

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE VALENCIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica



**OPTIMIZACION DE RECURSOS ENERGETICOS EN ZONAS
AISLADAS MEDIANTE ESTRATEGIAS DE SUMINISTRO Y
CONSUMO**

TESIS DOCTORAL

Autor:

D. Yecid Alfonso Muñoz

Dirigida por:

Dr. Carlos Álvarez Bel

Valencia, Marzo de 2012

AGRADECIMIENTOS

“Porque no hay una hoja de un árbol que caiga sin que sea su voluntad”.

Por encima de todo agradezco a Dios...

...Porque tanto la ayuda en conocimientos e información, como la fuerza y motivación en las dificultades han sido cruciales para la realización de esta tesis. Agradezco a mi tutor Carlos Álvarez, por haber apoyado este objetivo, a mi esposa Soljimená Monsalve, quien ha sido mi motor y más grande apoyo moral, así como al profesor Carlos Sánchez, mi compañero Ivan Valencia y los demás que no nombro pero que también me han colaborado de manera incondicional.

INDICE

1. INTRODUCCION Y OBJETIVOS	1
1.1 Objetivos.....	3
1.2 Motivación y Generalidades.....	4
1.1 Estructura de la Tesis.....	7
2. ESTADO DEL ARTE DE LAS SOLUCIONES DE SUMINISTRO ENERGETICO EN ZONAS AISLADAS.....	13
2.1 Necesidades energéticas en zonas aisladas, panorama mundial.....	14
2.2 Soluciones de suministro energético consideradas convencionalmente.....	17
2.2.1 Análisis de viabilidad de extensión de la red a zonas aisladas.....	18
2.2.2 Soluciones energéticas basadas en generación local.....	25
2.3 Gestión de la demanda.....	42
2.3.1 Concepto General.....	42
2.3.2 Interrumpibilidad.....	43
2.4 Panorama general de las zonas aisladas de Colombia.....	44
2.4.1 Estado del suministro energético en ZNI.....	46
2.4.2 Caracterización de la demanda y el potencial energético de las ZNI en Colombia.....	48
2.5 Características de la red requerida para el suministro energético en las zonas aisladas.....	52
2.6 Conclusiones.....	54
2.7 Aportaciones del Capítulo.....	56
3. SISTEMAS DE SUMINISTRO ENERGETICO DISTRIBUIDO Y MICROREDES	59
3.1 El concepto de Generación Distribuida.....	59
3.1.1 Definición de Generación Distribuida.....	60
3.1.2 El paradigma de la GD, antecedentes y evolución.....	63

3.1.3	Aplicaciones de la Generación Distribuida.....	64
3.1.4	Beneficios de la Generación Distribuida.....	66
3.1.5	Nuevos avances y futuro de la GD.....	71
3.2	Microredes. (Microgris o Smart grids).....	76
3.2.1	Ventajas de la Microrred.....	79
3.2.2	Arquitectura de la microrred:.....	80
3.2.3	Problemas asociados a las microredes.....	81
3.3	Planificación de Microredes.....	86
3.4	Paquetes de software para planificación de sistemas de suministro energético aislado.	90
3.5	Gestión de la demanda Aplicada a Microredes.....	93
3.5.1	Demanda Crítica.....	93
3.5.2	Demanda reducible.....	94
3.5.3	Demanda reprogramable.....	95
3.5.4	Impacto de la gestión de la demanda sobre el precio de la energía en las microredes aisladas.....	96
3.6	Conclusiones.....	98
3.7	Aportaciones del capítulo.....	101
4.	PROPUESTA DE METODOLOGIA DE PLANIFICACION ENERGETICA.....	105
4.1	Caracterización de la población e identificación de necesidades energéticas.....	108
4.2	Cálculo de las necesidades energéticas.....	113
4.2.1	Estimación del consumo.....	113
4.2.2	Clasificación de los consumos totales según prioridad.....	114
4.2.3	Proyección de la curva de carga.....	115
4.3	Determinación y caracterización del potencial energético renovable.....	116
4.3.1	Determinación del recurso Eólico.....	117
4.3.2	Determinación del recurso Fotovoltaico.....	130
4.3.3	Determinación del recurso de la biomasa.....	137
4.4	Análisis de la posible utilización de fuentes convencionales.....	149

4.5	Preselección de fuentes energéticas con posible viabilidad.	150
4.6	Determinación de costes asociados a las fuentes preseleccionadas y al almacenamiento.	150
4.7	Selección del sistema con el mix energético de generación óptimo	151
4.7.1	Simulado de posibles configuraciones para el sistema.	152
4.7.2	Optimización.	153
4.7.3	Análisis de sensibilidad.	157
4.8	Conclusiones.	159
4.9	Aportaciones capítulo.	161
5.	PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE IMPLANTACION DE LA SOLUCION ENERGETICA.....	163
5.1	Determinación de la estrategia de despacho.	164
5.1.1	Generadores despachables y no despachables.	165
5.1.2	Fiabilidad de suministro en la microred.	167
5.1.3	El concepto de Reserva Operativa.	171
5.1.4	Estrategias de despacho de microredes.	172
5.2	Estrategias de control de microredes.	174
5.2.1	Configuraciones para el control en microredes.	175
5.2.2	Control de micro-generadores.	177
5.2.3	Concepto de Redes autónomas de electricidad (Autonomous Electricity Network AEN).	180
5.2.4	Operación de Generadores diesel en microredes.	183
5.2.5	Control en Operación Aislada.	184
5.3	Evaluación de la Agregación de cargas de la Microred	190
5.4	Evaluación del Control de Frecuencia mediante aplicación de Control Dinámico de la Demanda (DDC).....	201
5.4.1	Verificación de la capacidad de control de frecuencia por parte de los equipos y sistemas de generación.	203
5.4.2	Identificación de las cargas gestionables para responder a la demanda. ...	204
5.4.3	Caracterización y modelado de las cargas seleccionadas.	206

5.4.4	Determinación de la estrategia para el control dinámico de la demanda..	209
5.4.5	Obtención de la respuesta de la aplicación a la estrategia de control.....	210
5.4.6	Obtención de la respuesta de la frecuencia de la microred a la estrategia de control.....	212
5.4.7	Determinación del sistema para realizar el control dinámico de la demanda.	215
5.5	Planificación de Seguridad.....	217
5.6	Plan de tarificación.	218
5.7	Gestión del Mantenimiento.....	218
5.7.1	Personal para mantenimiento de la microred, oportunidades laborales y características.....	219
5.7.2	Tareas a realizar por el personal de mantenimiento.	220
5.8	Conclusiones.....	221
5.9	Aportaciones del capítulo.	222
6.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGIA DE PLANIFICACION ENERGETICA.....	225
6.1	Caracterización e identificación de necesidades energéticas.	227
6.2	Cálculo de las necesidades energéticas.....	230
6.2.1	Estimación del consumo.....	230
6.2.2	Clasificación de los consumos totales según prioridad.	231
6.2.3	Proyección de la curva de carga.	232
6.3	Determinación y caracterización del potencial energético renovable.....	234
6.3.1	Determinación del recurso eólico.....	235
6.3.2	Determinación del recurso solar.....	236
6.3.3	Determinación del recurso de la biomasa.....	238
6.4	Análisis de la posible utilización de fuentes convencionales.....	244
6.5	Preselección de fuentes energéticas con posible viabilidad.	244
6.6	Determinación de costes asociados a las fuentes preseleccionadas y al almacenamiento.	245
6.7	Selección del sistema con el mix energético de generación óptimo.....	248

6.7.1	Simulado de posibles configuraciones para el sistema.....	248
6.7.2	Optimización.....	252
6.7.3	Análisis de sensibilidad.....	254
6.8	Conclusiones.....	256
6.9	Aportaciones del capítulo.....	258
7.	APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE IMPLANTACION DE LA SOLUCION ENERGETICA.....	259
7.1	Estrategia de Operación.....	260
7.2	Estrategia de control de la microred.....	265
7.3	Control de frecuencia del gasificador de biomasa.....	267
7.3.1	Descripción física del Sistema.....	268
7.3.2	Metodología de modelado y diseño del control.....	271
7.3.3	Modelamiento Físico del gasificador downdraft.....	272
7.3.4	Modelamiento del Blower.....	276
7.3.5	Modelo del Motor de combustión Interna Alternativo-Generador.....	277
7.3.6	Estrategia de control Propuesta.....	281
7.3.7	Resultados.....	282
7.4	Estudio de la Agregación y caracterización de la demanda en una zona con electrificación aislada en Colombia.....	284
7.5	Principales actividades en la zona y focos de consumo claves para la explotación eficiente.....	291
7.6	Gestión de la demanda: Control de Frecuencia mediante aplicación de Control Dinámico de la Demanda (DDC).....	294
7.6.1	Identificación de las cargas gestionables para responder a la demanda.....	294
7.6.2	Caracterización y modelado de las cargas seleccionadas.....	295
7.6.3	Determinación de la estrategia de control.....	299
7.6.4	Obtención de la respuesta de la aplicación a la estrategia de control.....	300
7.6.5	Obtención de la respuesta de la frecuencia de la microred a la estrategia de control.....	306

7.6.6	Operación de la microred tras aplicar Gestión de la Demanda.....	307
7.6.7	Determinación del sistema para realizar el control.	309
7.7	Conclusiones.....	311
7.8	Aportaciones de capítulo.....	312
8.	CONCLUSIONES.....	315
8.1	Conclusiones.....	315
8.2	Aportaciones.....	323
8.3	Futuras líneas de investigación.....	324

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Personas sin electricidad en 2009 y proyectado a 2030.....	14
Figura 2.2 Escenarios de proyección del acceso a la electricidad a 2015.....	16
Figura 2.3 Costo de transporte de electricidad según distancia a la carga en caso tipo de estudio con grandes potencias.....	19
Figura 2.4 Costo de transporte del kWh para un nivel de potencia de 100 a 400Mw, a distancias de 200 a 600km.....	19
Figura 2.5 Costos de extensión de la red primaria para cargas menores de 50Kw frente a costos de generación por fotovoltaica.....	20
Figura 2.6 Electrificación rural simulada en ViPOR para la comunidad de Bende, en Ghana con: (a) penetración de 100%; (b) penetración del 60%.....	23
Figura 2.7 Coeficiente penetración en microredes para niveles de penetración diferentes.....	24
Figura 2.8 Punto de equilibrio de los costos del ciclo de vida para dos variables; costo del sistema fotovoltaico y consumos de electricidad por hogar.....	24
Figura 2.9 Curvas de costo de vida del proyecto para varias fracciones de penetración.....	25
Figura 2.10 Consumo medio de energía mensual por vivienda en diversas poblaciones del Perú.....	29
Figura 2.11 Precio medio de energía mensual por kWh.....	30

Figura 2,12 (a) Curva de carga de una población con suministro basado en Generador Diesel. (b) Curva de carga de una población con suministro basado en Micro Hidráulica.....	31
Figura 2.13 Esquema de operación de un sistema de generación híbrido.....	32
Figura 2.14 (a) Curva de carga de una zona aislada de Red. (b) Porción de carga asumida por un sistema solar simulado de acuerdo a la curva de radiación.....	34
Figura 2.15 Casos de comparación económica de sistemas Diesel VS Híbridos (a) Tanzania, (b) India.	38
Figura 2.16 Configuración de acople a línea de bus DC.....	39
Figura 2.17 Configuración de acople a línea de bus A.....	40
Figura 2.18 Configuración de acople a líneas de bus AC/DC.....	42
Figura 2.19 Grupos en los que se clasifican las medidas para la gestión de la demanda.....	42
Figura 2.20 Arquitectura de un sistema de gestión de la demanda.....	43
Figura 2.21 Consumidores acogidos a contratos de interrumpibilidad en España.....	44
Figura 2.22 Porcentaje de los municipios que se encuentran sin conexión a la red, es decir pertenecen a las Zonas No Interconectadas ZNI.....	47
Figura 2.23 Esquema general del modelo de suministro energético para las ZNI de Colombia.....	48

Figura 3.1. Ventaja de utilización de CHP en GD. Arriba sistema convencional, abajo sistema de GD con CHP.....	69
Figura 3.2. Sistemas energéticos tradicionales vs futuros basados en GD.....	71
Figura 3.3. Modelo de control de las utilidades virtuales basadas en EMS.....	73
Figura 3.4. Representación general de los bloques que conforman una microred.....	77
Figura 3.5. Estructura típica de una microred, incluyendo generación distribuida (DG), almacenamiento distribuido (DS) y cargas servida por un sistema de distribución.....	77
Figura 3.6. Arquitectura de una microgrid según el Microgrids Project de la EU.....	81
Figura 3.7. Ejemplo de espectro de potencia medida en una unidad de generación eólica.....	85
Figura 3.8. Gráfica de la operación general del DER-CAM.....	91
Figura 3.9. Curva de carga promedio por día de la semana en la zona aislada de Bahía Solano Colombia. Abril 2009.....	97
Figura 4.1. Esquema General de la metodología.....	107
Figura 4.2. Perfiles de carga típicos de diferentes tipos de usuarios.....	116
Figura 4.3. Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G52 -850Kw.....	120
Figura 4.4. Rosas de los vientos (a) Frecuencia en % y (b) potencia en W/m ² para un emplazamiento.....	123
Figura 4.5. Rosa de los vientos de frecuencias y velocidades para un emplazamiento.....	124

Figura 4.6. Curva de frecuencia de velocidades.....	124
Figura 4.7. Curva de frecuencia de velocidades.....	126
Figura 4.8. Ajuste de la distribución de Weibull a una curva de frecuencia de velocidades.....	127
Figura 4.9. Arquitectura de una instalación fotovoltaica aislada.....	130
Figura 4.10. Radiación en la Ciudad de Almería España en superficie horizontal. Superior izquierda, valor medio mensual de irradiación (Wh) total, directa y difusa. Superior derecha, curva de irradiación anual. Inferior, curva de radiación solar diaria.....	131
Figura 4.11. Ángulos sobre una superficie receptora de radiación solar.....	132
Figura 4.12. Punto de máxima potencia de un panel solar, representado en las curvas I-V, y P-V.....	134
Figura 4.13. Performance Ratio mensual de una instalación fotovoltaica con inversor. Simulación en software PV Syst.....	136
Fig. 4.14. Principales procesos de transformación de biomasa en energía.....	139
Fig. 4.15. Diagrama de Van Krevelen para varios combustibles sólidos.....	142
Fig 4.16. Captura de información presentada por base de datos PHYLLIS.....	144
Fig.4.17. Ranking de optimización realizada por el software HOMER, tomando como referencia el NPC.....	155
Fig.4.18. Análisis de sensibilidad realizado usando software HOMER.....	158
Figura 5.1. Pantalla de análisis de despacho de recursos presentado por el software de microrredes MGCC.....	164

Figura 5.2. Generador basado en Motor de Combustión Interna como unidad despachable.....	165
Figura 5.3.Estructuras comunes para generadores en una microred. (a) Generador no despachable, (b) y (c) sistemas despachables con almacenamiento.....	167
Figura 5.4. Configuración de control de potencia.....	175
Figura 5.5. Configuración de control de flujo en alimentador.....	176
Figura 5.6. Diagrama de bloques de control de microgeneradores.....	177
Figura 5.7 .Control de Activa vs Frecuencia.....	178
Figura 5.8 .Control de Flujo vs Frecuencia.....	179
Figura 5.9 .Configuraciones de microred con dos fuentes.....	180
Figura 5.10. Esquema general de control AEN y red de comunicaciones.....	181
Figura 5.11. Diagrama funcional del control primario.....	181
Figura 5.12. Curva de costo marginal de diferentes unidades. (a)Generador basado en carburante, (b) generador renovable, (c) carga inteligente, (d) unidad de almacenamiento, (e) unidad de producción de reactiva.....	183
Figura 5.13.Esquema general del control de generadores diesel propuesto para una microred.....	183
Figura 5.14. Arquitectura del control PQ.....	185
Figura 5.15. Pendientes de control Frecuencia vs Activa. (Droop control).....	186
Figura 5.16 Esquema de control para SMO.....	188
Figura 5.17 Esquema de control para MMO.....	189

Figura 5.18. Control secundario local Carga-Frecuencia para Microgeneradores controlables.....	189
Figura.5.19. Curvas de eficiencia de dos inversores fotovoltaicos del mismo fabricante. (a)Inversor de 2,5Kw, (b) Inversor de 800Kw.Cortesía SMA.....	192
Figura.5.20. Opciones de dimensionamiento de capacidad para suplir una demanda y efectos de cada opción.....	192
Figura.5.21. Gráfica donde se gestiona los recursos de generación para trabajar a su mejor set point y tratar de suplir la carga, las zonas rayadas son la oportunidad para los sistemas de respuesta a la demanda.....	195
Figura.5.22. Desviaciones de demanda real, frente a la proyectada.....	196
Figura.5.23 Agregación de perfiles de carga. (a) Aproximación al perfil de carga residencial. (b) Aproximación a la forma de un perfil de carga comercial. (c) Resultante de la agregación de los dos perfiles de carga.	197
Figura.5.24 Perfiles de carga de demanda de igual forma (no interesantes para realizar agregación).....	198
Figura.5.25 Agregación de perfiles de carga de dos almacenes cuyas curvas son muy similares.....	198
Figura.5.26 Efecto de la agregación de perfiles de carga, a nivel regional.....	199
Figura.5.27 Curva de carga de una Vivienda.....	200
Figura.5.28 Efecto del Suavizado producido por la agregación de viviendas.....	201
Figura.5.29 Conmutación de encendido/apagado en aire acondicionado.....	206
Figura.5.30 Temperaturas características en la operación de un refrigerador doméstico.(a) Medición directa (b) respuesta simulada.....	207

Figura.5.31 Estrategia convencional de operación de un refrigerador.....	210
Figura.5.32 estrategia de operación para un refrigerador controlado dinámicamente.....	210
Figura.5.33 Temperaturas máximas alcanzadas en un refrigerador convencional que forma parte de un sistema de control dinámico de la demanda.....	211
Figura.5.34 Frecuencia simulada resultante de la actuación de un sistema de control dinámico de la demanda para estabilización de la frecuencia de red, basado en el control de refrigeradores, frente a la de un sistema de control de frecuencia convencional.....	214
Figura.5.35 Diagrama general de tareas propias de un sistema de control de frecuencia basado en control dinámico de la demanda.....	216
Figura.5.36 Perfil de aplicación del control propuesto mediante controlador inteligente de carga aplicado a una microred que contiene un generador eólico.....	217
Figura.6.1. Situación geográfica de la zona aislada en estudio.....	226
Figura.6.2. Relación porcentual entre la demanda crítica y la demanda flexible.....	231
Figura.6.3.Curvas de carga de dos zonas aisladas de Colombia. (a)Leticia. (b)Puerto Carreño.....	233
Figura.6.4.Curvas de demanda promedio de Colombia, expresada en porcentaje. (Cortesía Operador del mercado eléctrico en Colombia-XM).....	233
Figura.6.5.Curva de demanda estimada para la zona aislada Nueva Pampa-Necoclí.....	234

Figura.6.6.Distribución de velocidades del viento para la zona aislada.....	235
Figura.6.7.Ajuste de la distribución de Weibull.....	236
Figura.6.8.Gráfica de radiación sobre superficie horizontal.....	237
Figura.6.9.Mapa de datos de radiación sobre superficie horizontal.....	238
Figura.6.10.Situación geográfica de las parcelas.....	239
Figura.6.11.Situación geográfica de las parcelas.....	240
Figura.6.12.Curvas de costos asociados a las Fuentes Preseleccionadas.....	247
Figura.6.13.Esquema general del sistema simulado.....	248
Figura.6.14.Curvas características de los módulos fotovoltaicos.....	249
Figura.6.15.Curva de potencia de la turbina seleccionada.....	249
Figura.6.16.Curva de descarga de la batería en función de la corriente del consumo.....	250
Figura.6.17.Curva de eficiencia del gasificador Downdraft.....	251
Figura.6.18.Curva de eficiencia del gasificador Updraft.....	251
Figura.6.19.Curva de eficiencia del generador diesel.....	252
Figura.6.20.Escenarios Análisis de Sensibilidad. (a)Diesel \$9.2/L. (b) Diesel \$1,7/L.....	255
Figura.7.1 Estrategia de operación del mix energético.....	262
Figura 7.2 Resultado del análisis de sensibilidad para disponibilidad del 95%.....	263
Figura.7.3 Estrategia de despacho para disponibilidad del 95%.....	264
Figura 7.4 Estrategia de control de frecuencia (droop control).....	266

Figura 7.5 Diseño de la microred, controlada mediante equipos SMA.....	267
Figura 7.6. Gasificador y conjunto MCI-gasificador.....	268
Figura 7.7. Esquema del sistema del gasificador de biomasa.....	269
Figura 7.8. Metodología para desarrollar el control de frecuencia.....	271
Figura 7.9. Zonas dentro de un gasificador downdraft.....	273
Figura 7.10 Poder calorífico del gas en función del caudal de aire por kg de madera.....	274
Figura 7.11. Diagrama de bloques para el HHV usando Matlab-Simulink.....	275
Figura 7.12. Caudal de gas en función del caudal de aire.....	275
Figura 7.13. Flujo de aire obtenido para un escalón de 10Hz de frecuencia del blower.....	277
Figura 7.14. Rectas de Willans (eje vertical consumo de combustible).....	278
Figura 7.15. Modelo propuesto para el MCIA.....	279
Figura 7.16. Diagrama de bloques de la arquitectura de control.....	282
Figura 7.17. Respuesta en lazo abierto del modelo y del sistema real.....	283
Figura 7.18. Respuesta del modelo en lazo cerrado.....	284
Figura.7.19 Curva de carga registrada en una vivienda tipo de la zona aislada de Inírida-Colom.bia.....	287
Figura.7.20. Valores de potencia máxima mensual registrada en la zona de Inírida-Colombia.....	287
Figura.7.21 Curva de demanda media diaria en la zona de Inírida-Colombia, presentada por día de la semana para el año 2008.....	288

Figura.7.22 Curva de demanda media diaria en la zona de Inírida-Colombia para el año 2008 presentada junto con la del 2007.....	288
Figura 7.23 Gráfica mensual de energías Activa, Reactiva, Aparente, y factor de potencia en Inírida para el 2008.....	291
Figura 7.24 Gráfica mensual de temperatura y punto de rocío medidas de 6am a 6pm, en la zona de Necoclí para un día de Mayo de 2008.....	293
Figura.7.25 Pantalla de la interfaz de TRNSYS que muestra los bloques de programación del modelo de la cámara de congelación.....	296
Figura 7.26 Perfil mensual de temperatura ambiente incluido en el modelo en TRNSYS.....	298
Figura.7.27 Estrategia convencional de operación de la cámara congeladora.....	299
Figura.7.28 Estrategia de operación propuesta para el control dinámico en la cámara.....	299
Figura 7.29 Perfil de temperaturas para acciones de apagado de una hora, de la cámara de conservación ocupada en un 50% de producto congelado.....	301
Figura.7.30 Perfil de temperaturas para acciones de apagado de 50 horas, de la cámara de conservación ocupada en un 50% de producto congelado. (a) Temperatura del aire y de producto, (b) Temperatura de producto.....	302
Figura 7.31 Perfil de temperaturas para acciones de apagado de una hora, del frigorífico ocupado en un 50% de producto congelado.....	303
Figura.7.32 Perfil de temperaturas para acciones de apagado de una hora, del frigorífico llenado en un 100% de producto congelado.....	304
Figura 7.33 Perfil de temperaturas para acciones de apagado de 50 horas, de un frigorífico con un llenado del 100% de producto congelado.....	305

Figura.7.34 Frecuencia simulada resultante de la actuación del sistema de control dinámico de la demanda aplicado a refrigeradores, para estabilización de la frecuencia de la microred.....	307
Figura.7.35 Operación de la microred aplicando gestión de la demanda.....	308
Figura 7.36 Diagrama de bloques del software de control de carga utilizado para control dinámico de la demanda en la microred.....	309
Figura.7.37 Esquema de comunicaciones del control de carga utilizado para control dinámico de la demanda en la microred.....	310
Figura 7.38.Circuito de conmutación del control de carga, basado en triac.....	311

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Objetivos del Caso de Acceso universal a la Energía Moderna.....	15
Tabla 2.2. Requerimientos generales para acceso universal a la electricidad en TWh, proyectado a 2030.....	17
Tabla. 2.3 Caracterización de la demanda en las ZNI para población de 1000 habitantes.....	49
Tabla. 2.4 Demanda energética global en las ZNI, desagregada de acuerdo a la clasificación propuesta por la UPME.....	50
Tabla. 2.5 Datos de la demanda de energía y del potencial energético renovable en las ZNI.....	51
Tabla. 3.1. Comparativa de características de los software HOMER, Hibrid2 y RETScreen.....	92
Tabla.4.1. Clasificación de zonas aisladas en Colombia, según número de habitantes.....	109
Tabla. 4.2. Radiación solar sobre superficies de diferente inclinación orientadas al sur.....	133
Tabla. 4.3 Caracterización de la biomasa para procesos de conversión de materia seca.....	143
Tabla. 4.4. Coeficiente anual de residuos para varios tipos de cultivo.....	145
Tabla.5.1 Características térmicas de los elementos.....	208
Tabla. 5.2 Coeficientes de transferencia de calor para las uniones térmicas.....	209

Tabla 6.1. Estimación de la demanda en la zona.....	230
Tabla.6.2. Número de parcelas para muestreo clasificadas por zona.....	240
Tabla.6.3. caracterización de la biomasa.....	241
Tabla.6.4. Diametro medio de las muestras.....	241
Tabla.6.5. Alternativas de unidades de generación y almacenamiento.....	245
Tabla.6.6. Costos Asociados a las Fuentes Preseleccionadas.....	246
Tabla.6.7 Configuraciones más óptimas, obtenidas con HOMER.....	253
Tabla.6.8. Configuraciones más óptimas para cada escenario.....	255
Tabla 7.1. Especificaciones del gasificador de biomasa.....	269
Tabla 7.2 Resumen de datos pertenecientes a las ZNI del sistema de monitoreo remoto IPSE.....	286

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Actualmente más de 1400 millones de personas (cerca del 20% de la población mundial) carecen de suministro de energía eléctrica; además unos 2700 millones (un 40% de la población global) dependen de los usos convencionales de la biomasa (leña, los residuos de carbón, la agricultura, etc., llevados a combustión directa) para satisfacer la mayoría de sus necesidades diarias de energía, tales como cocinar y calefacción, a estos aspectos les ha denominado la Agencia Internacional de la energía, “Pobreza Energética” [1]. Como consecuencia, la organización mundial de la salud estima que más de 1,45 millones de personas, en su mayoría mujeres y niños mueren prematuramente cada año por la polución producida en el interior de sus viviendas.

