25 de febrero, sobre aparatos eléctricos y electrónicos y la gestión de sus residuos.

Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación.

DECRETO 141/2009, de 10 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento por el que se regulan los procedimientos administrativos relativos a la ejecución y puesta en servicio de las instalaciones eléctricas en Canarias.

Orden de 25 de mayo de 2007 (B.O.C. número 121, de 18 de junio de 2007), por la que se regula el procedimiento telemático para la puesta en servicio de instalaciones eléctricas de baja tensión.

Real Decreto 661/2007, de 26 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial que sustituye al Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial por una nueva regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.

REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología.

Normas de la Compañía Suministradora / Distribuidora de energía eléctrica.

Ordenanzas Municipales del lugar donde se ubique la instalación.

Colección de Norma UNE del REBT y Normas UNE declaradas de obligado cumplimiento

Otras normas UNE / EN / ISO / ANSI / DIN de aplicación específica que determine el Ingeniero proyectista.

Y resto de normas o reglamentación que le sean de aplicación. Salvo que se trate de prescripciones cuyo cumplimiento esté obligado por la vigente legislación, en caso de discrepancia entre el contenido de los documentos anteriormente mencionados se aplicará el criterio correspondiente al que tenga una fecha de aplicación posterior.

Asimismo se recomienda la aplicación de los siguientes documentos:

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2005-2010 del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio-IDAE-Agosto 2005.

Pliego de Condiciones Técnicas para Instalaciones Fotovoltaicas conectadas a Red – Documento del IDAE. Año 2002.

3.6 MEDICIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA E INTERCAMBIADA CON LA RED

En una planta FV conectada a la red pública, los sistemas de medición deben detectar:

- ✓ la energía eléctrica tomada de la red;
- ✓ la energía eléctrica inyectada a la red;
- ✓ la energía producida por la planta FV.

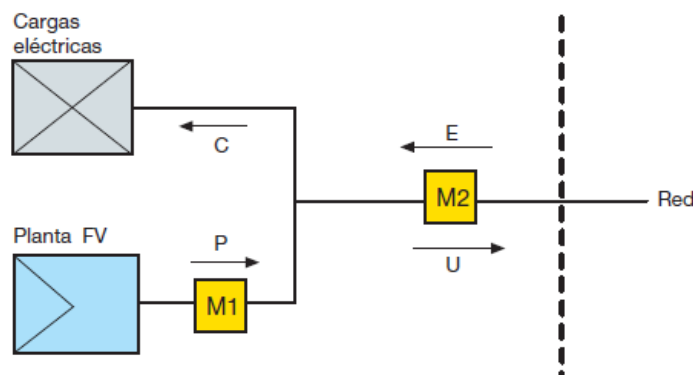


Figura 3-10: La modalidad de inserción de los sistemas de medición.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

El balance energético del sistema referido a un periodo de tiempo determinado viene dado por:

$$(3-5) \quad U - E = P - C$$

Dónde:

U = es la energía producida por la planta FV y la energía inyectada a la red.

E = es la energía extraída de la red.

P = energía producida por la planta FV (subvencionada por la tarifa regulada).

C = es la energía consumida por la instalación del usuario.

En horas nocturnas o cuando la planta FV no produce energía por otras razones entonces:

$$(3-6) \quad U = P = 0$$

Por lo tanto de la ecuación (3-5)

$$(3-7) \quad E = C$$

En otras palabras, toda la energía consumida se toma de la red.

Por el contrario, cuando la planta FV genera energía, pueden darse dos situaciones:

- ✓ $P > C$: en este caso el balance es positivo y se inyecta energía a la red;
- ✓ $P < C$: en este caso el balance es negativo y se extrae energía de la red.

La energía intercambiada con la red se mide generalmente con un contador electrónico bidireccional M2 donde el sistema de medición debe ser de tipo horario.

La empresa de distribución es en general la responsable de la instalación y el mantenimiento del equipo de medición de energía intercambiada.

El decreto ministerial DM 06/08/2010⁴² define la energía eléctrica producida por una planta FV como sigue:

⁴² Decreto Ministerial de la República Italiana dictada el seis de Agosto del 2010



- ❖ "para plantas conectadas a redes BT, es la energía medida a la salida del equipo inversor que convierte corriente continua en alterna, incluyendo cualquier transformador de aislamiento o adaptación, antes de que esta energía esté disponible para las cargas eléctricas del sujeto responsable y/o inyectada a la red pública";
- ❖ "para plantas conectadas a redes de MT o AT, es la energía medida a la salida del equipo inversor que convierte corriente continua en corriente alterna de baja tensión antes de que esta energía esté disponible para las cargas eléctricas del sujeto responsable y antes de que se produzca la transformación de alta tensión en media tensión para su inyección a la red pública".

La medida de la energía producida se realiza con un contador M1, que debe ser capaz de detectar la energía producida medida en horas y estar equipado con un dispositivo remoto de consulta y adquisición de las medidas del administrador de la red. El equipo de medición de la energía producida debe instalarse lo más cercano posible al inversor y contar con los dispositivos antifraude adecuados.

En plantas con potencia nominal no superior a 20 kW, el responsable de la medición de la energía producida es el administrador de la red, mientras que si la potencia supera los 20 kW, el responsable es el usuario "activo" (es decir, el usuario que también produce energía), que tiene la facultad de utilizar al administrador de la red para realizar esta actividad y a la vez mantener la responsabilidad de este servicio. (Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10).

3.7 ANÁLISIS TÉCNICO EN LAS ZONAS DE MÁXIMA Y MÍNIMA RADIACIÓN EN EL ECUADOR

De acuerdo al ANEXO 1 de éste trabajo de investigación, las zonas de máxima y mínima generación en lo que a radiación solar respecta, está tomado de la base de datos del Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts. Para el análisis se tomará en cuenta la radiación promedio analizando cada una de las provincias del País que constan en el cuadro de radiación solar en las cuales se encuentran algunas provincias y ciudades importantes con su respectiva latitud y longitud, y su radiación para cada uno de los meses del año.



3.7.1 ANÁLISIS EN LA ZONA DE MÁXIMA RADIACIÓN

La zona de mayor radiación en el Ecuador es la ciudad de Puerto Vaquerizo Moreno, situada al suroeste de la isla de San Cristóbal, la isla más oriental del archipiélago. con una radiación promedio de $5,31 \frac{Kw \cdot h}{m^2}$, que es un valor de radiación suficiente para montar una planta de generación fotovoltaica y entregarla a la red, pero debido a que éste lugar se encuentra en una isla y alejado de un punto de conexión, es decir la red de distribución está a kilómetros de distancia, por lo cual resultaría desventajoso montar en ese lugar una planta fotovoltaica debido a que alteraría de manera significativa la topología de la red de la empresa distribuidora, y el correcto funcionamiento del sistema de distribución.

Cabe resaltar que en estos lugares se tiene una generación fotovoltaica, pero para uso propio o aislada, además de aprovechar la energía del sol, los habitantes del sector hacen uso de las altas velocidades de los vientos para obtener generación eléctrica mediante aerogeneradores como es el proyecto Eólico San Cristóbal, que se encuentra en operación comercial desde Octubre del 2007 y es manejado en su totalidad por la sociedad anónima Eólica San Cristóbal S.A. – EOLICSA de la cual es propietario en un 100% el Fideicomiso Mercantil Proyecto Eólico San Cristóbal. EOLICSA es una empresa privada, que transferirá sus activos luego de siete años de actividad comercial a la empresa eléctrica provincial Galápagos S.A. ELECGALAPAGOS.

San Cristóbal con una radiación promedio de $5,09 \frac{Kw \cdot h}{m^2}$, se convierte también en uno de los lugares con mayor radiación solar disponible en el Ecuador.

Para el análisis de máxima radiación se tomaron los datos proporcionados por el instituto de energía solar de la Universidad de Massachusetts, en la cual destaca Quito como la ciudad con mayor radiación dentro del país.

3.7.1.1 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

De acuerdo a nuestro Software tenemos de la base de datos la siguiente información de radiación y las HSP⁴³:

⁴³ HSP (Horas de sol pico). Número de horas diarias que, con una irradiancia solar ideal de 1000 W/m² proporciona la misma irradiación solar total que la real de ese día.

MES	MJ/m ²	KW*h/m ²
ENERO	17,8	4,9
FEBRERO	16,7	4,6
MARZO	17,2	4,8
ABRIL	16,3	4,5
MAYO	17,4	4,8
JUNIO	16,9	4,7
JULIO	19,9	5,5
AGOSTO	19,7	5,5
SEPTIEMBRE	17,6	4,9
OCTUBRE	18,9	5,2
NOVIEMBRE	18,5	5,1
DICIEMBRE	18,5	5,1
MEDIA	17,9	5

Tabla 3-3: Hora Solar pico para la Ciudad de Quito.

El origen e interpretación de la hora solar pico puede comprenderse a partir de las siguientes consideraciones:

La irradiancia solar sobre la superficie terrestre en un día cualquiera puede tener un comportamiento como el mostrado en la Figura 3-11. La presencia de las nubes modifica esta distribución, pero en el presente análisis, no resulta esencial y no será tomada en cuenta.

La característica de esta distribución cambia según el verano o el invierno, algo también importante para un análisis integral a lo largo del año, pero para la interpretación de la hora solar pico mantendremos como referencia la distribución mostrada en la Figura 3-11, como ejemplo de un día cualquiera.

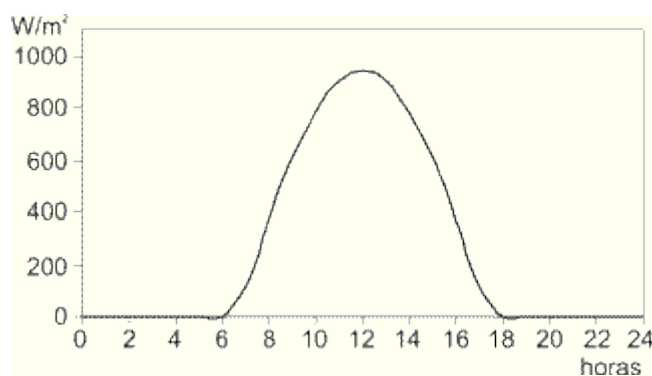


Figura 3-11: Distribución horaria de la irradiancia solar en un día sin nubes.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

De acuerdo a la NORMATIVA DE LA E.E.R.C.S. PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS, “la conexión a la red de distribución para los sistemas de generación fotovoltaica del tipo residencial (de hasta 1kW), se conectarán directamente a la red de baja tensión (220/127) tomando en cuenta las consideraciones que debe tener el inversor de dicha instalación en cuanto a su conexión con la red, además se debe realizar una inspección previa por parte del personal de la empresa distribuidora para determinar si la red es apta para la conexión en dicho punto”.

Por lo tanto para conectar un sistema fotovoltaico directamente a la red de baja tensión, vamos a generar una potencia pico de 1KW con el generador fotovoltaico y determinar las diferentes pérdidas tanto para los datos de máxima y mínima radiación, en la energía obtenida al final.

Por lo tanto tenemos que:

HSP = 5h, para la ciudad de Quito.

$$P = 1.0KW$$

Por lo tanto el valor de Energía será:

$$E = P * HSP$$

$$E = 1KW * 5h$$

$$E = 5Kwh$$

A este valor de energía se lo multiplica por el rendimiento del inversor elegido, en nuestro caso escogemos el inversor monofásico “Ingecon Sun 2.5 de INGETEAM” que es un inversor monofásico para conexión a red de 2,5 KW de potencia nominal, más detalles ver ANEXO 4.

De esta manera entonces se tiene:

$$E = 5KWh * 0,94$$

$$E = 4,7 KWh$$

Procediendo con el cálculo, multiplicaremos **E** por el coseno de del ángulo al cual va a estar orientado el panel solar, como ya se explicó en el punto 2.7.1 elegiremos una inclinación de 15 °, en beneficio de una mayor captación durante



UNIVERSIDAD DE CUENCA

el invierno, cuando la luminosidad disminuye, a costa de una peor captación en verano, cuando hay una mayor cantidad de luz.

$$4,7 * \cos 15 = 4,54 \text{ KWh}$$

Para obtener un valor de energía por mes tendremos:

$$4,54 * 31 = 140,74 \text{ KWh/ mes}$$

Potencia a Instalar(kW) 1	Mes	HSP (kWh/m ²)	Energía	Eficiencia % 0,94	Angulo °	Corrección de ángulo	Días	kWh/Mes
COS(15) 0,965926	Enero	4,9	4,9	4,606	15	4,449055156	31	137,92071
	Febrero	4,6	4,6	4,324	15	4,176664024	29	121,123257
	Marzo	4,8	4,8	4,512	15	4,358258112	31	135,106001
	Abril	4,5	4,5	4,23	15	4,08586698	30	122,576009
	Mayo	4,8	4,8	4,512	15	4,358258112	31	135,106001
	Junio	4,7	4,7	4,418	15	4,267461068	30	128,023832
	Julio	5,5	5,5	5,17	15	4,99383742	31	154,80896
	Agosto	5,5	5,5	5,17	15	4,99383742	31	154,80896
	Septiembre	4,9	4,9	4,606	15	4,449055156	30	133,471655
	Octubre	5,2	5,2	4,888	15	4,721446288	31	146,364835
	Noviembre	5,1	5,1	4,794	15	4,630649244	30	138,919477
	Diciembre	5,1	5,1	4,794	15	4,630649244	31	143,550127
TOTAL DE ENERGÍA (kWh/año)								1651,77982

Tabla 3-4: Cálculo de la Potencia anual para una instalación de 1 KW.

Fuente: Elaboración Propia con datos del cálculo anterior para cada mes de año.

Para observar el comportamiento del sol para cada mes del año, del software se puede utilizar la opción Geometría Solar dentro del menú que se despliega en el programa, ingresando los datos de latitud la latitud de la ciudad de Quito (Iñaquito) que es de -1.66667° , la longitud -78.5000° y el día del año que se tomará es el 21 de cada mes a las 12 del día obteniendo las montañas solares para cada mes del año. (Ver ANEXO 5)

Ya que se tiene la energía producida al año, vamos a proceder a conectar los paneles, para el efecto se necesitará de 4 paneles "Suntech STP250S-20/Wd Monocristalino" (Ver ANEXO 6) conectados en serie, para obtener el rango de tensión que ingrese al inversor.

3.7.1.2 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR SOMBREADO DEL GENERADOR

Un sistema fotovoltaico de conexión a la red suele estar afectado por la presencia de sombras en determinadas horas del día, estas sombras sobre los paneles generan pérdidas energéticas causadas por la disminución de captación de irradiación solar, y los posibles efectos del mismatch o de conexionado, a las que estas puedan dar lugar al afectar a la potencia individual de uno o más paneles del generador.

En nuestro caso no conocemos exactamente donde vamos a ubicar nuestro generador fotovoltaico, pero daremos uso del software y supondremos un efecto de sombra para saber cómo afecta este efecto de sombreado y que porcentaje se pierde por el mismo.

Vamos a simular con la herramienta Censolar, un perfil de obstáculos que ocasionarán sombras a la generación.

Supondremos que el edificio diseñado a continuación, sea el que ocasione sombra al generador, supondremos que tiene esta forma:

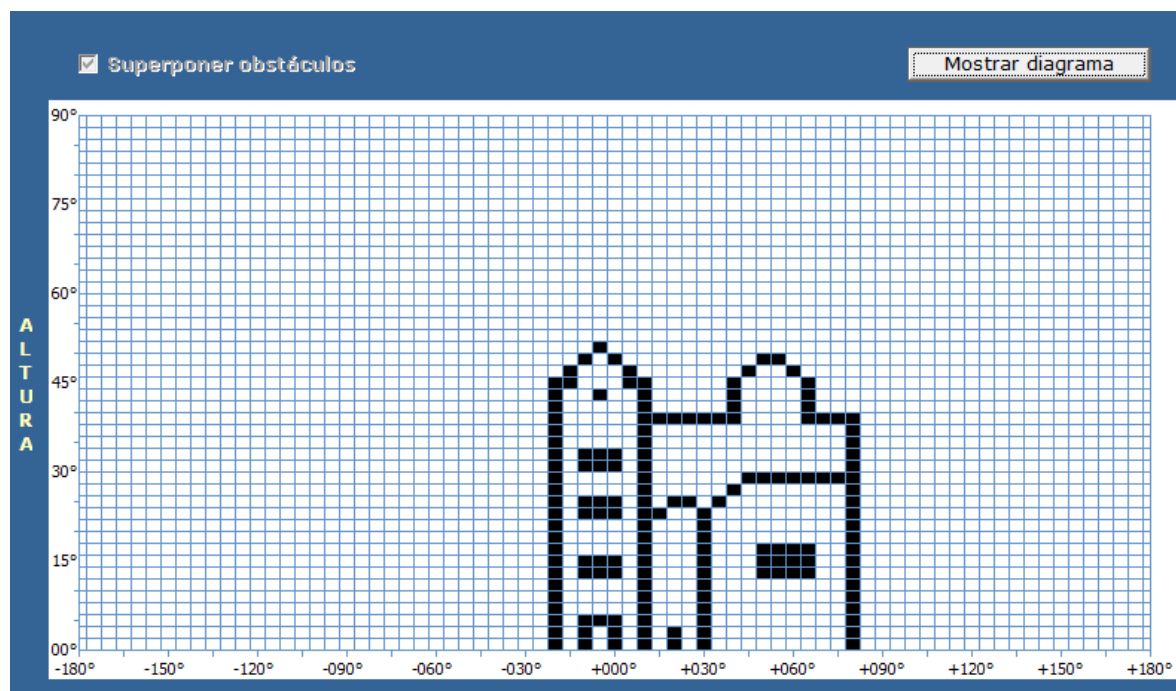


Figura 3-12: Diseño del perfil de Obstáculos para efecto de sombra.

A continuación se procede a determinar las pérdidas de acuerdo a las condiciones del lugar en donde se encuentra ubicado el generador fotovoltaico, su latitud, longitud e inclinación de los paneles. Normalmente se suele tomar un ángulo mayor, aproximadamente 15° , en beneficio de una mayor captación durante el invierno, cuando la luminosidad disminuye, a costa de una peor captación en verano, cuando hay una mayor cantidad de luz.

En nuestro caso sería Quito con latitud de $-0,166667$ y longitud $-78,5$ e inclinación de 15° , y de orientación que se realiza hacia el sur será de 25° .

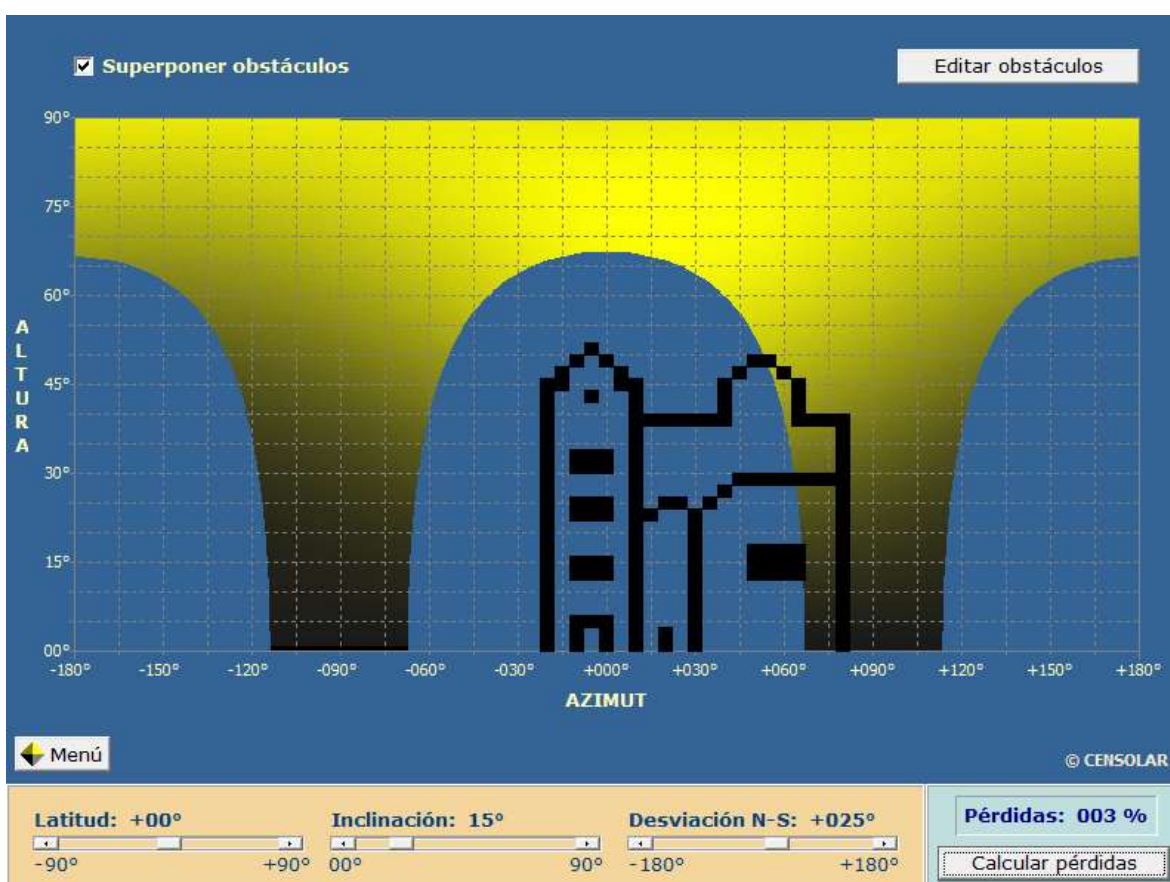


Figura 3-13: Pérdidas por sombreado, dependiendo del perfil de obstáculos.

De acuerdo al cálculo de pérdidas por sombreado se tiene un total de pérdidas del 3%, afectando estas pérdidas en la ganancia de la producción de electricidad por mes disminuyendo un 3% de su producción económica, es por esta razón que se deben tener en cuenta estas pérdidas y tratar de ubicar el generador en un lugar en donde la sombra del obstáculo no sea tan significativa y si es posible en un lugar libre de obstáculos que originen sombras.



3.7.1.3 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR POSICIÓN

Para el cálculo de pérdidas por posición se procede primeramente a corregir los límites de inclinación aceptables en función de la diferencia entre la latitud del lugar en cuestión y la de 41° , de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$(3-8) \quad \textit{Inclinacion máxima} = \textit{inclinación}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \textit{latitud})$$

$$(3-9) \quad \textit{Inclinación mínima} = \textit{inclinación}(\phi = 41^\circ) - (41^\circ - \textit{latitud}),$$

siendo 0 su valor mínimo.

En casos cerca del límite, y como instrumento de verificación, se utilizará la siguiente fórmula:

$$(3-10) \quad \textit{Pérdidas}(\%) = 100 * [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2 + 3,5 \times 10^{-5} \alpha^2] ;$$

$$\textit{Para } 15^\circ < \beta < 90^\circ$$

$$(3-11) \quad \textit{Pérdidas}(\%) = 100 * [1,2 \times 10^{-4}(\beta - \phi + 10)^2] ; \textit{Para } \beta \leq 15^\circ$$

Nota: α , β , ϕ se expresan en grados, siendo ϕ la latitud del lugar.

Dando uso al programa Censol, que también cuanta con esta herramienta para el cálculo por posición, en un periodo de captación de Enero a Diciembre obtendremos las pérdidas de una manera fácil y rápida ingresando los siguientes datos.

Azimut=+25°

Inclinación= +15°

Latitud=-0,16667°

Correspondientes al lugar en donde se está analizando.