Estos antecedentes desvelan el papel fundamental que la energía desempeña en la satisfacción de la mencionadas necesidades básicas de la población, por lo que el compromiso de la ciencia y la tecnología para afrontar este problema y los retos que sugiere es inminente, optimizar los recursos existentes será primordial, si se consideran los costos y demás barreras para erradicar la denominada “Pobreza energética”; condición necesaria para ofrecer una adecuada calidad de vida y promover el desarrollo de una población.

Considerando las condiciones presentadas, es vital aducir que toda solución global de energía debe considerar un suministro eléctrico, que va a suplir la mayor parte de necesidades energéticas. Por lo tanto, llevar energía eléctrica a las zonas aisladas, es decir, zonas no conectadas a la red, que permanezcan aun carentes de suministro de energía eléctrica; presenta un gran reto y una oportunidad de mejora de los sistemas y tecnologías implicadas para este fin.

Con los precios del petróleo rondando máximos históricos y la incertidumbre que han suscitado en la energía nuclear los problemas ocasionados por el terremoto en Japón (2011), las energías renovables pasan a ocupar un lugar primordial en panorama energético mundial y sugieren ser consideradas en las soluciones de generación eléctrica.

La Generación Distribuida (su acrónimo en inglés es DG), ha tenido amplia acogida dentro de las soluciones que se plantean para este tipo de zonas aisladas, al presentar ventajas como la cercanía entre las fuentes de generación y los consumos, la reducción de costos en cableado, flexibilidad adaptada a las necesidades de los usuarios, reducción de contaminación al incluir fuentes renovables, entre otros [2].

Para capitalizar las ventajas de la generación distribuida, se ha evolucionado al concepto de microredes (microgrids o smartgrids), cuya definición y características se pormenorizan en el desarrollo de este documento (capítulo 3), esta vertiente de generación distribuida se ha encontrado como la más adecuada para el tipo de zonas aisladas objeto de este estudio, dada su flexibilidad de adaptarse a estas zonas, y las capacidades de gestión de generación y demanda, por lo que se prevé que jueguen un importante rol en los sistemas de generación eléctrica en un futuro cercano [3].

Desarrollar microredes o redes de generación distribuida, orientadas a brindar energía a poblaciones aisladas de la red eléctrica pública, involucra una serie de particularidades que le hacen diferir de las redes convencionales de suministro de energía, como sus estrategias de control y operación, en las que la relación entre la demanda y las fuentes de generación que operan en un instante es mucho más estrecha que en el caso de un sistema convencional.

Realizar una correcta planificación de la solución energética, desarrollando un proceso óptimo que considere adecuadamente, todos los factores que pueden impactar sobre el diseño, implantación y operación de la microred, optimizando

los recursos energéticos de igual manera que la eficiencia en el consumo, será un elemento fundamental para su viabilidad y sostenibilidad.

Es determinante hacer énfasis en la importancia de que la operación óptima de la generación, vaya acompañada de un adecuado comportamiento de la demanda; al complementarse estos dos aspectos será posible obtener una solución energética integral.

1.1 Objetivos

El objetivo principal de esta tesis doctoral y la investigación que involucra, es definir una metodología general que considere al mayor detalle los criterios, procedimientos y estrategias necesarios para la planificación y utilización óptima de los recursos energéticos en una zona aislada.

Con el fin de brindar una solución energética a medida, se utilizará el concepto más ajustado a este tipo de solución que es el de microred. La metodología deberá asegurar que el diseño y explotación de esta microred, con sus recursos energéticos en generación y almacenamiento; brinden la respuesta más óptima a los requerimientos energéticos que plantea la demanda. Considerando los aspectos técnicos, sociales y económicos, que conlleven a mejor calidad de servicio y a una adecuada respuesta a las necesidades de la comunidad o usuarios.

El objetivo incluye que la metodología que se desarrolle durante esta tesis, sea aplicada en una zona aislada. De manera que pueda servir como ejemplo tanto de la planificación como en la implementación de la solución energética.

Para conseguir este objetivo principal se plantean los siguientes objetivos secundarios.

- Investigar la situación actual del suministro energético para zonas aisladas de red eléctrica a fin de establecer el estado del arte de las metodologías, estrategias y desarrollos aplicables a la planificación de soluciones energéticas para las zonas aisladas.
- Determinar las herramientas existentes para la planificación de sistemas de suministro energético, con especial énfasis en microredes, e identificar las más reconocidas y fiables.
- Desarrollar de manera teórica y práctica, la propuesta de metodología para la selección óptima del mix energético que compondrá el sistema de generación de una microred, apoyándose de las herramientas existentes en el estado del arte.
- Presentar el procedimiento de diseño de una microred, que involucre las estrategias de operación del sistema de generación y almacenamiento, para luego proceder a su aplicación en la zona de estudio, obteniendo así el diseño de microred óptimo, bajo los criterios técnicos y económicos.
- Demostrar mediante una aplicación, la viabilidad de la gestión de la demanda y la agregación de cargas, para la implantación y desempeño óptimo de una microred.

1.2 Motivación y Generalidades.

De acuerdo con los antecedentes y consideraciones presentados, cabe mencionar que la necesidad del desarrollo de esta tesis, se origina luego de haber analizado diferentes proyectos de suministro eléctrico en zonas aisladas dentro de los que se ha participado, cabe mencionar especialmente que la Universidad Politécnica

de Valencia a través del Instituto de Ingeniería Energética IEE mantiene un convenio con el Instituto de Planificación de Soluciones energéticas IPSE de Colombia, que es la entidad encargada de dar soluciones a las Zonas No Interconectadas a la red eléctrica de este país (ZNI), mediante este convenio el IEE aporta la investigación y el desarrollo de soluciones a necesidades detectadas en los sistemas de generación eléctrica o en el consumo de estas zonas.

Por otro lado, también se ha estudiado proyectos de este tipo, provenientes de reconocidas bibliografías, donde se ha observado insuficiencias en la consideración de aspectos claves de planificación y gestión del suministro energético. Luego de recabar y analizar la información, se ha detectado la marcada carencia de un procedimiento que incluya todos los pormenores que de manera global se deben considerar en la planificación y operación; aspectos como la gestión de la demanda no suelen ser considerados comúnmente al planificar la solución energética, de esta manera se pierde la posibilidad de optimizar los recursos de generación, como de aumentar la viabilidad económica del proyecto, tanto en su implementación como en su operación, puesto que gestionar la demanda en este tipo de pequeñas redes conlleva un relevante impacto en el costo de producción de la energía, por presentarse una relación más estrecha entre los picos de demanda de potencia y la potencia nominal instalada.

Teniendo como precedente, que diversos autores han desarrollado modelos de los generadores y controladores del sistema de suministro eléctrico; esta tesis hace uso de este tipo de modelos y simulaciones, complementándolos con modelos propios. De esta manera llega a presentar un análisis de las diferentes estrategias, desarrollos, resultados y tecnologías existentes, con el fin de generar un conocimiento extenso que aporte a la selección óptima de la tecnología y equipos, dentro del contexto de la metodología de planificación y operación que aquí se plantea.

La investigación considera también el análisis de distintos métodos y software existentes para el diseño, análisis y planificación del suministro energético, seleccionando el más adecuado para posteriormente aplicarlo demostrando su eficacia y eficiencia

Se plantea dar solución a las carencias comunes a la hora de identificar las necesidades de la comunidad beneficiada por el suministro energético, incluyendo en la metodología las siguientes consideraciones:

- Capacidad económica.
- Nivel de vida.
- Actividades comunes.
- Actividades económicas y fuentes de ingresos en la zona.
- Industria y comercio de la zona. Actual y proyectada gracias a beneficios del suministro energético proveniente de la generación distribuida.
- Participación de la comunidad en la implementación y explotación del proyecto.
- Condiciones climáticas y geográficas de la zona.
- Sostenibilidad futura del proyecto
- Problemas ambientales actuales que se puedan mitigar mediante la implementación del suministro eléctrico. (Tratamiento de residuos urbanos, residuos provenientes de actividades agroforestales, contaminación por humos provenientes de maderas utilizadas para cocinar, etc.).

La combinación de la correcta planificación del suministro energético y la gestión de demanda permitirá conseguir un equilibrio óptimo entre los recursos disponibles en generación y las cargas que demandan energía, redundando en la prestación de servicios, el rendimiento de los activos y el costo, en beneficio mutuo tanto de la entidad que la implementa como de los usuarios.

El concepto de microredes, al ser una respuesta emergente frente a las necesidades mencionadas en las zonas aisladas, implica innovar en los métodos de planificación en implantación de la solución energética, esta tesis pretende capitalizar estas oportunidades de innovar y realizar aportes con esta solución de punta.

1.1 Estructura de la Tesis

Esta tesis está organizada en siete capítulos como se presenta a continuación.

- En el **Capítulo 2 Estado del Arte de las soluciones de suministro energético en Zonas Aisladas**. Se introduce el estado de la electrificación y otros tipos de suministro energético, en las zonas rurales a nivel mundial, según análisis presentados por reconocidas entidades internacionales, para intensificar en estos aspectos, se enfatiza en las zonas no interconectadas de Colombia, para las que se presenta un estudio general de las *necesidades energéticas* y los posibles *recursos disponibles* llegando a proyectar la importancia de contar con una red flexible a aplicar en estas zonas, el impacto previsto de este tipo de red en soluciones a futuro, los beneficios y oportunidades de su participación en la electrificación rural. Posteriormente se presentan las soluciones que convencionalmente se suelen desarrollar para suplir las carencias de energía eléctrica en las zonas aisladas, mencionado las oportunidades de mejora en su planificación y operación. Finalmente se presenta el concepto de gestión de la demanda y el de interrumpibilidad que se deriva del anterior.
- El **capítulo 3 Sistemas de suministro energético**. De acuerdo con las opciones de electrificación para zonas aisladas analizadas en el capítulo 2 se determinó el esquema de generación distribuida como alternativa

viable para zonas alejadas de la red eléctrica o donde no es posible su extensión. En este capítulo, se hace una evaluación del estado de las tecnologías, desarrollos y avances requeridos en la generación distribuida, determinándose que las necesidades de mejora y evolución de este tipo de generación son conseguidas mediante el concepto de Microredes. Para este concepto, se detalla sus características y consideraciones específicas, se presenta el estado del arte de su desarrollo, haciendo hincapié en la operación de modo aislado, siendo este un aspecto de especial interés en esta tesis. De igual manera, se presenta tanto las ventajas de las microredes, como los problemas comunes que afectan su fiabilidad de suministro, con el fin de controlarlos en las soluciones que se brinden. Se incluye un estudio del estado del arte de la planificación del suministro energético, dentro del que se presentan y evalúan las herramientas más reconocidas para la planificación de microredes, de este estudio sobresale el software HOMER. El capítulo cierra, con una discusión de los aspectos más significativos de la aplicación de la gestión de la demanda en microredes.

- Dentro del **capítulo 4 Propuesta de Metodología de Planificación energética**, se desglosan a un amplio detalle los pasos que se han de seguir para la correcta planificación de la solución de suministro energético para una zona aislada, mencionando en cada uno los criterios que se deben tener en cuenta en procura de garantizar el mayor éxito del proyecto, desde el punto de vista técnico, económico y social, considerando las variables y stakeholders implicados.

Este desarrollo, caracteriza la población, lo que permite la identificación de las necesidades energéticas de los usuarios del sistema, haciendo hincapié en aquellas orientadas a promover el desarrollo industrial. Estas necesidades se cuantifican y se plasman en la curva de carga, esta considera también los niveles de prioridad en las cargas. Previo a la

selección del mix energético de generación-almacenamiento óptimo, se incluye el procedimiento para la evaluación del potencial energético renovable en una zona, tratando las tres fuentes de generación que se han detectado como más comunes en este tipo de zonas, como lo son la eólica, la fotovoltaica y la biomasa; se incluye en el análisis la necesidad de complementar el sistema con sistemas de generación convencionales como diesel o gasolina.

La metodología desarrollada selecciona posibles configuraciones dentro de las fuentes de generación más viables, con las que sea posible suplir la demanda, para las cuales determina su costo dentro del tiempo de vida del proyecto.

Finalmente se simula el par técnico-económico de estas configuraciones, y se define los procesos de optimización y sensibilidad que permiten afinar en la obtención de esta solución óptima. Se considera en la metodología, aspectos que no se tratan comúnmente en el diseño de este tipo de soluciones, como la eficiencia energética, la estrategia de gestión de la microred, la posibilidad de gestionar la demanda, entre otros. Los pasos mencionados anteriormente son plasmados en un esquema general de la metodología en donde se especifican los pasos inherentes a cada una de las cuatro etapas, como son, la caracterización y cuantificación de los requerimientos energéticos de la zona, cuantificación del potencial energético renovable, selección de fuentes viables, estimación de costos y selección del sistema con el mix energético óptimo.

- **Capítulo 5 Propuesta de Procedimiento de implantación de la solución energética.** El capítulo en mención, ilustra consideraciones para el diseño de una microred, de manera que pueda operar de manera óptima. Se presenta las estrategias de despacho para microredes, definiendo las características de las fuentes de generación que se

pueden incluir directamente en la estrategia de despacho, y cuales es necesario adaptar. Se define los conceptos relacionados a la fiabilidad en microredes, y los métodos de cálculo en este escenario. Se presenta el concepto de reserva operativa, y bajo estos conceptos se desarrollan las estrategias de despacho de la microred.

Se introduce también, las estrategias de control de microredes, dentro de las que se incluye los conceptos de redes autónomas de energía y control aislado. Se analiza las ventajas de la agregación, tanto en la generación como en la demanda, y su inclusión en las microredes. Se presenta un método para aplicar la gestión de la demanda, haciendo énfasis en su aprovechamiento para el control de frecuencia de la microred. Se menciona también, los planes a considerar en la operación como seguridad, el mantenimiento y tarificación.

- En el *Capítulo 6 Aplicación de la Metodología de planificación energética*, se procede a aplicar la metodología de planificación de soluciones energéticas para zonas aisladas, desarrollada en el capítulo 4.

Se ha seleccionado para la aplicación, una zona no interconectada costera ubicada en el municipio de Necoclí Colombia, la aplicación a esta zona, muestra un componente innovador en cuanto a las características del recurso de biomasa, puesto que este se obtendrá mediante recolección de la madera que trae un río al desembocar al mar y que por lo tanto se deposita en las costas. También presenta una oportunidad de tecnificar la actividad de pesca, donde es inminente la necesidad de incorporar refrigeradores industriales.

En el desarrollo de este capítulo se muestran los procedimientos usados para cuantificar la disponibilidad y el potencial energético para el tipo de biomasa específico que se ha mencionado. Para la obtención del mix energético óptimo, se hace uso del software HOMER, que ha sido seleccionado de acuerdo al análisis presentado en el capítulo 3.

Para la correcta utilización del software en mención, se procede a la recopilación de la información sobre predicción del consumo en la zona, la curva de carga se proyecta mediante un análisis de las curvas de carga de diferentes zonas aisladas de Colombia, la curva de consumo del país, e incluso curvas de carga de otras zonas del mundo contenidas en bibliografía revisada.

Se evalúa también potencial de energías renovables en la zona, precios del combustible, prioridad de cargas, etc., de acuerdo con esto se plantea una serie de posibles unidades de generación, cuya combinación óptima se obtiene mediante la aplicación de HOMER, obteniendo como resultado las tres configuraciones más óptimas para conformar el mix energético, mediante el uso de la misma herramienta, se realiza el análisis de sensibilidad frente a determinadas variables, determinando en qué condiciones es más favorable utilizar cada configuración.

- El **Capítulo 7 Aplicación del Procedimiento de implantación de la solución energética**, consiste en una aplicación de las estrategias de explotación definidas en el capítulo 5. Se incluye un análisis de la aplicación de diferentes estrategias de despacho sobre la configuración de generación óptima seleccionada en el capítulo 4, para este análisis se ha simulado diferentes escenarios con el software HOMER. Mediante la misma herramienta, se evalúa también el impacto de aplicar restricciones de fiabilidad mínima y reserva operativa sobre la microred.

Se ha mencionado que cada zona aislada involucra unas características particulares, la zona en estudio tiene como principal actividad la pesca, esta presenta potencial de tecnificación por medio del suministro de energía eléctrica, especialmente en la conservación del producto

mediante refrigeradores industriales, elementos que se espera, consigan su masificación a escala doméstica, una vez cuenten las viviendas con suministro energético.

Por lo tanto han sido seleccionados para evaluar la viabilidad de la *Gestión de la Demanda*, mediante el uso de la herramienta de simulación energética TRNSYS, con la que se hace modelamiento, y se simula escenarios en los que se interrumpe el suministro energético sobre los refrigeradores industriales para almacenamiento de productos de la pesca durante un determinado tiempo, se calcula la caída de temperatura en su interior comprobando que con las acciones de control, no aumenta lo suficiente como para afectar el producto refrigerado.

Para observar el comportamiento de la gestión de la demanda sobre la microred diseñada, se contrasta mediante HOMER, dos escenarios sin y con gestión de la demanda. Respecto al control de frecuencia, se desarrolla la aplicación del control de frecuencia mediante gestión de la demanda, se incluye una aplicación de control de frecuencia en generación, que se desarrolló de manera práctica en la zona aislada en estudio, dentro de la que se detallan las consideraciones técnicas aplicadas, los análisis, mediciones, modelamiento, caracterización, hipótesis, y resultado de la aplicación.

- Finalmente el **capítulo 8 Conclusiones y nuevas líneas**, aporta las conclusiones de la tesis, se plantean recomendaciones para la planificación-operación, se determinan los aportes, y se definen nuevas líneas de trabajo especialmente orientadas a zonas de características diferentes a la zona en mención, y a la mejora de los sistemas que integran las fuentes de generación.

CAPITULO 2

ESTADO DEL ARTE DE LAS SOLUCIONES DE SUMINISTRO ENERGÉTICO EN ZONAS AISLADAS

En este capítulo se describen características de las zonas aisladas partiendo de las necesidades energéticas que se presentan de manera general en el panorama mundial, con el fin de situar la zona objeto de esta tesis dentro del marco global. Se estudian también las necesidades y los posibles recursos energéticos aprovechables en las zonas aisladas de Colombia y se presentan aspectos que dan a conocer el estado actual de los sistemas utilizados convencionalmente para solventar las mencionadas necesidades de suministro energético. También se tocan aspectos como la viabilidad de la extensión de la red de suministro eléctrico para la electrificación rural.

Este conocimiento de necesidades, recursos y aspectos que influyen en el panorama energético de las zonas no interconectadas, en especial zonas del tipo objeto de esta tesis, fija un importante punto de partida para determinar las características de la solución red que se requiere de acuerdo a la particularidad de estas zonas, siendo este un aspecto de alta relevancia en el proceso de conseguir un sistema óptimo.

2.1 Necesidades energéticas en zonas aisladas, panorama mundial.

La Agencia Internacional de la Energía, en su World Energy Outlook del año 2010, [4] presenta un estado actual del acceso mundial a la energía, complementado con tres escenarios de proyección para el 2030 dentro de los cuales, el que se acerca más a las probabilidades reales es el escenario de políticas actuales, ya que tiene en consideración únicamente aquellas políticas que han sido formalmente adoptadas hasta mediados de 2010, emitiendo así un panorama conservador. Según este escenario, 1.200 millones de personas carecerán todavía de acceso a electricidad en 2030, un 87% de estos viviendo en zonas rurales, figura 2.1, en el mismo escenario, el número de personas recurriendo al uso tradicional de la biomasa para cocinar crece a 2.800 millones en 2030, de los cuales un 82% es en áreas rurales.

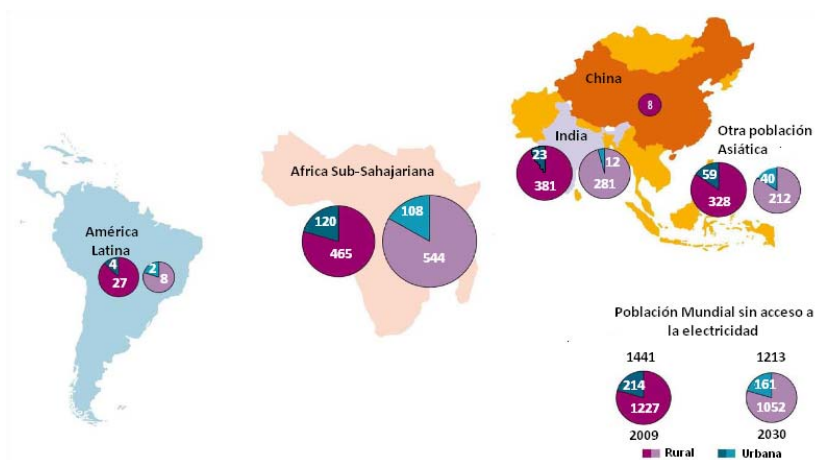


Fig. 2.1. Personas sin electricidad en 2009 y proyectado a 2030 (en millones).

Con el fin de ilustrar qué se requeriría para alcanzar acceso universal a los servicios modernos de energía, la IAE desarrolló el Caso de Acceso Universal a la Energía Moderna (siglas en inglés UMEAC). Este caso cuantifica el número de personas que necesitan acceder a los servicios modernos de energía, y la

escala de inversiones requeridas para el 2030, esto incluye objetivos parciales al 2015, ligados a la consecución de las metas de desarrollo del milenio para erradicar la extrema pobreza. En este contexto, se plantea que para el 2015 no más de 1000 millones de personas deberían permanecer sin acceso a la electricidad, lo cual implicaría una tasa de electrificación del 86%, los objetivos en este caso se presentan en la Tabla 2.1 (estas relaciones entre pobreza y acceso a la energía se han derivado de un análisis de fondo cubriendo 100 países, y las proyecciones basadas en análisis de regresión, aplicados a cada región).

	2015		2030	
	Rural	Urbano	Rural	Urbano
Acceso a la electricidad	Proveer acceso a electricidad a 257 millones de personas	100% Acceso a la red	100% de acceso, con 30% conectado a la Red y 70% conectado a miniredes (75% o off-grid (25%))	100% Acceso a la red

Tabla 2.1. Objetivos del Caso de Acceso universal a la Energía Moderna.

En la Tabla 2.1 se presenta un concepto en el que la IEA introduce un término denominado “miniredes”, las cuales define como redes de pueblo o distrito con carga total inferior a 500kw; de igual manera menciona las instalaciones off-grid, haciendo referencia a instalaciones que no se conectan a ningún tipo de red; de acuerdo con los objetivos presentados en la mencionada tabla, se requerirá en el 2030 que en el 70% de las zonas rurales a electrificar se brinde una solución energética distinta a la de la red pública.

A pesar de que la electrificación progrese con la aplicación de las políticas actuales, este progreso no será proporcional al crecimiento demográfico, según este panorama al llegar al 2015 el número de personas que carecerán de energía será casi igual al actual, como se observa en la figura 2.2; sin embargo en el escenario UMEAC, se observa un menor valor en lo referente a carencia de

electricidad, esto dado que es un escenario mucho más ambicioso; el acceso a la electricidad ocurre a una tasa mucho más rápida en las áreas urbanas, siendo estas más rentables para las compañías que proveen el servicio, por lo tanto en el escenario de nuevas políticas, la mayoría de la gente con acceso a la electricidad en el período proyectado corresponde a las zonas urbanas.

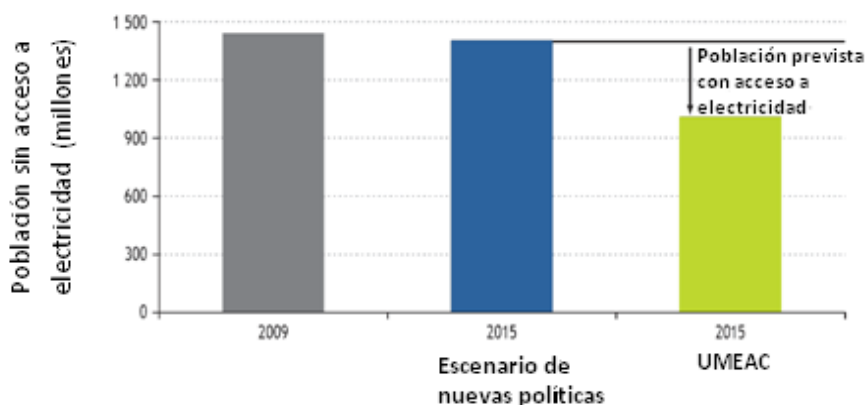


Fig. 2.2 Escenarios de proyección del acceso a la electricidad a 2015.

Para evaluar el grado de capacidad de generación de electricidad requerida para alcanzar el acceso universal, la IEA ha realizado suposiciones tanto a nivel urbano como rural. Para viviendas rurales se ha asumido que consumen por lo menos 250kWh por año, en viviendas urbanas se ha proyectado un consumo de 500kWh por año. En áreas rurales, este nivel de consumo podría corresponder, por ejemplo a un ventilador de suelo, dos bombillas fluorescentes y una radio por 5 horas diarias. En áreas urbanas, el consumo podría incluir también un televisor y otra aplicación, como un refrigerador o un ordenador, se prevé que el consumo crezca anualmente hasta alcanzar los niveles nacionales promedio.

De acuerdo con los montos proyectados, el suministro energético en 2030 se incrementaría alrededor de 950TWh, lo que representaría un 2,9% de la producción mundial que se plantea en 33000Twh para este año, en el escenario

conservador de Nuevas Políticas. Para conseguir esta energía eléctrica se recurriría una potencia instalada de 250GW.

Se necesitará de diferentes opciones de suministro de electricidad tal como se presenta en la Tabla 2.2. “La extensión de la red contribuirá con parte de la solución, pero opciones descentralizadas jugarán un importante papel cuando la extensión de la red sea demasiado costosa, y proveerán la mayor parte de las conexiones adicionales en el período proyectado” [5].

	Conectado a Red	Mini Red	Aislado	Total
Africa	196	187	80	463
Africa Sub-Sahariana	195	187	80	462
Población Asiática	173	206	88	468
China	1	1	0	2
India	85	112	48	245
Otros Asia	87	94	40	221
América Latina	6	3	1	10
Países en Desarrollo	379	399	171	949
Mundo	380	400	172	952

Tabla 2.2. Requerimientos generales para acceso universal a la electricidad en TWh, proyectado a 2030 (cortesía IEA).

2.2 Soluciones de suministro energético consideradas convencionalmente.

De manera general, se puede hablar de dos formas básicas de suministrar energía a las zonas aisladas, una es la extensión de la red, y la otra es la generación distribuida descentralizada. La extensión de la red involucra llevar a cabo una infraestructura de transporte y distribución para llegar a los usuarios, mientras que la generación distribuida descentralizada comprende sistemas de energía pequeños, modulares y descentralizados, localizados cerca de los usuarios, o de las aplicaciones finales de la energía.

2.2.1 **Análisis de viabilidad de extensión de la red a zonas aisladas.**

La extensión de red ofrece el beneficio de estar conectado a una fuente relativamente barata de electricidad, suministro continuo, y la posibilidad de acceder a la energía generada por estaciones localizadas lejos del punto de consumo; sin embargo la extensión de red es una solución costosa para conectar lugares remotos y poblaciones esparcidas sobre una gran área. Las variables claves para determinar el costo de la extensión de red son la distancia al punto más cercano de la red de distribución o transporte, la potencia total demandada y el tipo de terreno que se debe atravesar.

El World Energy Council presenta casos de estudio que permiten tener una idea del costo y la viabilidad de la extensión de la red, se parte del transporte de energía en la red convencional para grandes volúmenes de potencia, en las figuras 2.3 y 2.4, se puede observar que el costo del kilovatio hora transportado por la red se incrementa porcentualmente, en cuanto es menor la potencia transportada, hablando de potencias de orden de miles de MW se plantea que para 1.000MW, el costo de transporte sobre 1.000km puede estar en el rango de 10-20% del costo total de la energía al lado de la carga. Este mismo 10-20% aplica a 3.000MW transportados sobre 2.000Km [6].

En referencia al suministro en zonas aisladas sin recursos energéticos locales, con cargas del orden de MW, se ha analizado un caso estudio presentado por el World Energy Council, de este análisis se concluye que con cargas de 5 a 10MW, con distancias de 250-450Km es más conveniente una extensión de la red, que generación local con diesel, esto aún considerando un precio del petróleo mínimo de \$50/barril, claramente valores más altos del precio del petróleo y crecimiento de carga incrementan las ventajas de la extensión de la red de transporte.

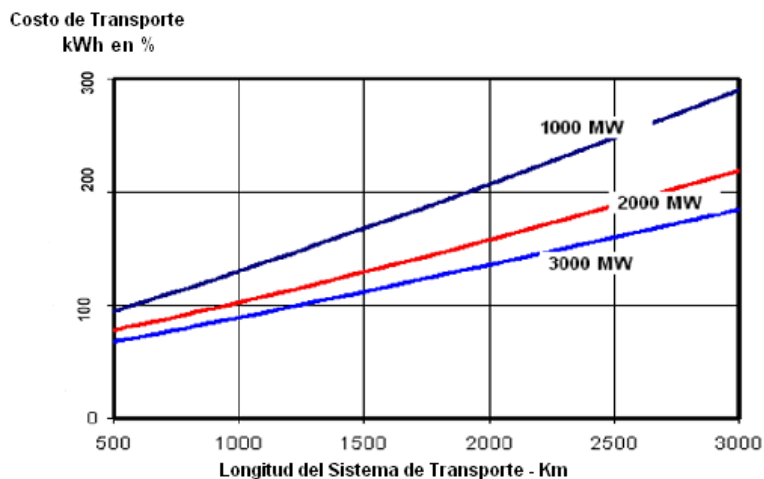


Fig. 2.3 Costo de transporte de electricidad según la distancia a la carga, en un caso tipo de estudio con grandes potencias. (Fuente: World Energy Council).

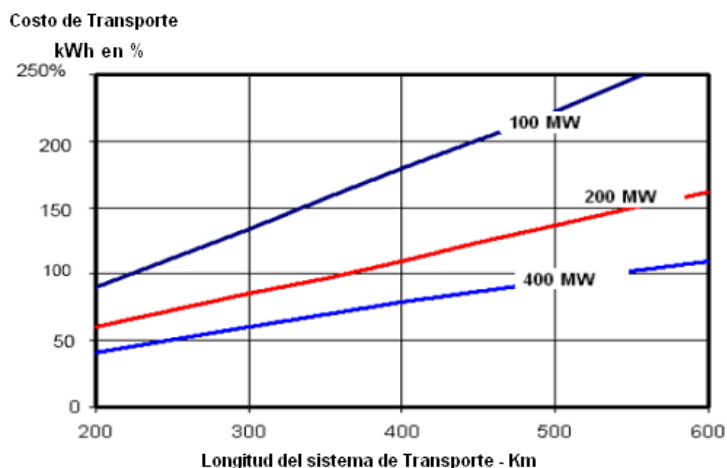


Fig. 2.4 Costo de transporte del kWh para un nivel de potencia de 100 a 400MW, a distancias de 200 a 600km. (Fuente: World Energy Council).

Entrando en el campo de electrificación de zonas rurales y zonas aisladas de potencias menores, que son las que atañen a esta tesis, el panorama es diferente, debido a la carencia de demanda en masa con su inherente reducción de

potencia requerida, y las grandes distancias generalmente presentadas entre la red existente y las áreas a electrificar, los costos de electrificar pequeñas comunidades a través de la extensión de red, pasan a ser demasiado altos y por consiguiente económicamente inviables [7]. El mantenimiento asociado a estas grandes redes de distribución y transporte, la carencia de técnicos locales y personal de gestión in situ, y las altas pérdidas por transmisión son factores que juegan un papel determinante a la hora de considerar esta solución. La comparativa de los costos de extensión de red frente a los correspondientes a la generación por medio de energía fotovoltaica, se pueden observar en la figura 2.5.

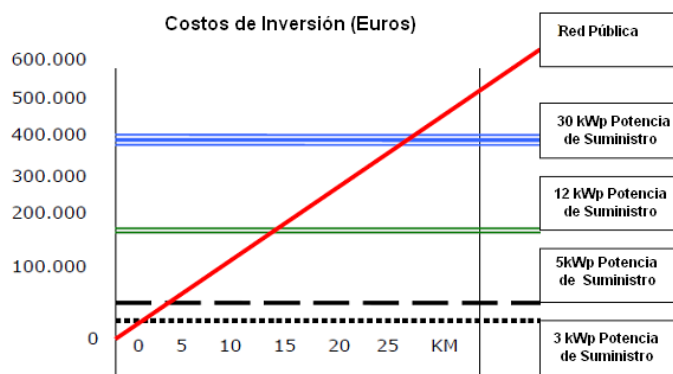


Fig. 2.5 Costos de extensión de la red primaria para cargas menores de 50Kw frente a costos de generación por fotovoltaica.

Según lo expuesto por Chandrasekhar y otros en el reporte de infraestructuras de India del 2010 [8], uno de los fuertes mensajes que han venido de programas de energización rural, ha sido el hecho que la entrega de servicios de energía rurales se ha convertido en sinónimo de extensión de la red, y que los mencionados programas de extensión presentan grandes limitaciones que los llevan a suplir los requerimientos energéticos de una manera muy limitada. Pepermans y otros (2005) plantean que la producción en sitio podría resultar en

ahorros de costos en transmisión y distribución cercanos al 30% del costo de la electricidad [9].

Un caso crítico donde la extensión de la red se hace inviable para la electrificación rural, es en zonas naturales protegidas, donde no se permite el paso de líneas de transporte de energía por prohibición de las leyes forestales u otras dispuestas por los respectivos ministerios de medioambiente, un ejemplo de este caso, lo plantean Chaurey y otros (2004), corresponde a la región de Rajasthan en India, donde varios pueblos se encuentran dentro y en la periferia de el parque nacional y el santuario de vida salvaje, la población es invitada a mudarse de allí, ya que no corresponde proveer electricidad a estos pueblos, puesto que el ministerio de medio ambiente no permite el paso de líneas de transmisión a través de los bosques, algunos de estos pueblos se ubican fuera del santuario, pero los planes de electrificación implican el paso de las líneas de transmisión a través del santuario, son aún 40 pueblos que si no se considera otra solución alterna a la extensión de la red no serán electrificados nunca [10]. El banco mundial [11] plantea que para resolver el interrogante de cuán competitiva puede ser la electrificación por medio de paneles fotovoltaicos frente a la extensión de la red en la electrificación rural, se debe clarificar primero:

- Nivel de servicio de la vivienda: Consumo diario del promedio de las viviendas a ser servidas.
- Número total de viviendas.
- Densidad de carga: el número de viviendas a ser servidas por unidad de área (viviendas/km²).
- Carga productiva: número y requerimientos de potencia de cargas productivas tales como molinos de arroz, bombeo de agua y cargas del sector servicios.

- Crecimiento de carga. El incremento anual en la carga que resulta de incrementos tanto en número de clientes servidos como en demanda de energía.
- Distancia desde la subestación o línea de media tensión más cercana.

2.2.1.1 Efecto de la agregación de usuarios o viviendas de la zona “Porcentaje de Penetración”.

Un concepto que se ha planteado en estudios orientados a evaluar opciones de suministro eléctrico en zonas rurales [12], válido para comparaciones entre generación distribuida y extensión de red, es el denominado “*penetración*”, y hace referencia al porcentaje de usuarios existentes en una zona que se conecten a la red, así, si en una determinada zona rural, todas las viviendas existentes se conectan a la solución de electrificación, se podrá hablar de una penetración de 100%; algunos autores suelen expresarla como fracción de viviendas incluidas en el plan de electrificación sobre el total de viviendas de la zona y lo representan con el símbolo α . Mientras una más baja penetración da una distribución más dispersa de puntos de carga, la longitud de la línea por hogar conectado incrementa, por consiguiente el costo de vida de la solución (siglas en inglés LCC), que consiste en el valor presente neto de todos los costos que atraviesan la vida útil de una inversión, se ve afectado por el porcentaje de penetración.

Mediante la utilización del software ViPOR, diseñado por el National renewable Energy Laboratory NREL, para la optimización de sistemas de electrificación rural, dentro de comunidades; se ha esquematizado ejemplos de penetración de la red para la comunidad de Bende en Ghana, según se muestra en la figura 2.6. Para cuantificar el incremento de la longitud de la línea en función del grado de penetración se ha introducido un parámetro denominado

coeficiente de penetración de la microred $K_{LV}(\alpha)$, teóricamente K_{LV} podría ser una función de la raíz cuadrada de α [13], pero para penetraciones entre 0.4 y 1 existe una relación lineal que da un buen ajuste:

$$K_{LV}(\alpha) = 0,635\alpha + 0,635 \quad (1)$$

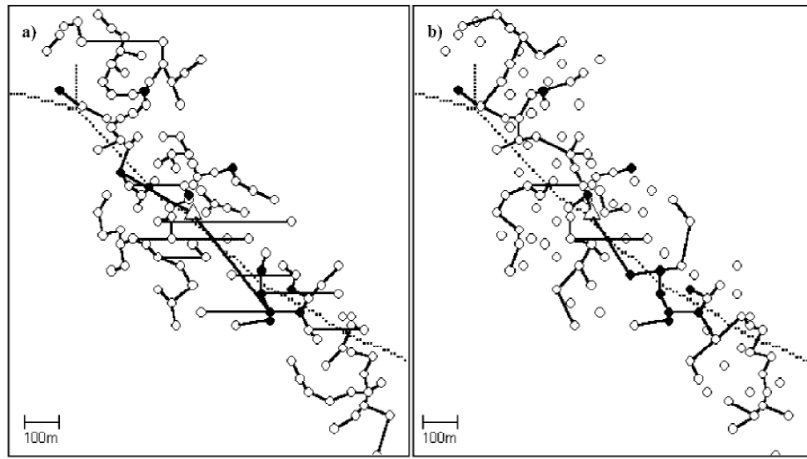


Fig. 2.6 Electrificación rural simulada en ViPORA para la comunidad de Bende, en Ghana con: (a) penetración de 100%; (b) penetración del 60%.

Simulaciones mediante ViPORA permiten conocer el efecto de la fracción de penetración sobre el coeficiente de penetración en sistemas de electrificación rural, para las poblaciones de Bende y Larekago considerando penetraciones de 1,0.8, 0,6 y 0.4 figura 2.7.

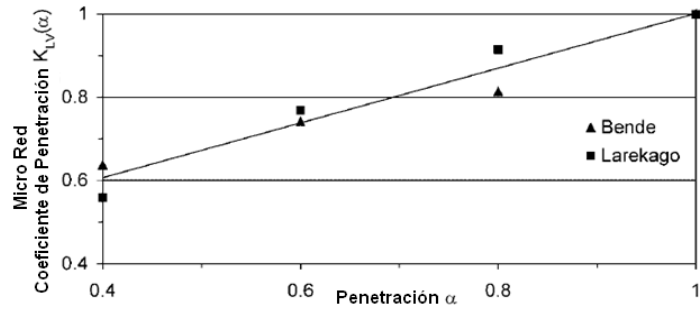


Fig. 2.7 Coeficiente de penetración en sistemas de electrificación rural, para niveles de penetración diferentes.

El efecto del consumo por vivienda sobre la viabilidad de la extensión de la red para una penetración del 80% se presenta en la gráfica de la figura 2.8, y corresponde a un análisis realizado para la electrificación en Ghana; se puede observar un escenario con diversos costos de generación del Wp de energía fotovoltaica, dentro de los que comienza a hacerse más viable la extensión de la red en cuanto aumenta el consumo energético por vivienda.

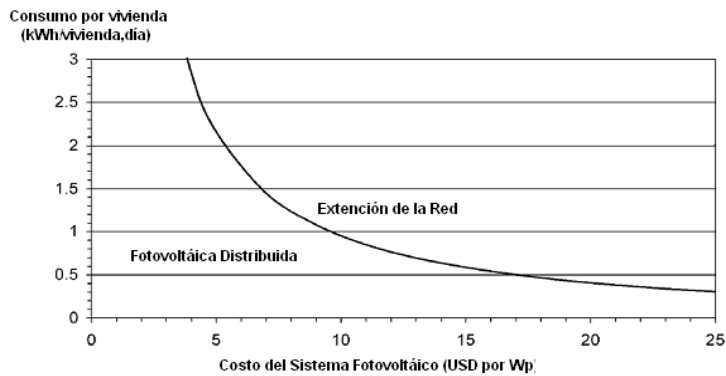


Fig. 2.8 Punto de equilibrio de los costos del ciclo de vida para dos variables; costo del sistema fotovoltaico y consumos de electricidad por hogar.

El sistema fotovoltaico es viable debajo y a la izquierda de la curva. (Penetración 80%, costo generación USD\$0,046/Kwh).

En la figura 2.9 se trazan las curvas para diferentes fracciones de penetración.

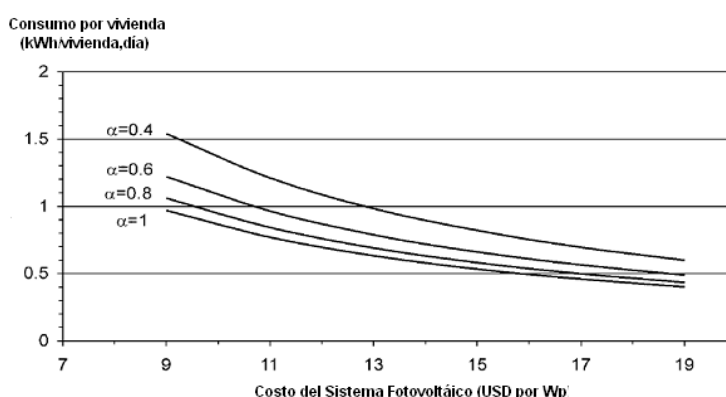


Fig. 2.9 Curvas de costo de vida del proyecto para varias fracciones de penetración.

2.2.2 Soluciones energéticas basadas en generación local.

En el apartado anterior se citó la extensión de red y soluciones distribuidas como los posibles métodos para llevar energía a las zonas aisladas, y se desarrolló el análisis de la alternativa de la extensión de la red eléctrica. Este apartado enfoca las soluciones de suministro energético distribuido que se han venido implementando para suplir esta carencia energética de manera local.

Sistemas de energía autónoma de menor escala, han venido surgiendo como opciones adecuadas para satisfacer las necesidades de energía rural,

especialmente los basados en fuentes de energía renovable, los sistemas solares fotovoltaicos (PV), los pequeños generadores de electricidad eólica, minihidráulica, biomasa y grupos electrógenos diesel. Estas opciones son adecuadas para la generación de energía descentralizada y a menor escala, en cuanto a: los bajos costos de generación, el uso de los recursos locales, la viabilidad de las plantas de tamaño según las necesidades, la viabilidad de la gestión local y la participación de la comunidad en la selección de las opciones de energía.

2.2.2.1 Sistemas basados en generadores diesel u otra única fuente de suministro.

El suministro de electricidad es tradicionalmente resuelto en estos lugares con una pequeña red que suele estar alimentada por un grupo electrógeno basado en un generador diesel o de gasolina [14], el generador diesel representa la forma más común de suministrar potencia en esas áreas, donde los rangos de aplicaciones varían de kW a unos 10MW, según Schmid y otros [15]. Una de las pocas ventajas que presenta esta solución es su baja inversión inicial y la facilidad de adquisición de los equipos. Sin embargo, tiene un rendimiento limitado y altos costos de operación, principalmente debido al consumo de combustible, pero por desgracia, durante muchos años ha sido aceptada como si fuera la única opción disponible, y a menudo como una solución provisional, con la esperanza de que algún día la "red real" de electricidad llegue a la población. Por lo general, el servicio eléctrico se limita a unas pocas horas al día, con desconexiones frecuentes debido a problemas técnicos o de suministro de combustible. También hay que considerar los elevados riesgos ambientales que implícitos al transporte, almacenamiento y derrame de combustibles, así como el impacto ambiental que presenta aún en condiciones de funcionamiento normal, asociadas tanto a los gases contaminantes como al ruido producido.

Desde el punto de vista de la calidad y continuidad de suministro, en ocasiones suele haber un impacto negativo puesto que en cuanto hay falta de dinero para la operación, los operadores simplemente mitigan los costos de operación reduciendo las horas de suministro del servicio.

Citando otro plano de soluciones, cabe mencionar que para la iluminación, los hogares rurales en África gastan grandes cantidades de dinero en queroseno, un combustible que proporciona servicios de iluminación deficientes y costosos. El costo por los servicios de iluminación (dólares por lumen/hora de luz) es 3.000 veces mayor que el de la luz fluorescente compacta [16]

Según la literatura basada en investigaciones de campo, son muy pequeñas las necesidades de las poblaciones pobres, en particular de las rurales, que raramente exceden los 30kWh a 50kWh al mes, Sánchez y otros [17], mencionan que las cifras pueden ser incluso inferiores. Además, dentro de estas comunidades hay una enorme variedad en la magnitud de las demandas familiares; por ejemplo, en la mayoría de las comunidades de los Andes peruanos, una buena proporción de los usuarios presentan demandas de una sola cifra (kWh/ mes), y del 60% a 70% de los habitantes difícilmente exceden los 20kWh al mes. Si miramos la demanda desde el punto de vista de la potencia conectada, estudios de campo demuestran también que para la mayoría de las familias rurales la aspiración es tener acceso, al menos, a alumbrado, radio y a veces TV, necesidades básicas que les permiten mejorar el ambiente de su vivienda y crear las condiciones adecuadas, por un lado, para una mejor educación de sus hijos y, por otro, para acceder a la información y a un mínimo entretenimiento. De aquí, que los sistemas solares sean generalmente aceptados, a pesar de su limitada capacidad de generación eléctrica con respecto a su costo. Como ejemplo de esta limitada capacidad, se puede citar que los sistemas solares basados en módulos de 50Wpico han sido los más populares para la aplicación en zonas rurales a pesar de que se han implementado sistemas con

una capacidad de generación sólo de 3 a 5 kWh (según la radiación solar del lugar de aplicación y la eficiencia de los equipos que se han utilizado).

El análisis de la situación de suministro en los Andes y en la Selva Alta de Perú, demuestra que en aldeas con electricidad, el 100% de la población de una muestra de 14 (7 con micro sistemas diesel y 7 con micro sistemas hidráulicos) utiliza la electricidad para alumbrado, y más del 85% para radio y TV, mientras que difícilmente se encuentran otros usos. En este mismo estudio, a la pregunta: “¿Cuáles son los principales beneficios que percibe de la electricidad?”, el más alto porcentaje de los usuarios respondió que fueron las mejores facilidades para la educación de sus hijos, pensando especialmente en la disponibilidad de mayor alumbrado para hacer sus tareas escolares durante la noche; la siguiente respuesta más frecuente fue el logro de una mayor comunicación gracias a la radio y TV [18].

2.2.2.2 Impacto del tipo de fuente de generación seleccionado.

El resultado del proyecto de electrificación varía considerablemente con los recursos naturales para el uso de energías renovables, y con la tecnología seleccionada; recurriendo al mencionado estudio en Perú, se observó que el consumo de energía es muy diferente en los pueblos electrificados con mini hidráulica en los que el consumo mensual promedio de energía por familia fue de 58,3 kWh, muy superior al de los pueblos electrificados con generadores diesel, para los que el consumo promedio mensual por familia fue de 10,1 kWh. Ver figura 2.10.

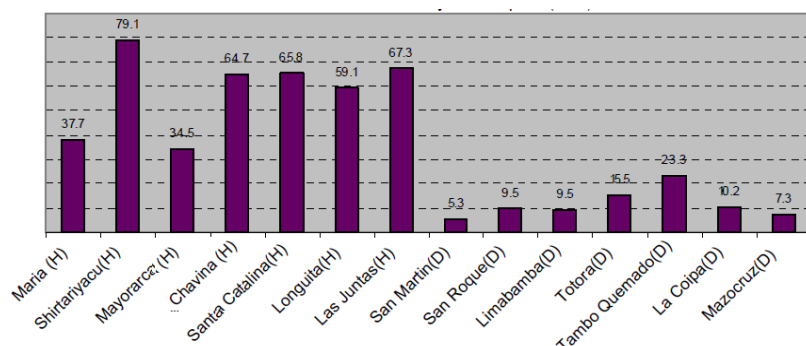


Fig. 2.10 Consumo medio de energía mensual por vivienda en diversas poblaciones del Perú.

Las primeras 7 poblaciones de izquierda a derecha están electrificadas por micro sistemas hidráulicos, mientras que las siguientes 7 son alimentadas por generadores diesel.

El motivo de la marcada diferencia en consumo, entre los dos esquemas, son las pocas horas de suministro diario ofrecidas por el sistema de generación Diesel, asociados a las dificultades de transporte y costos del combustible. Como consecuencia, estas condiciones impactan directamente sobre el precio de la energía. La figura 2.11 muestra que en pueblos con generador diesel claramente se paga un monto mucho más alto por unidad de energía consumida; mientras el costo promedio para sistemas micro hidráulicos es 0,18 Soles (US\$0,055) por kWh, para generadores diesel es de 1,61 Soles (US\$ 0,49) por kWh; de esta manera el costo de la energía en pueblos con generadores diesel es nueve veces el monto pagado en los que cuentan con generación micro hidráulica.