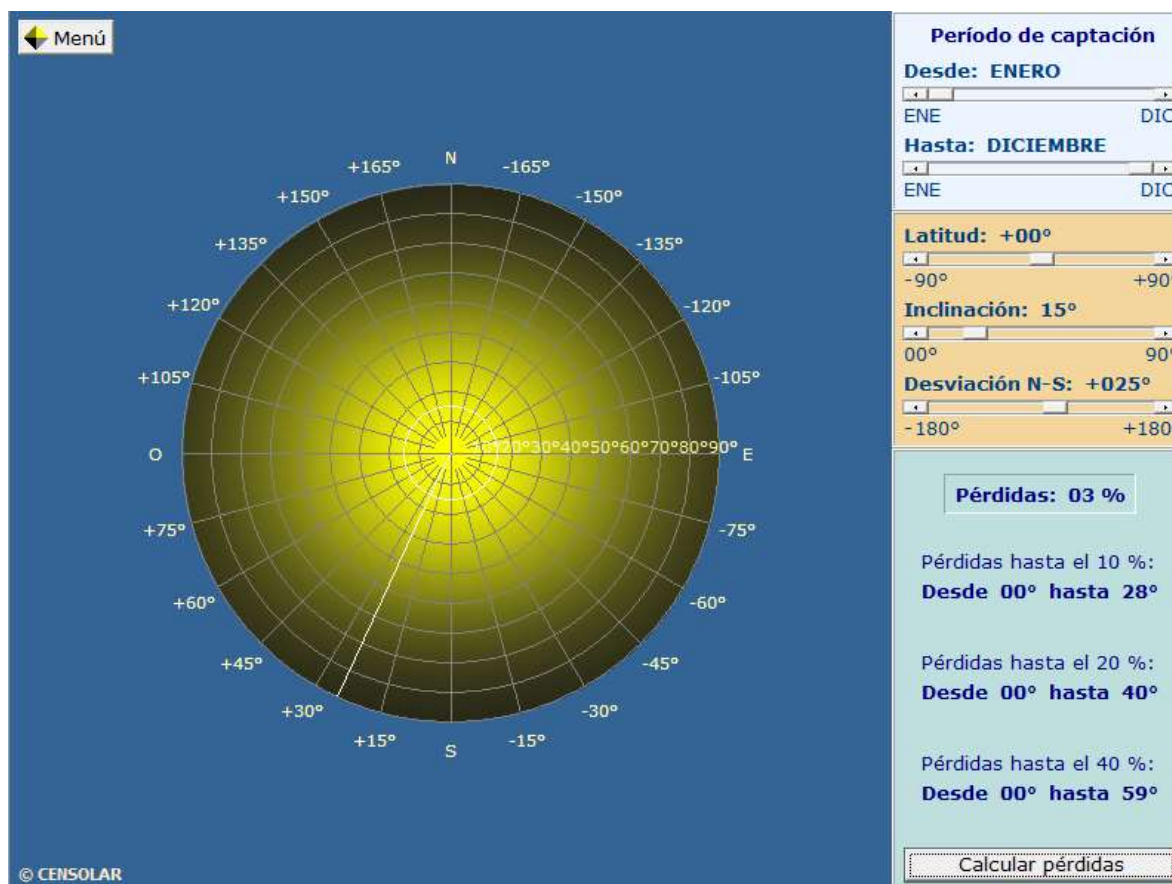


Figura 3-14: Cálculo de pérdidas por posición de los paneles.

Correspondiente a un total de pérdidas del 3% por posición, dependiendo de la latitud del lugar, la inclinación y desviación.

3.7.1.4 GANANCIAS MEDIANTE EL USO DE SEGUIDORES SOLARES

Como ya se explicó en el capítulo anterior, los sistemas de seguimiento solar lo que hacen es mover las superficies receptoras, para así maximizar la energía solar recibida a lo largo de un periodo de tiempo.

La ventaja de los seguidores solares es que la radiación solar es siempre perpendicular a los módulos, para aprovechar al máximo la energía del sol.

La ganancia que se produce con los seguidores solares será distinta de un lugar a otro, como consecuencias de las variaciones de la latitud y del clima.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Si en nuestro pequeño sistema que tomamos como ejemplo, colocásemos sistemas de seguimiento solar, la ganancia que obtendrías sería la siguiente.

SEGUIMIENTO SOLAR CAPTACIÓN ANUAL MEDIA RESPECTO A LA MÁXIMA SIN SEGUIMIENTO					
HSP 12:00					
21 DE CADA MES	MJ/m ²	KW*h/m ²	EN UN EJE HORIZONTAL	EN UN EJE VERTICAL	EN DOS EJES
ENERO	17,8	4,9	6,125	5,733	6,517
FEBRERO	16,7	4,6	5,75	5,382	6,118
MARZO	17,2	4,8	6	5,616	6,384
ABRIL	16,3	4,5	5,625	5,265	5,985
MAYO	17,4	4,8	6	5,616	6,384
JUNIO	16,9	4,7	5,875	5,499	6,251
JULIO	19,9	5,5	6,875	6,435	7,315
AGOSTO	19,7	5,5	6,875	6,435	7,315
SEPTIEMBRE	17,6	4,9	6,125	5,733	6,517
OCTUBRE	18,9	5,2	6,5	6,084	6,916
NOVIEMBRE	18,5	5,1	6,375	5,967	6,783
DICIEMBRE	18,5	5,1	6,375	5,967	6,783
Media Anual	17,9	4,96	6,196	5,800	6,593

Tabla 3-5: Valores de ganancia por seguimiento solar.

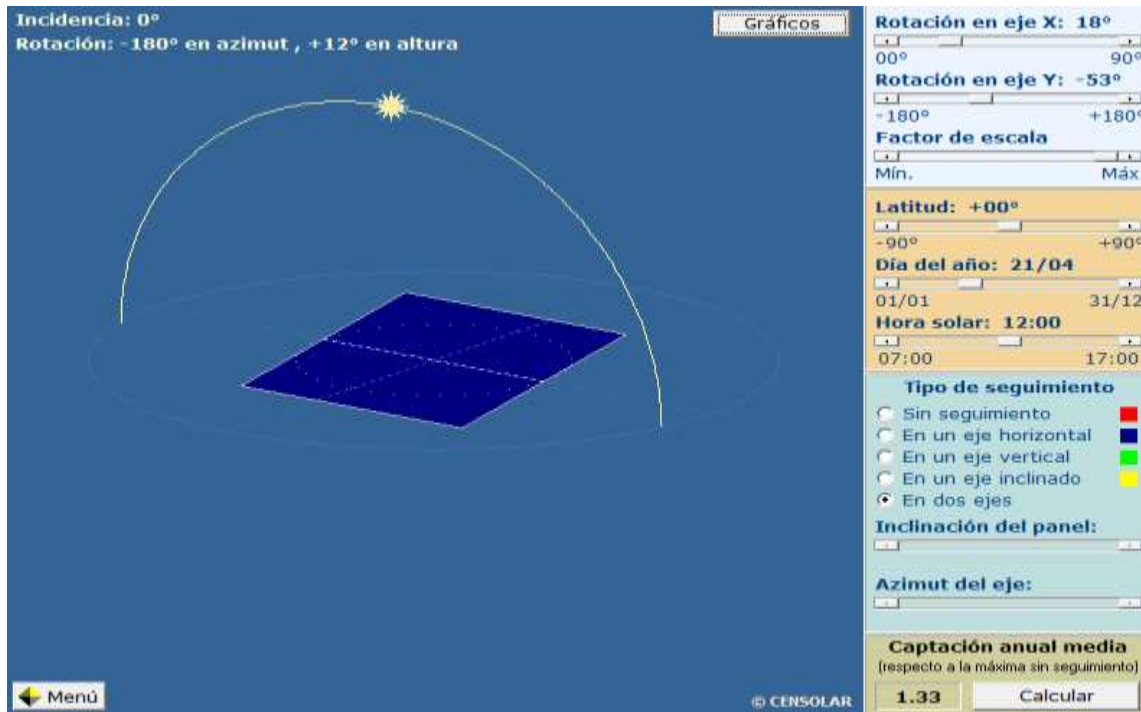


Figura 3-15: Ejemplo de posición del sol para un seguimiento solar en dos ejes.

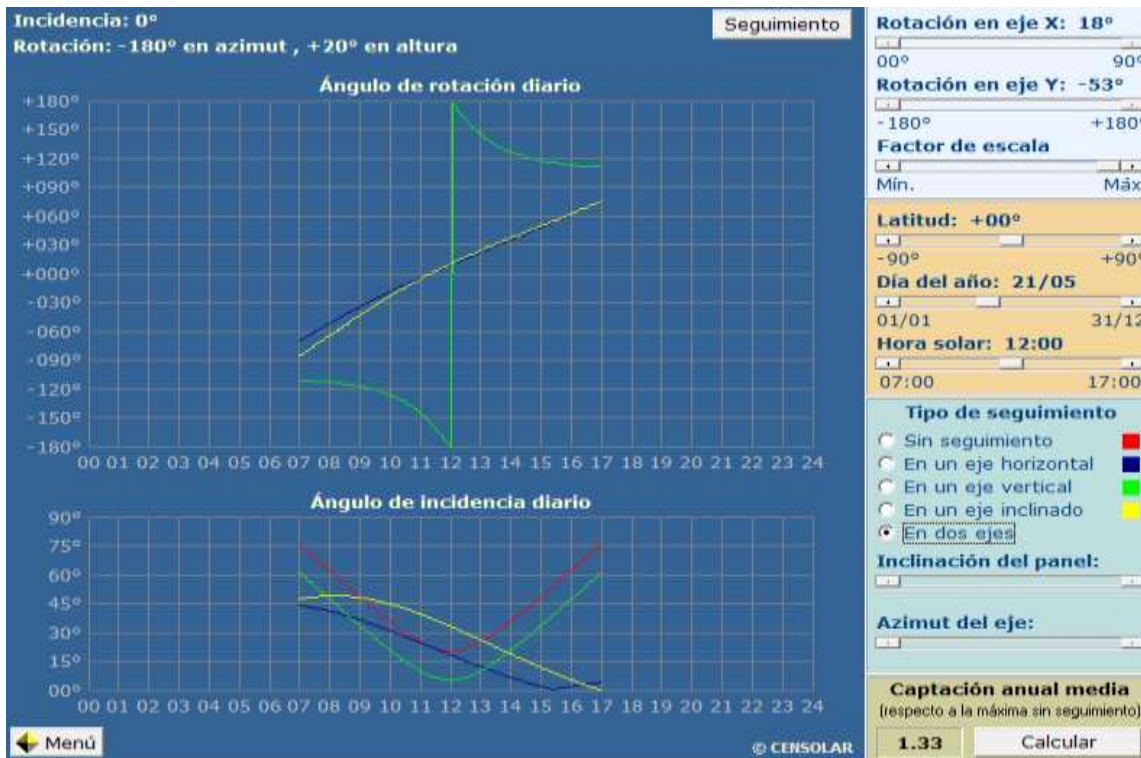


Figura 3-16: Graficas de variación por seguimiento solar.

3.7.2 ANÁLISIS EN LA ZONA DE MÍNIMA RADIACIÓN

La zona con la más baja radiación en el Ecuador, es el Cantón de Santa Rosa perteneciente a la provincia del Oro, con una radiación solar promedio de $3,2 \frac{Kw \cdot h}{m^2}$, Se encuentra a una altitud de 39 metros sobre el nivel del mar y con una temperatura promedio de 26 a 30 grados centígrados.

Sus coordenadas son 3°25'60" N y 79°58'0" E en formato GMS (grados, minutos, segundos) o -3.43333 y -79.9667 (en grados decimales).

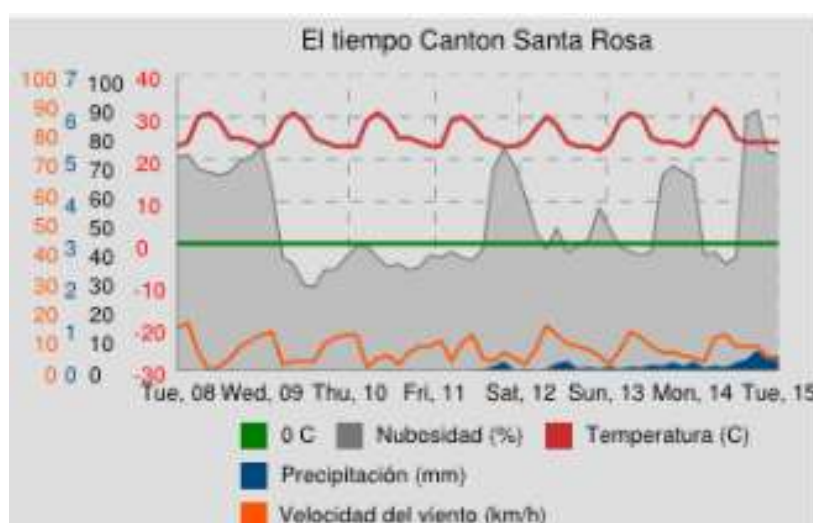


Figura 3-17: El tiempo en el cantón Santa Rosa en los días 8 al 15 de Enero del 2013.

Fuente: <http://es.getamap.net>⁴⁵.

3.7.2.1 CÁLCULO DE LA PRODUCCIÓN ANUAL ESPERADA

De acuerdo a nuestro Software tenemos de la base de datos la siguiente información de radiación y las HSP, muy parecidas a los datos que contiene el Anexo 1:

MES	MJ/m ²	KW*h/m ²
ENERO	12,2	3,4
FEBRERO	12,8	3,6
MARZO	14,9	4,1

⁴⁴ (<http://es.getamap.net>)

⁴⁵ (<http://es.getamap.net>)

ABRIL	14,9	4,1
MAYO	13,7	3,8
JUNIO	10,7	3
JULIO	11,3	3,1
AGOSTO	11,6	3,2
SEPTIEMBRE	10,9	3
OCTUBRE	11,2	3,1
NOVIEMBRE	10,9	3
DICIEMBRE	12,6	3,5
MEDIA	12,3	3,4

Tabla 3-6: Hora Solar pico para la Ciudad de Santa Rosa.

De la misma manera que para el cálculo de máxima radiación procederemos a conectar el mismo sistema fotovoltaico de 1KW y comparar los resultados de la energía obtenida al final.

Por lo tanto tenemos que:

HSP = 3,4h, para la ciudad de Santa Rosa.

$$P = 1.0KW$$

Por lo tanto el valor de Energía será:

$$E = P * HSP$$

$$E = 1KW * 3,4h$$

$$E = 3,4Kwh$$

A este valor de energía se lo multiplica por el rendimiento del inversor elegido, es decir el mismo utilizado para efectos del cálculo anterior. "Ingecon Sun 2.5 de INGETEAM".

De esta manera entonces se tiene:

$$E = 3,4KWh * 0,94$$

$$E = 3,196 KWh$$



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Procediendo con el cálculo, multiplicaremos **E** por el coseno del ángulo al cual va a estar orientado el panel solar, como ya se explicó en el caso anterior elegiremos una inclinación de 15° ,

$$4,7 * \cos 15 = 3,087 \text{ KWh}$$

Para obtener un valor de energía por mes tendremos:

$$4,54 * 31 = 95,7 \text{ KWh/mes}$$

Obteniendo la siguiente tabla para cada mes de año:

Potencia a Instalar(kW) 1	Mes	HSP (kWh/m ²)	Energía	Eficiencia % 0,94	Angulo °	Corrección de ángulo	Días	kWh/Mes
COS(15) 0,965926	Enero	3,4	3,4	3,196	15	3,0870995	31	95,7000844
	Febrero	3,6	3,6	3,384	15	3,26869358	29	94,7921139
	Marzo	4,1	4,1	3,854	15	3,7226788	31	115,403043
	Abril	4,1	4,1	3,854	15	3,7226788	30	111,680364
	Mayo	3,8	3,8	3,572	15	3,45028767	31	106,958918
	Junio	3	3	2,82	15	2,72391132	30	81,7173396
	Julio	3,1	3,1	2,914	15	2,81470836	31	87,2559593
	Agosto	3,2	3,2	3,008	15	2,90550541	31	90,0706676
	Septiembre	3	3	2,82	15	2,72391132	30	81,7173396
	Octubre	3,1	3,1	2,914	15	2,81470836	31	87,2559593
	Noviembre	3	3	2,82	15	2,72391132	30	81,7173396
	Diciembre	3,5	3,5	3,29	15	3,17789654	31	98,5147927
TOTAL DE ENERGÍA (kWh/año)								1132,78392

Tabla 3-7: Cálculo de la Potencia anual para una instalación de 1 KW para Santa Rosa.

Fuente: Elaboración Propia con datos del cálculo anterior para cada mes de año.

Para analizar la posición del sol en esta ciudad, procedemos a utilizar el software y ver la geometría solar y las montañas correspondientes al 21 de cada mes, detalles ver Anexo 7.

De la misma manera para éste efecto se necesitará de 4 paneles “Suntech STP250S-20/Wd Monocristalino” conectados en serie, para obtener el rango de tensión que ingrese al inversor.

3.7.2.2 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR SOMBREADO DEL GENERADOR

Para éste caso tampoco se conoce con exactitud el lugar en donde vamos a ubicar nuestro generador fotovoltaico, pero con la ayuda de Censol, aproximaremos un efecto de sombra para saber cómo afecta a la generación.

Supondremos otro tipo de obstáculo que va originar sombra, diferente al de máxima radiación, teniendo en cuenta que para llevar a cabo un proyecto de esta naturaleza, se deberá conocer las características exactas del lugar en donde se va a montar el generador.

Simularemos un obstáculo como en que se muestra a continuación:

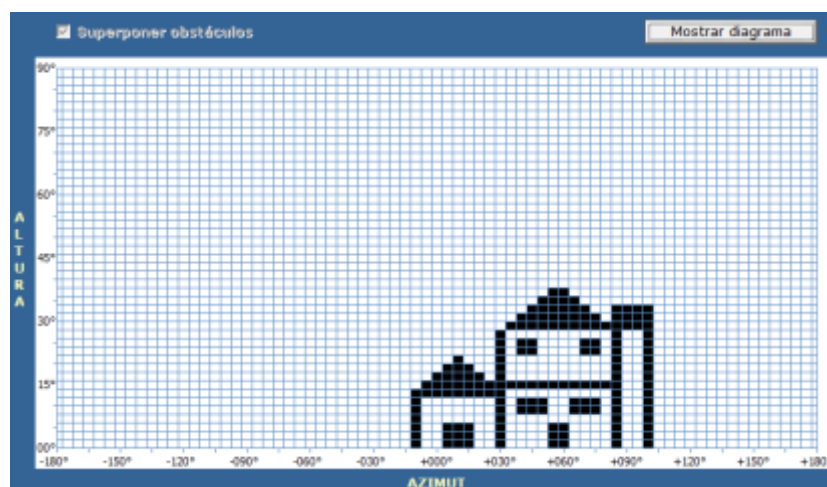


Figura 3-18: Diseño del perfil de Obstáculos para efecto de sombra.

A continuación de igual manera se procede a determinar las pérdidas de acuerdo a las condiciones del lugar en donde se encuentra ubicado el generador fotovoltaico, su latitud, longitud e inclinación de los paneles.



Figura 3-19: Pérdidas por sombreado, dependiendo del perfil de obstáculos.

De acuerdo al cálculo de pérdidas por sombreado se tiene un total de pérdidas del 4%, afectando estas pérdidas en la ganancia de la producción de electricidad por mes disminuyendo un 4% de su producción económica.

3.7.2.3 CÁLCULO DE LAS PÉRDIDAS POR POSICIÓN

Tomando los datos correspondientes al lugar tenemos:

Azimut=+25°

Inclinación= +15°

Latitud=-3,43333°

Con estos datos obtenemos.

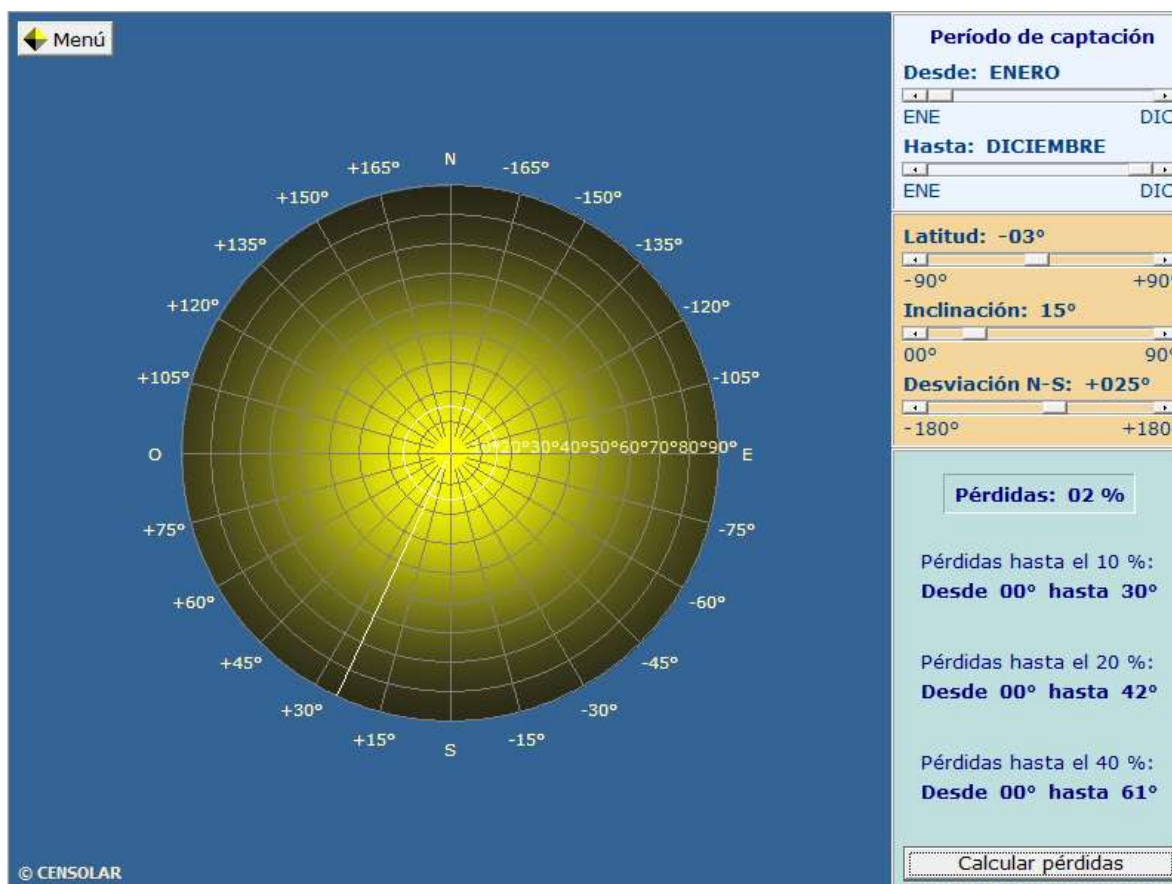


Figura 3-20: Cálculo de pérdidas por posición de los paneles.

Correspondiente a un total de pérdidas del 2% por posición, que en comparación con el anterior teníamos un 3% en Quito, disminuyendo el 1%, en función de la latitud del lugar.

3.7.2.4 GANANCIAS MEDIANTE EL USO DE SEGUIDORES SOLARES

Así para cada mes tenemos un valor de radiación solar, incrementaremos la radiación de acuerdo al sistema de seguimiento que elijamos, de ahí la siguiente Tabla 3-8 .



UNIVERSIDAD DE CUENCA

SEGUIMIENTO SOLAR CAPTACION ANUAL MEDIA RESPECTO A LA MAXIMA SIN SEGUMIENTO					
HSP 12:00					
21 DE CADA MES	MJ/m ²	KW*h/m ²	EN UN EJE HORIZONTAL	EN UN EJE VERTICAL	EN DOS EJES
ENERO	12,2	3,4	4,25	3,978	4,522
FEBRERO	12,8	3,6	4,5	4,212	4,788
MARZO	14,9	4,1	5,125	4,797	5,453
ABRIL	14,9	4,1	5,125	4,797	5,453
MAYO	13,7	3,8	4,75	4,446	5,054
JUNIO	10,7	3	3,75	3,51	3,99
JULIO	11,3	3,1	3,875	3,627	4,123
AGOSTO	11,6	3,2	4	3,744	4,256
SEPTIEMBRE	10,9	3	3,75	3,51	3,99
OCTUBRE	11,2	3,1	3,875	3,627	4,123
NOVIEMBRE	10,9	3	3,75	3,51	3,99
DICIEMBRE	12,6	3,5	4,375	4,095	4,655
Media Anual	12,2	3,39	4,233	3,962	4,504

Tabla 3-8: Valores de ganancia por seguimiento solar para Santa Rosa.

De esta manera se obtiene la ganancia por seguimiento solar, como se puede observar en ambos casos resulta más efectivo utilizar seguimiento solar de dos ejes, pero hay también que considerar la inversión para el uso de seguidores debido a su alto precio.



4 CAPÍTULO:

ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD ECONÓMICA DE INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS CONECTADAS A LA RED

4.1 OBJETIVO DEL ESTUDIO

El análisis económico de un proyecto consiste en el cálculo de la rentabilidad prevista del mismo a lo largo del periodo de la actividad. De su posterior evaluación, junto con el resto de ventajas, inconvenientes y riesgos, se obtiene la viabilidad real del proyecto.

El objetivo de una instalación privada con las características proyectadas es el beneficio económico originado del pago de la energía vertida a la red. Este es el motivo por el que la rentabilidad de una instalación es el factor más determinante para la ejecución de este tipo de proyectos.

4.1.1 ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INVERSIÓN

El correcto análisis de viabilidad económica de un proyecto es fundamental, no solo para determinar la conveniencia de efectuar una inversión, sino también para predecir el posible comportamiento de la misma, pudiendo así evitar o limitar perjuicios económicos importantes para los inversores.

Es más, las entidades financieras exigen este tipo de estudios antes de aprobar los créditos que se requieran para la ejecución de cualquier tipo de proyecto de éstas características.