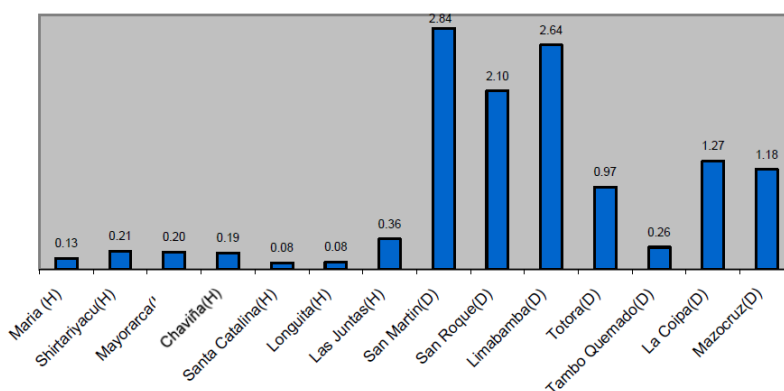


Fig. 2.11 Precio medio de energía mensual por kWh (en Soles, moneda peruana).

Las primeras 7 poblaciones de izquierda a derecha están electrificadas por micro sistemas hidráulicos, mientras que las siguientes 7 son alimentadas por generadores diesel.

2.2.2.3 Efectos en la fiabilidad del servicio.

La elección de la fuente de suministro puede presentar un impacto considerable en la fiabilidad del suministro, dependiendo de las condiciones de la zona y la tecnología seleccionada. Volviendo al caso de estudio, el número de horas sin servicio por año, varía en un amplio rango, desde tan solo tres días para el esquema micro hidráulico, a 206 días en un esquema basado en generador diesel.

Hay tres razones principales para los días sin servicio, tanto para micro hidráulica como para la generación diesel, la carencia de agua o combustible, la falta de partes para la reparación, y tercero la carencia de dinero. Como ejemplo, cabe mencionar que los siete pueblos del estudio electrificados por mini hidráulica registraron cortes de agua en la temporada de verano, esto debido parcialmente a un pobre diseño; en el caso de generadores diesel, la

razón más significativa para las interrupciones en el suministro, ha sido la falta de combustible.

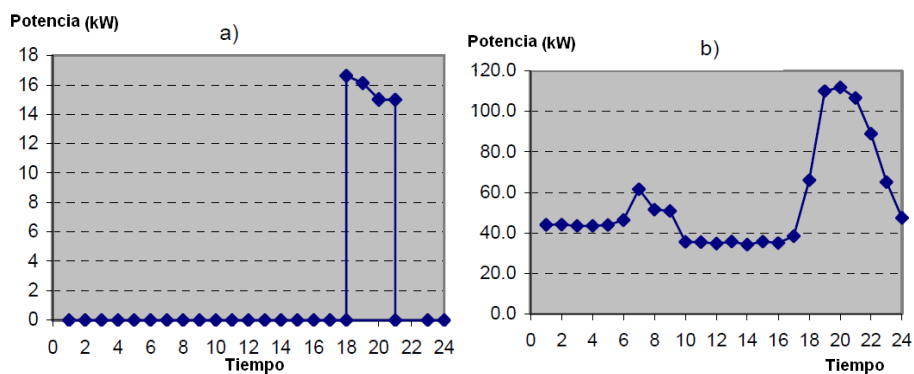


Fig. 2.12 (a) Curva de carga de una población con suministro basado en Generador Diesel. (b) Curva de carga de una población con suministro basado en Micro Hidráulica.

En estas regiones, el Diesel opera para suministrar energía muy pocas horas al día, variando entre 2 y 5 horas, mientras la micro- hidráulica genera las 24 horas, la curva de carga para cada una de las alternativas mencionadas se observa en la figura 2.12.

De acuerdo con el estudio presentado, las primeras tendencias en suministro energético han sido orientadas a sistemas de generación de energía que involucran una única tecnología, como es en la mayoría de casos la producción de energía por medio de generadores diesel, de igual manera se ha recurrido a paneles solares que trabajan también como tecnología aislada, micro hidráulica u otra renovables, el siguiente apartado, detalla como estas soluciones al operar de manera individual no suelen ser las más eficientes desde el punto de técnico ni las más viables desde el punto de vista económico.

2.2.2.4 Sistemas híbridos con participación de fuentes renovables.

Se ha mencionado una serie de sistemas basados bien sea en una fuente de energía renovable, o en grupos de generación diesel, tales sistemas trabajan sin combinar fuentes dejando atrás la oportunidad de aprovechar la sinergia que pudiese conseguirse al combinar las mencionadas fuentes.

Un sistema que combine diferentes fuentes de generación de energía que trabajan de manera complementaria, basados en energía renovable (Renewable Energy Sources, RES en la nomenclatura anglosajona) o mezclados con sistemas convencionales como generadores diesel o de gas licuado de petróleo GLP, es conocido como sistema híbrido de potencia (“sistema híbrido”), de igual manera pueden incluir equipos o sistemas de almacenamiento de energía, ver figura 2.13

Los sistemas híbridos capturan las mejores características de cada recurso energético, y pueden proveer electricidad de calidad con un rango de potencia entre 1kW a algunos cientos de kilovatios. Estos sistemas pueden ser desarrollados con diseños modernos que les permite integrarse en pequeños sistemas de distribución o en sistemas existentes basados en generadores diesel.

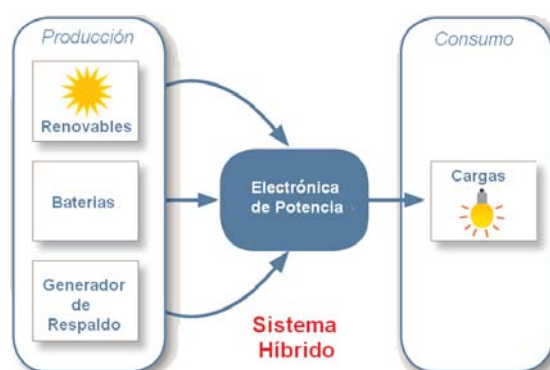


Fig. 2.13 Esquema de operación de un sistema de generación híbrido.

Los sistemas que integran de diversas fuentes de generación permiten conseguir mayor eficiencia impactando positivamente en el costo de la energía, esto gracias a que se aprovecha la generación complementaria para asistir períodos en los que se presentan altos consumos de carga que no coinciden con la disponibilidad de un determinado recurso renovable.

Para entrar a identificar las sinergias de este tipo de sistemas, se ha tomado como ejemplo la carga de una zona aislada de un área tropical figura. 2.14 (a), se considera que en un estado inicial esta demanda es atendida por un generador diesel; posteriormente se ha solapado con la curva de generación de un sistema solar fotovoltaico que responde al perfil de radiación solar en esta zona, como se observa en la figura. 2.14 (b). En este análisis es posible observar cómo un 57% de la carga pasa a ser asumida por el sistema solar, el consumo de combustible será muy inferior en comparación al caso donde se cubría la demanda únicamente con un generador diesel; desde otro punto de vista, es evidente que en este caso existe la posibilidad de suplir esta demanda únicamente con el sistema solar fotovoltaico si se incluye almacenamiento de baterías, sin embargo la capacidad de almacenamiento requerido es demasiado alta, ya que la punta en consumo de potencia se presenta fuera del horario de generación solar, de igual manera el volumen de energía en esta franja de tiempo (zona azul sin solaparse en figura 2.14(b)) corresponde a un 43% del consumo total, para estos valores el almacenamiento de baterías se hace inviable, dado que el almacenamiento sigue siendo aún demasiado costoso, a esto habría que añadirle que para poder mantener cargadas estas baterías habría que incrementar la potencia del campo solar en el orden de un 28%, ya que el excedente de energía es únicamente del 19% y habría que contar con un almacenamiento extra para días nublados o en general de baja radiación. Según estos pormenores, es conveniente apoyar la generación fotovoltaica con un generador diesel, obteniendo así un sistema híbrido, el generador diesel se encargaría de suplir la franja entre las 17 y las 24 horas donde no hay aporte solar y una considerable demanda, lo que le permite trabajar en un punto óptimo

de operación, requiriendo un suministro de combustible inferior al 40% del que consumiría si tuviese que suplir el total de la demanda. Para suplir la demanda de las 0 a 5 horas, el generador diesel trabajaría a muy baja carga reduciéndose su eficiencia, por lo tanto, dada la baja capacidad requerida, en este intervalo es conveniente utilizar un almacenamiento que se cargue con los excesos de energía solar o de generación diesel.

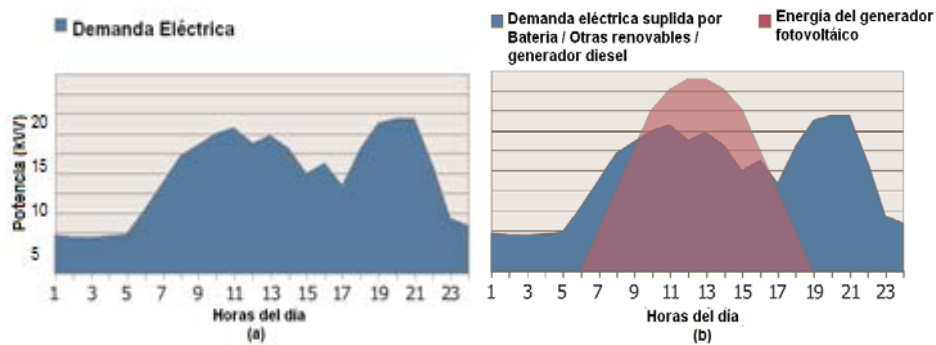


Fig. 2.14 (a) Curva de carga de una zona aislada de Red. (b) Porción de carga asumida por un sistema solar simulado de acuerdo a la curva de radiación.

En este breve análisis se han considerado algunos de los aspectos claves en la selección de un sistema de generación adecuado para una zona, sin embargo, la selección del sistema óptimo es mucho más compleja, ya que es necesario considerar de manera detallada cada uno de los aspectos técnicos, económicos y sociales, que afectan el proyecto, hablando del punto de vista técnico-económico, será necesaria la utilización de alguna herramienta que facilite el análisis de los diferentes escenarios y relacione de manera adecuada las variables implicadas; este tipo de herramientas se detallaran más adelante.

2.2.2.5 **Análisis económico: sistemas híbridos vs sistemas convencionales.**

Para comparar estos dos tipos de sistemas, desde el punto de vista económico, es primordial que se consideren todos los costos implicados en el proyecto, en el instante en que se deje de considerar un concepto, el resultado será equívoco; por ejemplo en el caso de comparar un generador diesel, con un sistema basado en energías renovables, si se desestima los costos de operación y mantenimiento, el sistema basado en generador diesel aparentemente resultará mucho más viable que el híbrido, ya que la inversión inicial de este sistema suele ser considerablemente menor.

De acuerdo con lo mencionado, de debe considerar los costos asociados al ciclo de vida del proyecto, según [14] estos costos se pueden agrupar en las siguientes categorías:

- *Costos de Operación y Mantenimiento*: Salarios locales, cambios de combustible, aceite u otros consumibles, y partes de recambio.
- *Costos Relacionados a la tecnología*: Amortización de la inversión en equipos e infraestructura de generación y distribución.
- *Costos relacionados al esquema operacional*: costos administrativos, y gastos generales que incluyan gestión no local y staff técnico y demás gastos generales.
- *Costos relacionados a la cultura energética*: costos de entrenamiento local, de jornadas con los usuarios, amortización de costos marginales de medidores-dispensadores de energía avanzados, aplicaciones de alta eficiencia, dataloggers, etc.

Dependiendo de la calidad del suministro de energía y potencia demanda, en la mayoría de los casos, los sistemas híbridos son más baratos en inversión y

costos de energía, según revelan análisis de costos realizados por [19] y [20], en estos estudios, se ha comparado la potencial aplicación de sistema de generación basado únicamente en fotovoltaica frente a híbridos en el rango de 0-50kW.

Los costos de electricidad en sistemas híbridos vs diesel, son analizados también en [14], aquí los autores han comparado cuatro sistemas ubicados en diferentes países 2 de ellos ubicados en Bolivia y Ecuador cuya producción de energía es realizada por un generador diesel, los otros dos sistemas se encuentran ubicados en España y Argentina y están compuestos por sistemas híbridos fotovoltaico-GLP, y Eólico-Diesel, respectivamente, el estudio concluye que para un servicio de 18 Horas al día (para satisfacer las necesidades básicas) los sistemas híbridos presentan un costo de vida del proyecto más bajo que los generadores convencionales (diesel o GPL).

En la isla de Neil, en India, considerada una de las islas más apropiadas para su electrificación por fuentes renovables, se ha realizado una evaluación de la viabilidad para la incorporación de energías renovables en la generación para la conformación de un *mix energético* [21]; de esta evaluación se ha podido conocer que el costo de generación de electricidad proveniente de fuentes renovables viene a ser de USD \$0.13, \$0.10 y \$ 0,35 /kWh. para biogás, gasificación de biomasa y fotovoltaica, respectivamente, dos de estos recursos se presentan más baratos que la generación diesel convencional, que se calculó en USD\$ 0,24/kWh., siendo únicamente la fotovoltaica más costosa. Si se toma un promedio en base a las capacidades de generación de estas tecnologías, el valor viene a ser de USD\$0,21/kWh, el cual es también más barato que la planta de generación diesel existente, con las ventajas de que estas opciones de energía renovable no crean efectos adversos en el medio ambiente. Los resultados específicos, sugieren reemplazar las plantas de generación diesel y solar existentes de 400kW y 50kW respectivamente por un mix conformado por una planta de biogás de 100kW, una planta de gasificación de biomasa de 150kW y

un sistema fotovoltaico de 200 kW solar PV system, con esta configuración se garantiza que los impactos medioambientales y socio-económicos en la comunidad serán totalmente positivos.

Este último caso, deja conocer que los sistemas híbridos presentan una gran ventaja no sólo desde el punto de vista económico si no medioambiental y técnico, si se seleccionan adecuadamente las tecnologías de generación creando una sinergia entre ellas; para tal efecto es necesario una correcta *planificación y diseño*.

La ventaja económica de los sistemas híbridos frente a los convencionales, se puede observar en la figura 2.15; aquí se presenta la evolución del ciclo de vida durante los primeros 10 años de dos proyectos para las dos alternativas, generación convencional a base de diesel y sistema híbrido. El primer caso corresponde a una zona rural de Tazmania, en este caso el sistema híbrido está conformado por fotovoltaica y generador diesel, se observa que durante los cinco primeros años el sistema diesel se presenta como más económico dada la alta inversión inicial del híbrido, a los cinco años se equiparan los costos y de aquí en adelante los costos del proyecto se incrementan en mayor proporción en el diesel. El segundo es un sistema eólico-solar en India, aquí a los cuatro años se igualan los costos y empieza a ser más viable el sistema híbrido.

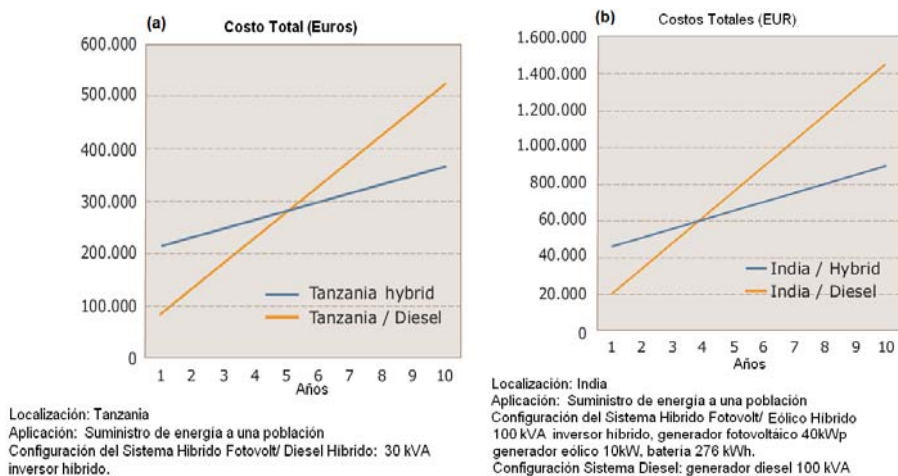


Fig. 2.15 Casos de comparación económica de sistemas Diesel VS Híbridos (a) Tanzania, (b) India. Cortesía: Alliance for Rural Electrification ARE.

2.2.2.6 Principales Configuraciones de Sistemas Híbridos.

Existen tres tipos de configuraciones en las que se implementan actualmente los sistemas híbridos:

- *Conexión de la generación a la línea de DC.*

Los generadores eléctricos son acoplados entre sí a un bus D.C, desde el cual se carga la batería, los generadores requieren convertidor AC/DC, excepto el fotovoltaico, que únicamente requiere un controlador de carga, dado que genera directamente DC; este controlador se encarga de controlar y proteger la carga y descarga de la batería y suministra energía a las cargas en función de la demanda, en caso de existir cargas AC, estas requerirán un inversor DC/AC.

Esta configuración actualmente no es muy considerada, dado que la tensión DC en la que se transporta es baja, lo que implica altas pérdidas por efecto Joule, por otro lado, la mayoría de las cargas existentes comercialmente son del tipo AC, implicando siempre contar con un inversor AC, lo que afecta la eficiencia y

la economía del sistema. Este tipo de configuración se presenta en la figura 2.16.

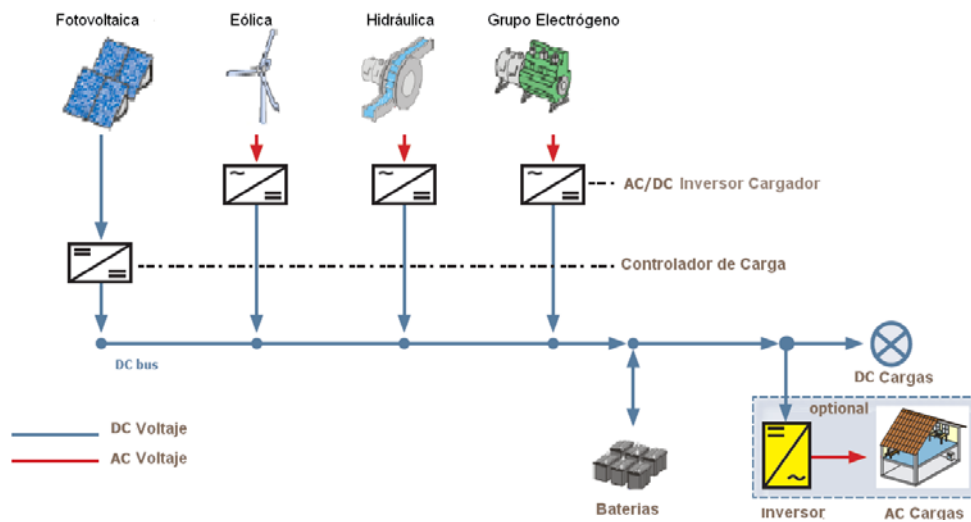


Fig. 2.16 Configuración de acople a línea de bus DC.

- *Conexión de la generación a la línea AC.*

Aquí, todos los componentes de generación son conectados a la línea de bus AC, bien sea directamente o a través de un inversor AC/AC para conseguir una acoplamiento más estable de los componentes. En ambos casos un inversor maestro bidireccional controla el suministro de energía para las cargas AC y la carga de baterías. Este sistema permite la opción de adicionar cargas DC con distancias cortas de conexión, esta es una de las configuraciones más utilizadas actualmente, ya que implica menores pérdidas en los conductores, e implica menor utilización de inversores, lo que trae consigo un impacto técnico-económico positivo. La figura 2.17 muestra este esquema de generación.

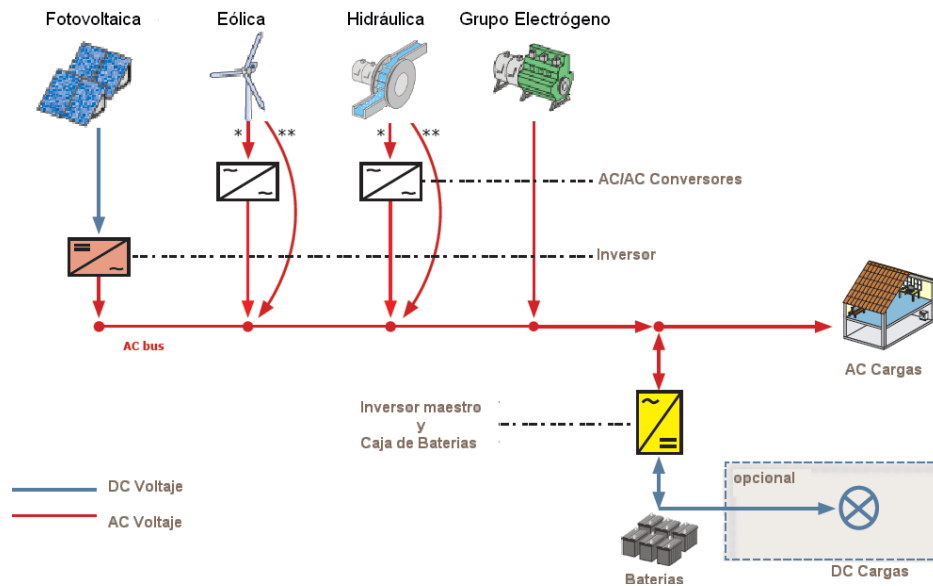


Fig. 2.17 Configuración de acople a línea de bus AC.

- *Conexión de la generación a las líneas AC y DC.*

Los componentes de generación DC y AC, son conectados a ambos lados de un inversor maestro el cual controla la energía suministrada a las cargas AC, las cargas DC pueden ser alimentadas opcionalmente por la batería.

Sobre el bus AC, los generadores de AC pueden ser conectados directamente o a través de un convertidor AC/AC para ofrecer un acoplamiento estable de los componentes; ver Figura 2.18. Actualmente existen equipos que sirven como inversores controladores de carga para los módulos fotovoltaicos, que pueden controlar los generadores de AC, siendo el centro de todo el sistema híbrido.

2.3 Gestión de la demanda.

2.3.1 Concepto General.

La gestión de la demanda es la planificación e implementación de distintas medidas destinadas a influir en el modo de consumir energía para que se modifique el perfil de consumo diario. Estas medidas contribuyen a la reducción de las emisiones de CO₂, a la mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico y a una mayor eficiencia energética del sistema en su conjunto.

Las medidas de gestión de la demanda se clasifican en cuatro grandes grupos en función del tipo de impacto que tienen sobre la curva de la demanda: reducción del consumo, desplazamiento del consumo de las horas punta a las valle, llenado de horas valles y reducción del consumo en las horas punta.

La figura 2.19 muestra gráficamente el efecto de cada uno de los cuatro grupos de clasificación de medidas de gestión de la demanda sobre la curva de carga, y la figura 2.20 una posible arquitectura de un sistema de gestión de la demanda.

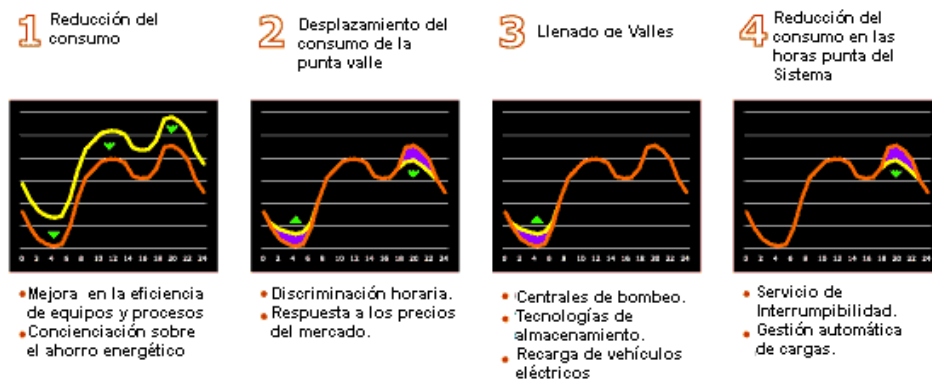


Fig.2.19 Grupos en los que se clasifican las medidas para la gestión de la demanda.