En el siguiente estudio, se mostrará una previsión de la cuenta de resultados de la instalación durante los 25 años de vida útil estimada, se simula el flujo de caja anual y se estimarán los parámetros VAN, TIR y Periodo de recuperación de la inversión, indicadores utilizados habitualmente para el análisis de viabilidad de inversiones.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

4.1.2 PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN

En la Tabla 4-1, se detallan todos los materiales y equipos de la instalación fotovoltaica que forman el presupuesto, éste presupuesto se considerará para las dos zonas analizadas en este trabajo de investigación con el objeto de comparar resultados.

PRESUPUESTO DE LA INSTALACIÓN			
DESCRIPCIÓN	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (\$)	PRECIO TOTAL (\$)
Módulo Suntech STP250S-20/Wd Monocrystalino 250 Wp	4	502,65	2010,6
Inversor Monofásico de conexión a la red Ingecon Sun 2.5 de INGETEAM	1	1503,48	1503,48
Soporte para dos paneles regulable 17°/42°	2	310	620
Anclajes para paneles solares	2	6,5	13
Interruptor magnético de 30A	1	35,58	35,58
Conector macho para cable de 6mm	1	2,5	2,5
Conector hembra para cable de 6mm	1	3,7	3,7
Cable solar 2,5 mm ²	100	2,8	280
Contador monofásico electrónico	1	1036,6	1036,6
Puesta en marcha de la instalación comprobación de los valores de tensión y frecuencia de la conexión a la red	1	800	800
Transporte del material al lugar de la instalación	1	500	500
Mano de obra de la instalación	2	500	1000
otros gastos	1	1000	1000
Total			8805,46

Tabla 4-1: Presupuesto total de la instalación Fotovoltaica.

Fuente: Ver Anexos 4 y 6 de precios existentes en el mercado



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Siendo el precio total de la instalación fotovoltaica conectada a la red de baja tensión de 1KWp de: 8805,46 dólares americanos, todos los precios incluyen el IVA (12%).

4.2 PREVISIÓN DE INGRESOS ANUALES PARA LA ZONA DE MÁXIMA RADIACIÓN

Los ingresos anuales previstos corresponden a la venta de la energía eléctrica que produce la instalación. Viene determinada por la potencia de la instalación y el precio de transferencia.

Según lo que establece el Conelec en su REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11, en donde se detalla que los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh para la instalación fotovoltaica dentro del territorio continental es de : 40,03 centavos de dólar.

A continuación adjuntamos la tabla con la previsión de energía eléctrica producida y los ingresos recibidos:

PRECIO POR KWh PRODUCIDO \$			0,40
MES	KWh MENSUALES	INGRESOS	
ENERO	137,92071	55,21	
FEBRERO	121,123257	48,49	
MARZO	135,106001	54,08	
ABRIL	122,576009	49,07	
MAYO	135,106001	54,08	
JUNIO	128,023832	51,25	
JULIO	154,80896	61,97	
AGOSTO	154,80896	61,97	
SEPTIEMBRE	133,471655	53,43	
OCTUBRE	146,364835	58,59	
NOVIEMBRE	138,919477	55,61	
DICIEMBRE	143,550127	57,46	
	SUMA DE KWh	SUMA DE INGRESOS ANUALES	



UNIVERSIDAD DE CUENCA

	1651,779824	661,21
--	-------------	--------

Tabla 4-2: Producción mensual de energía eléctrica, e ingresos mensuales recibidos.

Como lo podemos observar, la producción total anual de energía eléctrica es de 1651,779824 KWh, obteniéndose unos ingresos por la venta de esta energía de 661,21 dólares americanos.

4.2.1 PREVISIÓN DE GASTOS⁴⁶

Dentro de la previsión de gastos se incluyen: el seguro de la instalación⁴⁷ (\$130), el mantenimiento⁴⁸ (\$120) que se hace a la instalación por parte de la empresa instaladora. El importe de los gastos previstos anuales para esta instalación será de \$250.

4.2.2 RENDIMIENTO BRUTO DE LA INVERSIÓN

El rendimiento bruto de la inversión se puede apreciar en la siguiente tabla:

Inversión total de la instalación (sin IVA)	\$ 7.748,81
Ingresos previstos Anuales	\$ 661,21

⁴⁶ Seguros para instalaciones fotovoltaicas, dato obtenido por calculo online (www.pontgrup.com)

⁴⁷ El coste de la póliza de seguro depende del riesgo que se contrate y del tamaño de la instalación pero por lo general no suele superar los \$330 anuales.

⁴⁸ El mantenimiento aplicado a las instalaciones será:

a. Mantenimiento preventivo: que tiene por objeto la inspección de forma visual comprobando el estado del cableado, transformadores, la comprobación de las protecciones eléctricas y su puesta a punto.

b. Mantenimiento correctivo: para que el sistema funcione correctamente durante su vida útil, se llevan a cabo operaciones de sustitución de piezas.

Para el mantenimiento de la planta será necesaria la contratación de una sola persona en nuestro caso, esto dependiendo del tamaño de la instalación. Ésta personal deberá de realizar un informe indicando el estado de la instalación, si se han producido averías, cambios de piezas, reparaciones, etc. Una vez redactado el informe deberá de ser firmado por la persona que ha realizado el mantenimiento y el encargado (ingeniero).

El costo del mantenimiento puede ser de unos \$100 anuales, aunque hay instalaciones pequeñas que no disponen de mantenimiento, porque por ejemplo se encuentran en lugares visibles donde hay gente durante todo el año, y su funcionamiento está controlado.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Gastos Previstos anuales	\$ 250,00
Beneficio Bruto	\$ 411,21
Periodo de retorno en años	\$ 18,84
Rendimiento Bruto de la Inversión	5%

Tabla 4-3: Rendimiento Bruto de la inversión.

Definiremos los conceptos que aparecen en la siguiente tabla:

- 1) **Beneficio bruto:** Es la diferencia entre ingresos y gastos, sin tener en cuenta tasas e impuestos, ni otras condiciones financieras.
- 2) **Periodo de retorno en años:** Es el cociente entre la inversión realizada y el beneficio bruto anual.
- 3) **Rendimiento bruto de la inversión:** Es el cociente entre el Beneficio bruto y la inversión realizada.

El rendimiento bruto de la inversión lo que nos expresa es el porcentaje de beneficio obtenido a lo largo de la vida útil de la instalación en este caso un 5% de beneficio.

4.2.3 CONDICIONES DE LA FINANCIACIÓN

Para las grandes centrales de generación solar fotovoltaica (Huertos solares) la financiación es muy importante, dada la gran duración de los bienes, por lo que el tipo de crédito que se pueda conseguir, mejorará los flujos de caja anuales.

Dada la rentabilidad de la inversión, podemos conseguir un tipo de financiación, de manera que la cantidad del retorno del préstamo se puede cubrir con el movimiento de caja producido por los ingresos de la venta de la energía eléctrica.

La inversión de una de las grandes generadoras se realiza mediante financiación mediante el sistema de LEASING por una entidad financiera nacional debido a los altos costos de la instalación.

Como en nuestro caso la instalación es pequeña y la inversión total es de \$9305.46, que no es una cantidad demasiado alta en comparación a los grandes sistemas fotovoltaicos, vamos a suponer que en este caso el financiamiento lo



realiza el dueño de la instalación que va a construir, es decir financiamiento con fondos propios.

4.2.4 PERÍODO DE RETORNO DE LA INVERSIÓN

A continuación se calcula el periodo de retorno de la inversión de la instalación solar fotovoltaica propuesta, siguiendo la fórmula siguiente:

$$(4-1) \quad T = \frac{I}{E-M}$$

Dónde:

T: tiempo de recuperación de la inversión (años).

I: Inversión total del proyecto.

E: Beneficio anual conseguido mediante la venta de la energía producida.

M: Costes anuales de mantenimiento y de explotación de la instalación (sin incluir costes financieros y de amortización).

De este modo, obtenemos que nuestra inversión la recuperaremos en aproximadamente 19 años de los 25 años de vida útil del proyecto.

4.2.5 CÁLCULO DEL VAN Y LA TIR PARA LA ZONA DE MÁXIMA RADIACIÓN

Como ya sabemos, el VAN⁴⁹ es un procedimiento que nos permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. El procedimiento de cálculo consiste en descontar al momento actual todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

A continuación detallamos el flujo de caja del proyecto.

Como ya se detalló en la Tabla 4-3, la inversión total del proyecto corresponde a \$7748,81 para llevar a cabo el proyecto, dicho proyecto es autofinanciado debido a que es un proyecto pequeño, caso contrario se requerirá de financiamiento para

⁴⁹ Valor Actual (Actualizado) Neto.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

el desarrollo del mismo. En lo que a beneficios respecta se realizó un cálculo en el año cero de la instalación mostrados en la Tabla 4-2

Para encontrar los ingresos netos en cada año, dentro del periodo de vida útil del proyecto, se considera los costos de inversión con signo negativo, y los beneficios como valores positivos. En la

FLUJO DE CAJA			
AÑO	INVERSION	BENEFICIOS	INGRESOS NETOS
0	7.748,81	661,21	-7.087,60
1		692,749717	692,749717
2		725,793879	725,7938785
3		760,414247	760,4142465
4		796,686006	796,6860061
5		834,687929	834,6879286
6		874,502543	874,5025427
7		916,216314	916,216314
8		959,919832	959,9198322
9		1005,70801	1005,708008
10		1053,68028	1053,68028
11		1103,94083	1103,94083
12		1156,59881	1156,598807
13		1211,76857	1211,76857
14		1269,56993	1269,569931
15		1330,12842	1330,128417
Total	7748,81	15353,5753	7604,765309

Tabla 4-4 se presenta el resultado del flujo de caja del proyecto para el periodo de 15 años.

Para el cálculo del flujo de caja se utilizó los siguientes datos, los mismos que fueron obtenidos del Banco Central del Ecuador en el periodo Noviembre, 30 del 2012 obteniendo:

Tasa de interés	0,0817
Tasa de inflación	0,0477

Fuente: <http://www.bce.fin.ec/>

FLUJO DE CAJA			
AÑO	INVERSION	BENEFICIOS	INGRESOS NETOS
0	7.748,81	661,21	-7.087,60
1		692,749717	692,749717
2		725,793879	725,7938785
3		760,414247	760,4142465
4		796,686006	796,6860061
5		834,687929	834,6879286
6		874,502543	874,5025427
7		916,216314	916,216314
8		959,919832	959,9198322
9		1005,70801	1005,708008
10		1053,68028	1053,68028
11		1103,94083	1103,94083
12		1156,59881	1156,598807
13		1211,76857	1211,76857
14		1269,56993	1269,569931
15		1330,12842	1330,128417
Total	7748,81	15353,5753	7604,765309

Tabla 4-4: Flujo de caja para el periodo de 15 años

Una vez establecidos el flujo de caja para los siguientes 15 años se procede a calcular el VAN y la TIR⁵⁰, para verificar si el proyecto es rentable o no.

Para el cálculo del VAN usaremos la siguiente formula:

$$(4-2) \quad VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

En donde:

⁵⁰ Tasa interna de retorno.- es el promedio geométrico de los rendimientos futuros esperados de una inversión, y que implica por cierto el supuesto de una oportunidad para "reinvertir". En términos simples, es la tasa de descuento con la que el valor actual neto o valor presente neto (VAN) es igual a cero.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

V_t representa los flujos de caja en cada periodo t

I_0 es el valor del desembolso inicial de la inversión

n es el número de periodos considerados

El tipo de interés es k . Si el proyecto no tiene riesgo, se tomará como referencia el tipo de la renta fija, de tal manera que con el VAN se estimará si la inversión es mejor que invertir en algo seguro, sin riesgo específico.

Valor	Significado	Decisión a tomar
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
$VAN < 0$	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Tabla 4-5: criterios del VAN para la toma de decisiones.

El cálculo del VAN se detalla a continuación.

CALCULOS VAN	
Factor de descuento	Valor descontado
1	-7087,6
0,92447074	640,426844
0,85464615	620,296944
0,79009536	600,799767
0,73042004	581,915426
0,67525196	563,624657
0,62425068	545,908804
0,57710149	528,749796
0,53351344	512,130129



UNIVERSIDAD DE CUENCA

0,49321756	496,032852
0,45596521	480,441545
0,42152649	465,340304
0,38968891	450,713725
0,36025599	436,546889
0,33304612	422,825345
0,3078914	409,535097
Total	667,688125

Tabla 4-6: Calculo del VAN del proyecto.

El cálculo de la TIR se realizó mediante las funciones del libro de Excel con la ayuda de la función TIR(), obteniendo los siguientes resultados.

VAN	667,69
TIR	9,51%

Tabla 4-7: Resultados de los cálculos de VAN y TIR del proyecto

De acuerdo a los criterios del VAN, nuestro proyecto, por tratarse que es pequeño y que no requiere de mucha inversión nos resulta aceptable, además que la ubicación es en el lugar estratégico de mayor radiación.

4.3 PREVISIÓN DE INGRESOS ANUALES PARA LA ZONA DE MÍNIMA RADIACIÓN

La previsión de ingresos para la zona de mínima radiación correspondiente al Cantón de Santa Rosa perteneciente a la provincia del Oro se muestra en la siguiente tabla.

PRECIO POR KWh PRODUCIDO		
\$		0,40
MES	KWh MENSUALES	INGRESOS
ENERO	95,70008438	38,31



UNIVERSIDAD DE CUENCA

FEBRERO	94,79211394	37,95
MARZO	115,4030429	46,20
ABRIL	111,6803641	44,71
MAYO	106,9589178	42,82
JUNIO	81,7173396	32,71
JULIO	87,25595928	34,93
AGOSTO	90,07066765	36,06
SEPTIEMBRE	81,7173396	32,71
OCTUBRE	87,25595928	34,93
NOVIEMBRE	81,7173396	32,71
DICIEMBRE	98,51479274	39,44
	SUMA DE KWh	SUMA DE INGRESOS ANUALES
	1132,783921	453,45

Tabla 4-8: Producción mensual de energía eléctrica, e ingreso anual recibido.

De donde se tiene que con 1132,783921 KWh generados al año se tendrá un ingreso anual de \$453,45, que en comparación al análisis en la zona de máxima radiación, los ingresos anuales recibidos es \$ 207,76 menor, es decir con menor radiación lo que se tiene es una disminución de los ingresos de un 31,42% en comparación al de máxima radiación.

4.3.1 PREVISIÓN DE GASTOS

Para la previsión de los gastos correspondientes a la zona de mínima radiación se tomará en cuenta las mismas utilizadas para la zona de máxima radiación, es decir tomaremos los mismos \$250 que corresponden al seguro de la instalación, gastos de mantenimiento que se hace de la instalación por parte de la empresa instaladora, así también como para una previsión de otros gastos que se pudieran generar.

4.3.2 RENDIMIENTO BRUTO DE LA INVERSIÓN

El rendimiento bruto de la inversión para esta zona se muestra en la siguiente tabla:

Inversión total de la instalación (sin IVA)	\$ 7.748,81
---	----------------



UNIVERSIDAD DE CUENCA

Ingresos previstos Anuales	\$ 453,45
Gastos Previstos anuales	\$ 250,00
Beneficio Bruto	\$ 203,45
Periodo de retorno en años	\$ 38,09
Rendimiento Bruto de la Inversión	3%

Tabla 4-9: Rendimiento Bruto de la Inversión

Como podemos observar los resultados el rendimiento corresponde a un 3% por lo que a simple vista se tiene en cuenta que el proyecto no será rentable en esta zona del país, y que durante la vida útil de la instalación que suponemos de 25 años el periodo de retorno es de 38 años, por lo cual no resulta conveniente la inversión.

4.3.3 CÁLCULO DEL VAN Y LA TIR PARA LA ZONA DE MÁXIMA RADIACIÓN

Como se obtuvo el flujo de caja para el análisis en la zona de máxima radiación, se procederá de la misma manera a obtener el flujo de caja correspondiente a la zona de mínima radiación variando los ingresos anuales obteniendo el siguiente flujo de caja:

FLUJO DE CAJA			
AÑO	INVERSION	BENEFICIOS	INGRESOS NETOS
0	7.748,81	453,45	-7.295,36
1		475,079565	475,079565
2		497,7408603	497,7408603
3		521,4830993	521,4830993
4		546,3578431	546,3578431
5		572,4191122	572,4191122
6		599,7235039	599,7235039
7		628,330315	628,330315
8		658,3016711	658,3016711
9		689,7026608	689,7026608



UNIVERSIDAD DE CUENCA

10		722,6014777	722,6014777
11		757,0695682	757,0695682
12		793,1817866	793,1817866
13		831,0165578	831,0165578
14		870,6560476	870,6560476
15		912,1863411	912,1863411
Total	7748,81	10529,30041	2780,490409

Tabla 4-10: Flujo de caja para la zona de mínima radiación.

De donde el cálculo del VAN será el siguiente:

CALCULOS VAN	
Factor de descuento	Valor descontado
1	-7295,36
0,92447074	439,197157
0,85464615	425,39231
0,79009536	412,021377
0,73042004	399,070719
0,67525196	386,527126
0,62425068	374,377803
0,57710149	362,610358
0,53351344	351,212787
0,49321756	340,173465
0,45596521	329,481131
0,42152649	319,124879
0,38968891	309,094144
0,36025599	299,378695
0,33304612	289,968622
0,3078914	280,854327
Total	-1976,8751

Tabla 4-11: Cálculo del VAN para la zona de mínima radiación.



VAN	-1976,88
TIR	3,87%

Tabla 4-12: Resultados del TIR y VAN para el estudio de mínima radiación.

Del cálculo obtenemos un VAN negativo que nos indica que el proyecto no será aceptable, por lo que se concluye que es necesario un análisis de radiación en el país que se va a montar la instalación fotovoltaica y obtener las radiaciones correspondientes a cada una de las ciudades en donde la radiación resulte aprovechable para aprovechar al máximo la energía del sol y llevar a cabo un estudio económico que demuestre la rentabilidad del proyecto.

4.4 AHORRO CON LA FABRICACIÓN DE PANELES SOLARES

Con todos los resultados obtenidos en los estudios que acabamos de realizar tenemos en cuenta la compra de paneles solares para llevar a cabo la ejecución del proyecto, ahora si nosotros fabricáramos nuestros propios paneles la inversión sería mucho menor, pero el tiempo requerido para la elaboración de estos paneles sería largo, a manera de ejemplo.

Si un kit completo para fabricar un solo panel solar con 36 celdas solares esta en alrededor de \$80, no de \$300 como es el caso de los paneles prefabricados, añadiendo unos \$50 en el marco, cable y vidrio, se gastaría alrededor de \$130 en el costo total por cada panel solar, esto es una tercera parte de los que le costaría si los adquiriera de cualquier fabricante.

Esto es recomendable siempre y cuando se decida fabricar pocos paneles como es el caso de instalaciones menores a 1KWp, esto debido a que si quisieras llevar a cabo una granja solar fotovoltaica con generación mayor a 2,5MW requeríamos la construcción de centenas de paneles lo cual tomaría mucho tiempo y que además si procediéramos a la compra de paneles solares el fabricante realiza descuentos cuando la compra supera los 500 paneles, además la garantía que ofrece los grandes fabricantes de paneles es de más de 20 años lo cual si nosotros fabricáramos nuestros propios paneles no tendríamos ningún tipo de garantía y por ello requeriríamos de mayor mantenimiento de la instalación y por ende un incremento que afecta a la rentabilidad de la instalación.



5 CAPÍTULO

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- ✓ La energía solar fotovoltaica es una de las fuentes más prometedoras de las energías renovables en el mundo. Comparada con las fuentes no renovables, las ventajas son claras: es no contaminante, no tiene partes móviles que analizar y no requiere de mucho mantenimiento.
- ✓ No se requiere de una extensa instalación para operar. Los generadores de energía pueden ser instalados de una forma distribuida en la cual los edificios ya construidos, pueden generar su propia energía de forma segura y silenciosa. No consume combustibles fósiles. No genera residuos. No produce ruidos es totalmente silenciosa.
- ✓ A pesar del avance tecnológico de los últimos años, los costos de instalación de una planta son todavía bastante elevados, especialmente al compararlos con la generación eléctrica a partir de combustibles fósiles y a veces comparados incluso con otras fuentes renovables.
- ✓ Económicamente hablando, no es competitiva con otras energías actuales y su producción varía según la climatología del lugar y época del año. Otro inconveniente es el rendimiento obtenido y el espacio de terreno ocupado



por los elementos captadores: el rendimiento final según estudios, se estima en solo un 13%.

- ✓ Para aumentar los ingresos es necesario aumentar la producción o incrementar el precio de venta, este último aspecto, requeriría medidas en el ámbito regulatorio.
- ✓ En las instalaciones fotovoltaicas el mayor costo viene dado por el precio de los equipos de los sistemas fotovoltaicos que pueden llegar a suponer más del 85% de los costos presupuestados.
- ✓ El desajuste entre el incremento de la producción y el precio de partida de las instalaciones. A modo de ejemplo, el incremento de producción de la instalación con seguidores, alrededor de un 25%, no justifica la diferencia de las inversiones iniciales, sobre un 35%, además de los gastos de mantenimiento.
- ✓ La energía producida en la instalación se va a mantener constante a lo largo del tiempo, a menos que se amplíe la capacidad de la planta, es decir, se coloquen más paneles que esto provocará un aumento de la energía producida.
- ✓ El incremento de la producción por aumento de la radiación, implica la ubicación de las plantas en latitudes menores, más al norte, que la planta proyectada, limitando el número de provincias dentro del país, susceptibles de utilizar la energía solar fotovoltaica de forma económicamente rentable.
- ✓ En las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red, siempre se instalan una potencia pico superior a la nominal, ésta con el fin de tratar de cubrir al 100% de la capacidad del inversor la máxima cantidad de tiempo que resulte económicamente viable, dependiendo de la ubicación de la planta, de la cantidad de obstáculos y de sombras, de la inclinación de la instalación.
- ✓ En nuestro caso se utiliza un inversor de conexión a red de 2.5 KW de potencia máxima debido a que es el único en su marca y modelo con menor potencia que se fabrican y se encuentran en el mercado, es por eso



recomendable que se instalen generadores fotovoltaicos de mayor capacidad de generación para superar la potencia del inversor.

- ✓ Cuanto mayor sea la potencia pico, mayor será la energía producida en momentos en los que la irradiancia es dispersa, como al amanecer y al atardecer. Sin embargo, ello no implica que haya que instalar tanta potencia pico como sea posible, ya que ello añade costo a la instalación. El óptimo es la potencia pico que maximiza la rentabilidad.
- ✓ El aprovechamiento de la irradiación solar para producir electricidad e inyectarla en la red eléctrica de forma rentable ha sido durante años una aspiración social y económica que hoy es una realidad. Un aspecto que hay que tener en cuenta es que los requerimientos técnicos tales como frecuencia, voltaje, corriente y potencia, que deben cumplir los diferentes equipos usados para una instalación fotovoltaica conectada a la red, deben ser adecuados a las condiciones del sistema vigente en el Ecuador.
- ✓ La compañía de distribución eléctrica tiene que hacer las comprobaciones oportunas de la instalación antes de la conexión a la red con tal que todas las protecciones del sistema funcionan correctamente, lo que puede implicar pruebas de conexión durante días.
- ✓ En éste proyecto se realiza un estudio comparativo de dos regiones situando una misma instalación solar fotovoltaica, se estima la radiación incidente y la consiguiente energía generada, y se establece un sistema económico para el estudio de la viabilidad de las mismas.
- ✓ En la normativa elaborada por la CENTROSUR, se han considerado los requerimientos técnicos establecidos en las normas internacionales para sistemas fotovoltaicos, entonces todos los equipos, accesorios y materiales utilizados en los sistemas fotovoltaicos implementados cumplen tanto las normas nacionales e internacionales.
- ✓ Del estudio de viabilidad realizado en las dos zonas tanto de máxima como de mínima radiación se obtuvo que en el caso de la zona de máxima radiación el proyecto es aceptable, mientras que en el caso de la zona de



mínima radiación el proyecto resulto no viable, concluyendo que mientras mayor radiación exista mayor será los ingresos y por ende el proyecto resultara aceptable como es de esperarse.

- ✓ Debido a investigaciones con la construcción de un panel solar nos ahorraríamos de pagar todos esos costos añadidos que ya tienen los paneles prefabricados como son los costos de: fabricación, mercadeo, publicidad, distribución, transportación, anunciación, comisiones minoristas y mayoristas, y las utilidades que obviamente debe ganar cada empresa que las fabrica, la empresa que los transporta, la empresa que los vende, y la empresa que los instala. El ahorro seria enorme dado que solo tendría que pagar por la materia prima para su fabricación, esto para el caso de instalaciones menores a 1KWp porque para instalaciones mayores resultaría inapropiado la fabricación de los mismos.
- ✓ Conforme aumente la competitividad de los proveedores de equipos para este tipo de instalaciones, seguramente se reducirá los precios de los mismos, con lo cual a futuro las zonas con radiación solar mínima, podrían presentar un análisis económico favorable para inversionistas.