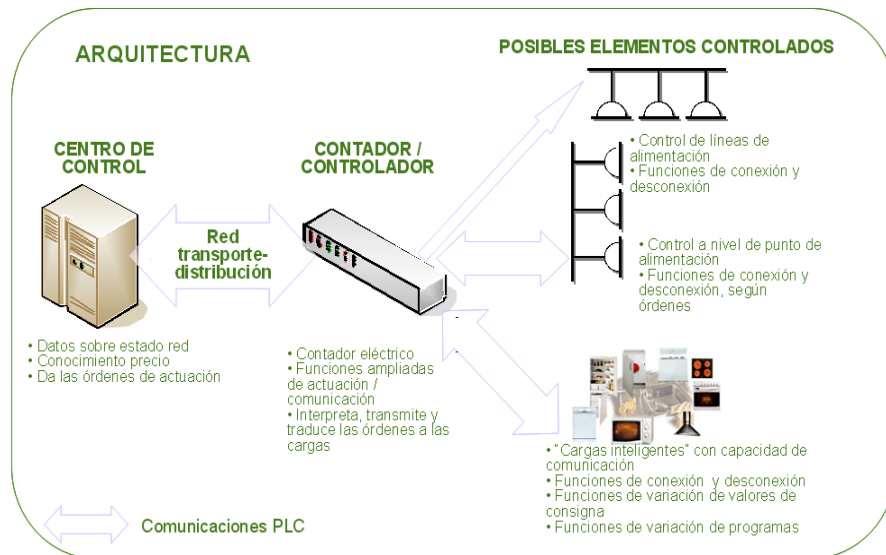


Fig.2.20 Arquitectura de un sistema de gestión de la demanda (Cortesía IBERDROLA)

2.3.2 Interrumpibilidad.

La interrumpibilidad es una herramienta de gestión de la demanda para dar una respuesta rápida y eficiente a las necesidades del sistema eléctrico en situaciones de emergencia. Consiste en reducir la potencia activa demandada hasta el valor de potencia residual requerida, en respuesta a una orden de reducción de potencia dada por el operador del sistema, a los consumidores.

Como ejemplo de sistemas implementados, merece mencionarse el caso de España, donde los consumidores industriales que reúnen los requisitos definidos en la normativa pasan a ser proveedores de este servicio de operación, previo proceso de habilitación por parte del operador del sistema y formalización de un contrato entre las partes. Al 1 de junio de 2011 se encuentran en vigor 155 contratos de interrumpibilidad de los cuales 141 corresponden al sistema peninsular, 13 al sistema canario y 1 al sistema balear. La potencia

interrumpible total disponible al servicio del operador del sistema en periodos de máxima demanda alcanza aproximadamente 2.174 MW, de los cuales 2.120 MW corresponden al sistema peninsular, 52,4 MW al sistema canario y 1,2 MW al sistema balear. Ver. Figura 2.21

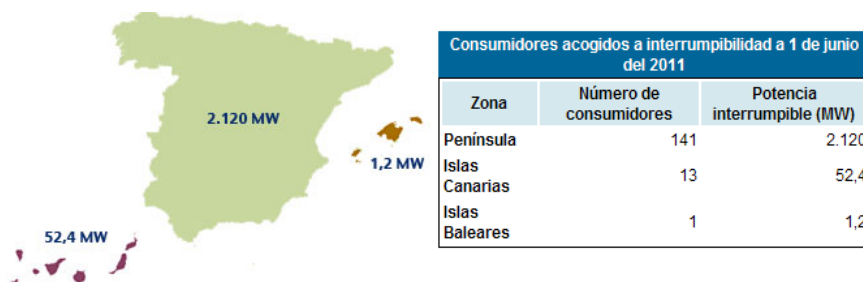


Fig.2.21 Consumidores acogidos a contratos de interrumpibilidad en España.

2.4 Panorama general de las zonas aisladas de Colombia.

En Colombia, al igual que en los demás países de Latinoamérica, el acceso a la electricidad y a los modernos combustibles es limitado y escaso en las áreas marginadas y zonas rurales como consecuencia entre otras de: ausencia de la infraestructura para llevar los servicios energéticos, condiciones económicas precarias de los pobladores para pagar los costos de los servicios y soluciones emprendidas no sostenibles en el largo plazo.

El ministerio de minas y energía, plantea en su plan de expansión [22], maximizar la contribución del sector energético a la equidad y desarrollo social de los ciudadanos más vulnerables conllevando a mejorar el nivel de vida de las comunidades localizadas en zonas conectadas y no interconectadas, población rural y estratos bajos de la población, por la vía de programas para el acceso a la energía comercial que impulse y se integre eficazmente con programas de desarrollo productivo de las regiones.

Desde hace muchos años el Estado Colombiano viene realizando inversiones en infraestructura energética aprovechando las fuentes energéticas locales para aportar desarrollo a estas regiones. En sistemas solares, pequeñas centrales hidráulicas y plantas diesel, se han realizado inversiones de decenas de miles de millones de pesos, de los cuales un alto porcentaje no se encuentra funcionando. Esto ha presentado problemas de sobre costos por deficiencias en la fase de diseño, también se observa que los proyectos tienen una vida útil baja provocando un perjuicio para la gestión de los recursos del Estado ya que se financian proyectos de energía no integrados a proyectos productivos de la zona, lo cual limita así la permanencia del sistema energético por la carencia de recursos para mantenerlos en operación.

Un punto esencial a fin de lograr la mejora de las condiciones de vida del sector rural Colombiano y en general de las áreas aisladas, está en la estructuración de proyectos con un portafolio de energéticos que consulte criterios de tipo económico, seguridad y continuidad en el abastecimiento y minimización de los efectos de su uso en la salud de los usuarios y en el medio ambiente, incluyendo energía eléctrica y gas licuado de petróleo GLP.

Aunque la problemática que se registra en la prestación de los servicios energéticos en la áreas rurales, periferias de las ciudades y las zonas no interconectadas es la misma, la solución difiere estructuralmente y con mayor razón tratándose de los servicios por redes. Mientras en las zonas rurales y aisladas interconectadas, las acciones para mejorar la prestación de los servicios deben estar encaminadas a la vinculación de la comunidad para que desarrollen actividades de apoyo, en comercialización y distribución; en el caso de las zonas no interconectadas cualquier programa de energización debe consultar las perspectivas y posibilidades de desarrollo de la comunidad a atender. En este caso se debe asegurar que la prestación sea sostenible de acuerdo con los

ingresos y beneficios que se causen, y no un costo adicional para los usuarios y para el Estado.

2.4.1 Estado del suministro energético en ZNI.

Se han realizado muchos esfuerzos en las llamadas zonas no interconectadas - ZNI (regiones aisladas geográficamente) con el propósito de mejorar la calidad y la cobertura del servicio de electricidad, invirtiéndose importantes recursos provenientes del presupuesto nacional, de los fondos de regalías y Fondos de Ayuda para Zonas no Interconectadas FAZNI. Para tener una idea de las zonas que se encuentran con menor cobertura, se presenta el mapa de la figura 2.22, que muestra el porcentaje de los municipios que hacen parte de las Zonas No Interconectadas o Zonas aisladas de la red eléctrica en Colombia [23], según se puede observar, la costa pacífica, casi en su totalidad se encuentra aislada de la red eléctrica, al igual que las islas de San Andrés y Providencia, presentándose un componente común en cuanto a la presencia de costas, que involucra el desempeño de las actividades pesqueras y turísticas, dándose una amplia oportunidad de desarrollo de proyectos de explotación eléctrica en estas actividades que se puedan replicar en zonas con estas características.

En estas zonas no interconectadas, la cobertura del servicio de energía eléctrica es del 34%, donde el 96% de la generación proviene de plantas térmicas que utilizan Diesel (combustible que Colombia se denomina Aceite Combustible Para Motores ACPM). A pesar de los progresos logrados, aún la cobertura es baja, el servicio es insuficiente y limitado, y no se han aprovechado los potenciales energéticos de cada región, con lo cual se ha limitado el desarrollo de actividades productivas que permitan generar recursos tendientes a lograr bienestar socioeconómico en las ZNI.

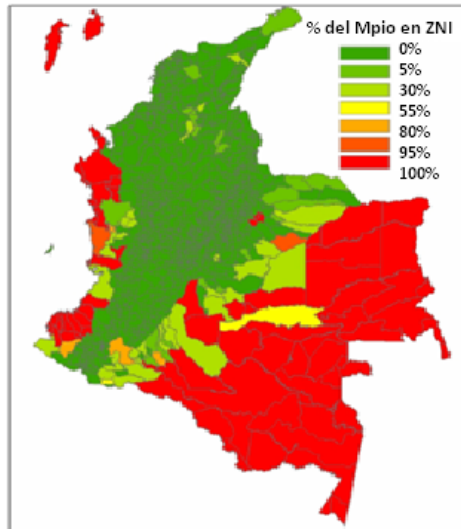


Fig. 2.22 Porcentaje de los municipios que se encuentran sin conexión a la red, es decir pertenecen a las Zonas No Interconectadas ZNI.

En consecuencia, se propone estructurar proyectos integrales para la generación y comercialización de electricidad en forma regional, que consideren la disponibilidad de recursos energéticos propios y su actividad productiva para garantizar la sostenibilidad de las soluciones [22]. En el diseño de estos proyectos debe involucrarse a las autoridades locales para que sean las encargadas de hacer seguimiento de las acciones emprendidas y formen parte de las soluciones implementadas. La participación de la comunidad se constituye igualmente en un elemento esencial, por contar con el conocimiento de la problemática de la región y porque pueden contribuir a disminuir los costos.

Al mismo tiempo, es necesario establecer un esquema tarifario que se adapte a la capacidad de pago de la población, con apoyo directo del Gobierno (recursos provenientes de los fondos) para lograr equilibrio con costos eficientes en la prestación del servicio. Lo anterior implica una revisión del esquema de subsidios y contribuciones y de la regulación en general, así como el

fortalecimiento de los esquemas de planeación y la promoción de acciones concretas para ampliar la disponibilidad del servicio y mejorar la calidad.

2.4.2 Caracterización de la demanda y el potencial energético de las ZNI en Colombia.

En la revisión de la literatura científica se ha encontrado diferentes análisis de la electrificación rural para las ZNI de Colombia, un modelo que se encontró viable para estas zonas aplicable en general para cualquier zona rural es el presentado por Silva y Nakata [24], este será el aplicable para los análisis que se desarrollen en la presente tesis. Ver figura 2.23

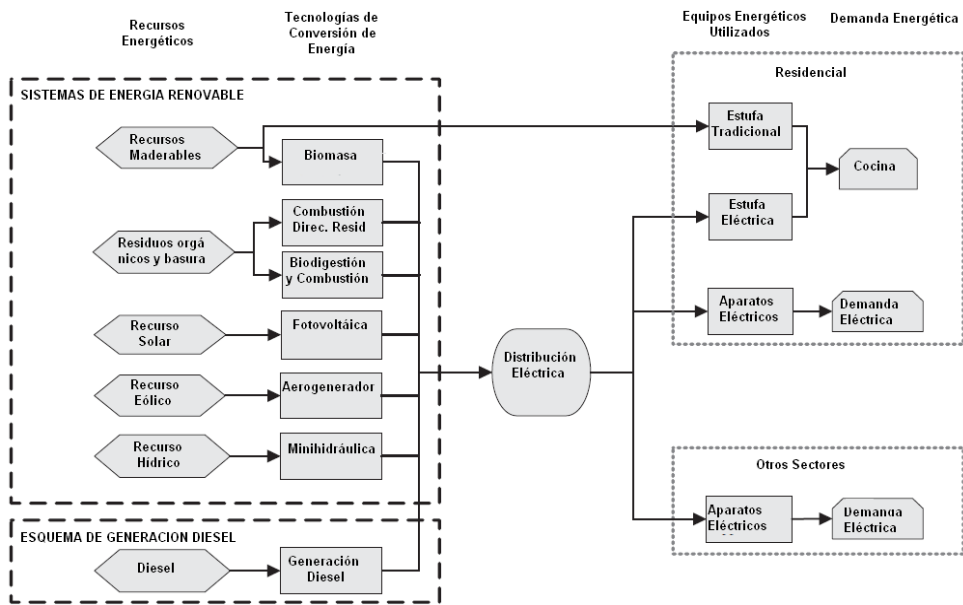


Fig. 2.23 Esquema general del modelo de suministro energético para las ZNI de Colombia.

De acuerdo con el modelo presentado, se presentan las caracterizaciones de la demanda y de los recursos energéticos renovables con los que cuentan las mencionadas zonas.

2.4.2.1 Caracterización de la demanda eléctrica.

Con base al consumo promedio reportado en un estudio desarrollado en las ZNI por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) [25], entidad adjunta al ministerio de minas y energía de Colombia, se estimaron las necesidades eléctricas para una población de 1.000 habitantes. Aquí la demanda eléctrica está compuesta por el sector de servicios comunes (bombeo de agua, iluminación pública, centro médico y escuelas) y por el sector residencial, no se incluye la demanda para propósitos de cocción de alimentos, la cual viene principalmente de madera y GLP, con un 4% y 35% respectivamente, (el GLP es suministrado por compañías locales a través de tanques distribuidos entre los usuarios, no por oleoductos). La demanda anual estimada fue de 181.681 kWh con una carga pico de 121kW, tal como se presenta en la Tabla 2.3.

Población	Hogares (usuarios)	Carga Pico	Demanda Total (kWh/año)	
1000	250	121.33	181,681	
Sector Residencial	Iluminación	TV	Ventilación	Refrigerac
Equipos por vivienda	3.7	1	2	1
Tasa de Uso (h/día)	2.71	2.9	1.37	14.6
Potencia Equipos(W)	60	60	50	62.5
Consumo (kWh/año/casa)	219.6	63.5	50	333
Consumo Total (kWh/año)	54,898	15,880	12,500	83,250
Bienes Comunes	Bombeo	Iluminación Pública	Centros de salud	Escuelas
Tasa de Uso (h/día)	-	11	-	-
Potencia Requerida (kW/persona)	9.46	0.00075	-	-
Consumo (kWh/año/persona)	8.29	-	-	-
Consumo Total (kWh/año)	8,288	3,011	3,00	857 ^a
Nota: ^a Valor Asumido				

Tabla. 2.3 Caracterización de la demanda en las ZNI para una población de 1000 habitantes. Fuente UPME (2000)

Para conocer las necesidades energéticas de las ZNI, es necesario contar con un conocimiento más completo y detallado sobre la demanda en diferentes tamaños de población, la UPME propone una tipología que divide las poblaciones en tres rangos grande, mediana y pequeña, para cada una de estas, se ha definido un número medio de habitantes, se ha calculado la población total que existe en las ZNI del país en cada rango, se estimó la demanda de energía eléctrica y de combustible (madera) para cocinar por vivienda, para finalmente cuantificar los totales para todas las ZNI, la caracterización de las zonas no interconectadas según esta tipología se detalla en la Tabla 2.4. Se observa que en núcleos de población grandes, la demanda por vivienda es más alta, dado que cuentan con mayores posibilidades.

	Grande	Medio	Pequeño
Rango de Población	>500	200-500	<200
Población por localidad (asumido)	1000	500	200
Población Total	344,526	145,066	38,128
Demanda Eléctrica por casa (kWh/mes/casa)	68	25	23
Demanda Eléctrica Total (GWh/año)	83.7	11.4	2.8
Demanda de madera para cocinar (kWh/mes/casa)	1932	2286	1189
Total demanda energética para cocinar (GWh/año) ^(a)	239	104	14
Demanda energética Final (GWh/año) ^(b)	323	115	17
% Energético para cocinar en demanda energética total	74	90	84

Tabla. 2.4 Demanda energética global en las ZNI, desagregada de acuerdo a la clasificación propuesta por la UPME. (a) Se asume una eficiencia de conversión del 10%, y un LHV para la madera de 16,7Mj/kg. (b) Suma de demanda electricidad y de energía para cocinar.

2.4.2.2 Recursos renovables en las ZNI.

De acuerdo a los informes realizados por la por la UPME [25] y [26] y lo presentado por Silva y Nakata [27], se ha calculado la máxima disponibilidad de recursos en cada tipo de localidad de ZNI, los datos que resumen la demanda de energía y la mencionada disponibilidad de recursos, se presentan en la Tabla 2.5

	Grande	Medio	Pequeño
Demanda Energética (GWh/año)			
Demanda Energética por aparatos	83.7	11.4	2.8
Demanda Energética cocina	323	115	17
Recursos disponibles (GJ/año)			
Madera	20,484	8932	3601
Residuos orgánicos y basuras			
Para combustión	745	372	149
Para digestión anaerobia	322	161	64
Solar	34,491	15,039	6063
Eólico	941	410	165
Hidráulico	2393	1044	421

Tabla. 2.5 Datos de la demanda de energía y del potencial energético renovable en las ZNI.

De aquí se deduce que las energías renovables presentan un alto potencial para asumir la demanda energética de las ZNI de Colombia, especialmente, fuentes como la biomasa basada en madera, y la energía solar encabezan el potencial energético. Una vez se ha caracterizado la demanda y los recursos energéticos, se plantea la necesidad de proceder a una óptima gestión, que según el potencial encontrado permitirá suplir sin inconvenientes la demanda.

2.5 Características de la red requerida para el suministro energético en las zonas aisladas.

Luego de conocer características de las zonas rurales a nivel general, e intensificar en las zonas aisladas de Colombia, considerando las soluciones que se suelen presentar para el suministro energético, se concluye que se cuenta con recursos energéticos y tecnologías de transformación que permiten cubrir la demanda energética con una importante participación de energías renovables, para tal efecto, la solución o “red” de generación distribuida basada en recursos locales, debe tener una serie de características desde el punto de vista de la generación al igual que de la demanda, para poder operar de manera adecuada a las condiciones de estas zonas, dentro de estas características, las más relevantes son:

- *Posibilidad de Futura Interconexión a la Red:* Previendo una futura expansión de la red eléctrica a las zonas aisladas o a zonas muy cercanas de estas, desde donde sea rentable la conexión a la red de transmisión o distribución eléctrica, se plantea que la red de generación distribuida, deberá tener la facilidad de permitir una futura conexión a esta red. Esto le permitiría llegar a una operación más óptima desde el punto de vista técnico, puesto que recibiría un respaldo energético de la red, que mejoraría la respuesta ante el fallo de cualquiera de las fuentes de generación, o cualquier carencia de suministro energético asociada; y desde el punto de vista económico, al realizar intercambios de energía con la red, que pueden permitir la reducción del costo de la energía, en cuanto se inyectaría los excesos para su venta a la red principal, y se compraría la energía en los horarios en que resulte más económica que la generada por las fuentes de generación distribuida.
- *Posibilidad de que los generadores se puedan ubicar de manera distribuida y cerca de las cargas:* Esta característica implica un

considerable impacto en la reducción de pérdidas por distribución de la energía, especialmente las asociadas al efecto joule, aumentando la eficiencia general del sistema. De igual manera permite una mayor respuesta frente a incidencias que se presenten en la red, ya que permite a los usuarios que están conectados en un tramo donde no afecta la incidencia continuar con el suministro eléctrico de manera aislada siempre y cuando el mix energético de generación disponible en este tramo cubra su demanda.

- *Posibilidad de gestión de la demanda (priorización, conexión desconexión de cargas)*: La red o el sistema de generación distribuída-demanda propuesto, deberá tener la capacidad de realizar una desconexión-conexión de cargas según prioridades, de manera que se pueda programar su conexión a la red de acuerdo a la disponibilidad o costo de energía. Esta estrategia, en los sistemas que utilizan energías renovables con marcada intermitencia puede resultar mucho más viable económicamente que la utilización de grandes sistemas de almacenamiento, de igual manera permite ajustar la operación de los generadores en punto de trabajo óptimo, mejorando la eficiencia el sistema, adicionalmente reduce los picos de carga, otras características como la reducción del pico de carga o la actuación sobre cargas aplazables se presentan detalladamente dentro del desarrollo de este documento.
- *Posibilidad de gestión de la generación para una operación óptima*: El sistema de generación estará compuesto por una combinación de fuentes de generación, las cuales deben de tener la posibilidad de controlarse, de manera que se pueda cubrir la demanda de potencia activa y reactiva con los menores costos de generación, consiguiendo así un despacho óptimo.

Como se puede observar, la red que se implemente debe ser aquella que presente una alta flexibilidad y se ajuste a los criterios de operación óptima.

2.6 Conclusiones.

Se ha realizado un análisis de la situación energética mundial, dentro del cual se detecta que para cumplir con los objetivos de reducción de la pobreza, es vital desarrollar e implementar soluciones para el suministro energético en las zonas aisladas de red eléctrica, especialmente en las zonas rurales, siendo estas las que presentan una mayor cantidad de población sin suministro energético, estas soluciones deben ser cada vez más óptimas, para que puedan ser implementadas de manera masiva, superando las barreras de tipo técnico y económico que se presentan. Dentro del pool de soluciones la agencia internacional de la energía plantea términos como “miniredes” o sistemas “off-grid”, que deberán ser considerados dentro de las soluciones que se planteen.

Dentro del estado del arte de las soluciones de suministro energético que se dan actualmente a estas necesidades, se define de manera global, dos opciones para llevar suministro energético, que son la extensión de la red eléctrica, y la generación distribuida local.

Respecto a extender la red eléctrica, la viabilidad de su aplicación, depende especialmente de la distancia al punto más cercano de la red de distribución o transporte, la potencia total demandada y el tipo de terreno que se debe atravesar, se concluye que hasta cargas de 5 a 10MW, con distancias de 250-450Km la extensión de la red es viable, sin embargo para pequeñas comunidades (comúnmente con consumos menores al MW), los costos de extensión de la red pasan a ser demasiado altos haciendo inviable esta opción.

En el estudio de la generación local, se encontró que principalmente se han venido utilizando sistemas basados en generadores diesel, como única fuente de

suministro, tras el análisis de esta solución, se concluye que no es la opción más viable debido entre otras a las siguientes desventajas:

- El alto costo del combustible, que además de las continuas alzas, se incrementa en este tipo de zonas por los costos asociados a la dificultad del transporte.
- Es una fuente que conlleva un considerable impacto medioambiental frente a otro tipo de recursos de generación.
- Debido a la limitación del combustible, se observa que comúnmente los sistemas no generan continuamente si no que se programa una generación de unas horas al día, lo que implica un servicio discontinuo y de baja fiabilidad para actividades que necesiten suministro continuo de energía.

En otra instancia, analizando la opción de generación local basada en sistemas conformados por un mix energético de energías renovables y convencionales, se concluye que esta opción es la más adecuada para el suministro energético en zonas aisladas. De acuerdo con la caracterización de la demanda y los recursos energéticos de Colombia, la implementación de este tipo de solución distribuida es totalmente viable, ya que se cuenta con un alto potencial de recursos renovables para ser aprovechados y que permiten cubrir la totalidad de la demanda sin inconvenientes.

Este sistema de generación híbrido entrará a formar una red flexible que debe ser planificada y controlada en generación y demanda, de tal manera que responda a las necesidades energéticas de la manera más óptima y con la mayor acogida y beneficio para la comunidad.

Se ha presentado el concepto de generación distribuida, y el de interrumpibilidad, aplicado actualmente en redes convencionales, para que sea considerado en las soluciones que se definan para las zonas aisladas.

Se concluye también, que hay un alto porcentaje de zonas no interconectadas a red en Colombia, ubicadas en áreas costeras, implicando actividades, necesidades y condiciones similares, por lo que se utiliza este como uno de los criterios para la selección de la zona a estudiar y realizar la aplicación de la metodología desarrollada en esta tesis doctoral.

2.7 Aportaciones del Capítulo.

Este capítulo aporta una base de partida que permite conocer el estado actual de electrificación a nivel mundial y las necesidades globales existentes, lo cual brinda una idea general sobre las oportunidades de desarrollo de proyectos para la electrificación de zonas aisladas.

Posteriormente, se evalúan los sistemas actuales usados para solventar estas necesidades energéticas, resaltando las fallas que presentan, y en general dando a conocer el estado del arte, que es una herramienta valiosa al convertirse en el punto de partida para determinar las mejoras y desarrollos requeridos por este tipo de sistemas. Se ha intensificado, en el suministro energético para las zonas no interconectadas de Colombia, presentando las características generales de la demanda, y aproximaciones del potencial de recursos renovables para estas zonas, con el fin de orientar el desarrollo a un caso específico y real, que sirva de referencia para aplicaciones que se puedan efectuar en este u otros países similares

Un aspecto en el que se ha llegado a una mayor profundidad que en el caso de la literatura encontrada, es la evaluación de diferentes alternativas para la electrificación rural. En el caso de la extensión de la red, además de los aspectos y variables más conocidas para evaluar su viabilidad, se ha entrado en detalle al analizar el efecto de el criterio de “Porcentaje de Penetración”, que corresponde al porcentaje de viviendas que se incluyen en el total del proyecto de electrificación, sobre el total de las viviendas de la zona; este criterio impacta

sobre una variable definida como “Densidad de carga”, y corresponde al número de viviendas a ser servidas por unidad de área (viviendas/km²), esta información se acompaña con datos que permiten identificar cuando es viable la extensión de la red para electrificar una zona. El análisis realizado sobre estos criterios facilita la toma de decisiones a la hora de considerar diseños aislados.

El otro aspecto significativo, consiste en el análisis realizado, sobre las soluciones de suministro de energía de manera local. Se presenta una comparativa entre los sistemas de suministro convencionales, a base de Diesel y los Híbridos que incluyen renovables, reflejando las ventajas de los segundos en aspectos económicos y de fiabilidad de suministro de energía, de igual manera, en el capítulo se da a conocer las configuraciones típicas de los sistemas híbridos, con sus principales características.

De acuerdo con lo presentado, se ha introducido un estudio mediante un procedimiento ordenado, que evalúa opciones para energización rural, determinando que para pequeñas comunidades lo mejor es una red basada en un mix energético que incluya energías renovables. La red que se conforme con este mix energético, debe ser una red bastante flexible, que involucre una serie de características que le permitan adaptarse a las condiciones y necesidades de las zonas aisladas, estas características se pueden resumir en:

- Capacidad de conexión y desconexión de generadores y cargas de manera controlada o programada, con el fin de gestionar tanto la generación como la demanda.
- Opción de conexión a la red eléctrica, en caso de que en un futuro exista la opción de integrarse a esta.
- Flexibilidad de colocar los sistemas de generación cerca a las cargas.