5.2 RECOMENDACIONES

- ✓ Se puede recomendar a los grandes grupos bancarios del país que estudien la entrada en nuestro sector eléctrico, con el fin de ofrecer productos específicos para nuestros proyectos, y poder dar financiación a los nuevos proyectos fotovoltaicos que se encuentran en fase de estudio dentro de nuestro país.
- ✓ Antes de la colocación de los paneles se tienen que comprobar que éstos funcionen correctamente, evaluando que el voltaje y la intensidad sean los que indica el fabricante en la hoja de especificaciones. Esto se hace debido a que es mucho más fácil comprobarlos antes de instalarlos y no una vez



ya estén instalados en el tejado, lo que nos permite detectar posibles fallos de funcionamiento.

- ✓ En lo que a mantenimiento se refiere, se tendría que hacer como mínimo un par de veces al año una inspección visual del campo generador y hacer una limpieza si es necesario. Se ha de tener presente que la misma inclinación de los paneles favorece la auto limpieza con ayuda de la lluvia.

Tomar en cuenta las respectivas indicaciones establecidas en los catálogos de los equipos para aprovechar un mayor tiempo de vida útil de los mismos.

Se recomienda hacer uso de este documento para:

- ✓ Tener un conocimiento del funcionamiento de un sistema solar fotovoltaico conectado a la red.
- ✓ Como material de ayuda para promover la capacitación y formación de profesionales técnicos en energía solar fotovoltaica.
- ✓ Para la capacitación de técnicos comunitarios, beneficiarios, etc.



REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

BIBLIOGRAFÍA

[1] 14, D. E. (2001). REGLAMENTO AMBIENTAL PARA ACTIVIDADES ELECTRICAS. *REGLAMENTO AMBIENTAL PARA ACTIVIDADES ELECTRICAS*, 24.

Antusol. (n.d.). *Energía Solar Fotovoltaica*. Retrieved Noviembre 24, 2012, from <http://antusol.webcindario.com/censol.html>

Castro, M. (2011). *Hacia una Matriz Energética Diversificada en Ecuador*.

Chen, C. J. (2011). *Physics of Solar Energy*.

CONELEC. (2008). *ATLAS SOLAR DEL ECUADOR CON FINES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA*. Quito.

Conelec. (2009). Plan Maestro de Electrificación 2009-2020. *Consejo Nacional de Electricidad Ecuador*. Quito.

Conelec. (2011). *Regulación No. CONELEC – 004/11*.

CONELEC, C. N. (2008). Atlas Solar Del Ecuador Con Fines De Generación Eléctrica. 50.

Cuaderno de aplicaciones técnicas n.º 10. (n.d.). *Plantas Fotovoltaicas*, 39.

E.ALCOR. (n.d.). Instalaciones solares fotovoltaicas.

E.E.R.C.S. (n.d.). *PROYECTO DE NORMATIVA DE LA E.E.R.C.S. PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS*. Cuenca-Ecuador.



UNIVERSIDAD DE CUENCA

- Empleo, J. D.-C. (2004). *Manual del Proyectista Solar Fotovoltaica*. Castilla y León.
- Gasquet, I. H. (2004). *Manual Teórico y Práctico sobre los Sistemas Fotovoltaicos*. México.
- <http://es.getamap.net>. (n.d.). Retrieved from http://es.getamap.net/mapas/ecuador/el_oro/_santarosa_canton/
- ICAEN. (2002). Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones fotovoltaicas conectadas a red.
- LAMIGUEIRO, O. P. (Abril, 2010). *ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA*.
- López-Argumedo, E. S. (2009). *ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO DE UNA INSTALACIÓN*. Leganés.
- Rivero, I. G. (2007). Metodología para evaluar la factibilidad de una planta de Generación Híbrida con energías Renovables. Sartenejas.
- Salgado, J. F. (2008). *COMPENDIO DE ENERGIA SOLAR Fotovoltaica, Térmica y Termoelectrica*. Madrid: Ediciones Mundi-Prensa.
- Solar, C. R. (n.d.). *Instalación Solar Fotovoltaica con Conexión a Red sobre cubierta*. IDAE.
- Vintimilla, W. F. (2011). *Estudio de Energía Solar para el Ecuador*. Cuenca-Ecuador.



DIRECCIONES ELECTRÓNICAS

CENTROSUR. <http://www.centrosur.com.ec/>

CONELEC. <http://www.conelec.gob.ec/>

MEER. <http://www.mer.gob.ec/>

CENACE <http://www.cenace.org.ec/>

Asociación de la Industria Fotovoltaica ASIF. <http://asif.org/>

Centro de Estudios de la Energía Solar. <http://www.censolar.es/>

SOLARTRONIC. <http://www.solartronic.com/>



ANEXO 1

RADIACIÓN SOLAR EN DISTINTAS CIUDADES DEL ECUADOR (KWh/m^2)

Fuente: Instituto de Ingeniería Solar, Universidad de Massachusetts

Ciudad	LAT		LONG		msnm	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DEC	PROMEDIO
Ambato	1,28	S	78,63	W	2540	4,64	4,56	4,56	4,42	4,39	3,97	4,28	4,5	4,5	4,97	5	4,81	4,55
Babahoyo (I. María)	1,82	S	79,55	W	7	3,67	3,97	4,36	4,31	3,81	3,25	3,39	3,69	3,78	3,72	3,69	3,72	3,78
Bahía de Caraquez	0,60	S	80,38	W	3	3,83	4,14	4,67	4,53	4,14	3,31	3,64	3,94	3,89	3,92	4,06	4,17	4,02
Baños	1,40	S	78,42	W	843	4,25	4,28	3,94	4,11	4,08	3,61	3,89	4,11	4,19	4,75	4,69	4,5	4,2
Boyaca	0,57	S	80,18	W	30	3,33	3,36	4,36	3,83	3,67	3,31	3,56	3,94	3,81	4,11	3,94	3,83	3,75
Bucay	2,17	S	79,27	W	317	3,22	3,39	3,75	3,5	3,31	2,86	3,28	3,5	3,28	3,42	3,39	3,42	3,36
Camposano	1,58	S	80,40	W	120	3,56	3,86	4,36	4,31	4,19	3,53	4,28	4,11	4,28	4,64	4,39	3,89	4,12
Cañar	2,62	S	78,93	W	3104	4,47	4,28	4,36	4,28	4,56	4,31	4,92	4,89	4,58	4,78	4,83	4,75	4,58
Cariamanga	4,32	S	79,57	W	1950	4,28	4,22	4,36	4,33	4,64	4,81	5,08	5,39	4,67	5,75	5,33	4,64	4,79
Charles Darwin	0,73	S	90,30	W	6	4,69	5,03	5,39	5,5	4,53	4,19	3,64	3,53	3,69	4,14	4,36	4,17	4,41
Coca	0,45	S	76,98	W	200	3,83	4,53	3,53	4,14	4,14	3,39	3,83	3,83	3,78	4,33	4,25	4,56	4,01
Cotopaxi	0,62	S	78,57	W	3560	4,31	4,25	3,94	3,64	3,75	3,86	4,14	4,64	4	4,44	4,56	4,17	4,14
Cuenca-Ricaurte	2,85	S	78,95	W	2562	4,58	4,58	4,56	4,28	4,25	3,92	4,22	4,39	4,39	4,78	5,06	4,97	4,5
El Puyo	1,58	S	77,90	W	950	3,56	3,56	3,64	3,53	3,69	3,44	3,69	4	4	4,33	4,28	3,89	3,8
Flavio Alfaro	0,40	S	79,60	W	150	3,17	3,56	4,06	3,53	3,64	3,31	2,94	3,03	3,28	3,81	3,83	3,75	3,49
Guayaquil	2,20	S	79,88	W	6	4	4,17	4,67	4,58	4,56	3,86	4,17	4,5	4,67	4,56	4,31	4,44	4,37
Guayaquil-Aeropuerto	2,20	S	79,88	W		3,43	4,41	3,4	4,35	4,32	3,59	4,36	3,63	5,69	4,16	3,72	4,61	4,14
Hacienda Sangay	1,70	S	77,90	W	970	3,47	3,47	3,75	3,61	3,69	3,44	3,61	4	4	4,25	4,08	3,81	3,77
Hda. San Vicente	0,57	S	80,43	W		3,91	4,23	4,17	4,81	4,05	3,63	2,99	3,18	3,02	3,36	3,17	3,71	3,68



Ibarra	0,35	N	78,13	W	2228	4,44	4,42	4,36	4,36	4,58	4,36	4,89	4,97	4,61	4,72	4,5	4,5	4,56
Inguincho	0,25	N	78,40	W	3380	4,72	4,92	4,56	4,25	4,47	4,61	4,97	5,08	5	5,03	4,92	4,81	4,78
Isabel María	1,80	S	79,53	W		3,52	3,83	4,28	4,33	3,62	3,11	3,08	3,41	3,55	3,19	3,24	3,36	3,54
Izobamba	0,37	S	78,55	W	3058	4,23	4,11	4,06	3,75	4,11	4,05	4,21	4,45	4,47	4,16	4,17	4,21	4,16354
Jama	0,20	S	80,27	W	5	3,61	3,64	4,36	3,83	3,75	2,94	4,72	3,44	3,5	4,03	3,94	3,86	3,8
Julcuy	1,47	S	80,62	W	230	3,56	3,78	4,25	4,11	4,08	3,44	4,28	4,92	4,5	4,33	4,39	4,11	4,15
La Clementina	1,67	S	79,35	W	20	3,78	3,78	4,06	4,11	3,61	3,06	3,31	3,39	3,5	3,53	3,58	3,81	3,63
La Concordia	0,10	N	79,42	W	300	3,5	3,83	4,14	4,06	3,94	3,33	3,69	3,56	3,39	3,47	3,39	3,33	3,64
La Naranja	1,37	S	80,47	W	528	3,28	3,47	3,83	3,83	3,69	3,17	3,5	3,81	3,78	3,92	3,67	3,5	3,62
La Naranja-Jipijapa	1,37	S	80,47	W		2,89	3,17	3,48	3,69	3,39	3,03	3,17	3,62	3,67	3,44	3,17	2,98	3,31
Latacunga	0,92	S	78,62	W	2785	4,53	4,25	4,36	4,03	4,31	4,11	4,53	4,61	4,5	4,64	4,58	4,58	4,42
Loja	4,00	S	79,20	W	2135	4,06	4,22	4,17	4,06	4,28	3,86	4,25	4,33	4,36	4,69	4,89	4,61	4,31
Macara	4,38	S	79,28	W	430	4,22	4,11	4,25	4,06	4,31	4	5,06	5,19	5,06	5,22	5,08	4,61	4,6
Macas	2,30	S	78,10	W	1070	4,17	4,17	4,06	3,92	4,28	3,5	3,78	3,69	4,17	4,36	4,72	4,22	4,09
Machala	3,27	S	79,95	W	6	4,42	4,81	5	4,56	4,78	4	3,72	4,17	3,78	3,86	3,83	4,69	4,3
Malchingui	0,07	N	78,33	W	2900	4,67	4,61	4,78	4,75	4,78	4,44	5,19	5,08	4,78	4,92	4,81	4,78	4,8
Manta	0,95	S	80,70	W	6	4,33	4,44	4,78	4,81	4,5	4	4,31	4,33	4,39	4,03	4,28	4,47	4,39
Milagro	2,15	S	79,60	W	13	3,69	3,97	4,36	4,39	3,89	3,22	3,47	3,69	3,78	3,83	3,81	3,94	3,84
Mutile	0,08	N	79,65	W	25	3,31	3,92	4,03	4,56	4,28	3,53	4,19	3,97	3,69	4,08	3,31	3,5	3,86
Napo-San Vicente	0,57	S	80,43	W	5	4,11	4,72	4,47	4,72	4,25	3,47	3,56	3,64	3,39	3,81	3,75	4,17	4
Nuevo Rocafuerte	0,92	S	75,40	W	265	4,72	4,56	4,06	3,92	4,03	3,72	4,22	4,33	4,69	4,64	4,58	4,47	4,33
Olmedo	0,13	N	89,62	W	6	5,06	4,89	4,67	4,56	4,89	4,94	5,42	5,39	5	5	5	4,47	4,94
Olmedo Manabí	1,38	S	80,22	W	60	3,36	3,97	3,64	3,53	3,61	3,17	3,69	4,42	3,89	3,83	3,56	4,31	3,75
Pasaje	3,32	S	79,93	W	6	3,64	3,81	4,25	4,08	3,72	3,19	3,44	3,36	3,28	3,33	3,42	3,56	3,59
Pedernales	0,07	S	80,07	W	10	3,69	3,83	4,89	4,08	3,75	3,5	3,47	3,44	3,61	3,92	3,83	3,44	3,79
Pichilingue	1,10	S	79,48	W	93	3,56	3,86	4,36	4,11	3,83	3,19	3,44	3,61	3,58	3,72	3,56	3,67	3,71



Pisayambo	1,07	S	78,42	W	3615	3,64	3,86	3,94	3,92	3,92	3,56	3,83	3,92	4	4,33	4,36	4,17	3,95
Portoviejo	1,07	S	80,33	W	44	3,64	3,86	4,47	4,42	4,22	3,47	4,5	4,22	4,39	4,33	4,17	4,17	4,16
Puerto Baquerizo	0,90	S	89,78	W	10	4,96	5,68	6,44	6,21	5,97	5,25	4,91	4,88	4,68	4,81	4,88	4,86	5,31
Puerto Bolívar	3,35	S	80,00	W	6	4,42	4,81	5	4,56	4,78	4	3,72	4,17	3,78	3,86	3,83	4,69	4,3
Puerto Ila	0,38	S	79,55	W	260	3,44	3,64	4,06	3,83	3,56	3,11	3,36	3,44	3,39	3,5	3,44	3,36	3,51
Puerto López	1,57	S	80,80	W	6	4,25	4,56	5	4,69	4,28	3,08	3,22	3,42	3,08	3,31	3,67	3,89	3,87
Quinindé	0,33	S	79,47	W	95	3,5	3,72	4,14	3,86	3,47	3,42	3,47	3,64	3,39	3,81	4,03	3,53	3,66
Quito-Naquito	0,13	S	78,48	W	2812	4,94	4,64	4,78	4,53	4,83	4,69	5,53	5,47	4,89	5,25	5,14	5,14	4,99
Riobamba	1,67	S	78,63	W	2754	4,44	4,56	4,36	4,22	4,39	4,06	4,47	4,61	4,5	4,75	4,61	4,72	4,47
Rumipamba	1,02	S	78,58	W	2628	4,72	4,56	4,56	4,22	4,61	4,28	4,5	4,72	4,69	4,64	4,89	4,86	4,6
Salinas	2,18	S	80,98	W	6	4,67	5,17	5,19	5,17	4,92	4,03	3,67	3,69	3,39	3,53	4	4,86	4,36
Salinas-La Puntilla	2,20	S	81,02	W		4,14	5,02	4,79	5,41	4,53	3,8	2,79	2,83	3,02	2,81	3,25	4,62	3,92
San Carlos	2,28	S	79,42	W	35	3,5	3,58	4,06	3,92	3,58	3,06	3,28	3,39	3,39	3,53	3,5	3,72	3,54
San Cristóbal	0,90	S	89,62	W	6	4,72	5,44	5,92	5,58	5,5	4,92	4,89	4,83	4,58	4,86	4,97	4,86	5,09
San Juan-La Mana	0,95	S	79,32	W	223	3,28	3,47	3,83	3,64	3,33	3	3,22	3,42	3,39	3,5	3,44	3,39	3,41
San Lorenzo	1,28	N	78,85	W	5	3,64	4	4,44	4,28	4	3,56	3,83	3,78	3,81	3,89	3,67	3,47	3,86
San Simón	1,65	S	78,98	W	2600	4,14	4,06	4,36	4,11	4,28	4,17	4,89	5	4,58	4,75	4,58	4,61	4,46
Santa Isabel	3,33	S	79,33	W	1598	3,92	3,92	4,06	3,89	4	4,06	4,58	4,64	4,47	4,78	4,89	4,5	4,31
Santa Rosa	3,43	S	79,97	W		2,77	3,04	3,77	4,03	3,69	2,94	3,13	3,06	2,85	2,79	2,64	3,46	3,18
Santo Domingo	0,23	S	79,27	W	600	3,14	3,5	3,83	3,75	3,5	3,11	3,47	3,5	3,39	3,5	3,33	3,25	3,44
Tabacundo	0,05	N	78,22	W	2876	4,64	4,5	4,56	4,56	4,58	4,17	4,72	4,89	5	4,42	4,19	4,5	4,56
Taura	2,33	S	79,82	W	17	3,5	3,78	4,17	4	3,78	3,22	3,58	3,89	3,69	3,72	3,81	3,42	3,71
Tiputini	0,75	S	75,53	W	220	4,53	4,33	4,17	3,83	3,94	3,64	3,92	4,53	4,58	4,69	4,56	4,47	4,27
Tulcán	0,82	S	77,70	W	2950	4,06	4,11	4,14	3,86	4,17	3,92	4,31	4,39	4,19	4,31	4,19	4	4,14



ANEXO 2

REGULACIÓN No. CONELEC 003/11 EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

Considerando:

Que, el artículo 316 de la Constitución de la República del Ecuador establece que el Estado podrá, de forma excepcional, delegar a la iniciativa privada la participación en los sectores estratégicos y servicios públicos, en los casos que establezca la ley;

Que, el artículo 44 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, determina que las concesiones, permisos y licencias, para proyectos de generación serán otorgados de acuerdo con la regulación que para el efecto dicte el CONELEC, por un plazo de hasta 50 años;

Que, el literal a) del artículo 50 del Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica, señala que la duración de los contratos de concesión, para los proyectos de generación incluidos en el Plan de Electrificación aprobado por el CONELEC o nuevas unidades de generación resultantes del proceso de modernización del sector eléctrico, será determinada por el CONELEC, tomando en cuenta el período requerido por el proyecto para la amortización de la inversión y la obtención de una razonable utilidad, considerando el valor residual esperado, a recuperarse al término de la concesión;

Que, el artículo 55 del Reglamento Ibídem, dispone que la duración de los permisos de los proyectos de generación se lo hará de conformidad con el procedimiento que para tal efecto determinará el CONELEC mediante regulación;



Que, el Procurador General del Estado mediante Oficio No. 06024 de 06 de febrero de 2009, da respuesta a una consulta del CONELEC referida al trámite de concesiones manifestando entre otros aspectos que *"[...] aquellas solicitudes de concesión del servicio de energía eléctrica que ingresaron antes de la vigencia de la nueva Constitución de la República del Ecuador, se sujetarán a las leyes vigentes al tiempo de la respectiva solicitud, y debe continuarse con el trámite hasta la formalización de los correspondientes contratos de concesión"*;

Que, en la Disposición Reformatoria Cuarta del Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversiones se dispone agregar un párrafo adicional al artículo 2 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, con el texto: *"El Estado podrá delegar la prestación del servicio de energía eléctrica en sus fases de generación, transmisión, distribución y comercialización a empresa mixtas en las cuales tenga mayoría accionaria. De forma excepcional, podrá otorgar delegaciones a la iniciativa privada y a la economía popular y solidaria para la prestación del servicio público de energía eléctrica, en cualquiera de los siguientes supuestos: 1) cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; o, 2) cuando la demanda del servicio no pueda ser cubierta por empresas públicas"*;

Que, con Resolución No. 0138/08 de 27 de noviembre de 2008, el Directorio del CONELEC aprobó la Regulación No. CONELEC - 013/08 "Regulación Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15", en cuyo numeral 17, último inciso, se establece la responsabilidad del CONELEC en cálculo del precio de reserva para la contratación regulada; y,

En ejercicio de sus facultades,

Resuelve:

Emitir la Regulación denominada **"Determinación de la metodología para el cálculo del plazo y de los precios referenciales de los proyectos de generación y autogeneración"**.



CAPÍTULO I

ASPECTOS GENERALES

1. OBJETIVO

Definir la metodología para la determinación de los plazos y precios a aplicarse para los proyectos de generación y autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, incluyendo aquellos que usen energías renovables.

2. ALCANCE

Esta Regulación establecerá:

- La metodología para la determinación de los plazos a aplicarse en los Títulos Habilitantes a través de los cuales el Estado delegará a la iniciativa privada la ejecución de proyectos de generación, incluidos aquellos que han iniciado un trámite dentro del CONELEC, hasta la entrada en vigencia de la actual Constitución de la República.
- La metodología para la determinación del precio de reserva a aplicarse en los procesos públicos de selección para la adjudicación de los proyectos de generación que consten en el Plan Maestro de Electrificación y que el Estado haya delegado a la iniciativa privada.
- La metodología para la determinación del precio referencial a aplicarse en el proceso de negociación para la adjudicación de los proyectos de generación que no consten en el Plan Maestro de Electrificación y que hayan sido propuestos por la iniciativa privada y delegados por el Estado de conformidad con la Regulación pertinente.
- Los plazos a aplicarse en los Títulos habilitantes que el CONELEC otorgue a los autogeneradores y a los proyectos de generación que usen energías renovables, desarrollados por la iniciativa privada.



- Los precios con los que se podrán comercializar en el sector eléctrico los excedentes de energía de los autogeneradores y la energía proveniente de los proyectos de generación que usen fuentes renovables.

3. PLAZOS A SER CONSIDERADOS EN LOS TÍTULOS HABILITANTES.

El CONELEC determina los plazos a ser considerados en los Títulos Habilitantes para los siguientes casos:

- Los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada.
- Los proyectos de generación que usen energías renovables y que se acojan a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos.
- Los proyectos de autogeneración desarrollados por la iniciativa privada.

La determinación del plazo de los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada se aplicará para los proyectos de generación que se encuentren dentro del PME que cuenten con sus estudios de factibilidad completos, y una vez que el Estado a través del Ministerio de Electricidad y Energía Renovable haya definido la necesidad de su delegación a la iniciativa privada; y para los proyectos de generación que no consten en el PME y que hayan sido propuestos por la iniciativa privada y delegados por el Estado de conformidad con la Regulación pertinente.

En el primer caso, el plazo determinado será incluido en las condiciones del Título Habilitante al que tendrá derecho quien resultare ganador en el proceso público de selección, mientras que para el segundo caso, el plazo será considerado en el proceso de negociación.

El plazo que se aplicará en el Título Habilitante para los proyectos de generación que usen energías renovables y que se acojan a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos, consta como anexo a esta Regulación.

El plazo que se aplicará en el Título Habilitante para los proyectos de autogeneración desarrollados por la iniciativa privada se determina sobre la base de la capacidad total del proyecto y consta como anexo en esta Regulación.

Los plazos definidos en la presente Regulación, podrán ser modificados por el CONELEC, cuando las condiciones del sector eléctrico así lo ameriten, rigiendo estas modificaciones a los proyectos que presenten su trámite en fecha posterior a la entrada en vigencia de los nuevos plazos.



4. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PLAZOS.

4.1 Proyectos de generación delegados a la iniciativa privada

La determinación del plazo que se aplicará en los Títulos Habilitantes de los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada considerará la siguiente información:

- Tecnología utilizada para la generación de la energía eléctrica.
- Capacidad de potencia a ser instalada.
- Vida útil de los proyectos.
- Disponibilidades operativas anuales estimadas.
- Precios de venta de energía estimados.
- Recuperación de todos los costos de inversión, tanto el componente de financiamiento como los recursos propios.
- Componente fijo de los costos de administración, operación y mantenimiento.
- Costo financiero de la deuda.
- Rentabilidad.
- Se considera que una vez concluido el plazo del Título Habilitante, los activos serán revertidos al Estado sin costo alguno, es decir, no existe un valor residual de los proyectos

A través de un proceso iterativo, el cual considera varios proyectos de generación con diferentes condiciones de los aspectos señalados anteriormente, se establecerá un plazo en años dentro del cual el valor actual neto de los flujos financieros de los diferentes proyectos analizados permite la recuperación de la inversión, de acuerdo al detalle que se presenta en el ANEXO I de esta Regulación; dicho plazo será el que debe aplicarse al Título Habilitante para un determinado tipo de tecnología en cierto rango de potencia.

Los plazos obtenidos a través de esta metodología para cada tipo de proyecto se detallan en el ANEXO II.

4.2 Proyectos de generación que utilizan energías renovables.

Los plazos que se aplicarán en los Títulos Habilitantes de los proyectos de generación que utilizan energías renovables y que por sus características técnicas se acojan a la Regulación específica para este tipo de proyectos, se definen en el ANEXO II de la presente Regulación.



Para la determinación de los plazos de los proyectos de generación que utilizan energías renovables y que no cumplan con las características técnicas que les permita acogerse a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos ó que hayan decidido no acogerse a la Regulación antes citada aun cumpliendo con las características técnicas; se deberá aplicar lo dispuesto en numeral inmediato anterior.

4.3 Proyectos de autogeneración.

Los plazos que se aplicarán en los Títulos Habilitantes de los proyectos de autogeneración desarrollados por la iniciativa privada, se determina como el menor valor entre el plazo definido en esta Regulación y el período establecido en la autorización que permita el uso del recurso natural, en los casos que fuera pertinente. Para este efecto, los plazos se detallan en el ANEXO II.