Con lo presentado en este capítulo es posible tener una idea sobre el tipo de red a la cual se orienta la solución energética, las necesidades de los usuarios, los recursos disponibles, y por consiguiente las características que debe presentar.

CAPÍTULO 3

SISTEMAS DE SUMINISTRO ENERGÉTICO DISTRIBUIDO Y MICROREDES

Se ha mencionado, que la alternativa más conveniente para llevar energía a las zonas no interconectadas en las que debido a sus condiciones no se proyecte como solución viable una extensión de la redes de transporte o distribución, es el aprovechamiento de los recursos de generación local mediante la *Generación Distribuida*, este tipo de generación se define y desarrolla de manera detallada en el presente capítulo, se identifica la importancia de captar y canalizar el potencial de los recursos distribuidos, organizándolos en un sistema que conlleve a su óptimo desempeño, surgiendo la necesidad de hacer uso del concepto de *Microred*, al cual estarán dirigidas las estrategias de suministro y consumo de la presente tesis.

3.1 El concepto de Generación Distribuida.

Los actuales y continuos avances obtenidos en el campo de la generación a pequeña escala y almacenamiento eléctrico han propiciado cambios en la forma en que en las últimas décadas se había concebido la generación y distribución de energía (IEA 2002) [28] retomando vigencia el concepto de generación distribuida (GD). En extensos estudios, diversos investigadores [28 - 34] discuten acerca de las ventajas de la GD en aspectos de eficiencia [30], flexibilidad, interconexión con redes de distribución, niveles de emisión [30, 34] e inversiones por instalación y costos de mantenimiento y funcionamiento [28, 35 - 37], en donde se resaltan generalmente aspectos que identifican a la

GD como una alternativa con grandes proyecciones para diversos nichos de mercado [38], que demandan consumos inferiores a los 10 MW y/o ciertos requerimientos especiales de generación y distribución. Dentro de estos nichos de mercado, de acuerdo al contexto de este estudio, se hace especial énfasis en aquellas áreas rurales apartadas, para las cuales el acceso a la interconexión eléctrica con las tecnologías de generación, transporte y distribución tradicionales, resulta una inversión elevada, tanto para capitales públicos como privados. Sin embargo, como en todo proyecto de gestión tecnológica, los procesos de asimilación y adaptación de la tecnología a las condiciones locales se hacen tan necesarios como el uso tecnológico mismo, de manera que se puedan optimizar y racionalizar las inversiones y los alcances de estas alternativas.

3.1.1 Definición de Generación Distribuida.

Hablando de la definición específica de generación distribuida, después de hacer un estudio de la literatura científica, se puede sostener que no hay un consenso sobre tal definición, existiendo diferentes definiciones permitiendo un amplio rango de posibles esquemas de generación, esto es confirmado por la Conferencia Internacional de Distribuidores de Electricidad (con siglas en inglés CIRED), en base a un cuestionario presentado a los países miembros [39]. En esta actividad algunos países definen GD basándose en el nivel de voltaje, mientras otros parten del principio que la generación distribuida es conectada a circuitos desde los cuales las cargas de los consumidores son alimentadas directamente. Otra tendencia encontrada fue la de países que definen como generación distribuida a un sistema de suministro que cuenta con ciertas características (por ejemplo el uso de renovables, cogeneración, carencia de despacho, generación cercana a las cargas, entre otros).

El Consejo Internacional de Grandes Sistemas de Energía CIGRE, también cuenta con un grupo de trabajo que dedica esfuerzos a la generación distribuida, este grupo de trabajo define generación distribuida como todas las unidades de generación con una capacidad máxima de 50MW a 100MW, que son comúnmente conectadas a la red de distribución, y que no son planeadas ni despachadas centralmente. La última parte de esta definición, implica que las unidades de generación distribuida están fuera del control del operador de la red de transmisión. De esta manera, las unidades de generación construidas por el operador de red como un sustituto para la expansión de red, y que tienen mediciones implementadas para despacho no son consideradas como generación distribuida, según esta filosofía [40].

El IEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers) define generación distribuida como la generación de electricidad por facilidades que son suficientemente más pequeñas que las plantas centrales como para permitir conexión a casi cualquier punto en un sistema de potencia.

Dondi y otros [41] definen generación distribuida como una pequeña fuente de generación o almacenamiento de potencia eléctrica (típicamente en el rango de unos pocos kW a decenas de MW), que no es parte de un gran sistema de potencia centralizado y está localizado cerca a la carga. Aquí se observa que estos autores pasan a incluir también unidades de almacenamiento en su definición, saliéndose de las definiciones convencionales presentadas. De igual manera, su definición hace énfasis en una escala relativamente pequeña, en comparación con los citados previamente.

De manera similar, Chambers [42] define generación distribuida como unidades de generación menores a 30MW. Estas unidades son localizadas en el sitio donde se encuentran los clientes o muy cerca a este, bien sea para suplir sus necesidades energética, o para soportar la operación económica de la red, o para ambos fines.

Farret y Godoy [43] engloban características de las definiciones planteadas, definiendo DG como la aplicación de pequeños generadores de 10Kw a 10MW dispersos a través de un sistema de potencia, interactuando con la red o proveyendo energía a sitios aislados. La IEA [28], define la generación distribuida como unidades produciendo potencia en el sitio donde se encuentra el usuario o dentro de las utilidades de la distribución local; esta definición, a diferencia de las anteriores, no hace referencia al nivel de capacidad de generación.

Con excepción de la definición expuesta por el CIGRE, los autores mencionados, tienen en común el considerar que las unidades de generación distribuida han de estar conectadas a la red de distribución.

Algunas definiciones consideran la inclusión de unidades de cogeneración de gran escala, o parques eólicos de gran potencia, conectados a la red de transmisión, en contraste a la gran corriente que se enfoca a unidades de pequeña escala conectadas a la red de distribución. Se rescata que todas estas definiciones tienen en común que las unidades de generación de pequeña escala conectadas a la red de distribución pueden ser consideradas como parte de la generación distribuida, de igual manera, las unidades de generación instaladas cerca a las cargas o aquellas conectadas aguas abajo del sistema de medición del cliente, son comúnmente identificadas como generación distribuida. Este último criterio se solapa parcialmente con el primero, ya que la mayor parte de las unidades de generación ubicadas en el sitio del usuario son conectadas a la red de distribución, sin embargo el primer criterio considera también cualquier unidad de generación de mayor potencia conectada a la red de transmisión.

Estas consideraciones [40] invitan a traer a colación la definición propuesta por Ackerman y otros [44], quienes de manera similar a la IEA definen generación distribuida en términos de conexión y ubicación en vez de capacidad de generación. Ellos definen una fuente de generación distribuida como una fuente de generación de potencia eléctrica conectada directamente a la red de

distribución o del lado del cliente en el medidor. Se puede decir que esta es una definición bastante amplia que no pone límite en la tecnología o capacidad de potencial aplicación de generación distribuida, de esta manera engloba de manera general las definiciones de gran parte de los autores excepto de los que consideran la conexión a la red de transmisión.

3.1.2 El paradigma de la GD, antecedentes y evolución.

Debe aclararse, que el concepto de generación distribuida no es un nuevo paradigma que haya sido formulado en los últimos tiempos, pues en realidad se trata de un concepto básico que ha cobrado nuevo impulso. En los inicios de la electrificación, la generación distribuida era la regla, no la excepción. Las primeras plantas de potencia suministraban electricidad únicamente a los clientes que se encontraban en las vecindades de la planta de generación. Las primeras redes se basaban en DC, considerando las características y las pérdidas en este tipo de sistema, el voltaje suministrado era limitado, como lo era la distancia que podía permitirse entre generador y consumidor. El balance entre generación y demanda, se realizaba parcialmente mediante almacenamiento local, especialmente por medio de baterías, que eran acopladas a la red DC.

El impulso cobrado por los sistemas DG ha sido alentado por diversos factores tecnológicos, así como por condiciones del mercado y políticas energéticas y ambientales [45]; al respecto la IEA lista los cinco mayores factores que han contribuido a su evolución:

- Desarrollo de las tecnologías de GD.
- Restricciones en la construcción de nuevas líneas de transmisión.
- Incremento en la demanda de electricidad de alta fiabilidad por parte de los clientes

- La liberalización del mercado.
- El cambio climático.

Según lo planteado por Pepermans [40], estos cinco factores pueden ser reducidos a los dos más impactantes, como son la liberalización del mercado y los aspectos medioambientales.

Actualmente, a nivel de la comunidad europea, la GD ha ganado un importante espacio, el artículo 14/7 de la Directiva del Parlamento y Consejo Europeo (concerniente a las reglas comunes para el mercado eléctrico interno y derogando la Directiva 96/92/EC) menciona: “Cuando se planea el desarrollo de la red de distribución, el operador del sistema de distribución debe considerar medidas de eficiencia energética, gestión de la demanda y/o GD que puedan suplantar la necesidad de potenciar o reemplazar la capacidad eléctrica”. Este tipo de normativas que consideran la GD también son comunes a nivel de gobiernos como el de Estados Unidos, Japón, Canadá, entre otros.

3.1.3 Aplicaciones de la Generación Distribuida.

Diferentes tecnologías de GD son implementadas para suplir los requerimientos de un amplio rango de aplicaciones. Estas aplicaciones difieren de acuerdo a los requerimientos de las cargas (necesidades térmicas, sistemas aislados, conectados a red, requerimientos de calidad de energía, asuntos medioambientales in situ, etc) [46]. Algunas de estas aplicaciones son:

- *Suministro de Apoyo*: La generación distribuida puede ser usada como suministro de apoyo, para suplir la potencia requerida por cargas sensibles, como industrias de proceso y hospitales, durante fallos o cortes de red.
- *Suministro aislado (stand alone)*: Como se ha comentado, comúnmente las áreas aisladas tienden a usar GD como proveedor de energía, en vez

de conectarse a la red. Las características y aspectos considerados en la selección de GD vs conexión a red en zonas aisladas han sido presentadas en el capítulo 2.

- *Aplicaciones Rurales y Remotas*: Se ha expuesto que la generación distribuida puede ofrecer suministro de potencia aislado de la red, este puede ser aprovechado en aplicaciones remotas, especialmente en zonas rurales. Estas aplicaciones pueden incluir iluminación, calefacción, refrigeración, comunicaciones, cargas típicas residenciales y pequeños procesos industriales. Los estudios de esta tesis se enfocan especialmente en este tipo de aplicaciones, sin embargo, cabe precisar que las soluciones aisladas deben considerar en su planificación la futura extensión de la red y el acople a esta, en caso de que existiese probabilidades de que esta extensión de la red se diese en el mediano o largo plazo.
- *Recorte de picos de carga*: Los costes de la potencia eléctrica varían de acuerdo a las curvas de demanda presentada por las cargas, y la generación disponible en el mismo instante. Por lo tanto, la GD puede ser usada para asumir algunas cargas en período de tiempo, lo cual reduce el costo de la electricidad, siendo de especial interés para clientes industriales.
- *Base de carga*: Los recursos de generación distribuida, son usados comúnmente como base para proveer parte de la principal potencia requerida y soportar la red, mejorando los perfiles de voltaje del sistema, reduciendo las pérdidas de potencia, y aumentando la calidad del sistema.
- *Suministro de cogeneración (combinación de electricidad y calor)*: Los generadores distribuidos pueden proveer una combinación de energía y calor por medio de la cogeneración (*el lengua anglosajona Combined*

Heat and Power CHP) con una alta eficiencia global de energía. Así, el calor producido en el proceso de convertir el combustible en energía eléctrica, es usado in situ para un amplio rango de aplicaciones en hospitales, centros comerciales, procesos industriales u otros donde se requiera.

3.1.4 **Beneficios de la Generación Distribuida.**

Las aplicaciones de generación distribuida mencionadas, pueden proveer beneficios tanto a los clientes como a las utilidades, especialmente en las que la generación central es impráctica o donde hay deficiencias en los sistemas de transmisión o no se tiene acceso a estos. Algunos de los beneficios esperados de la DG, se discuten a continuación:

3.1.4.1 **Beneficios desde el punto de vista económico.**

- Los recursos de GD pueden suplir los incrementos de cargas locales siendo instalados en ciertas locaciones, donde puedan reducir o evitar la necesidad de construir nuevas líneas de transporte y distribución, potenciando los sistemas de potencia existentes, y reduciendo la capacidad de las redes de transporte y distribución durante la fase de planeación [47,48,49].
- Los recursos GD pueden ser ensamblados fácilmente en cualquier parte, como módulos (baterías, celdas de combustible, etc.), lo cual presenta ventajas como [50]:
 - 1) Pueden ser instalados en un período muy corto en cualquier emplazamiento. Cada módulo puede ser operado inmediata y separadamente después de la instalación, sin verse afectados

por la falla o carencia de otras unidades modulares que se requieran en la misma red.

2) La capacidad puede ser aumentada o disminuida, agregando o removiendo módulos respectivamente.

- Los Generadores Distribuidos no están restringidos por la centralización de potencia, lo que les permite ubicarse donde sea necesario. Así, la flexibilidad de ubicación de estos recursos tiene un gran impacto en los precios de la energía [51]. Sin embargo gran parte de los recursos basados en tecnologías de energía renovable requieren de ciertas condiciones geográficas para su instalación, como es el caso de la eólica, la hidráulica y la solar.
- Los recursos GD pueden ser dimensionados a medida, y pueden ser instalados en pequeños incrementos para proveer la demanda de carga exacta, requerida por el cliente o por la aplicación.
- Los recursos de generación por CHP remotos o aislados, pueden ser más económicos [52]. Ya que los CHP pueden usar sus excedentes de calor para calefacción, refrigeración o mejorar la eficiencia generando más potencia eléctrica, lo cual no es aplicable en los sistema de generación centralizados. Un ejemplo de los posibles beneficios de la aplicación de la CHP se presenta a manera de ejemplo en la figura 3.1, en este caso se observa que en el sistema convencional centralizado, se pierde un 50% de la energía del combustible fósil en calor que no es aprovechado; en el sistema GD con CHP, se aprovecha el excedente de calor ya que la generación se produce in situ, así se reducen los consumos de combustible fósil en un 30%.
- Es posible reducir el precio de energía mayorista inyectando potencia a la red, lo que conlleva a la reducción de la demanda requerida a la red [53].

- La producción in situ reduce el monto de potencia a ser transmitida al punto de consumo, esto en caso de zonas conectadas a red, en zonas aisladas es una alternativa ideal al no existir esta transmisión de energía desde una planta centralizada, por consiguiente, para ambos casos, la GD evita pérdidas por transmisión y distribución, así como los costos asociados a estas dos actividades [54], costos que representan una parte significativa (sobre el 30%) del costo total de la electricidad, esta reducción se hace posible gracias a la cercanía de los buses de generación y distribución presentada en sistemas con GD [55].
- Desde el punto de vista de la inversión, es generalmente más fácil encontrar un sitio adecuado para instalar renovables u otro tipo de generación distribuida, que para grandes plantas centrales, tales unidades de GD pueden ser puestas en línea más fácilmente. De esta manera, la exposición del capital y el riesgo son reducidas, así como cierta exposición de capital es evitada, al ajustar el incremento de la capacidad con el crecimiento de la demanda local.
- La instalación de GD reduce los calendarios de las plantas desarrolladas; por consiguiente, el sistema puede seguir las fluctuaciones del mercado y/o el crecimiento y picos de demanda. [56].
- De acuerdo con los diferentes tipos de tecnologías involucrados en la generación distribuida los recursos energéticos y combustibles son diversificados, lo que impacta en la reducción de costos en combustibles, asociados especialmente, a la dependencia de un combustible específico.

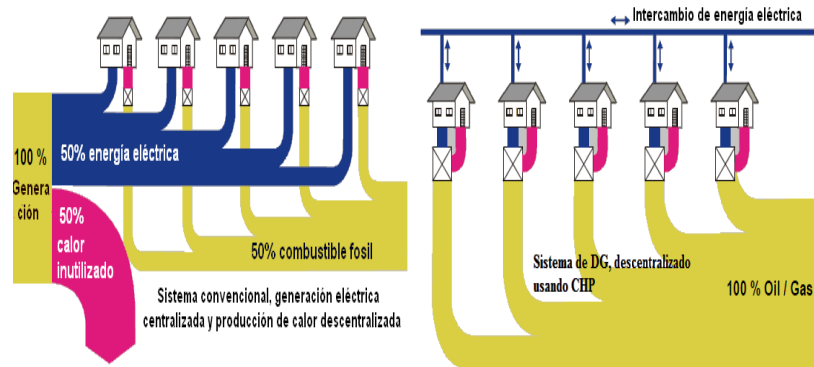


Fig 3.1. Ventaja de la utilización de la CHP en GD. Izquierda sistema convencional, derecha sistema de GD con CHP.

3.1.4.2 Beneficios desde el punto de vista operacional y ambiental.

- De manera general la flexibilidad que presenta la GD es uno de los aspectos de mayor importancia, esta le permite responder rápidamente a las necesidades energéticas que se puedan presentar, dada la reducción de tiempos de implementación, asociados a búsqueda de locaciones y preparación de grandes infraestructuras, el montaje de las mismas, líneas de Transporte Distribución entre otros. Esta misma demanda permite atender necesidades adaptadas a zonas aisladas de red, así como integrar recursos a la red existente.
- Los generadores distribuidos pueden reducir las pérdidas de la red de distribución [47, 49,53], así como los requerimientos de las cargas de distribución, supliendo parte de la demanda de las cargas de distribución, reduciendo los flujos en la red de transmisión, para ajustarse a determinadas constantes y mejorando su perfil de voltaje [53].

- La GD puede proveer a los clientes continuidad y fiabilidad de suministro, cuando ocurre un corte de energía a nivel de una vivienda o de un vecindario restaurando la potencia en un corto tiempo. Como incrementa la demanda de mayor potencia y de mejor calidad, la GD puede ofrecer alternativas de potencia Premium, fiable, y a costo competitivo, para hogares y negocios. [57]. De esta manera, puede darse un nuevo esquema de clasificación de clientes entre quienes requieran alta fiabilidad con mayor costo de servicio, y quienes requieran una relativa menor fiabilidad con un costo menor. [51].
- Los generadores distribuidos, pueden ayudar en planes de “reducción de picos de carga” o en programas de gestión de carga [51].
- La GD puede proveer soporte a la red o servicios auxiliares. La conexión de generadores distribuidos a la red, generalmente conlleva a un aumento en voltaje en esta. En áreas donde es complicado el soporte de voltaje, la instalación de generadores distribuidos puede mejorar la calidad de suministro. En este aspecto, la GD puede mantener la estabilidad del sistema aportándole la reserva disponible de potencia requerida.
- Otro aspecto importante es la localidad, que permite la utilización mejorada de los recursos locales. La generación distribuida de energía puede promover oportunidades de negocio locales, y desarrollar productos y servicios basados en materia prima y mano de obra local. De esta manera se puede propiciar el empleo local creando nuevos empleos relacionados a la producción de energía distribuida. Esto conllevaría la necesidad de educación de alta calidad, lo que impacta también de una manera positiva. Este sistema implica en la localidad la ausencia de líneas de transmisión, grandes plantas y almacenamiento de combustible que suelen deteriorar el paisaje. La carga ambiental también disminuiría, debido a la ausencia de energía adicional requerida

para compensar las pérdidas por líneas de transmisión; así como por la presencia de fuentes renovables en los GD.

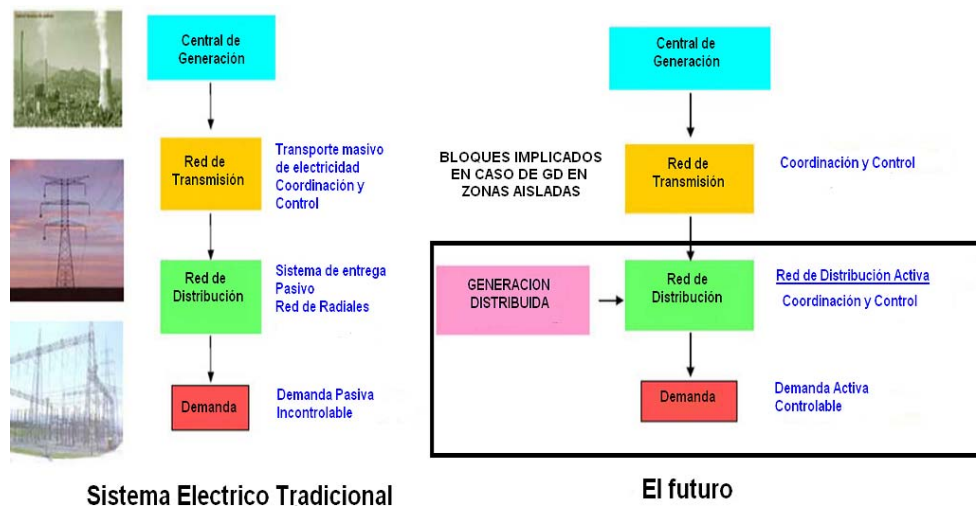


Fig 3.2. Sistemas energéticos tradicionales vs futuros basados en GD.

3.1.5 Nuevos avances y futuro de la GD.

La integración eficiente de la generación distribuida sólo es probable con la realización de cambios en la estructura de las redes de transporte y distribución, en la planificación, y en los procedimientos de operación. Se visualiza que las redes de distribución serán más activas y compartirán muchas de las responsabilidades de la transmisión. Una de las características del futuro dinamismo de las redes de distribución basadas en la GD, será la capacidad de acomodarse a los flujos de potencia bidireccionales.

Este esquema futuro de la red, es presentado en la figura 3.2 donde se muestra un paralelo entre los sistemas convencionales de suministro energético, y la generación distribuida.

3.1.5.1 **Redes de distribución Activas.**

En los desarrollos futuros, la GD será conectada a redes de distribución activas (alto, medio o bajo voltaje), esto hará posible la coordinación de un control global. La función de la red de distribución activa es enlazar eficientemente las fuentes de potencia con la demanda de los clientes (conectividad), permitiendo tanto decidir, como operar de la mejor manera en tiempo real. La estructura de este modelo es basada en el incremento de interconexión (de manera opuesta a la mayoría de las actuales conexiones de tipo lineal-radial), áreas de control relativamente pequeñas, y el cargo de servicios de sistema basado en conectividad. [57]

3.1.5.2 **Utilidades Virtuales.**

Una utilidad virtual puede ser definida como un nuevo modelo de infraestructura energética que consiste en la integración de diferentes tipos de utilidades de GD en una red de generación de energía (electricidad y calor), controlada por un sistema de gestión de energía (conocido en inglés como Energy Management System-EMS.) que opera de manera centralizada, este esquema es presentado en la figura 3.3.

Los beneficios de la utilidad virtual son optimización del rendimiento global de la red, alta fiabilidad de la producción de la red, control completo de la red para alcanzar el objetivo principal del EMS, la alta velocidad requerida para responder a cambios rápidos en la demanda del sistema, y alta integración de recursos renovables, conservando adicionalmente las ventajas de la GD.

El EMS se encarga de realizar la gestión de los recursos, cargas y red, según se realice la programación realizada en la planificación del sistema, por lo tanto, para que la operación integral sea óptima, se debe realizar una adecuada planificación previa del sistema de generación distribuida.

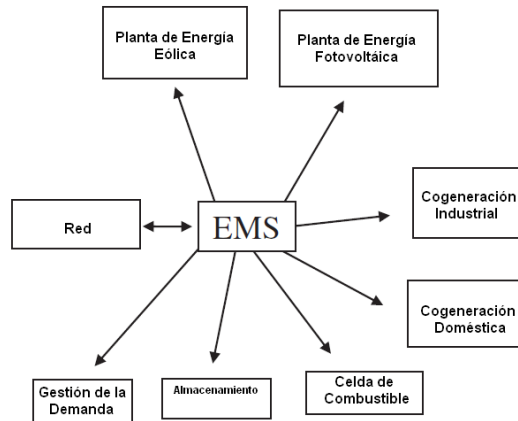


Fig 3.3. Modelo de control de las utilidades virtuales basadas en EMS.

3.1.5.3 Electrónica de Potencia Avanzada.

Los sistemas de electrónica de potencia avanzada facilitan el incremento de transferencia de potencia y la reducción de pérdidas, y puede habilitar enrutamiento directo de electricidad con alta calidad. También perfeccionará la operación a velocidad variable de generadores eléctricos y motores para incrementar la eficiencia global de la cadena de suministro eléctrico, así como la calidad de dicho suministro. Puede ser también extendida la aplicación de líneas de alto voltaje de corriente continua (acrónimo en inglés HVDC), por ejemplo con cables superconductores, lo cual mejoraría tanto transmisión como distribución.

Los nuevos sistemas de electrónica de potencia ofrecen formas de controlar la electricidad que difieren de los sistemas pasivos convencionales que se basan en la ley de ohm para el enrutamiento de potencia.

La aplicación de sistemas flexibles de transmisión de corriente alterna (FACTS, según acrónimo en inglés), o tecnologías similares, incrementan el número de

parámetros de control. Los FACTS son sistemas de electrónica de potencia que aumentan la capacidad de control de sistemas de transmisión AC, proveyendo un rango de servicios de gestión de flujos de potencia, pérdidas de potencia, y fiabilidad del sistema. Estos modernos sistemas, pueden jugar un importante rol cuando es necesario responder de manera dinámica a las rápidas condiciones cambiantes de las redes, pudiendo incrementar el monto de potencia que puede ser transferida a otra parte del sistema cuando sea necesario [57].

3.1.5.4 Gestión de la demanda.

Esta característica, ha sido definida en el capítulo 2, al final de este capítulo se realiza su desarrollo detallado con orientación a sistemas de generación distribuida basados en microrredes. La gestión de la demanda permite a los clientes tomar un rol activo en el suministro eléctrico, ya que puede verse como una fuente indirecta de generación con la recompensa que implican los ahorros. Este tipo de sistemas permite a los clientes desplazar parte o la totalidad de su demanda presentada en períodos punta, a períodos valle o llano, aprovechando los menores precios de la energía en estos períodos.

El beneficio para la red se observa en que se reduce la necesidad de aumentar la capacidad del sistema para cubrir los picos de demanda, de igual forma se reducen los costos de energía en período punta.

3.1.5.5 Almacenamiento estacionario de energía.

El almacenamiento de energía presenta un valor muy importante en las redes eléctricas, este puede reducir la necesidad de generadores que suministren las reservas disponibles para cubrir picos de demanda de potencia, mediante el almacenamiento de electricidad, calor y frío, los cuales son producidos en horarios de baja demanda y baja generación, y liberados cuando la demanda de

energía es mayor y más costosa. El problema de la variabilidad e incertidumbre en la producción por fuentes renovables puede ser solucionado por el desarrollo de nuevos sistemas de almacenamiento más eficientes.

La investigación se viene enfocando en tecnologías de almacenamiento de energía que incluyen baterías avanzadas, ruedas de inercia, almacenamiento de energía superconductor, almacenamiento de aire comprimido e hidrógeno y ultra capacitores.

3.1.5.6 Aplicaciones y Tecnologías de gestión de información.

La informática y telecomunicaciones crean conectividad universal entre la gran variedad de equipos de la GD, incluyendo generadores, nodos de red y cargas locales. Esta provee nuevos cimientos técnicos para el control a distancia de redes altamente distribuidas, la conectividad universal pasa a ser un elemento clave para el manejo apropiado de cualquier red futura de energía.

Dos de los avances más exitosos de estas tecnologías, son los agentes de software y mercados electrónicos [3.30]. Los agentes son piezas de software que representan alguien o algo; ellos interactúan con otros agentes para la asignación de recursos y comunicarlos al software de control, se provee así una forma de inteligencia local.

De acuerdo con lo presentado, los aspectos fundamentales del desarrollo y futura implementación de la generación distribuida tienen como fin común la gestión y coordinación eficiente de los recursos de generación, de la demanda, y de la red como tal, el concepto que engloba de manera eficiente estas funcionalidades y necesidades de evolución de la GD, es el concepto de *microrredes*, las cuales, de manera general se pueden definir como redes de bajo voltaje con fuentes de generación y almacenamiento, que interactúan con equipos de almacenamiento local y cargas controlables. En conclusión, los

avances emergentes y los futuros que han sido presentados para dar solución a las carencias presentadas en la generación distribuida, se resuelven bajo el concepto de la *microred*, este concepto es tratado de manera detallada en el siguiente apartado.

3.2 Microredes. (Microgrids o Smart grids)

Al presentar las características y beneficios de la generación distribuida, se ha mencionado de manera general los recursos que pueden presentarse en un sistema de DG, estos recursos deben ser complementados con recursos de almacenamiento distribuido (siglas en inglés DS), conformando así los llamados recursos energéticos distribuidos (la literatura en inglés les abrevia como DER), el portafolio DER, incluye además de generadores de pequeña potencia ubicados cerca de las cargas que pueden suministrar energía eléctrica o térmica, almacenamiento de energía, control de carga, y, para ciertas clases de sistemas, interfaces avanzadas de electrónica de potencia entre los generadores de energía y el proveedor mayorista [58]. La aplicación de generadores individuales distribuidos puede causar tantos problemas como los que podría resolver, por lo tanto, el gran potencial de los pequeños DER puede ser mejor captado por la organización de estos recursos en microredes, más conocidas por su nombre en inglés como “Microgrids”, esto permitirá satisfacer las utilidades y necesidades de los clientes de manera óptima.

La conexión de pequeñas unidades de generación o “microsources” (MS), con potencias del orden de pocas decenas de kilovatios a redes de bajo voltaje presenta el potencial de incrementar la fiabilidad a los clientes finales y brindar beneficios adicionales para operación y planificación del sistema global, como la reducción respecto a la inversión para el futuro refuerzo y ampliación de la red. En este contexto, una microgrid (MG) puede ser definida como una red de bajo voltaje, (ej, una pequeña red de área urbana, un centro comercial, un parque industrial o una pequeña población), con sus respectivas cargas, sistemas

de generación modular MS y unidades de almacenamiento energéticos, conectados a esta, y controlados de para suministrar energía (eléctrica y/o térmica como es el caso de cogeneración CHP) de manera fiable y eficiente a las cargas locales [59,60], tal como se representa en el diagrama de bloques de la figura 3.4. En la figura 3.5 se muestra una estructura típica de una microred.

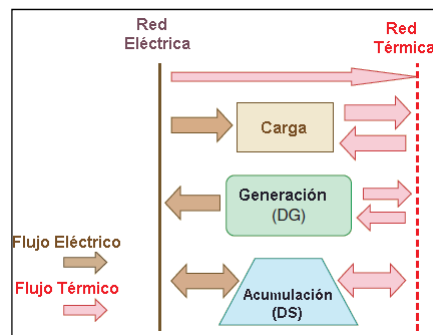


Fig 3.4. Representación general de los bloques que conforman una microred.

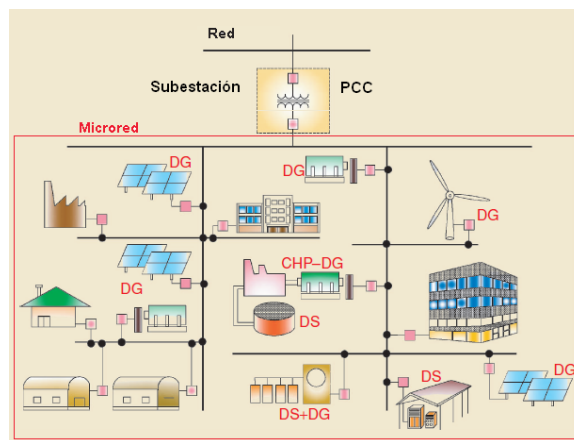


Fig 3.5. Estructura típica de una microred, incluyendo generación distribuida (DG), almacenamiento distribuido (DS) y cargas servida por un sistema de distribución.

Como lo menciona Álvarez Bel [61], la microred puede trabajar en dos condiciones diferentes de operación:

- *Modo interconectado normal:* La microred está conectada a una red principal de medio voltaje MV, bien sea supliéndose de esta, o inyectando algún monto de potencia al sistema principal.
- *Modo de emergencia o aislado:* Durante perturbaciones, la generación y correspondientes cargas, pueden separarse autónomamente del sistema de distribución, aislando así las cargas de las perturbaciones (y además manteniendo alto nivel de servicio), sin afectar la integridad de la red de transmisión se opera autónomamente de manera similar a redes físicas aisladas. El aislamiento intencional de generación y cargas tiene el potencial de proveer una fiabilidad local más alta que la provista por el sistema de potencia entero. Por otro lado, el sistema puede aislarse de la red cuando la calidad de potencia proveniente de la red cae bajo predeterminados niveles. Una zona aislada de energía eléctrica, que sea electrificada por medio de generación distribuida, puede tratarse como una microred que opera permanentemente en modo aislado.

Una microred puede observarse como una entidad controlada que puede ser operada, como si de una única carga o generador agregado se tratase, y que podría funcionar como fuente de energía a incorporar a la red o como un medio para proporcionar servicios auxiliares que contribuyese a la estabilidad y a la regulación de la red principal. Además el impacto externo de la microred en la red de distribución externa es mínimo siempre que dentro de la microred se consiga el equilibrio entre generación y consumo, a pesar de disponer de un nivel de generación potencialmente significativo de fuentes de energía intermitentes. Por lo tanto, con la adopción del sistema de microredes se incrementa la penetración de las energías renovables dentro del sistema de distribución. De manera general, la microred se compone de los siguientes elementos:

- Una red de distribución en baja tensión, en la que se conectan los DER.

- Una serie de fuentes de energía distribuidas para proporcionar electricidad y calor a un conjunto de consumidores.
- Una infraestructura de comunicación local
- Un sistema jerárquico de control y gestión
- Sistemas de almacenamiento de energía
- Controladores inteligentes para cargas y consumos
- Un controlador central que gestiona la microrred, el cual proporciona las consignas a los controladores del resto de los equipos, tales como las fuentes de generación, los sistemas de almacenamiento de energía y cargas inteligentes.

3.2.1 **Ventajas de la Microrred.**

Las principales ventajas de las microrredes [62] pueden ser resumidas así:

- La microrred puede proveer una eficiente vía a integrar recursos de energía distribuida y cargas con un óptimo aprovechamiento.
- Es una opción flexible para recursos energéticos distribuidos de tal manera que se puedan conectar y desconectar según se requiera, esta característica es la denominada “Plug and Play P&P “.
- La microrred puede ser una entidad “amigable a la red” al no producirle influencias indeseables a la red de distribución. Se parte del principio de que la red de distribución no debe ser modificada.
- La microrred puede operar independientemente sin conexión a la red de distribución cuando ocurre alguna perturbación. (modo aislado)

- Reduce las distancias físicas y eléctricas entre generación y cargas, lo que puede contribuir a mejorar el soporte de reactiva y el realce del perfil de voltaje, evita los cuellos de botella existentes en las redes de distribución, reduce pérdidas y costos asociados a largas redes de transmisión tanto de energía eléctrica como de calor en caso de utilizar cogeneración.

3.2.2 **Arquitectura de la microred:**

El concepto de Microgrids involucra una arquitectura operacional, la estructura desarrollada dentro del marco del proyecto EU R&D Microgrids es la presentada en la figura 3.6, comprende una red de bajo voltaje, cargas (algunas de ellas interrumpibles), Microgeneradores (MS) tanto controlables como no controlables, equipos de acumulación, y esquemas de control jerárquicos soportados por una estructura de comunicación usada para monitorear tanto microgeneradores como microcargas.

La microred es controlada centralmente y gestionada por un “Microd central Controller (MGCC)” instalado en la subestación de medio-bajo voltaje MV/LV. El MGCC incluye algunas funciones clave como gestión económica y control, encabezando así el sistema de control jerárquico.

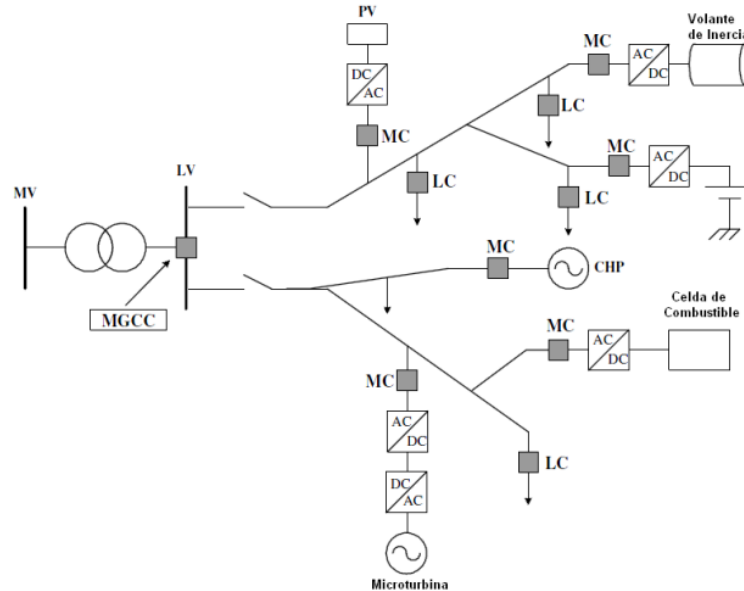


Fig 3.6. Arquitectura de una microgrid según el Microgrids Project de la EU.

A un segundo nivel de control jerárquico, los controladores localizados en las cargas o grupos de cargas (controladores de carga LC) y controles localizados en los MS (controlador de microgenerador MC), intercambian información con el MGCC que gestiona la operación de la microgrid proveyendo puntos de trabajo tanto a LC como a MC. Los LC sirven como interfaces para controlar cargas a través de la aplicación de un concepto de interrumpibilidad que incluye esquemas de desconexión local de cargas (local load shedding) en situaciones de emergencia, los MC controlan la producción de activa y reactiva de cada MS

3.2.3 Problemas asociados a las microrredes.

El concepto de microgrids, a pesar de presentar una gran cantidad de ventajas que le hacen ser adecuado para diferentes aplicaciones, incluyendo las zonas no interconectadas, puede involucrar algunos potenciales inconvenientes que se deben identificar y corregir para hacer el más óptimo aprovechamiento.

- **Oscilación:** Operando en modo aislado, todas las cargas tienen que ser alimentadas y compartidas únicamente por recursos de energía distribuida. En redes convencionales hay una gran cantidad de robustos generadores (síncronos) que tienen una alta inercia, y almacenan grandes cantidades de energía en su cuerpo rotatorio, lo que contribuye a compensar las perturbaciones de potencia con ligeros cambios de frecuencia. Generalmente las microrredes no cuentan con un gran generador central, conllevando la posibilidad de que el balance entre demanda y suministro no pueda ser mantenido en casos de grandes perturbaciones. Además la microrred puede incluir varios tipos de recursos energéticos distribuidos, y oscilaciones indeseables permanecen aún cuando el balance de energía sea mantenido. Las características de estos recursos energéticos distribuidos son totalmente diferentes al igual que sus tiempos de respuesta y las repuestas como tal difieren. Esto puede crear el problema de interacción (en este caso oscilación de potencia), esto en condiciones de modo aislado [63].
- **Control:** Otro tema importante es el relacionado con las dificultades técnicas relacionadas con el control del significativo número de microgeneradores que puedan constituir la microrred [64]. Este asunto es complejo, pero el actual desarrollo de sensores de respuesta rápida, y un control complejo desde un punto central provee un gran potencial para grandes problemas. El problema fundamental con un sistema de control complejo, es que una falla de un componente de control o un error de software puede producir la caída del sistema. Por tal motivo la generación distribuida necesita ser capaz de responder a eventos en modo autónomo usando únicamente información local.
- **Eficiencia de los generadores diesel:** Un generador diesel consiste básicamente en una máquina de combustión interna y un generador

síncrono acoplado al mismo eje. Estos sistemas son usualmente utilizados como back-up o fuente de energía de emergencia. También suelen ser usados en locaciones remotas, donde es impráctico, o prohibitivamente cara la conexión a la red. Los generadores diesel son diseñados típicamente para operar a sus más altas eficiencias, las cuales se encuentran cerca de su potencia máxima de generación; este es el denominado punto de trabajo óptimo, al que deben trabajar constantemente, ya que de lo contrario el costo de combustible por unidad de energía generada (\$/kwh) será demasiado alto [65].

Como se ha comentado, este tipo de generador, es un componente comúnmente encontrado en las zonas no interconectadas ZNI, donde se observa que en gran porcentaje de casos no se mantiene trabajando en su punto de trabajo ideal, incurriendo en los efectos de consumo de combustible mencionados.

- **Control Centralizado:** En el caso de microredes, una arquitectura de control centralizado master-esclavo no es conveniente, ya que la falla del controlador maestro comprometerá la operación del sistema entero. Es por esto que se recomienda un sistema de control descentralizado como es el caso de un sistema de control donde las fuentes estén interconectadas entre sí, este es el denominado por algunos autores “peer to peer” [66].
- **Demanda no gestionada:** Para el óptimo funcionamiento de un sistema de suministro de energía, especialmente en los más sensibles como lo es el caso de las microredes, la eficiencia energética del sistema de consumo juega un papel muy importante, por lo que los consumos no gestionados adecuadamente infieren de forma negativa en el aprovechamiento del recurso energético, tanto a nivel de capacidad del sistema, como de las consecuencias económicas derivadas.

- **Calidad de la energía:** Como se ha mencionado, no es común encontrar generadores síncronos completamente controlables en una microred. En el caso de no tener un control adecuado sobre los factores que afectan la calidad de energía sobre la microred, se suma a las inestabilidades sobre la red ya mencionadas, condiciones de la onda no deseadas, como desviaciones de frecuencia, distorsión armónica, desequilibrios activa, reactiva, etc. Un caso específico, corresponde a medidas efectuadas en una ZNI de Colombia, donde se pudo determinar que la distorsión armónica ha llegado a niveles del orden de THD=28%; lo que indica que está fuera de cualquiera de los estándares internacionales, y que este es un asunto a mejorar significativamente.
- **Consumo de energía reactiva por generadores eólicos:** La generación de energía eólica es altamente considerada y utilizada en diseños de microgrids, gracias al alto potencial de aporte que presenta al mix de generación, además de ser una fuente de energía limpia con cierta madurez. Sin embargo es importante tener en cuenta que en su funcionamiento consume cantidades de energía reactiva dependiendo del alternador, el que más consume es el generador asíncrono de jaula de ardilla y velocidad fija, pues carece de control de reactiva (sólo consume). Este sistema puede ser controlado por medio de baterías de condensadores.

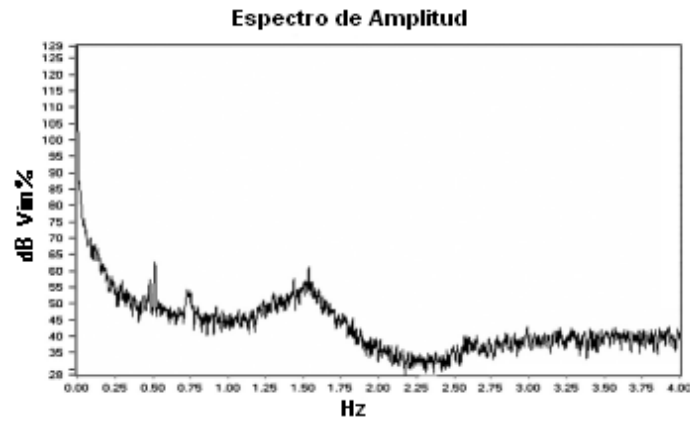


Fig 3.7 Ejemplo de espectro de potencia medida en una unidad de generación eólica.

- Generadores intermitentes:** Fuentes de generación como la fotovoltaica y la eólica son tecnologías renovables importantes que suelen ser incluidas en las microrredes, ambas requieren un inversor para hacer interface con la red. El asunto más importante de estas tecnologías es su naturaleza de generación, su disponibilidad de energía es dada por el estado del tiempo, y no por las cargas del sistema. Según el concepto del Consortium Electric Reliability Technology Solutions CERTS [58], estas tecnologías pueden ser definidas como intermitentes y deben operar a la máxima potencia posible. También plantea el CERTS que esas fuentes intermitentes pueden ser consideradas como unas “cargas negativas” y no como una fuente de despacho. Por otro lado, hay un riesgo de que se produzcan parpadeos (conocidos como flickers) en la microrred, si se producen grandes fluctuaciones periódicas por los sistemas de conversión de energía eólica [67]. El espectro de la potencia activa, en la figura 3.7 se muestra el espectro de generación de una unidad de generación eólica.

3.3 Planificación de Microredes

Un amplio número de algoritmos han sido diseñados buscando dar respuesta a la necesidad de selección y dimensionamiento en una microred, pero de manera general se observa la tendencia a dejar de lado el considerar la microred en operación aislada. Hassen y otros, han propuesto un algoritmo de dimensionamiento, basado en minimizar la pérdidas en una microred, pero únicamente considera la microred conectada a red (on grid) y no operando de manera autónoma [68]. Mallikarjuna y otros proponen otro algoritmo basado en recocido simulado (algoritmo de búsqueda meta-heurística para problemas de optimización global), aquí de nuevo se deja de considerar el dimensionamiento en operación autónoma de la microred [69]. Subsecuentemente, un dimensionamiento basado en detallados cálculos de costo anualizado ha sido propuesto [70], en este caso se continúa sin considerar el dimensionamiento en operación aislada. Otros autores [71] presentan el desarrollo de una metodología para diseñar número y capacidad de cada unidad de generación o almacenamiento de una microred que involucre cogeneración; al igual que en los casos anteriores, el desarrollo deja de considerar la operación aislada. Recientemente, se ha presentado un modelo para determinar la operación óptima de una microred con respecto a la demanda de la carga, y los requerimientos medioambientales [72], este modelo tampoco considera la operación aislada.

Los modelos de planificación energética han sido revisados por Jebaraj e Iniyan [73] enfocándose en modelos macro o nacionales. Otro artículo que revisa modelamiento y planificación energética asistida por computador ha sido presentado por Sagie [74]. Raja y otros [75] han presentado un modelo de optimización de la planificación energética usando programación lineal para el desarrollo de la agricultura sostenible en un estado de India; el modelo se ha desarrollado en base a la disponibilidad de varias fuentes energéticas en la zona y los requerimientos de ciertas actividades humanas y agrarias. Nahman y Speri

[76] han presentado un modelo para la óptima planificación de redes de distribución rurales de medio voltaje; el modelo sugiere que para la selección de los principales, y el tiempo de la reconstrucción de redes de distribución rural en planificación de largo término, se debe conocer el incremento de las demandas con un mínimo valor de costo neto presente, incorporando costos de capital y explotación, así como los costos debidos a la energía no entregada, y cortes de carga. Singh y otros [77] desarrollaron un modelo de planificación energética usando la técnica de programación multiobjetivo para pequeñas, medianas y grandes granjas en el estado de Punjab en India; el modelo plantea cinco objetivos denominados, minimización de entrada de energía, maximización de retornos brutos, minimización de capital de préstamos y minimización de riesgo de disponibilidad de recursos energéticos. Joshi y otros [78] han usado un modelo simple de programación lineal para minimizar la función de costo para un sistema de suministro energético consistente en un mix de fuentes energéticas y equipos de conversión; el modelo ha sido aplicado a una población para los sectores doméstico y de irrigación, la evaluación demanda energética fue realizada por medio de una auditoría energética.

Un nuevo método para planificación energética local (a nivel de pueblos o pequeñas poblaciones) fue propuesto por Beck [79] este considera algunas restricciones: asuntos relacionados con el contexto, datos expresados en términos monetarios o por lo menos cuantitativos y la consideración de la tecnología local de la región en la aplicación, enfocándose en la disponibilidad de datos para sistemas de energía a pequeña escala (renovable). La siguiente parte del estudio, revela que el trabajo está restringido a la selección de nuevos sistemas de producción propia de energía con el objetivo de suplir los incrementos en demanda, la cual está actualmente limitada a ciertos servicios de energía. El método describe una herramienta de soporte para toma de decisiones, que no concreta por el planeador las decisiones que debe tomar, por

lo tanto, se plantea como conclusión que los planeadores deben tomar por sí mismos la última decisión.

Sinha y otros [80] han analizado los aspectos conceptuales y metodológicos de la planificación energética rural, con el objeto de facilitar el proceso de desarrollo de un diseño eficiente de solución energética. El propósito del diseño, ha sido aumentar y facilitar actividades productivas con el fin de facilitar el cumplimiento de los requerimientos de subsistencia y mejorar la calidad de vida.

La aplicación de los métodos de decisión multicriterio como el Proceso de Jerarquía Analítica (siglas en inglés AHP) y SIMUS, para asistir comunidades en la elaboración del ranking de pre factibilidad, se discute en [81]. Las características estructurales básicas de un grupo de sistemas de soporte a la decisión (acrónimo en inglés DSS), diseñado para asistir a los encargados de toma de decisión en la promoción de fuentes renovables son presentados en [82]. El procedimiento de toma de decisión básicamente consiste en un análisis multicriterio de diferentes escenarios de penetración con diferente participación de fuentes energéticas renovables, mediante el método multicriterio PROMETHEE II. Los escenarios han sido evaluados por un grupo de actores directamente o indirectamente involucrados en las decisiones de energía, que por medio de un procedimiento de negociaciones sistemática llegan a un amplio consenso. En [83] el método multicriterio ELECTRE III es propuesto para problemas de planificación energética en regiones que presentan un alto potencial de energías renovables, este método resalta los aspectos cruciales para alcanzar un compromiso en problemas de planificación regional.

Una revisión de más de 90 papers publicados por [84] han analizado la aplicación de diferentes modelos de planificación energética, presentando una clasificación de aplicaciones realizadas en diferentes áreas, para las que se reseña el año de cada aplicación con el fin de resaltar las tendencias. La revisión de la literatura publicada sobre planificación energética sostenible presentada

aquí, indica una gran aplicabilidad de los métodos de decisión multicriterio (acrónimos en inglés MCDM/MDCA) en escenarios socio-económicos cambiantes. Los métodos han sido ampliamente usados, para llegar a mejores soluciones atendiendo múltiples conflictos entre criterios. El incremento de la popularidad y aplicabilidad de estos métodos más allá de 1990, indica un cambio de paradigma en los enfoques de la planificación energética. Los métodos multicriterio se observaron como los más populares en planificación energética, y dentro de estos el AHP es la técnica más popular, seguida por las técnicas PROMETHEE y ELECTRE. La literatura mencionada incluye la validación de los resultados obtenidos a través de los diferentes métodos.