Para el caso de los proyectos de autogeneración cuya capacidad instalada sea menor a 1 MW, no se determina un plazo ya que de conformidad a la normativa vigente, estos proyectos únicamente deben cumplir un proceso de registro ante el CONELEC.

5. PRECIOS.

El CONELEC determinará los precios para los casos que se detallan a continuación:

- Para cada proceso público de selección de los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada que consten en el PME.
- Para cada proceso de negociación de los proyectos de generación propuestos y delegados a la iniciativa privada.
- Para los proyectos de generación que usen energías renovables y que se acojan a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos.
- Para la comercialización de los excedentes de energía de los proyectos de autogeneración.

6. METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS

6.1 Proyectos de generación delegados a la iniciativa privada y que constan en el PME.

Para el cálculo del precio referencial para los proyectos de generación delegados a la iniciativa privada se utilizará la información de los estudios de factibilidad considerados en el PME.



Con la información antes citada, se procederá a estimar los flujos financieros con los que se determinará el precio que permita recuperar la inversión, reconociéndole una rentabilidad y aplicando el plazo determinado por el CONELEC para el tipo de tecnología y rango de potencia al que corresponda al proyecto; de acuerdo al detalle que se muestra en el ANEXO III.

El precio que resulte del cálculo realizado por el CONELEC, se utilizará como precio referencial en el proceso público de selección.

6.2 Proyectos de generación propuestos por la iniciativa privada.

Para el cálculo del precio de referencia de los proyectos de generación propuestos por la iniciativa privada y que no consten en el PME, se utilizará la información de los estudios de factibilidad realizados por el proponente, debiendo éste cumplir con todos los requisitos que se establezcan en la normativa pertinente; a esta información se aplicará la metodología determinada en el ANEXO III.

El valor que resulte del cálculo realizado por el CONELEC, se utilizará como precio de referencia en el proceso de negociación.

6.3 Proyectos de generación que utilizan energías renovables.

El precio que se reconocerá a los proyectos de generación que usen energías renovables y que se acojan a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos, será el determinado en dicha Regulación.

Para los proyectos de generación que utilizan energías renovables y que no cumplan con las características técnicas que les permita acogerse a la Regulación para el incentivo de este tipo de proyectos ó que hayan decidido no acogerse a la Regulación antes citada aún cumpliendo con las características técnicas; se deberá aplicar la metodología definida en el ANEXO III.

6.4 Proyectos de autogeneración.

El precio que se reconocerá a los excedentes de energía de los proyectos de autogeneración privados, corresponderá al precio promedio de los Contratos Regulados suscritos por las empresas privadas del mismo tipo de tecnología y rango de potencia. En el caso de los proyectos de autogeneración estatales, el precio que se reconocerá en el mercado eléctrico a los excedentes de energía corresponderá al precio promedio de los Contratos Regulados suscritos por las empresas estatales del mismo tipo de tecnología y rango de potencia.



En el caso de que no existan contratos regulados suscritos de un determinado tipo de tecnología y rango de potencia, el CONELEC definirá el precio en base a referencias internacionales.

Para el caso de los proyectos de autogeneración que utilicen energías renovables y cuya capacidad instalada sea menor a 1 MW, el precio que se reconocerá a sus excedentes, en caso que los hubiere, será el definido en la regulación pertinente.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

Para el caso de los proyectos de generación que hayan iniciado su trámite en el CONELEC antes de la entrada en vigencia de la Constitución de la República del Ecuador, se aplicará los plazos determinados en la Regulación NO. CONELEC 004/06 Determinación de los Plazos de Contratos de Concesión y Permiso para las Centrales Generadoras, los mismos que constan en el ANEXO IV, mientras que los precios serán calculados de acuerdo a la metodología definida en esta regulación.

DISPOSICIÓN FINAL

Derógase la Regulación No. CONELEC - 004/06 Determinación de los Plazos de Contratos de Concesión y Permiso para las Centrales Generadoras, emitida por el CONELEC, mediante Resolución No. 140/06, en sesión del 08 de junio de 2006.

Certifico que esta Regulación fue aprobada por el Directorio del CONELEC, mediante Resolución No. 022/11, en sesión de 14 de abril de 2011.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde

Secretario General del CONELEC



ANEXO I

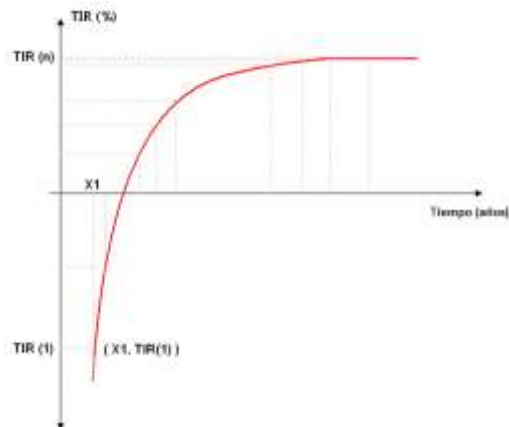
METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DEL PLAZO PARA LOS PROYECTOS DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA.

La metodología definida en la presente regulación establece la determinación del plazo de concesión a través de un proceso iterativo, el cual parte del análisis varios proyectos de generación para diferentes condiciones de precios de venta de energía, costos de inversión y de administración, operación y mantenimiento y estructura del capital, a fin de establecer el período en el cual el precio que permite la recuperación económica de la inversión pierde sensibilidad ante la variación del tiempo de valoración de los flujos financieros, para grupos de proyectos de similares características.

En primera instancia se determinará la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto sobre la base de las características mencionadas en esta Regulación, y con un precio de remuneración (por potencia instalada) definido P_1 , para un plazo de concesión inicial establecido previamente de "x" años. El resultado de esta TIR evidenciará cual es el retorno del proyecto para el tiempo de "x" años seleccionado. Para este análisis financiero se deberá considerar los siguientes aspectos:

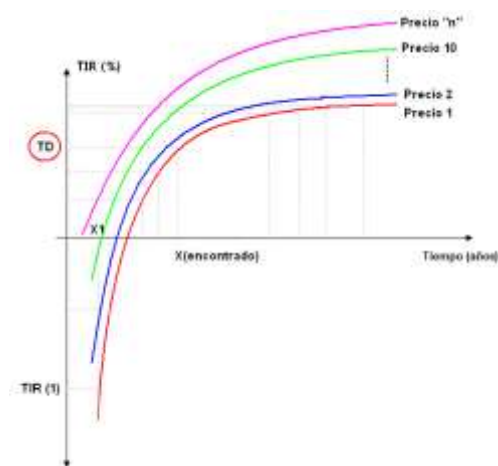
- Estructura del capital,
- Precios estimados de venta de la energía,
- Vida útil de los proyectos,
- Potencias instaladas,
- Disponibilidades anuales estimadas,
- Costos de inversión y componente de los costos fijos de administración, operación y mantenimiento.
- No existe valor residual del proyecto.

Como siguiente paso, se debe variar el tiempo de concesión, sin variar el precio P_1 , hasta que la TIR alcance una Tasa de descuento (TD), que será calculada sobre la base de la metodología establecida en el ANEXO V, considerando como límite máximo para este proceso iterativo la vida útil del proyecto.



El plazo de concesión que resulte cuando la TIR y la TD se igualen, para el proyecto valorado con el precio P_1 , será considerado como un primer par ordenado, dentro una curva precio – plazo que permitirá determinar la elasticidad del precio en función del plazo.

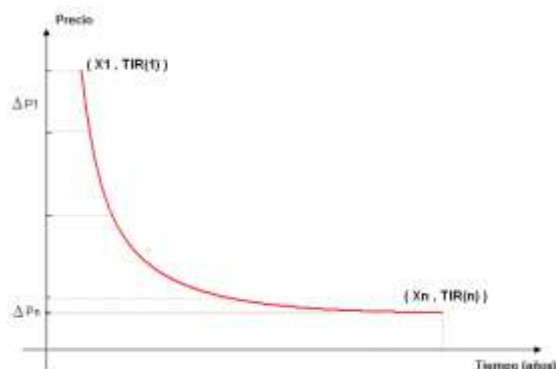
Una vez calculado el primer punto de la curva precio – plazo, se incrementa el precio de remuneración P_1 , a P_2 , y con esto se realiza nuevamente el procedimiento descrito en los párrafos anteriores, obteniendo así el segundo par ordenado de la curva precio – plazo.



Este proceso se repite hasta obtener los suficientes puntos en la curva precio – plazo, para determinar el punto donde la variación del precio es mínima respecto a la variación del plazo de concesión. A partir de este punto, una variación del plazo no requiere una variación de la misma magnitud del precio, para hacer que el



proyecto, con ciertas características obtenga una TIR similar a la TD. La figura mostrada a continuación presenta de manera gráfica lo planteado:



Este resultado corresponde al plazo de concesión “óptimo” desde el punto de vista económico, para un proyecto con un grupo de características G_1 . Las características se refieren a los costos y parámetros técnico-económicos descritos en la presente Regulación y utilizados para el análisis.

Por ello, se deberá realizar varias simulaciones para varios grupos de características, a fin de que el promedio de los resultados para cada grupo, sea el plazo de concesión definitivo para un tipo de tecnología. El objetivo es cubrir la mayor cantidad de variaciones que generen grupos diferentes, a fin de que el resultado refleje un valor que, en promedio, sirva para una gran cantidad de hipótesis que se puedan presentar.

ANEXO II

PLAZOS A SER CONSIDERADOS EN LOS TÍTULOS HABILITANTES



TECNOLOGÍA	PLAZO PARA LOS PROYECTOS DE GENERACIÓN DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA	PLAZO PARA LAS ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES	PLAZO PARA LOS AUTOGENERADORES
Tipo de central y rango de potencia	Años		
Vapor	30		30
MCI < 514 rpm	20		20
MCI 514 - 900 rpm	15		15
MCI > 900 rpm	7		7
Gas Industrial	20		20
Gas jet	7		7
Eólicas	25	25	25
Fotovoltaicas	20	20	20
Biomasa - Biogas	15	15	15
Geotérmicas	30	30	30
Hidro 0 - 0,5 MW	-	20	20
Hidro 0,5 - 5 MW	20 - 30	30	30
Hidro 5 - 10 MW	23 - 40	40	40
Hidro 10 - 50 MW	28 - 40	40	40
Hidro > 50 MW	32 - 50		50

ANEXO III

METODOLOGÍA PARA LA DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS REFERENCIALES PARA LOS PROYECTOS DELEGADOS A LA INICIATIVA PRIVADA.

Para el cálculo del precio referencial se deberá considerar los siguientes aspectos:

- Plazo.** Es el valor en años que se aplicará en el Título Habilitante con el que se delegue los proyectos de generación a la iniciativa privada. Será calculado de acuerdo a lo definido en el ANEXO I.
- Costos de Inversión.** Corresponden a los costos de inversión definidos para cada proyecto en los estudios de factibilidad, considerando la estructura del capital, es decir, la parte que corresponde a capital propio de los inversionistas y la parte que corresponde a capital financiero o deuda.
- Costos de administración, operación y mantenimiento.** Corresponde al componente fijo de los costos de administración, operación y mantenimiento, definidos para cada proyecto en los estudios de factibilidad.
- Tasa de descuento.** Se calcula una tasa de descuento en función de la metodología del Costo Promedio Ponderado de Capital – CPPC,:



$$CPPC = CAPM \% \frac{Capital_Inversionistas}{Total_Inversión} + i\%(1-T) \frac{Capital_Financiero}{Total_Inversión}$$

Dónde:

$i\%$: Tasa de interés del capital financiero.

$(1-T)$: Efecto de corrección de la tasa nominal, por el efecto fiscal

El Modelo de Fijación de Precios de Activos de Capital - CAPM reflejará la tasa de rendimiento para el capital del inversionista, y se calculará de la siguiente manera:

$$CAPM \% = \%_{LR} + \beta(\%_I - \%_{LR}) + PRM$$

Dónde:

$\%_{LR}$: Tasa libre de riesgo

β : Conocido como el riesgo sistemático o no diversificable. Coeficiente que refleja el riesgo de la industria de generación eléctrica con respecto al portafolio de mercado.

$\%_I$: Rentabilidad esperada de la industria

PRM : Prima por el riesgo asociado al mercado interno

Los flujos correspondientes al costo de inversión y a los costos de administración, operación y mantenimiento son evaluados para el plazo determinado por el CONELEC en función del tipo de tecnología y rango de potencia, y traídos a valor presente aplicando la tasa de descuento calculada. Este valor es mensualizado, y finalmente se lo divide por la potencia efectiva del proyecto obteniendo un precio en USD/kW – mes.

Este valor corresponde al precio referencial que será utilizado en el proceso público de selección del proyecto.

En el flujo financiero no se considerará un valor residual del proyecto, debiendo los bienes revertirse al Estado, sin costo, una vez terminado el plazo de conformidad con la normativa pertinente.



ANEXO IV

PLAZOS DEFINIDOS EN LA REGULACIÓN 004/06

TIPO DE CENTRAL	TIEMPO DE LA CONCESIÓN O PERMISO (Años)
Hidroeléctricas	50
Térmicas a Vapor	30
Térmicas a Gas de ciclo simple, turbinas industriales	25
A gas de ciclo simple con turbinas de tipo aeroderivativo	20
A gas con ciclo combinado	30
Térmicas de combustión interna	20
Eólicas	25
Fotovoltaica	20



ANEXO 3

REGULACIÓN No. CONELEC – 004/11

EL DIRECTORIO DEL CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD

CONELEC

Considerando:

Que, el artículo 63 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas;

Que, la seguridad energética para el abastecimiento de la electricidad debe considerar la diversificación y participación de las energías renovables no convencionales, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles;

Que, es de fundamental importancia la aplicación de mecanismos que promuevan y garanticen el desarrollo sustentable de las tecnologías renovables no convencionales, considerando que los mayores costos iniciales de inversión, se compensan con los bajos costos variables de producción, lo cual a mediano plazo, incidirá en una reducción de los costos de generación y el consiguiente beneficio a los usuarios finales;

Que, como parte de la equidad social, se requiere impulsar el suministro de la energía eléctrica hacia zonas rurales y sistemas aislados, en donde no se dispone de este servicio, con la instalación de centrales renovables no convencionales, distribuyendo los mayores costos que inicialmente estos sistemas demandan entre todos los usuarios del sector;

Que, para disminuir en el corto plazo la dependencia y vulnerabilidad energética del país, es conveniente mejorar la confiabilidad en el suministro, para lo cual se requiere acelerar el proceso de diversificación de la matriz energética, prioritariamente con fuentes de energía renovable no convencionales –ERNC-, con lo cual se contribuye a la diversificación y multiplicación de los actores involucrados, generando nuevas fuentes de trabajo y la transferencia tecnológica;

Que, como parte fundamental de su política energética, la mayoría de países a nivel mundial, vienen aplicando diferentes mecanismos de promoción a las tecnologías renovables no convencionales entre las que se incluyen las pequeñas centrales hidroeléctricas, lo que les ha permitido desarrollar en forma significativa este tipo de recursos;



Que, el artículo 64 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, establece que el CONELEC dictará las normas aplicables para el despacho de la electricidad producida con energías no convencionales tendiendo a su aprovechamiento y prioridad;

Que, en la parte final del artículo 53 del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se establece que la operación de las centrales de generación que utilicen fuentes no convencionales se sujetará a reglamentaciones específicas dictadas por el CONELEC;

Que, el CONELEC mediante Resolución No. 127/08, de 23 de octubre de 2008, aprobó la Regulación No. CONELEC – 009/08 “Registros de Generadores Menores a 1 MW”, la cual determina el procedimiento que deben ajustarse los generadores menores a 1 MW para su funcionamiento en el sistema;

Que, la Regulación No. CONELEC 013/08 Complementaria No. 1 para la Aplicación del Mandato Constituyente No. 15 determina el despacho preferente de centrales de generación que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE;

Que, el Código Orgánico de la Producción, Comercio e Inversión, publicado en el Suplemento del Registro Oficial No. 351 de 29 de diciembre de 2010, en su libro VI, Sostenibilidad de la Producción y Regulación con su Ecosistema, en sus artículos 233 al 235 establece disposiciones para el desarrollo, uso e incentivos para la producción más limpia; además que, en la disposición reformativa Cuarta se establece que se podrá delegar a la iniciativa privada el desarrollo de proyectos de generación cuando sea necesario y adecuado para satisfacer el interés público, colectivo o general; y,

En ejercicio de sus facultades,

Resuelve:

Expedir la presente Regulación denominada “Tratamiento para la energía producida con Recursos Energéticos Renovables No Convencionales”.

1. OBJETIVO

La presente Regulación tiene como objetivo el establecimiento de los requisitos, precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

2. ALCANCE



Para los efectos de la presente Regulación, las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW de capacidad instalada.

3. REQUISITOS DE PARTICIPACIÓN

Cualquier interesado en desarrollar un proyecto de generación que utilice fuentes renovables como las descritas en el numeral anterior de la presente Regulación, podrá solicitar el tratamiento preferente como generador no convencional.

Los generadores hidroeléctricos, cuya capacidad instalada sea mayor a los 50 MW, no podrán acogerse a la presente Regulación.

El generador que desee acogerse a este sistema preferente, y para su proceso de calificación al interior del CONELEC, deberá presentar los siguientes requisitos:

1. Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica;
2. Copia certificada del nombramiento del representante legal;
3. Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC. Deberán considerar dentro del estudio el uso óptimo del recurso, sin disminuir la potencialidad de otros proyectos que tengan relación directa con éste y puedan desarrollarse a futuro;
4. Memoria descriptiva del proyecto, con las especificaciones generales del equipo, tipo de central, ubicación, implantación general, característica de la línea de transmisión o interconexión cuando sea aplicable;
5. Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor, o a un sistema aislado;
6. Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente que indique que el Proyecto se encuentra o no dentro del sistema nacional de áreas protegidas;
7. Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso, por parte del organismo competente; y
8. Esquema de financiamiento.

4. PROCEDIMIENTO DE CALIFICACIÓN Y OBTENCIÓN DEL TÍTULO HABILITANTE:

El generador no convencional deberá presentar al CONELEC, para la calificación, la documentación señalada en el numeral anterior y someterse al proceso indicado en esta Regulación.

El CONELEC, adicionalmente, en función del parque generador que cubre la demanda eléctrica del país podrá negar la solicitud del generador no convencional



en caso se estime que la energía a entregarse no es necesaria, en las condiciones presentadas por el inversionista.

Una vez obtenido el certificado previo al Título Habilitante, por el cual se califica la solicitud de la empresa para el desarrollo y operación de un proyecto de generación, se determinará el plazo máximo que tiene el solicitante para la firma de contrato. Durante este periodo no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el primero.

Para la obtención del Título Habilitante, el proyecto calificado se someterá a lo descrito en la normativa vigente.

5. CONDICIONES PREFERENTES

5.1 PRECIOS PREFERENTES

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh, son aquellos indicados en la Tabla No. 1. No se reconocerá pago por disponibilidad a la producción de las centrales no convencionales.

Tabla No. 1
Precios Preferentes Energía Renovables en (cUSD/kWh)

CENTRALES	Territorio Continental	Territorio Insular de Galápagos
EÓLICAS	9.13	10.04
FOTOVOLTAICAS	40.03	44.03
BIOMASA Y BIOGÁS < 5 MW	11.05	12.16
BIOMASA y BIOGÁS > 5 MW	9.60	10.56
GEOTÉRMICAS	13.21	14.53

Además, para las centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW se reconocerán los precios indicados en la Tabla No. 2, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por kWh. No se reconocerá pago por disponibilidad a este tipo de centrales que se acojan a la presente Regulación.



Tabla No. 2
Precios Preferentes Centrales Hidroeléctricas
hasta 50 MW en (cUSD/kWh)

CENTRALES	PRECIO
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS HASTA 10 MW	7.17
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 10 MW HASTA 30 MW	6.88
CENTRALES HIDROELÉCTRICAS MAYORES A 30 MW HASTA 50 MW	6.21

5.2 VIGENCIA DE LOS PRECIOS

Los precios establecidos en esta Regulación se garantizarán y estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del título habilitante, para todas las empresas que hubieren suscrito dicho contrato hasta el 31 de diciembre de 2012.

Cumplido el periodo de vigencia indicado en el párrafo inmediato anterior, y hasta que se termine su plazo determinado en el título habilitante de las centrales renovables no convencionales operarán en el sector eléctrico ecuatoriano, con un tratamiento similar a cualquier central de tipo convencional, de acuerdo a las normas vigentes a esa fecha, con las siguientes particularidades:

- a) Para los generadores de la Tabla No. 1, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente, se negociará con la normativa vigente a esa época.
- b) Para los generadores de la Tabla No. 2, el precio de venta de la energía de estas centrales después de concluido el periodo de precios preferente se liquidará con el promedio de precio de contratos regulados de centrales o unidades de generación en operación, correspondiente a esa tecnología vigentes a esa fecha.

5.3 DESPACHO PREFERENTE

El CENACE despachará, de manera obligatoria y preferente, toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales entreguen al sistema, hasta el límite del 6%, de la capacidad instalada y operativa de los generadores del Sistema Nacional Interconectado, según lo establecido la



Regulación complementaria del Mandato 15. Para el cálculo de límite se consideran todas las centrales renovables no convencionales que se acojan a esta regulación, a excepción de las hidroeléctricas menores a 50 MW, las que no tendrán esta limitación.

Si el límite referido anteriormente se supera, con la incorporación de nuevas centrales no convencionales, éstas se someterán a la condiciones de las centrales convencionales en cuanto al despacho y liquidación.

En el caso se dicten políticas de subsidio o compensación tarifaria por parte del Estado, para el fomento a la producción de energías renovables no convencionales, podrá haber un despacho preferente sobre el 6% y hasta el porcentaje máximo que se determine en esas políticas.

Los generadores hidroeléctricos que se acojan a esta Regulación tendrán un despacho obligatorio y preferente.

6. CONDICIONES OPERATIVAS

6.1 PUNTO DE ENTREGA Y MEDICIÓN

El punto de entrega y medición de la energía producida por este tipo de plantas, será el punto de conexión con el Sistema de Transmisión o Distribución, adecuado técnicamente para entregar la energía producida.

La red necesaria para conectarse al sistema de transmisión o distribución, deberá estar contemplada en los planes de expansión y transmisión.

El sistema de medición comercial deberá cumplir con lo indicado en la Regulación vigente sobre la materia.

6.2 CALIDAD DEL PRODUCTO

Los parámetros técnicos para la energía eléctrica suministrada por estos generadores, en el punto de entrega al SNI, serán los mismos que los establecidos para los generadores convencionales, señalados en las Regulaciones, que sobre la materia, estén vigentes.

6.3 REQUISITOS PARA LA CONEXIÓN

En el punto de entrega, el generador debe instalar todos los equipos de conexión, control, supervisión, protección y medición cumpliendo con la normativa vigente sobre la materia y demás requisitos que se exijan en los instructivos de conexión del transmisor o del distribuidor.



6.4 PREVISIÓN DE ENERGÍA A ENTREGARSE

Los generadores que están sujetos al despacho centralizado, deben comunicar al CENACE, la previsión de producción de energía horaria de cada día, dentro de los plazos establecidos en los Procedimientos de Despacho y Operación, a efectos de que el CENACE realice la programación diaria.

Los generadores que no están sujetos al despacho centralizado, deberán cumplir con lo establecido en el Art. 29 del Reglamento de Despacho y Operación.

7. LIQUIDACIÓN DE LA ENERGÍA

El CENACE, sobre la base de los precios establecidos en las Tablas Nos. 1 y 2 de la presente Regulación, liquidará mensualmente los valores que percibirán los generadores no convencionales por la energía medida en el punto de entrega, bajo las mismas normas de liquidación que se aplica a generadores convencionales.

La liquidación realizada por el CENACE a los Distribuidores y Grandes Consumidores, deberá considerar el cargo correspondiente para remunerar a los generadores no convencionales, en forma proporcional a su demanda

Para el caso se supere el 6% de la capacidad instalada y operativa de los generadores del mercado, con despacho preferente, el Estado asumirá el diferencial de costos (sobrecostos) entre el precio señalado en la presente Regulación y el valor medio del precio de contratos.

8. PRECIO DE LA ENERGÍA A PARTIR DEL 2013

Para aquellos proyectos cuyos contratos se suscriban o por incremento de capacidad se modifiquen a partir del año 2013, el CONELEC realizará una revisión de los precios de la energía y su periodo de vigencia, los que serán aplicables únicamente para los casos antes señalados a partir de ese año y por un período de vigencia que el CONELEC lo definirá en esa fecha.

Para la revisión de los precios y fijación del plazo de vigencia, indicados en el párrafo inmediato anterior, el CONELEC realizará el estudio correspondiente basado en referencias internacionales de este tipo de energías, la realidad de precios del mercado eléctrico ecuatoriano o cualquier otro procedimiento que estimare conveniente.

9. GENERADORES MENORES A 1 MW



Los generadores menores a 1 MW que se acojan a los precios preferentes de esta regulación no firmarán un contrato, sino que deberán obtener el registro, de conformidad con la regulación respectiva, adicionalmente a los requisitos establecidos en ésta se deberá verificar que la potencia del Proyecto haga un uso óptimo del recurso. En dicho registro deberán constar los precios preferentes y el plazo de conformidad con los numerales 6.1 y 6.2 de la presente Regulación.

En caso estos generadores deban entregar su energía a una empresa distribuidora, ésta se liquidará a los precios de la regulación y serán facturados a la respectiva empresa distribuidora.

Los procesos de supervisión, revocatoria del registro y su actualización serán los establecidos en la Regulación relacionada con los registros de los generadores menores a 1 MW.

Para la operación de estas centrales deberán observar lo establecido en el artículo 29 del Reglamento de Despacho y Operación en lo referente al envío de la información requerida por el Centro Nacional de Control de Energía. El sistema de medición comercial que se exija a estos generadores será el establecido en la Regulación del sistema de medición comercial para cargas menores a 650 kW.

10. SISTEMAS NO INCORPORADOS

Los precios fijados en esta Regulación, son también aplicables para el caso de Sistemas no incorporados al S.N.I.

La energía producida por este tipo de generadores y entregada a un sistema no incorporado, se considerará, para efectos de liquidación, como entregada al SNI y su sobre costo se distribuirá entre todos los participantes, con el procedimiento establecido en el numeral 8. El costo medio también deberá ser asumido por el sistema no incorporado.

Para efectos de las liquidaciones, el CENACE determinará, en conjunto con los generadores no convencionales y distribuidores que no se encuentren incorporados al SNI, el procedimiento necesario para efectuar la liquidación de la energía que entregan y reciben.

Lcdo. Carlos Calero Merizalde.

Secretario General del CONELEC

ANEXO 4

INVERSOR MONOFÁSICO DE CONEXIÓN A RED

El inversor “Ingecon Sun 2.5 de INGETEAM” es un inversor monofásico para conexión a red de 2,5 Kw de potencia nominal.



Características Generales

- ✓ Potencia máxima 2500 – 2700 w.
- ✓ Data logger interno incluido.
- ✓ Comunicación con servicio técnico vía GSM.
- ✓ Amplio rango de tensión de entrada (125 – 450 Vdc).
- ✓ Seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
- ✓ Fácil instalación, sin necesidad de elementos adicionales.
- ✓ Conectores rápidos DC, AC y comunicaciones.
- ✓ Conexión directa a la Red. Protecciones eléctricas integradas.
- ✓ Transformador AC de aislamiento galvánico.
- ✓ Grado IP65 de protección para su instalación en exteriores.
- ✓ Resistente al agua.
- ✓ LEDs indicadores de estado, pantalla LCD y teclado para monitorización en el frontal del equipo.
- ✓ Desconexión manual.
- ✓ Protección contra polarizaciones inversas, sobretensiones, cortocircuito, defecto de aislamiento.

Opciones.



- ✓ Comunicación por RS – 485, Fibra óptica y Red Eléctrica. Módem para telefonía fija o GSM.
- ✓ Programa Ingecon Sun Monitor sobre PC para visualización de parámetros, registro de datos, etc.
- ✓ Tarjeta de entradas adicionales para la medición de temperatura, irradiación, etc.
- ✓ Relé de salida para actuación en caso de fallo de aislamiento en continua.

Seguridad.

- ✓ Los dispositivos de seguridad incluidos en los inversores pueden ser resumidos en tres grandes grupos. Serán dispositivos de corte por falta de carga, protección contra cortocircuitos y sobrecargas e inversión de la polaridad.

Funcionamiento.

- ✓ Los inversores utilizados en instalaciones conectadas a red tienen la particularidad de que deben ser capaces de extraer en todo momento del día la máxima potencia del generador fotovoltaico. Por esta razón, a pesar de aportar una potencia nominal, poseen un rango variable de potencia de entrada.
- ✓ Cuando la señal de salida del inversor excede de las condiciones predefinidas para la operación, este se desconectará automáticamente de la red, evitando posibles daños en la red de distribución. De este modo, la detección de algún fallo provoca la desconexión inmediata del inversor.
- ✓ En los modelos que no incluyan transformador integrado, es conveniente la introducción del mismo para garantizar un adecuado aislamiento en la conexión a la red eléctrica.
- ✓ Por la noche el inversor estará totalmente desconectado. Dicha función será automática.
- ✓ Como quiera que el inversor integra al campo fotovoltaico dentro de la red eléctrica, este nos garantiza que la transformación a corriente alterna cumple con las características requeridas por la red.

Mantenimiento.

- ✓ El mantenimiento necesario en este tipo de inversores se suele reducir a la comprobación periódica de las conexiones a los terminales del mismo. Además, la indicación luminosa en leds del funcionamiento del inversor, nos indicará si los niveles de funcionamiento son o no correctos.



Características Técnicas.

Rango de tensión de entrada (V)	125 - 450
Intensidad máxima (A)	16 A
Tensión de salida (Vac)	220/230 Vac
Consumo en operación (A)	< 10 w
Rendimiento óptimo (%)	94%
Frecuencia (Hz)	50 Hz
Pot nominal a 25° C	2500 w
Pot máxima	2700 w
Interface usuario	LEDS indicadores de estado
Temperatura ambiente	-10°C a +50°C
Humedad ambiente	De 0 a 95%
Protección contra sobrecarga	Si
Protección contra cortocircuito	Si
Índice de protección envolvente	IP 65
Dimensiones (mm)	420 x 420 x 272
Peso (Kg)	49
Transformación AC de aislamiento galvánico	Incluido

ANEXO 5

MONTEAS SOLARES PARA QUITO

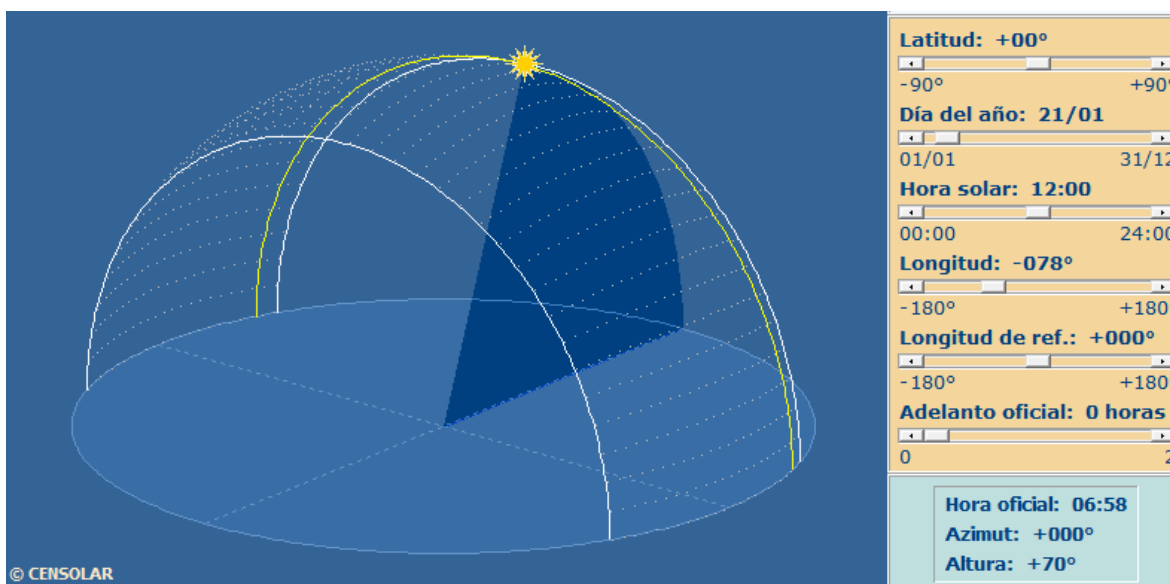


Figura 1. Montea solar en el mes de Enero.

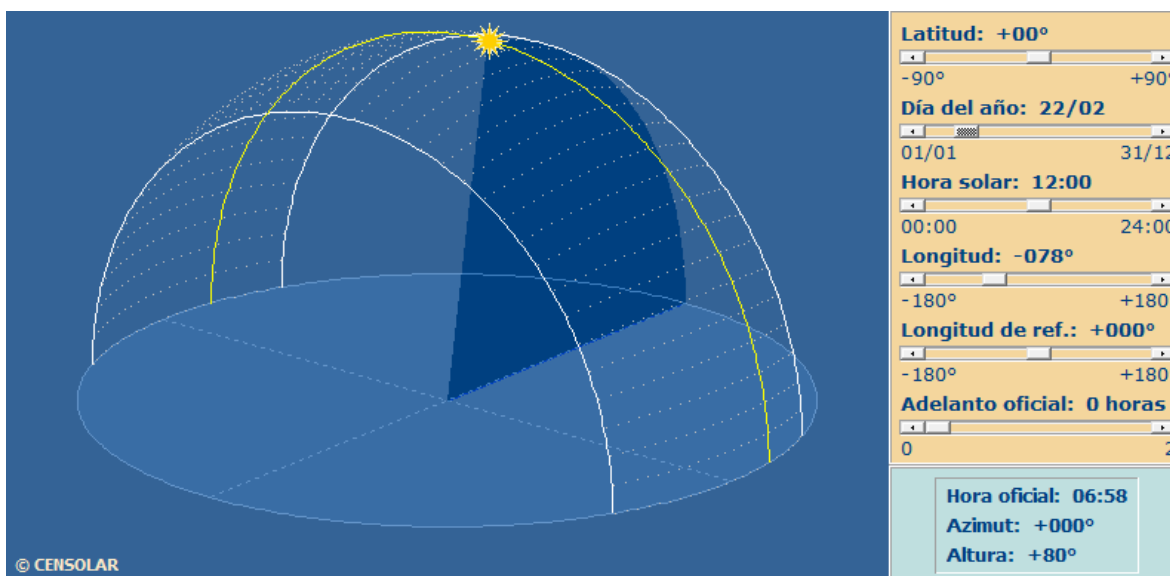


Figura 2. Montea solar en el mes de Febrero.

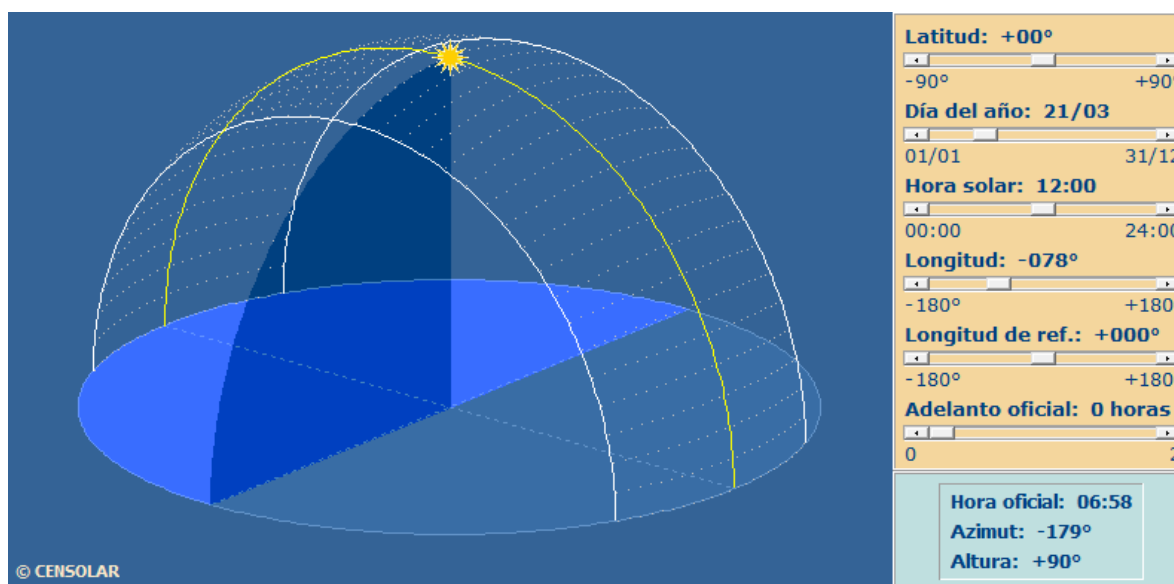


Figura 3. Montea solar en el mes de Marzo.

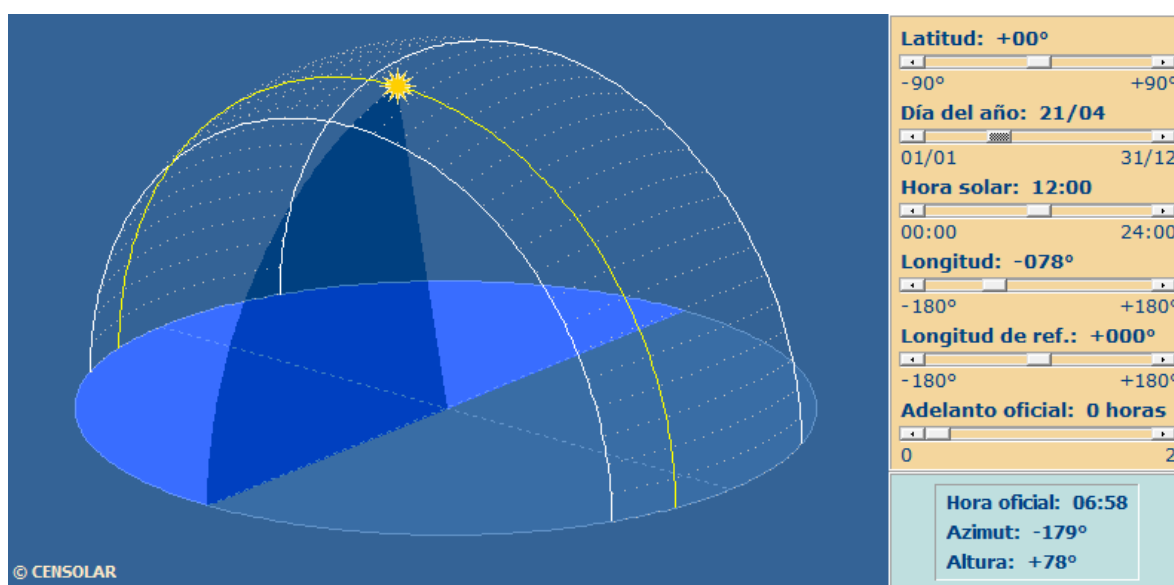


Figura 4. . Montea solar en el mes de Abril.

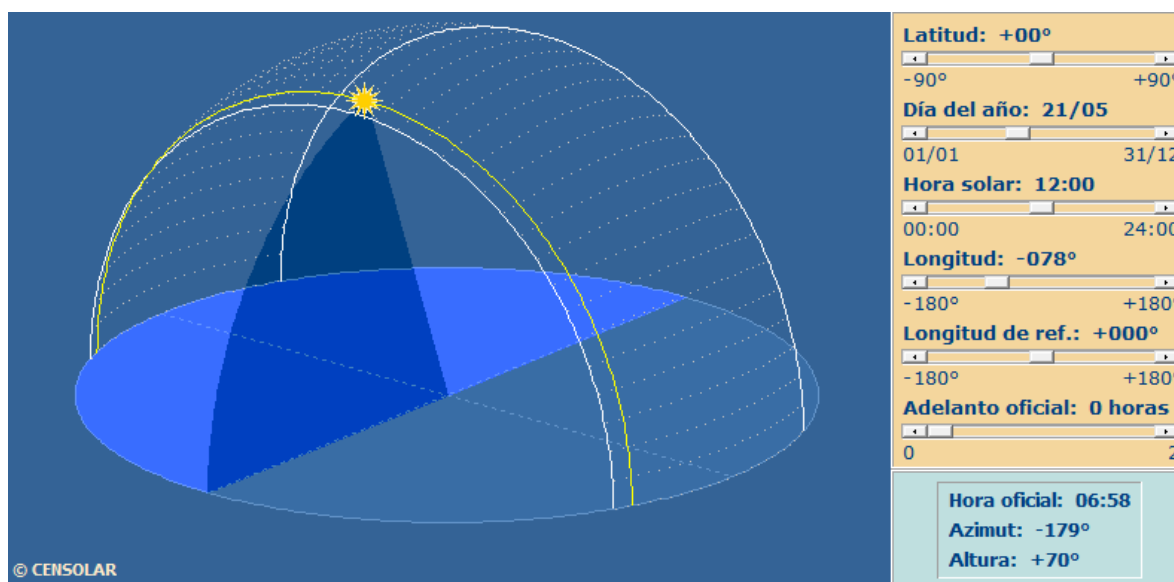


Figura 5. Montea solar en el mes de Mayo.

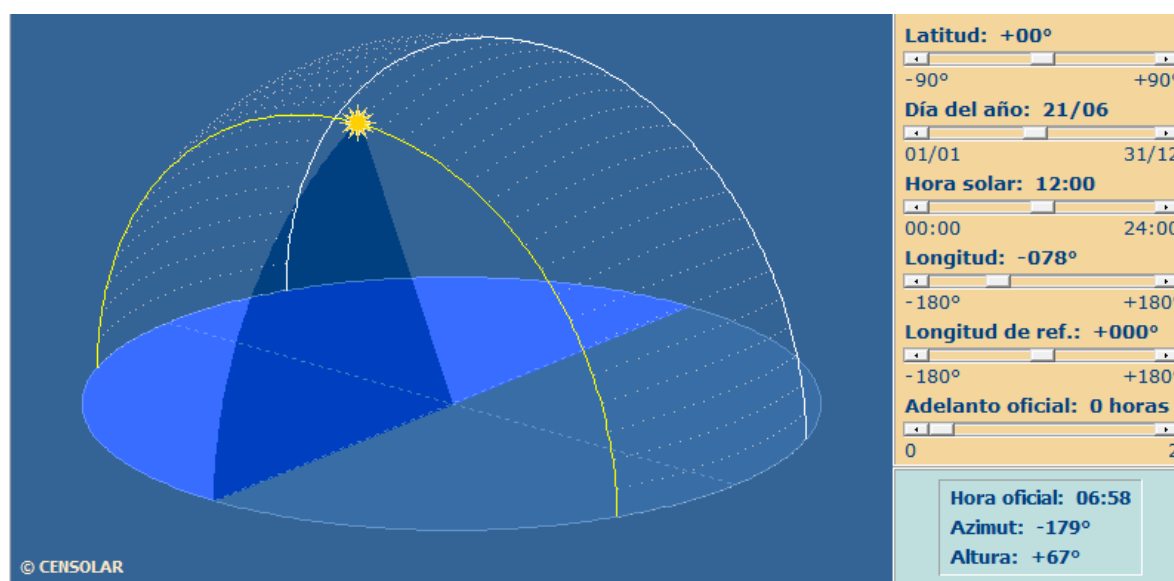


Figura 6. Montea solar en el mes de Junio.

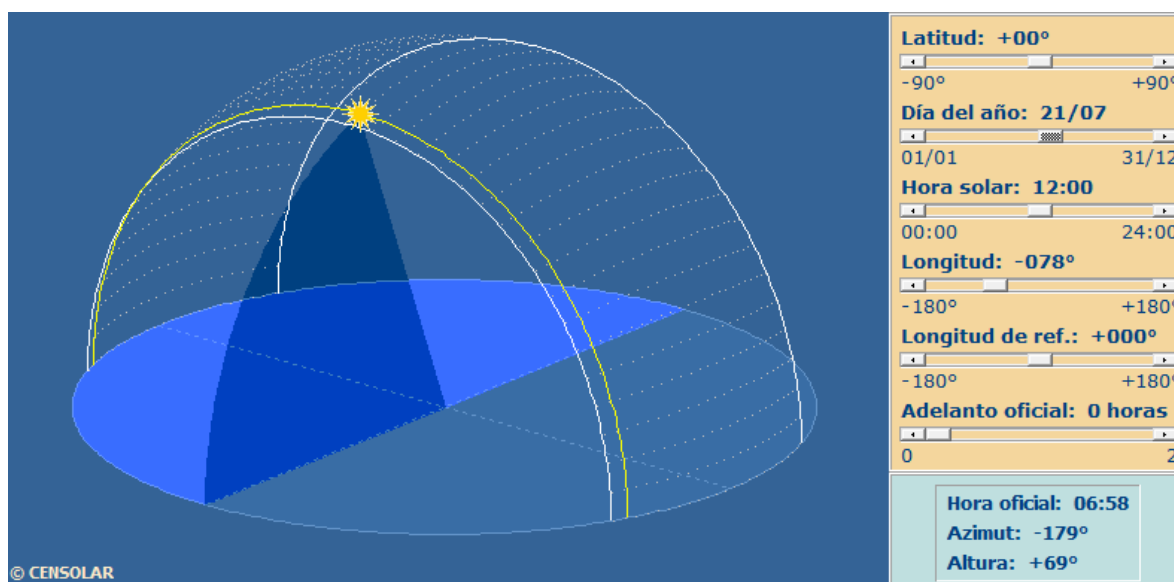


Figura 7. Montea solar en el mes de Julio.

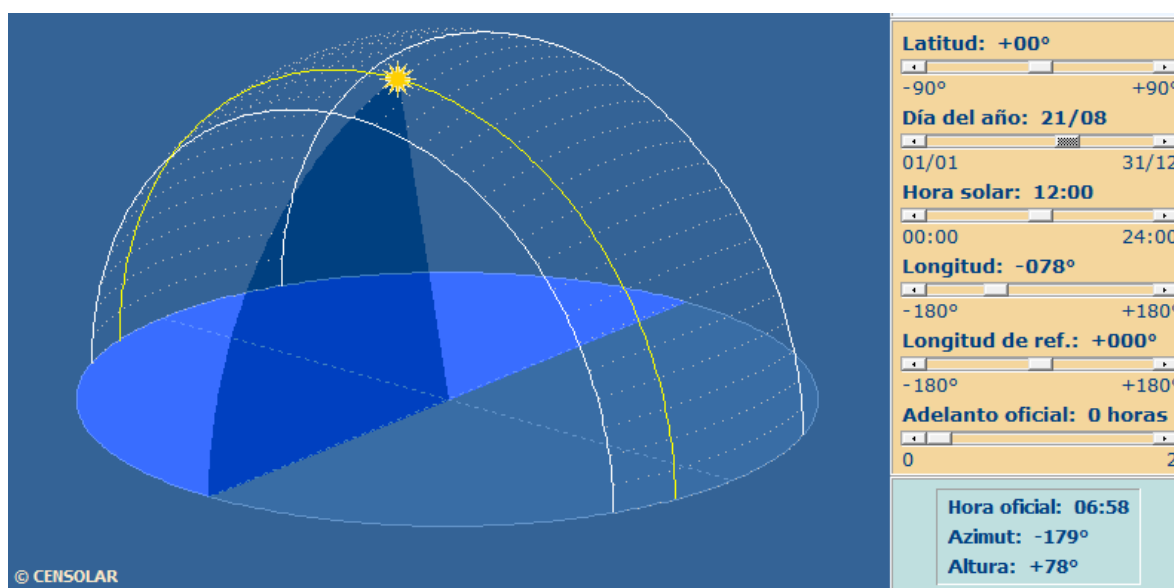


Figura 8. Montea solar en el mes de Agosto.

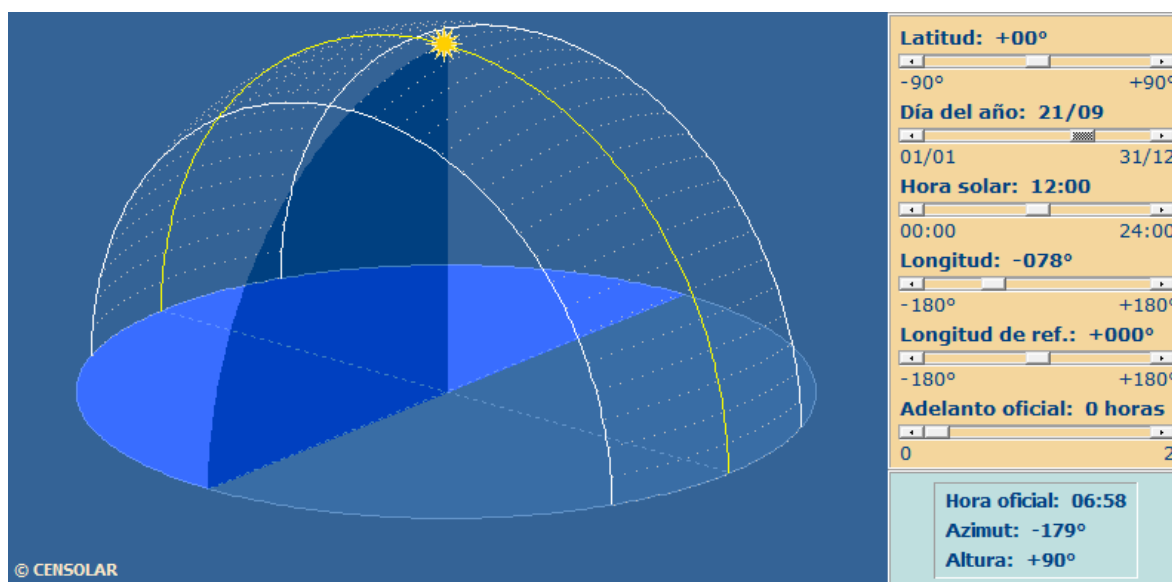


Figura 9. Montea solar en el mes de Septiembre.

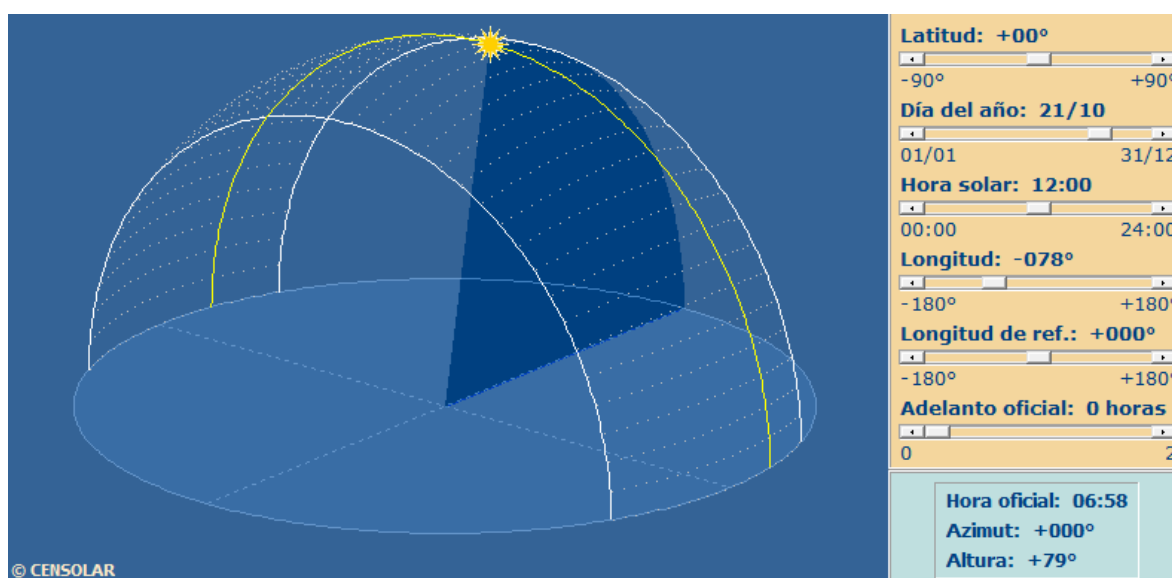


Figura 10. Montea solar en el mes de Octubre.

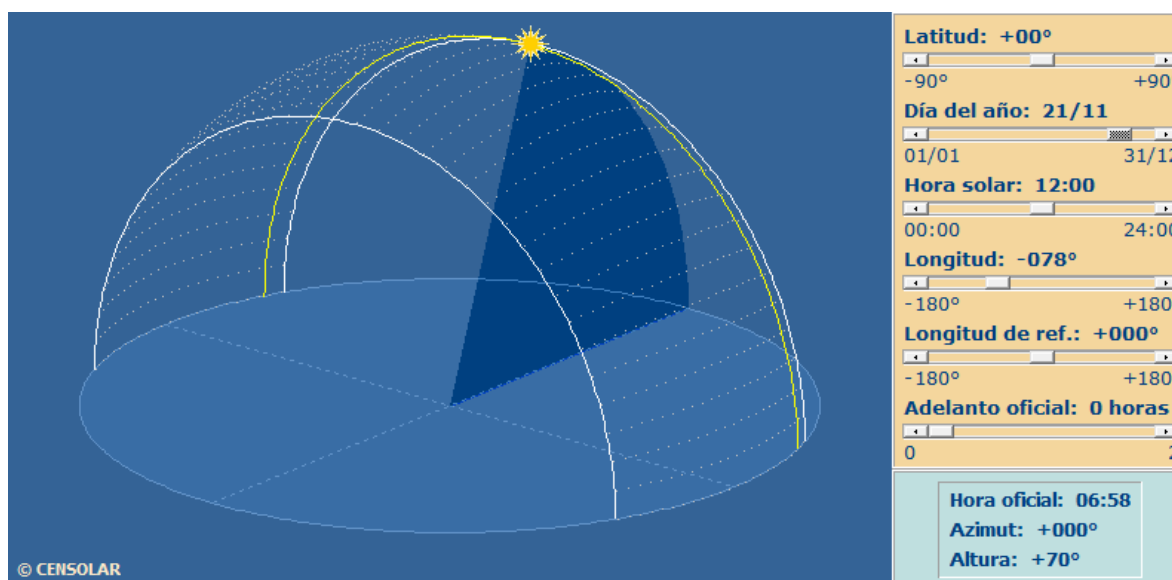


Figura 11. Montea solar en el mes de Noviembre.

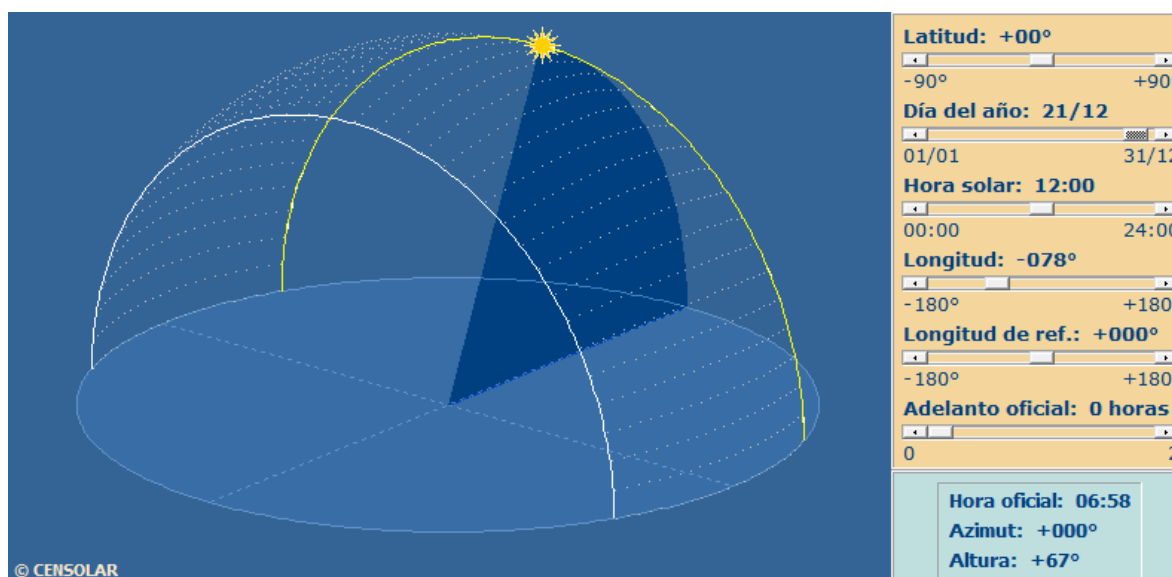


Figura 12. Montea solar en el mes de Diciembre.



ANEXO 6

PANELES SOLARES

Paneles con marco.

Suntech Mono con células monocristalinas.

Suntech.

Como uno de los mayores fabricantes mundiales de paneles solares cristalinos de silicio y con más de 10 millones de paneles vendidos en más de 80 países, Suntech es sinónimo de innovación, eficiencia y calidad.

Con la serie Mono de Suntech, con células monocristalinas, casi cualquier aplicación puede ser resuelta de manera eficiente y altamente cualitativa.

Paneles solares para todos los usos.

Tanto en red como en aplicaciones aisladas, los paneles son convincentes por su alta fiabilidad y su óptimo grado de eficacia. Con la utilización de los nuevos marcos sólidos de 35 mm no solo se garantiza una producción optimizada de alta calidad, sino también reducidos costos de transporte.

Buen comportamiento en condiciones de baja luminosidad.

Excelente rendimiento con baja luminosidad: Con una intensidad de irradiación de 200W/m^2 (masa de aire de 1.5, 25°C) se puede lograr un grado de eficiencia de paneles relativo, de más del 95.5 % con respecto a las condiciones de prueba estándares (1000 W/m^2).

Ventajas.

- ✓ Alta fiabilidad.
- ✓ Óptimo grado de eficiencia
- ✓ Tolerancia baja de potencia
- ✓ Forma de construcción estable para cargas ocasionadas por el viento y la nieve





Los paneles Suntech Ad+ siguen estando disponibles con una caja de conexión, como también, conectores de Huber+Suhner.



Los paneles Suntech Wd continúan teniendo la caja de conexión de Huber+Suhner, pero en este caso se ha instalado como novedad el conector MC4.



Características del panel.

Art. n°	101422
Modelo	Suntech STP250S-20/Wd Mono
Potencia nominal	250 W +5 %, -0 %
Tensión máx. del sistema	1000 V
Tensión de servicio	30.7 V
Corriente de servicio	8.15 A
Tensión en circuito abierto	37.4 V
Corriente de cortocircuito	8.63 A
Coeficiente de temp. potencia	-0.45 %/°C
Coeficiente de temp. tensión	-0.34 %/°C
Coeficiente de temp. corriente	0.050 %/°C
Carga máx. de corriente inversa	20 A
Temperatura admitida por el panel	-40 a +85 °C
Células por panel	60 uds
Tipo de célula	Silicio monocristalino
Dimensiones de la célula (l / a)	156 mm / 156 mm
Tipo de conexión	Cables 4 mm ² con conectores MC4
Marco de montaje	Aluminio anodizado
Dimensiones (l / a / a)	1640 mm ±3 mm / 992 mm ±3 mm / 35 mm ±1 mm
Peso	18.2 kg (aprox.)
N° por contenedor	784 uds
Carga máx.	5400 N/m ²
Garantía de rendimiento* ⁵¹	5 / 12 / 18 / 25 años
Garantía de producto	10 años
Normas	IEC 61730, IEC 61215 ed. 2, clase de protección 2, marca CE, MCS, PV CYCLE

Las especificaciones eléctricas han sido medidas en condiciones de ensayo estándar (STC): irradiación 1 kW/m², espectro de 1.5 masa del aire y temperatura de la célula de 25°C.

⁵¹ * Garantía de rendimiento del fabricante: 5 años al 5 % / 12 años al 10 % / 18 años al 15 % / 25 años si la pérdida de potencia del panel es superior al 20 % de la potencia nominal mín. en condiciones de ensayo estándar (STC).

ANEXO 7.

MONTEA SOLAR PARA LA CIUDAD DE SANTA ROSA

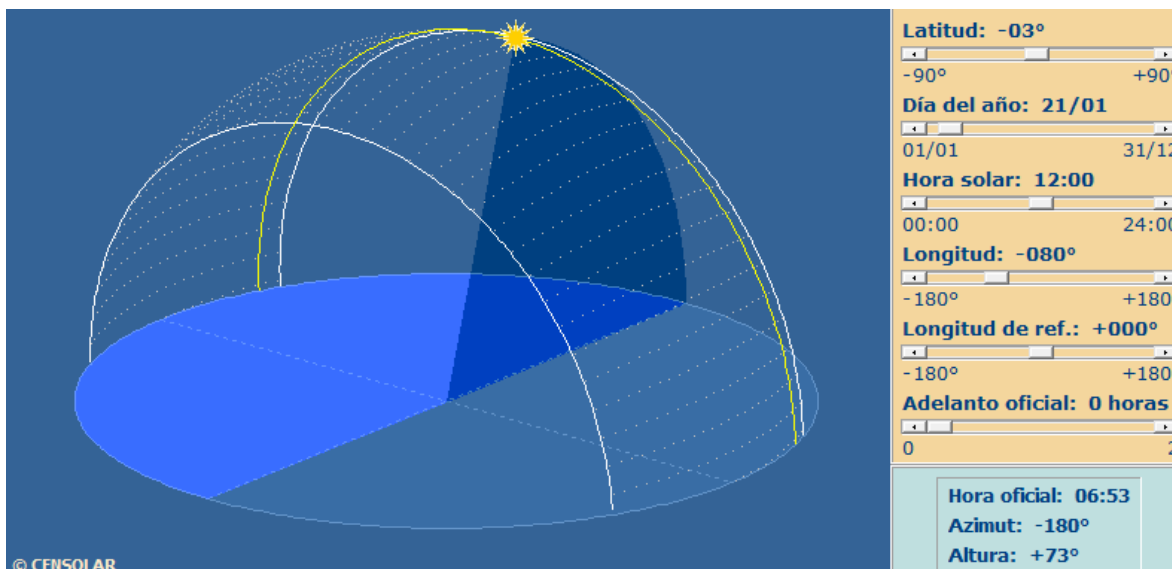


Figura 13: Montea solar para el mes de Enero.

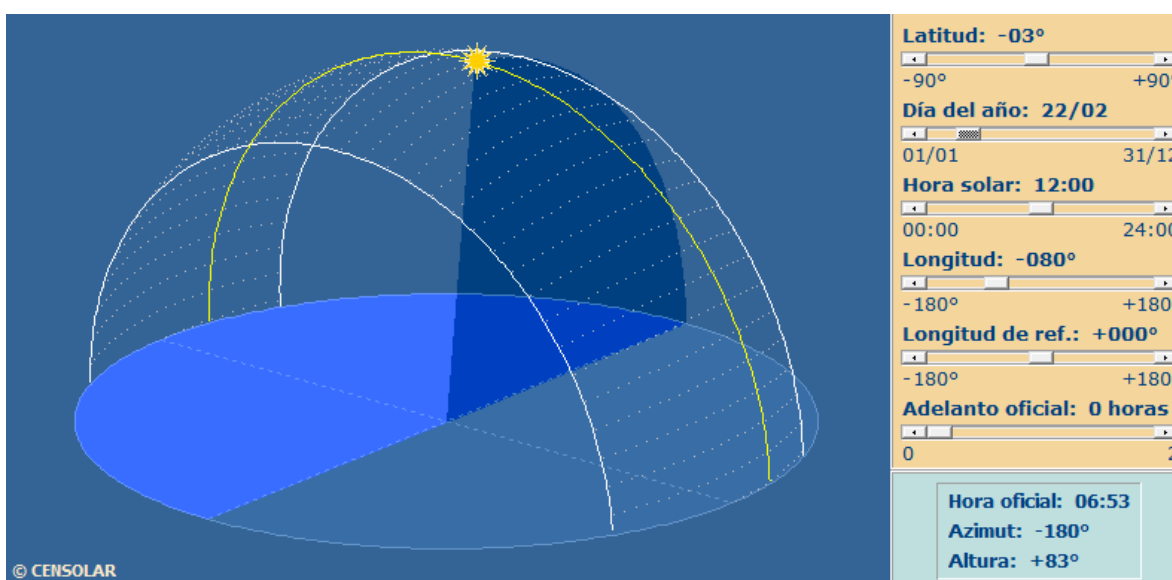


Figura 14: Montea solar para el mes de Febrero.

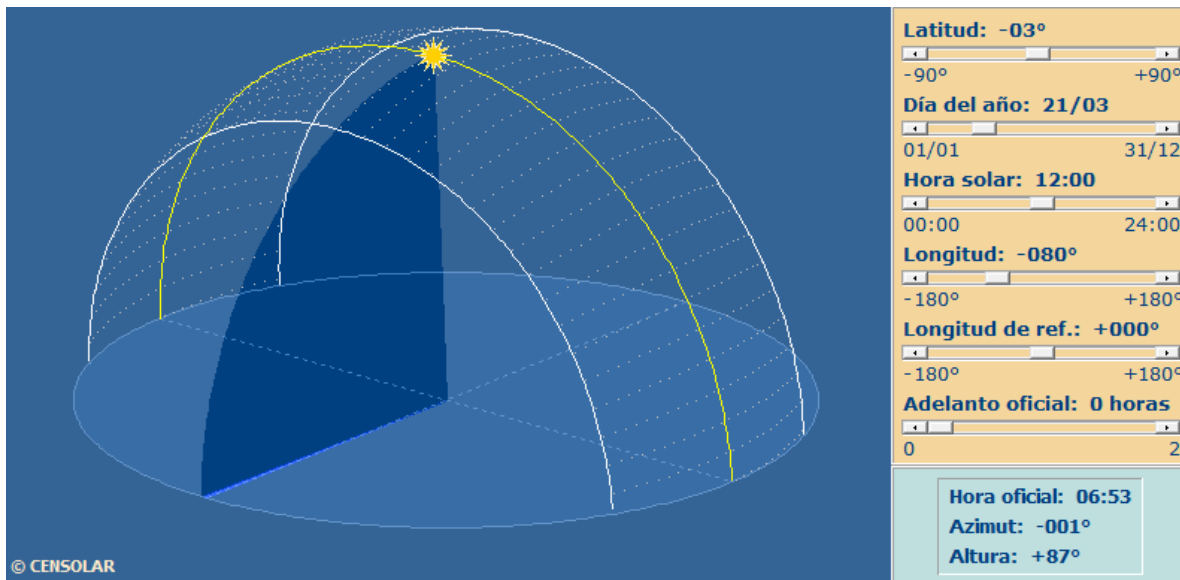


Figura 15: Montea solar para el mes de Marzo.

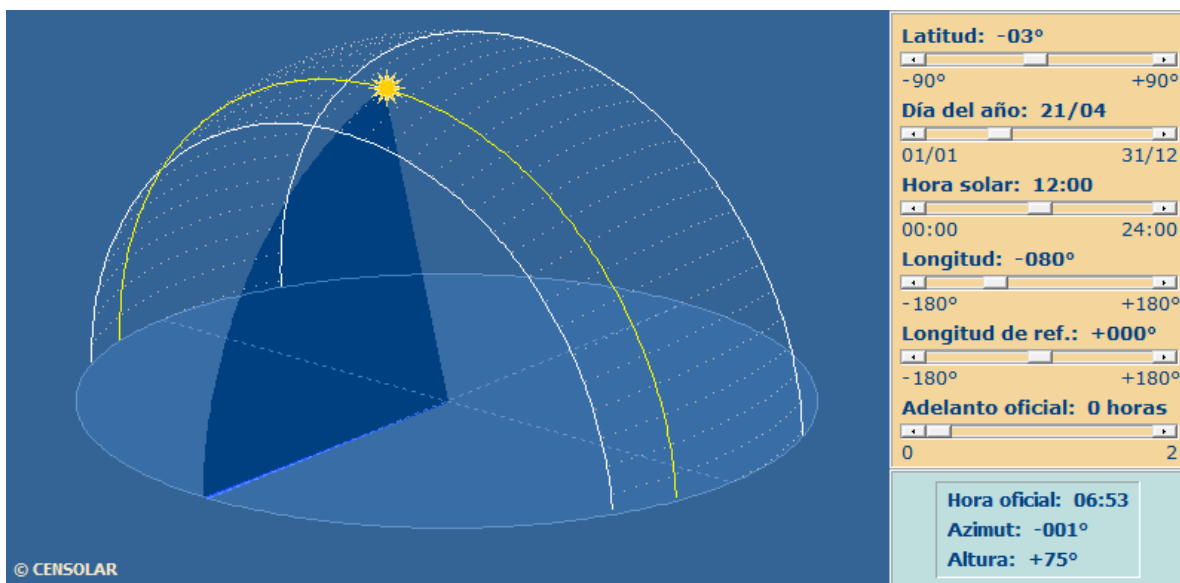


Figura 16: Montea solar para el mes de Abril.

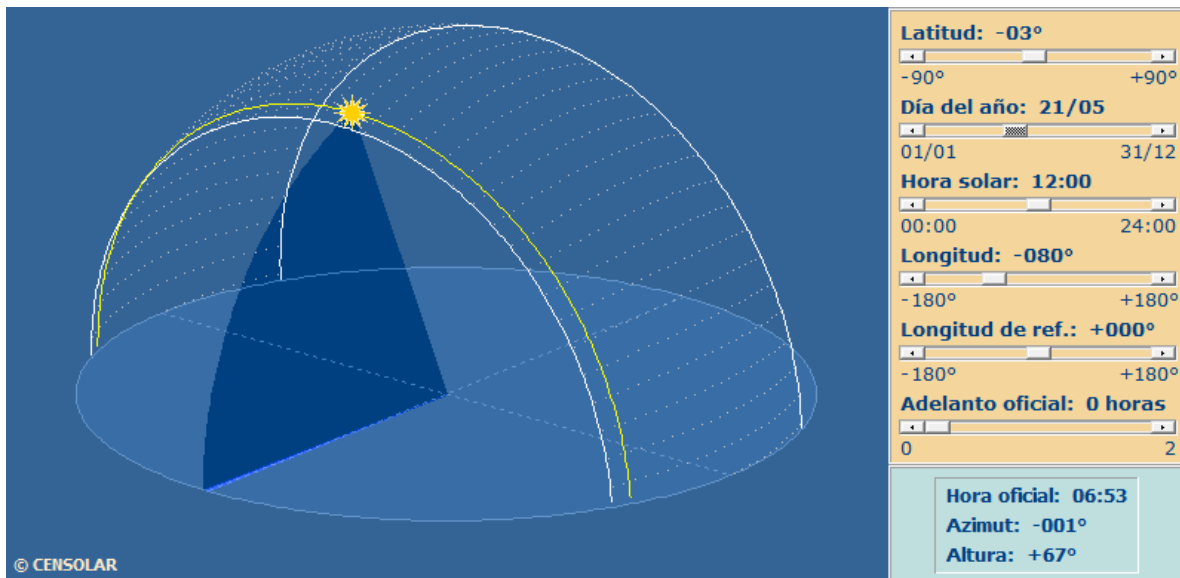


Figura 17: Montea solar para el mes de Mayo.

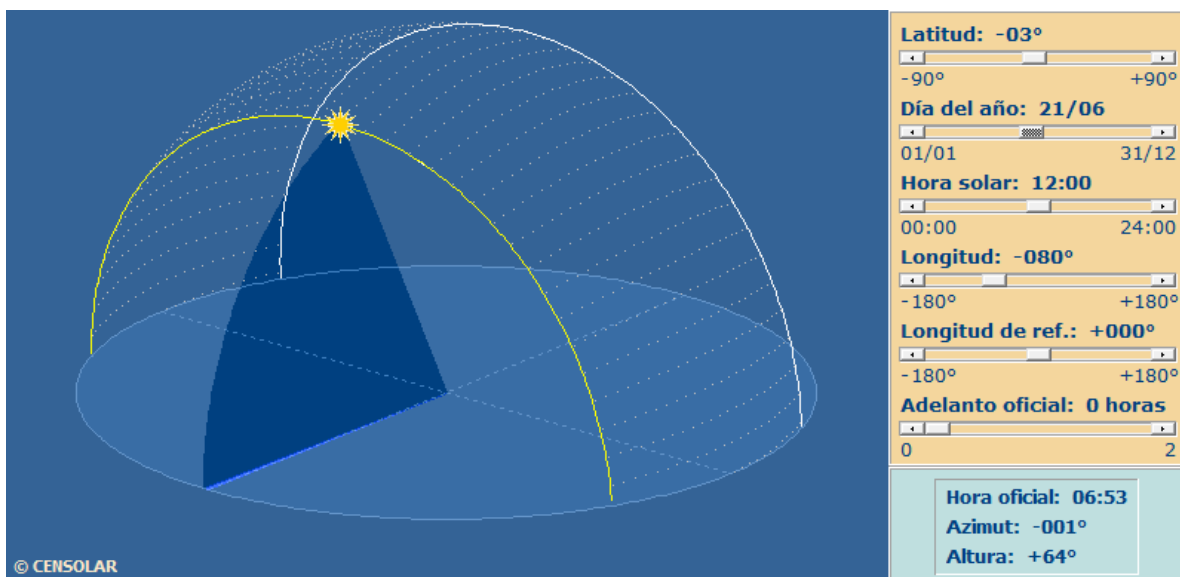


Figura 18: Montea solar para el mes de Junio.

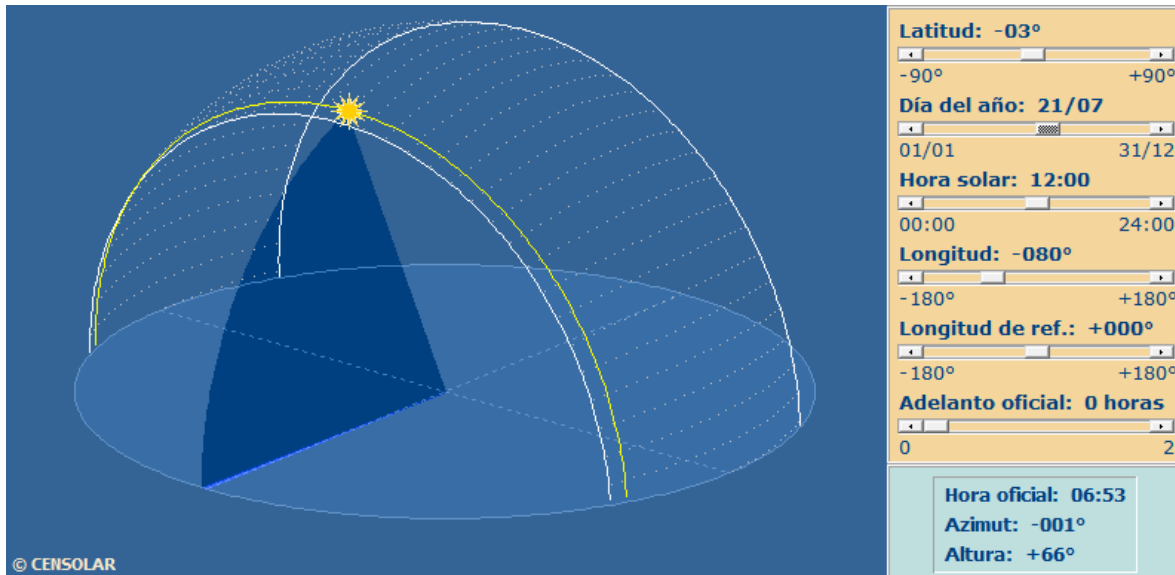


Figura 19: Montea solar para el mes de Julio.

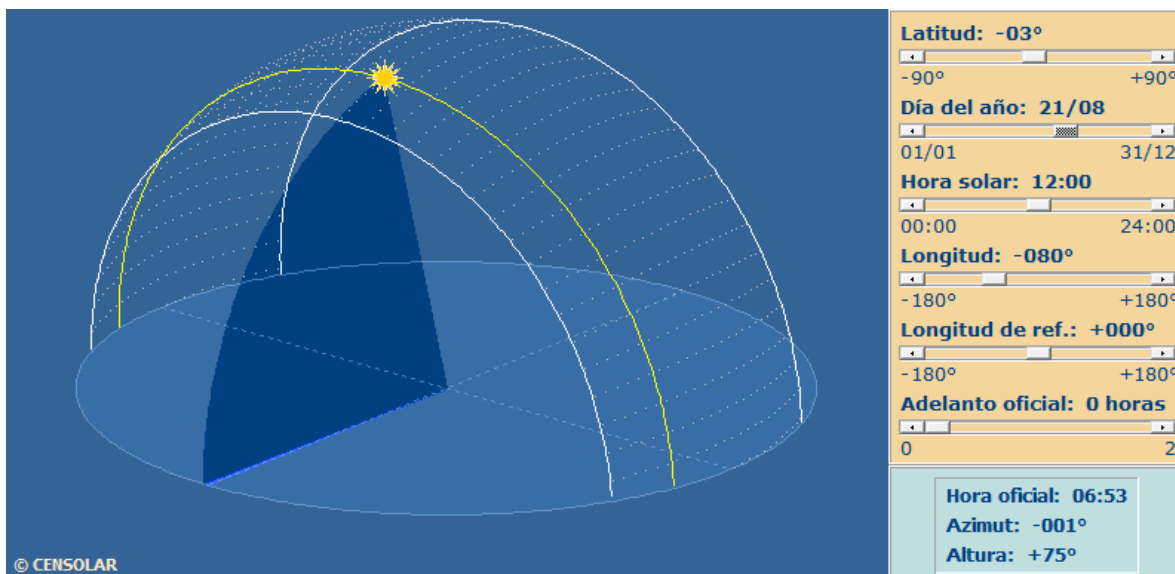


Figura 20: Montea solar para el mes de Agosto.

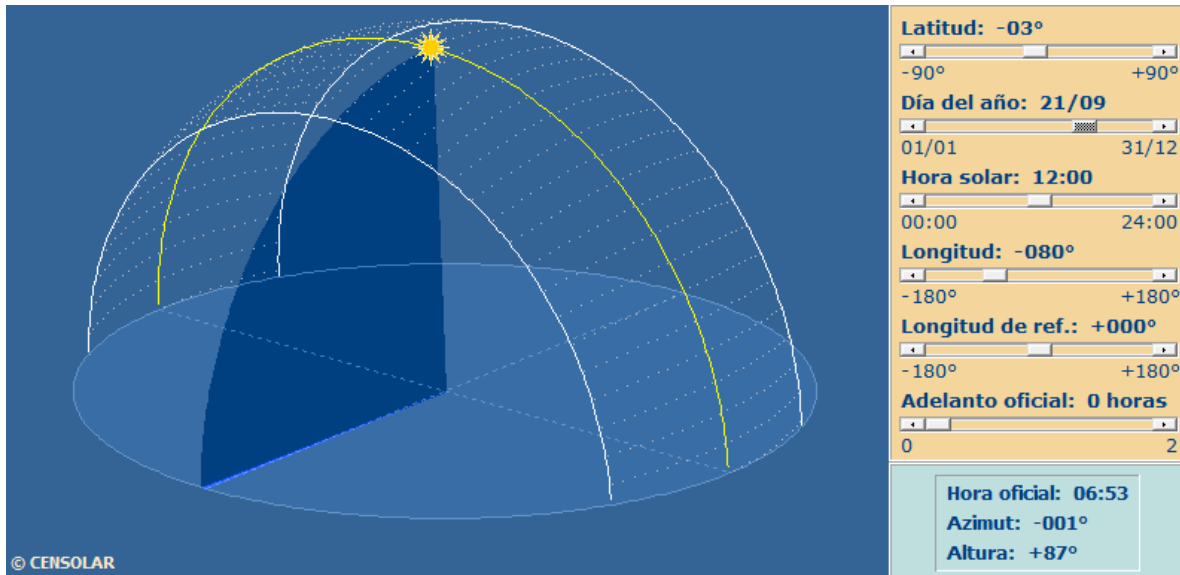


Figura 21: Montea solar para el mes de Septiembre.

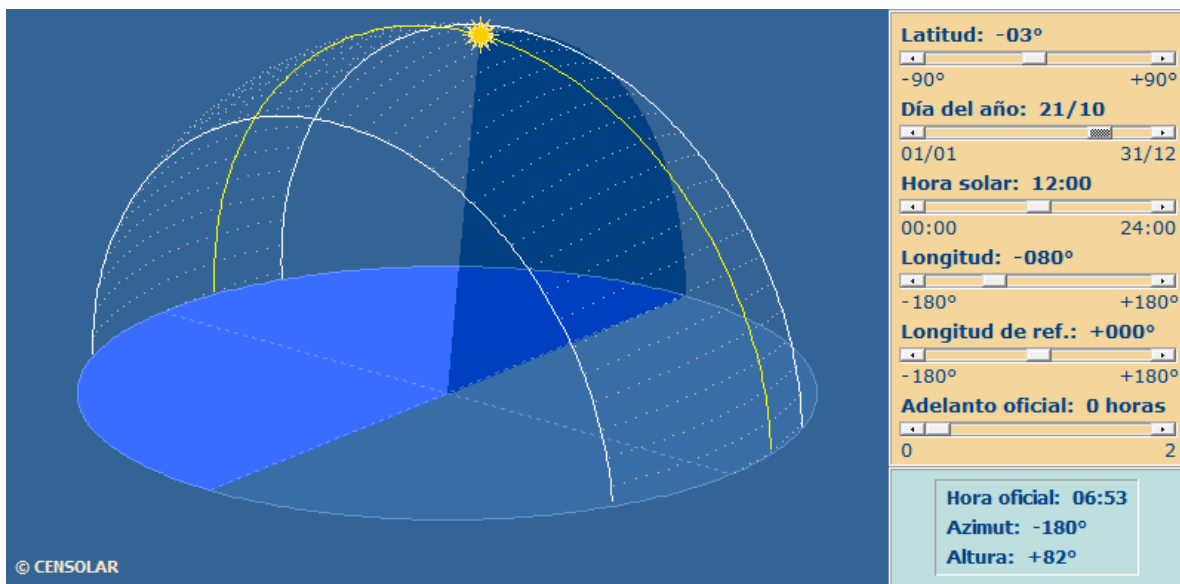


Figura 22: Montea solar para el mes de Octubre.

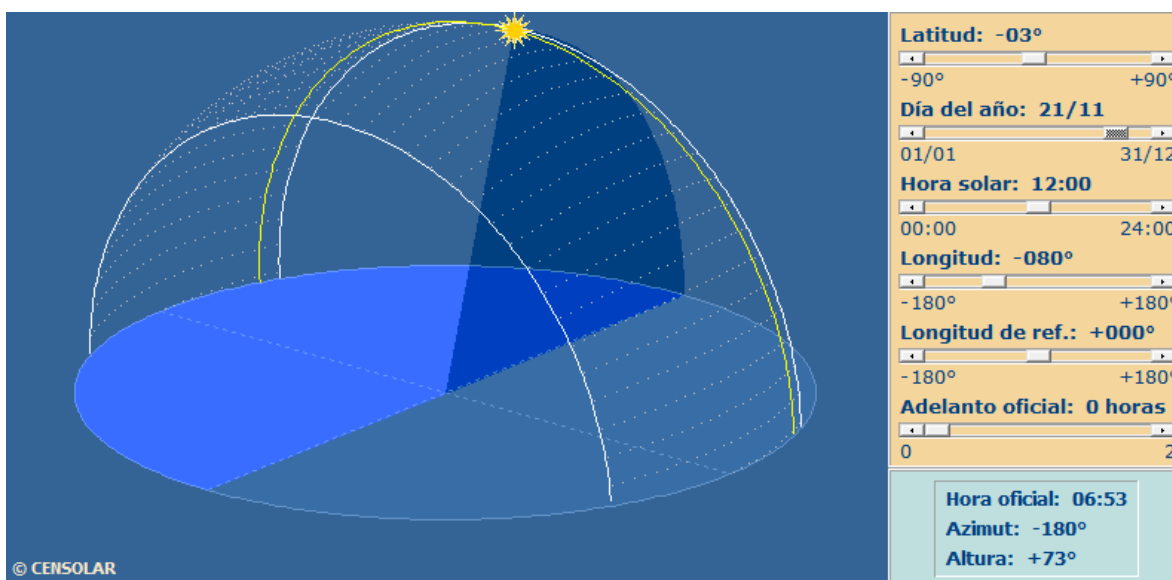


Figura 23: Montea solar para el mes de Noviembre.

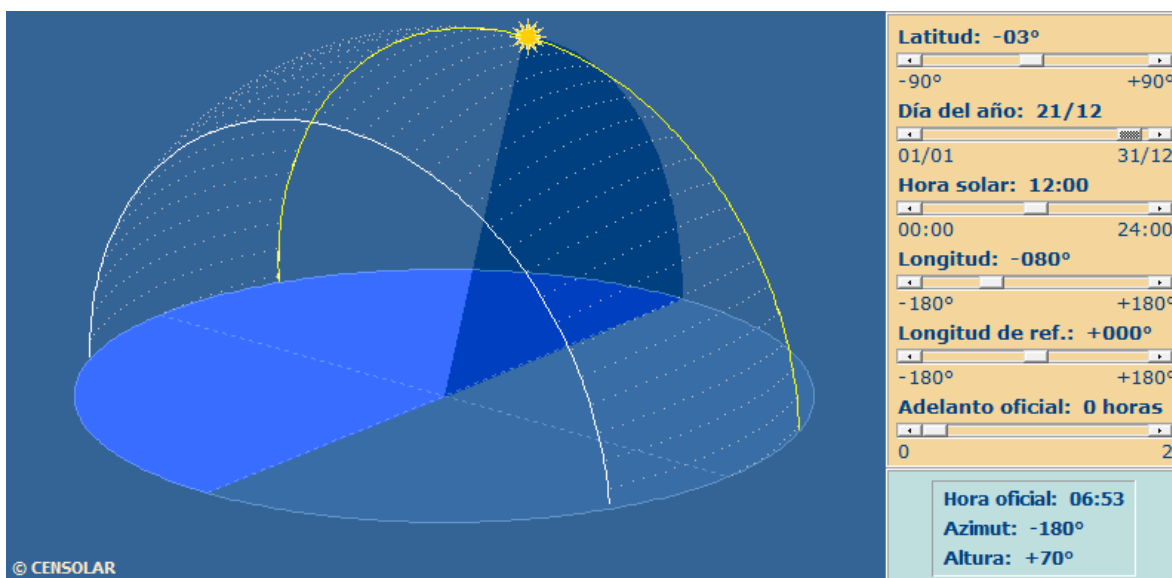


Figura 24: Montea solar para el mes de Diciembre.

ANEXO 8.

PROYECTO DE NORMATIVA DE LA E.E.R.C.S. PARA LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA UTILIZANDO SISTEMAS FOTOVOLTAICOS.

1. REQUERIMIENTOS ENTRE EL GENERADOR Y LA EMPRESA DISTRIBUIDORA.

1.1 Presentación de Solicitud.

El titular de la instalación debe solicitar a la empresa distribuidora el punto de conexión y condiciones técnicas de la conexión para la realización del proyecto, la solicitud deberá constar con la siguiente información.

- Nombre, dirección, teléfono y correo electrónico del interesado.
- Situación de la instalación.
- Esquema unifilar de la instalación.
- Punto propuesto para realizar la conexión.
- Características técnicas de la instalación, como son la potencia pico de los paneles, la potencia nominal de la instalación; descripción de los modos de conexión y características del inversor o inversores así como de los elementos de protección y de conexión previstos.

Si la empresa distribuidora llegara a necesitar de algún otro tipo de documentación la solicitará en un plazo de 10 días a partir de la recepción de la solicitud presentando la respectiva justificación de tal pedido.

1.2 Celebración del Contrato.

El titular de la instalación y la empresa distribuidora suscribirán un contrato mediante el cual se regularán (establecerán) las relaciones técnicas y económicas entre los dos. Se podrá establecer un modelo de contrato por el CONELEC tomando en consideración las Funciones y Facultades de la LEY DE RÉGIMEN DEL SECTOR ELÉCTRICO⁵² así como otras reformas relacionadas.

Cuando se haya acordado tanto el punto y las condiciones de conexión, la empresa distribuidora tendrá la obligación de suscribir dicho contrato en el plazo

⁵² Ley Reformatoria de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico publicada en el Registro Oficial No.364 de 26 de septiembre de 2006.

máximo de un mes desde que el solicitante haya antepuesto tal requerimiento.

1.3 Acceso al Sistema del Distribuidor.

Dentro del reglamento vigente en el país para el libre acceso a los sistemas de transmisión y distribución, art. 9 se indica que tanto el trasmisor como los distribuidores deben permitir el libre acceso de terceros agentes a la capacidad de transporte existente o remanente de sus sistemas.

Dentro de las obligaciones que debe tener la empresa distribuidora están:

- Prestar el servicio público de transporte de energía permitiendo el libre acceso de terceros agentes a sus instalaciones, en los términos de su contrato de concesión cumpliendo con las normas que regulan la prestación de este servicio.
- Dar cumplimiento a lo acordado con los usuarios en cuanto a la operación del equipo de conexión.
- Determinar que instalaciones del usuario no reúnen los requisitos técnicos para la conexión al sistema y notificarlo al CONELEC Y CENACE.

Las obligaciones del titular de la instalación son las siguientes:

- a) Al presentarse una avería en la red o una perturbación importante relacionada con la instalación previa justificación, la empresa distribuidora podrá verificar la instalación sin necesidad de autorización del organismo competente (CENACE), dichos efectos serán conocidos por perturbación importante debido a que afecta a la red de distribución provocando que el suministro a los usuarios no alcance los límites de calidad del producto establecidos por la normativa vigente.
- b) Cuando una instalación fotovoltaica perturbe el funcionamiento de la red de distribución, interfiriendo en los límites establecidos de compatibilidad electromagnética, de calidad de servicio o de cualquier otro aspecto recogido en la normativa aplicable, la empresa distribuidora comunicará al titular de la instalación con el objetivo de que se proceda a remediar las deficiencias en el plazo de 72 horas.
- c) Pasado dicho plazo y si persisten las incidencias, la empresa distribuidora podrá proceder a la desconexión de la instalación.
- d) El titular de la instalación debe disponer de un medio de comunicación que ponga en contacto y de manera inmediata los centros de control de la red de distribución con los responsables del funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas.

Dentro de las obligaciones compartidas entre la empresa distribuidora y el titular de la instalación fotovoltaica están:

- Firmar los contratos de conexión.

- Contar con equipos de protección y control necesarios para aislar los efectos en sus instalaciones debido a fallas producidas en equipamientos del distribuidor u otros agentes.
- Cumplir con la normativa dictada por el CONELEC y los instructivos preparados por el CENACE en cuanto a los sistemas de medición comercial, adquisición de datos en tiempo real.

1.2 Verificación de la Conexión a la Red.

- a) El instalador del sistema fotovoltaico realizará pruebas de la instalación considerando características principales de la instalación así como la superación de tales pruebas.
- b) Se deberá elaborar un manual de características principales de la instalación al igual que un manual de superación de pruebas.
- c) En el caso de que se necesiten pruebas en las que se requieran la conexión de la instalación fotovoltaica a la red, esta deberá tener carácter provisional y se deberá comunicar a la empresa distribuidora (E.E.R.C.S. C.A).
- d) Cuando se haya realizado la instalación, así como firmado el contrato y legitimado el manual de superación de pruebas de la instalación, el titular de la instalación tendrá la facultad de solicitar a la empresa distribuidora la conexión a la red siendo necesaria la presentación del manual.
- e) En cualquier momento, la empresa distribuidora podrá realizar una primera verificación a aquellos elementos que afecten de una u otra manera a la regularidad así como seguridad de suministro, percibiendo del titular de la instalación el pago de los derechos previstos en la regulación.
- f) Una vez transcurrido un mes de la solicitud de conexión a la red sin tener ningún tipo de oposición de cualquier índole por parte de la empresa distribuidora, el titular de la instalación podrá realizar la conexión con la red de distribución.
- g) Si la empresa distribuidora encuentra algún tipo de incidencia en los equipos de interconexión o en la propia instalación, informará al titular de la instalación sobre las mismas, y se le concederá un período de tiempo suficiente para que proceda a solucionar tales eventualidades.

2. ASPECTOS LEGALES Y ECONÓMICOS.

Los solicitantes de concesiones y titulares de permisos y licencias para la generación, distribución de energía, tendrán que cumplir con lo establecido en las

normativas, reglamentos regulaciones e instructivos impartidos por el CONELEC, a los cuales les corresponde:

- Presentar, para su respectiva aprobación y calificación del CONELEC el Estudio de Impacto Ambiental, así como su correspondiente Plan de Manejo Ambiental; para luego después de su aprobación presentarlos al Ministerio de Ambiente, obteniendo de esta manera la Licencia Ambiental respectiva para su operatividad.
- Las operaciones, procesos y actividades deben utilizar mecanismos que minimicen los impactos negativos en el ambiente.
- Realizar programas de capacitación así como de información ambiental para todo su personal.
- Efectuar un monitoreo ambiental para asegurar que el Plan de Manejo Ambiental presentado se esté llevando con normalidad, presentando sus resultados al CONELEC y al Ministerio del Ambiente si éste lo requiere.
- Facilitar toda la información necesaria para las auditorías externas que será realizadas por el CONELEC.
- Presentar cualquier tipo de información requerida por el CONELEC y el Ministerio del Ambiente en aplicación a cualquiera de sus regulaciones.

3.1 Obligaciones de los Concesionarios y Titulares de los Permisos y Licencias.

Para el otorgamiento del contrato de concesión específica, permiso o licencia de proyectos nuevos, el titular del certificado de concesión, permiso o licencia deberá:

- a) Presentar al CONELEC basándose en el reglamento vigente, el Estudio de Impacto Ambiental para su análisis y aprobación, el mismo que consta de dos niveles:
- *Estudio de Impacto Ambiental Preliminar*, en donde se preparan las fases iniciales del proyecto, teniendo en el mismo la evaluación inicial y básica de los impactos ambientales, en el que se debe incluir las descripción general técnica del proyecto, la línea base del proyecto y la descripción general del Plan de Manejo Ambiental.
 - *Estudio de Impacto Ambiental Definitivo*, en el cual se prepara de una manera mucho más avanzada los estudios del proyecto. Aquí se presenta ya un estudio detallado de los impactos ambientales que se tendrán en la construcción, operación, mantenimiento y retiro del mismo.

Este estudio contendrá un resumen ejecutivo, la descripción técnica detallada del proyecto eléctrico; la justificación detallada de la alternativa para reducir los impactos ambientales; la descripción detallada de los impactos considerados como significativos y la presentación del Plan de Manejo Ambiental detallado.

- b) Presentar un Plan de Manejo Ambiental el cuál se ejecutará según lo previsto en el contrato de concesión, cumpliendo con la normativa ambiental vigente en el país. Su cumplimiento será evaluado por medio de una auditoria, durante las fases de construcción, operación, mantenimiento y retiro de los sistemas de generación. Las auditorias que se realizarán son de tipo interna y externa.
- Auditoría Ambiental Interna, será realizada por los concesionarios y titulares de permisos o licencias.
 - Auditoría Ambiental Externa, será realizada por el CONELEC cuando el Ministerio del Ambiente lo crea conveniente.
- c) No presentarán Estudios de Impacto Ambiental Proyectos de generación menores a 1MW de acuerdo a lo establecido en el artículo 54 del Reglamento de Concesiones, Permisos y Licencias para la prestación del Servicio de Energía Eléctrica.

3.2 Obtención de Permiso Ambiental.

Una vez entregada toda la documentación al CONELEC, el titular de la concesión, permiso o licencia, deberá esperar la resolución del mismo dentro de un plazo de 30 días calendario. Si no existiese ningún pronunciamiento en el plazo establecido, se considerará que el Estudio de Impacto Ambiental ha sido aprobado.

Si el Estudio de Impacto Ambiental no fuese aprobado, se notificará por escrito al interesado, con su respectiva justificación de porque no fue aprobado.

En el Artículo 39 del Reglamento Ambiental para Actividades Eléctricas, se indica que es responsabilidad del Ministerio del Ambiente realizar el análisis del Estudio de Impacto Ambiental Preliminar y Definitivo; y luego de la aprobación de los mismos por parte del CONELEC; emitir la licencia ambiental correspondiente, dentro de un plazo de 30 días calendario.

3.3 Estudio Financiero.

Dentro de los requerimientos de índole económico, el titular de la instalación fotovoltaica debe presentar en la propuesta del proyecto el estudio económico de la instalación solar fotovoltaica, el mismo que debe estar regido por los precios

establecidos en la Regulación **CONELEC No. 004/11**, los mismos que estarán vigentes por un período de 15 años a partir de la fecha de suscripción del Título Habilitante, para todas las empresas. El CENACE se encargará del despacho obligatorio y preferente de toda la energía eléctrica que las centrales que usan recursos renovables no convencionales, hasta el límite del 6% de la capacidad instalada y operativa del Sistema Nacional Interconectado.

El titular de la instalación fotovoltaica generadora correrá a cargo de todos los gastos debidos a estudios previos, ampliación o modificación de las instalaciones existentes, así como la nueva red para su conexión.

3.3.1 Calificación para Acceder a Precios Preferentes.

Ahora se detallan cuáles son los documentos y pasos que los inversionistas privados o personas naturales interesadas en empezar una empresa de generación, utilizando recursos o fuentes renovables deben efectuar para acceder al proceso de calificación:

1. Presentación de documentos:

- Escritura de constitución de la empresa en la que se contemple como actividad social de ésta, la generación de energía eléctrica (en nuestro caso mediante un sistema fotovoltaico).
- Copia certificada del nombramiento del representante legal;
- Estudio de prefactibilidad del proyecto, calificado por el CONELEC.
- Memoria descriptiva del proyecto.
- Forma de conexión al Sistema Nacional de Transmisión, o al sistema del distribuidor (se explicará la manera de conexión al sistema de la E.E.R.C.S).
- Certificación de Intersección del Ministerio del Ambiente.
- Copia certificada de solicitud y de la aceptación a trámite por uso del recurso natural, por parte del organismo competente; y
- Esquema de financiamiento.

2. Calificación.- El CONELEC, podrá negar la solicitud del generador no convencional en caso que la energía generada no cumpla con los requisitos y límites dispuestos en la Regulación 004/11.
3. Certificado.- Si el proyecto fue calificado, se otorgará un Certificado previo al Título Habilitante, en el cual se indica que la empresa es apta para el desarrollo y operación de un proyecto de generación y para lo cual se otorga un plazo máximo para la firma del Título Habilitante.

-
4. Exclusividad del proyecto calificado.- Hasta la firma del Título Habilitante no se aceptará a trámite otro proyecto que utilice los recursos declarados por el poseedor del Certificado.

Título Habilitante.- Una vez que el proyecto haya sido calificado y se haya otorgado el certificado, se someterá a lo descrito en la normativa vigente para la obtención del Título Habilitante.

Para que generadores pequeños (menores a 1 MW) se acojan a los precios preferentes no firmarán un contrato, sino que deberán obtener el registro conforme con la regulación respectiva (en este caso la E.E.R.C.S.)