El principal objetivo de una técnica de selección multicriterio, es crear o construir una herramienta para tomadores de decisiones que se ajuste a sus objetivos y prioridades. La solución “Ideal”, el óptimo que se desempeña mejor para todos los criterios seleccionados, es compleja de alcanzar, además no corresponderá necesariamente al compromiso entre las diferentes soluciones hipotéticas, es por esto que la solución resultante de la aplicación de un MCDA es “justificada” pero no “óptima” [85].

Como se ha mencionado, algunos autores han denominado a las herramientas conseguidas al aplicar las mencionadas técnicas y modelos, como sistemas de soporte a la decisión DSS. Un DSS constituye una aplicación de las capacidades provistas por la ciencia computacional para facilitar la toma de decisiones en problemas de decisión complejos, donde las metodologías convencionales y sencillas no pueden ser aplicadas [86].

Actualmente la planificación energética local para regiones que están experimentando un desarrollo energético puede ser mejor soportada con un paquete modular de modelos. Este paquete, puede incluir modelos para evaluar la demanda energética, el suministro, y los impactos económicos y

medioambientales a nivel local. El propósito general de estos modelos debe ser explorar un mix óptimo para ajustar demanda y suministro [87].

3.4 Paquetes de software para planificación de sistemas de suministro energético aislado.

Teniendo en cuenta lo determinado al efectuar las revisiones bibliográficas, se observa que el uso de herramientas de soporte a la planificación energética en zonas aisladas es primordial para hacer eficiente y fiable el proceso. Por lo tanto, se ha procedido a buscar y analizar diferentes herramientas de este tipo para seleccionar la más recomendable y utilizarla como soporte de la metodología que se plantea en este capítulo. Para esta selección, además del estudio propio del estado del arte de estas herramientas, se ha considerado conceptos emitidos por otros investigadores según bibliografía científica consultada.

En [88] se presenta el DER-CAM, esta es una herramienta diseñada en el laboratorio de Berkeley, con la cual es posible determinar el sistema óptimo de generación distribuida CHP para una zona, dado el uso energético del sitio, las tarifas eléctricas, y las opciones de generación posible. Las entradas típicas de DER-CAM incluyen cinco perfiles de carga, la estructura tarifaria bajo la cual el sitio compra electricidad y otros combustibles, y valores desde una base de datos de costos tecnológicos y desempeño. Los cinco perfiles de carga son: electricidad (sin incluir aire acondicionado), aire acondicionado y refrigeración, calefacción, calentamiento de agua, y gas natural. La salida es una selección de tecnologías que minimizan el costo anual de suplir la demanda energética para el sitio, y un calendario de operación horaria para cada tecnología seleccionada y compra de energía de las utilidades. El modelo de entradas y salidas del DER-CAM es presentado en la figura 3.8.

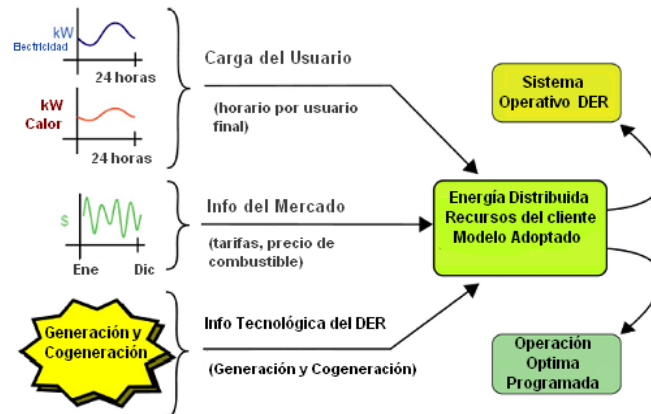


Fig 3.8. Gráfica de la operación general del DER-CAM.

Una herramienta presentada en el marco del proyecto europeo MicroGrids, es la denominada MGCC (que corresponden en inglés a Microgrid Central Controller, o Controlador Central de Microred en español), este software busca maximizar el valor de los microgeneradores, conociendo los precios del mercado para comprar y vender energía a la red, proyección de demanda y producción renovable, las ofertas de los microgeneradores y las características técnicas para la línea de interconexión y los microgeneradores. La principal desventaja para su utilización en zonas aisladas, es su especial orientación al intercambio de energía con la red.

En [85] se hace un análisis de las herramientas para la asistencia en la planeación energética, con especial énfasis en la utilización de energías renovables, en su primera selección el autor considera los software HOMER, Hybrid2, INSEL, MATLAB, PROLOAD, RETScreen, RPM-Sim, SIMENERG, WDLTOOLS, WINSYS. Finalmente enfoca su estudio en HOMER, Hibrid2 y RETScreen, ya que son software altamente citados en la literatura técnica, han sido desarrollados por grandes y prestigiosas organizaciones que presentan una amplia experiencia con temas de suministro energético en zonas aisladas,

especialmente en lo referente al uso de tecnologías basadas en energías renovables, son paquetes que presentan un amplio número de usuarios a nivel mundial, y son de libre adquisición, lo cual le hace accesibles a cualquier planificador. El resumen general del resultado de este análisis comparativo, se muestra en la tabla 3.1, esta consiste en un paralelo de las características de cada software; analizando esta tabla, se puede observar una amplia ventaja del software HOMER, para ser aplicado en la planificación de una Microred en una zona aislada, especialmente basada en la amplia gama de generadores que soporta, y la posibilidad de realizar análisis de optimización y sensibilidad de sistemas híbridos.

Características	HOMER	HYBRID2	RETScreen
Sistemas híbridos	✓	✓	
Optimización	✓		
Análisis de Sensibilidad	✓		
Principalmente Técnica o Económica	Económica	Técnica	Económica
Fotovoltaica	✓	✓	✓
Energía Eólica	✓	✓	✓
Biomasa	✓		✓
Biogás			
Geotérmica			
Hidráulica	✓		✓
Diesel	✓	✓	
Cogeneración	✓		
Micro turbinas	✓		
Baterías	✓	✓	✓
Celdas de Combustible	✓		
Electrolizadores	✓		
Calefacción Solar			
Solar Térmica (ACS)			✓
Calefacción Solar Pasiva			✓
Bomba de Calor Geotérmica			✓

Tabla 3.1. Comparativa de características de los software HOMER, Hibrid2 y RETScreen.

En consonancia con el anterior análisis, otros autores [89] argumentan que para limitar la complejidad, y permitir un cálculo más ágil y práctico, a la hora de realizar los análisis de optimización y sensibilidad, la lógica de simulación de HOMER es menos detallada que otros modelos de simulación para sistemas de microgeneración, como Hybrid 2, PV-DesignPro, y PV*SOL. De otro lado, HOMER es más detallado que los modelos estadísticos, como RETScreen, el cual no desarrolla simulaciones de series de tiempo. De todos estos modelos, HOMER es el más flexible en término de sistemas que puede simular.

De acuerdo con este estudio, se ha optado por sugerir la utilización de HOMER como herramienta de soporte a la metodología de planificación y operación de suministro energético en zonas aisladas.

3.5 Gestión de la demanda Aplicada a Microredes.

Un elemento clave cuando se implementa una Microred, es el objetivo de proveer una calidad de servicio heterogénea al interior de la microred, en contraste al servicio universal proveído por la macrored. El control de cargas, en este contexto puede ser considerado como un aspecto de fiabilidad heterogénea, puesto que algunos de los usuarios finales podrían tener asignada una prioridad más alta, o más baja sobre un grupo determinado de cargas. Si la calidad del servicio va a ser controlada, necesita entonces ser categorizada y parametrizada. La forma más simple para los usuarios finales, sería categorizar sus cargas en tres categorías: Crítica, y reprogramable [90].

3.5.1 Demanda Crítica.

Este tipo de demanda describe cargas que deben ser atendidas todo el tiempo, tales como servidores y cargas relativas a procesos esenciales. En el caso que la

microred no cuente con capacidades para el control de la demanda, todas las cargas serán vistas como cargas críticas. Una microred debe suplir todas las cargas críticas en preferencia a cualquier otra carga, posiblemente en algunos casos sin considerar el costo. Equipos especiales como sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI) son comúnmente los que se suelen encontrar para cumplir esta función en una pequeña escala, o temporalmente. Las cargas críticas podrían ser priorizadas en caso de que se requiera suprimir cargas en un evento de limitaciones en el suministro.

A nivel residencial, cargas como la iluminación, la televisión o la radio son consideradas como cargas críticas, si se toma como ejemplo la iluminación, cuando un usuario da encendido al interruptor de una bombilla, la energía debe suplir inmediatamente esta demanda, de lo contrario, se afecta el confort y el bienestar del usuario, la iluminación pública es prioritaria, ya que se requiere en las horas exactas en las que no hay luz día, y no en otro tipo de horarios, su carencia puede producir accidentes robos o similares que pueden impactar considerablemente sobre una comunidad.

3.5.2 **Demanda reducible.**

La magnitud de ciertas cargas podría ser flexible permitiendo su reducción en determinados momentos. Las demandas reducibles tienen un nivel de preferencia, pero puede ser reducido si hay un cierto costo asociado a esta reducción de carga. Por ejemplo, el aire acondicionado opera a un setpoint de temperatura requiriendo una cierta carga de enfriamiento; si se aumenta ligeramente el setpoint, la temperatura en el edificio será ligeramente mayor generando menor confort para los ocupantes. En horarios donde el costo de producir la energía es alto, el costo de esta reducción de confort puede ser superado por el incremento del costo de la electricidad.

Las demandas reducibles pueden ser especificadas por los siguientes parámetros:

- Demanda a plena carga.
- Porcentaje de carga que puede ser reducido.
- Costo de la reducción.
- Tiempo necesario para poder empezar la reducción
- Pendiente o razón a la cual se puede reducir la carga
- Tiempo máximo en el que se puede mantener reducida la carga
- Máxima frecuencia de reducciones permitida

3.5.3 Demanda reprogramable.

De acuerdo con su aplicación, ciertas cargas pueden ser flexibles en su programación. La demanda reprogramable es aquella que cuenta con cargas que permiten este tipo de flexibilidad, por lo tanto puede ser suplida en cualquier momento dentro de un intervalo de tiempo. Bombas de agua, fabricantes de hielo, estaciones de cargas de baterías, son ejemplos de cargas reprogramables, ya que el almacenamiento inherente a cada una de estas ofrece una flexibilidad en cuanto al momento en que el sistema puede suplirlas [89].

La reprogramación permite también escalonar el encendido de cierto tipo de cargas como motores que implican una gran corriente asociada con su puesta en marcha, la cual pasa a ser descompuesta en pequeños picos de potencia, en vez de un amplio pico. Esto es muy útil para evitar la sobrecarga en una microred aislada.

Un ejemplo de aplicación de la reprogramación de cargas, puede ser el pre-cooling de un edificio durante las horas en que es más económico producir

energía, en vez de esperar a iniciar el enfriamiento en horas en que se presenta la demanda de aire acondicionado.

A nivel de la microred, además de evitar sobre picos de potencia asociados a la alta intensidad de carga, se puede aprovechar para llevar a un punto más óptimo de operación generadores que estén operando a baja carga en horas valle, o aprovechar picos de energías renovables intermitentes como la eólica.

Las cargas reprogramables pueden ser especificadas por los siguientes parámetros:

- Nivel de carga a reprogramar
- Máximo tiempo de reprogramación permitido, o tiempo de reprogramación aceptable.
- Costo de reprogramación.
- Tiempo previo necesario para que la reprogramación pueda tener efecto
- Velocidad a la que la carga se reduce una vez que se reprograma.

3.5.4 Impacto de la gestión de la demanda sobre el precio de la energía en las microredes aisladas.

En los sistemas convencionales de suministro centralizado, cuando se habla de precios de la energía eléctrica, se está haciendo referencia a precios del mercado, generalmente del mercado Spot. En microredes aisladas, dada la ausencia de este tipo de mercados, se hace referencia al precio que cuesta producir la energía eléctrica (kWh) y puede ser referido a un instante de tiempo. El comportamiento del precio en relación a la demanda, tiene una componente similar al del mercado spot, en cuanto a que los picos de carga suelen ser cubiertos por las tecnologías de generación más costosas, como lo puede ser el encendido de generadores diesel cuya operación tiene mayor costo que la de una

fuelle renovable, o por equipos de almacenamiento, que incrementan considerablemente el costo de las instalaciones, afectando el precio de la energía. Sin embargo, en los casos donde la generación renovable está presente, si las puntas de demanda coinciden con las de generación de alguna fuente intermitente, esa energía tendrá menos costo. Un ejemplo acertado es el de un pico de demanda en las horas del medio día, debido a que las familias van a comer a casa, caso común en las zonas aisladas de países en vía de desarrollo, que es posible observar en la curva de carga de la población aislada de la figura 3.9 donde se reflejan los aumentos de carga sobre las 11:00 y las 12:00 del medio día; si dentro del mix energético se encuentra una participación considerable de energía fotovoltaica, el incremento de generación del sistema fotovoltaico podría coincidir con el pico de demanda, ya que a esta hora el sistema fotovoltaico se encuentra en máximos de generación; sin embargo en un día nublado, el aporte de fotovoltaica se reduciría considerablemente, por lo cual se supone conveniente hacer alguna actuación desde el punto de vista de la carga para asumir estos picos sin recurrir a generaciones de energía de alto coste.

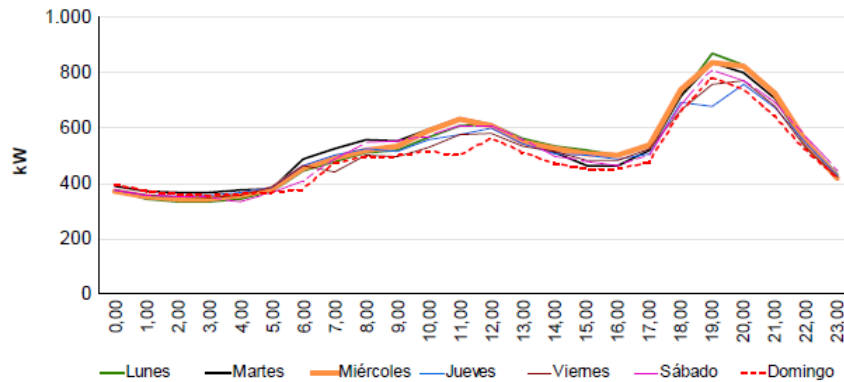


Fig. 3.9. Curva de carga promedio por día de la semana en la zona aislada de Bahía Solano Colombia. Abril 2009.

Una implementación efectiva de sistemas de aire acondicionado producido por cogeneración (mediante procesos de absorción o adsorción) es una fuente particular de ahorro en el precio de la producción energética. Como se detallará más adelante, en aplicaciones de cogeneración, la gestión de la demanda puede ser ampliamente usada para ajustar suministro y demanda de diferentes tipos de energía, por ejemplo programando procesos que requieran calor para las horas en que algún microgenerador que produzca excesos de calor tenga que operar para suplir los requerimientos eléctricos.

De esta manera, se presenta una excelente oportunidad para la gestión de la demanda, cuyo fin principal debe ser especialmente llevar los picos de consumo a que coincidan con los excesos de generación de estas fuentes renovables intermitentes, cogeneración, u otras, pero siempre buscando el equilibrio generación-demanda que permita suplir los requerimientos energéticos de la forma más económica.

3.6 Conclusiones.

El presente capítulo complementa el estudio de soluciones de suministro energético para las zonas aisladas de energía que se han venido presentando en este documento; con un análisis que se ha direccionado a la obtención del tipo de sistema más acertado para las necesidades de las mencionadas zonas. Con este direccionamiento, se ha introducido el concepto de Generación Distribuida, que según la bibliografía consultada, se proyecta como un esquema fundamental en la evolución del suministro energético, tanto para la operación de la red, como para las zonas aisladas.

Con el fin de ofrecer claridad al concepto de generación distribuida, se ha consultado las definiciones de diversos autores, llegándose a la conclusión de que no existe consenso para la definición global de este concepto, y que las definiciones varían especialmente en dos aspectos que se han discutido, como

son la capacidad máxima de potencia que puede ofrecer un sistema de GD, y si las unidades de generación deben estar conectadas a la línea de transmisión o a la de distribución. Como resultado de la discusión, se obtiene que las definiciones coinciden en que un sistema de GD debe estar conformado por una serie de generadores ubicados cerca de los puntos de consumo y que las unidades de generación de pequeña escala conectadas a la red de distribución pueden ser consideradas como parte de la generación distribuida; en lo que atañe al tema de interés se coincide en que la GD incluye aquellas aplicaciones que operan de manera aislada a la red.

Además de desarrollarse los aspectos relevantes de la generación distribuida, como lo son sus aplicaciones, ventajas, y evolución, se ha complementado el estado del arte de esta tecnología investigando los nuevos avances y el futuro de la GD planteado también los desarrollos que están marcando la evolución de este concepto; se ha determinado la importancia de implementar el sistema de gestión de energía EMS, un sistema integral de gestión que puede ofrecer la operación integral de la red de GD, siempre y cuando la planificación previa se realice de manera adecuada; por lo tanto es importante contar con un procedimiento que permita conseguir el nivel requerido en la planificación. Estos aspectos de avance, futuro y operación ideal de la GD han desembocado en el concepto de Microred; para el cual se han presentado sus principales características dentro de las cuales destacan la capacidad de operar conectada a red o de manera aislada, como sería el caso de las zonas no interconectadas y la flexibilidad y la capacidad de gestión eficiente de recursos energéticos distribuidos. Se han estudiado las arquitecturas propuestas por el modelo europeo y el americano, se coincide en la presencia de elementos como un controlador central de microred MGCC que incluye algunas funciones claves como gestión económica y control; controladores distribuidos asociados a los elementos de microgeneración (MC), carga (LC) y almacenamiento.

Después de observar las bondades de la microrred, dentro de las que resaltan, su flexibilidad y capacidades para la gestión avanzada de la generación, el almacenamiento y la demanda, se puede concluir que es la solución que se adapta a las características de la red para el suministro energético presentadas en el capítulo 2.

Al revisar los diferentes análisis hechos previamente por diferentes autores del ámbito científico, referentes a la planificación de microrredes, se pudo determinar, que una solución multicriterio es justificada, pero no óptima. Se determinó que existen desarrollos de software que además de estas técnicas de decisión utilizan procedimientos que permiten optimizar las soluciones, así que lo más adecuado es la utilización de una herramienta de soporte a la decisión específica a la planificación energética que haya sido desarrollada y validada por una entidad reconocida.

Se realizó una revisión de herramientas de soporte a la decisión en planificación energética aislada, existentes, se analizaron sus características, y se consultó estudios realizados por otros investigadores, concluyendo que de las herramientas evaluadas, el software HOMER es la herramienta que apoya de manera más adecuada la planeación. Este software es fiable, ya que ha sido desarrollado por el laboratorio nacional de energía renovable de los Estados Unidos, siendo esta una entidad reconocida, y presenta dentro de las ventajas significativas, ser uno de los más flexibles en cuanto a los sistemas que permite simular, y ofrece la posibilidad de conocer de manera detallada la operación del sistema obtenido.

Se ha detectado un amplio potencial para la aplicación de gestión de la demanda en microrredes.

3.7 Aportaciones del capítulo.

Este capítulo ha partido de la base de que existen zonas aisladas donde se ha evaluado la posibilidad de extensión de la red, siendo esta descartada por alguno de los aspectos que se han mencionado previamente, y que no la hacen viable técnica o económicamente. Con el fin de aportar con la solución más adecuada a este requerimiento, se ha realizado un estudio del concepto de generación distribuida dentro del cual se ha rescatado las características que le permiten acoplarse al contexto de la zona aislada, de esta manera, el estudio de sus aplicaciones y beneficios permite identificar las ventajas y fortalezas para capitalizarlas en la planificación de suministro energético en tal contexto.

Este enfoque que visualiza el importante papel que se vienen desempeñando en los nuevos esquemas de suministro energético, en especial en los orientados a regiones o zonas aisladas, tanto la generación distribuida en general, como las microredes, que tienen la capacidad de organizar y gestionar de manera óptima estos recursos, da además a conocer los aspectos más significativos de los sistemas de generación que han emergido y que hacen parte del presente y futuro del suministro energético. Introduciendo conceptos como las redes de distribución activa, las utilidades virtuales, la gestión de la demanda, la electrónica de potencia avanzada, las comunicaciones con algoritmos tipo peer to peer, los sistemas avanzados de almacenamiento, así como estrategias de control como el esquema de la red de energía autónoma AEN y el control por VSI que no son tratados en sistemas convencionales de energía.

Se puede mencionar, que la mayor parte de la bibliografía citada se orienta a la presentación de los sistemas de suministro energético mediante generación distribuida, sin hacer un énfasis específico sobre las zonas aisladas, lo que les hace omitir consideraciones y prever acciones futuras, como la posibilidad de que una zona aislada que se electrifica a través de una microred, y que

actualmente presenta total inviabilidad de ser conectada a la red, pueda en un futuro operar como una microgrid en modo on-grid, previendo que llegue a ser viable la conexión, gracias a que algún otro aspecto que inviabilizaba esta conexión sea superado (por ejemplo, que las líneas de transmisión lleguen a una zona muy cercana).

Este capítulo presenta un aporte valioso al hacer un estudio de los sistemas de suministro energético distribuido, orientando sus características, ventajas, y problemas, especialmente a las zonas aisladas, sin dejar de lado los aspectos generales que implican la aplicación en otras zonas y que son característicos de estos sistemas. Al respecto cabe mencionar, que si bien es cierto, que algunos de los problemas y soluciones que se han encontrado en la bibliografía tienen como fin la operación de la microred de manera aislada, estas soluciones no habían sido recopiladas para dar especial atención a las características y necesidades propias de estas zonas, con el detalle y énfasis que se presentan en este capítulo; aquí se consideran aspectos comunes en microredes aisladas como la presencia de generadores diesel y fuentes renovables, los problemas que se pueden presentar en una microred aislada y posibles soluciones que se enmarcan en el estado del arte de la ciencia, aspectos como el impacto de la intermitencia de fuentes renovables también es de considerar en una red aislada.

De esta manera, los aportes de este capítulo, permiten al encargado de planificar un sistema de suministro energético para una zona aislada, conocer los conceptos más adecuados, la forma en que se pueden operar y controlar. Al conocer en detalle el concepto de Microred de la manera en que se presenta en este capítulo se cuenta con información suficiente para determinar la opción que mejor se adecua a la gestión óptima de los recursos y la flexibilidad requerida, y es posible pasar a una planificación detallada.

Haciendo énfasis en la selección del mix energético óptimo, es decir fuentes y equipos de conversión, con los cuales se cumpla con los requerimientos/demandas de todas las tareas de una forma óptima, se puede

decir que la revisión bibliográfica ha sido bastante amplia; considerando que la orientación de los autores ha tenido la particularidad de considerar microredes conectadas a red, en este capítulo se ha realizado un estudio de la planificación de microredes aisladas, que ha ido más allá de identificar los desarrollos de modelos y algoritmos de planificación y aplicación de técnicas multicriterio, si no que ha considerado los denominados sistemas de soporte a la decisión DSS, aplicables a menores escalas, es decir a nivel de poblaciones, y no a nivel de redes nacionales como lo han presentado convencionalmente gran parte de los autores.

También aporta una amplia evaluación de las técnicas, como de herramientas de soporte a la decisión en planificación energética, que por el detalle y la profundidad que maneja, pasa a complementar, y enriquecer las bibliografías revisadas. Este estudio ha dado a conocer al planificador las ventajas de la utilización del software HOMER sobre otros tipos de herramientas para la planificación del suministro energético.

CAPÍTULO 4

PROPUESTA DE METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

El presente capítulo se considera de alta relevancia en la tesis doctoral, ya que aquí se presenta el esquema general de la metodología de planificación energética para zonas aisladas, profundizando detalladamente en los procedimientos que la componen, siendo estos necesarios para realizar de la forma más óptima y completa la planificación de los recursos energéticos en la zona no interconectada.

Con el fin de conseguir un amplio aprovechamiento de este trabajo, como base para el desarrollo de sistemas de electrificación para zonas aisladas, se presenta una metodología general para zonas no interconectadas de cualquier tipo, haciendo posterior énfasis en zonas de características similares a la del objeto de esta tesis.

El concepto de planificación energética involucra encontrar una selección de fuentes y equipos de conversión, con los cuales se cumplan los requerimientos/demandas de todas las tareas de una forma óptima [91]. Este “óptimo” depende de los objetivos que se definan, como minimizar el total de costos de energía anuales, minimización de recursos no locales o maximización de la eficiencia global del sistema. Este concepto de planificación puede ser aplicado a nivel de generación centralizada o descentralizada. El actual patrón comercial de energía, se ha orientado particularmente a generación basada en combustibles fósiles y energía centralizada, lo que ha resultado en desigualdades, deuda externa, y degradación medioambiental. Por ejemplo, grandes proporciones de población rural y urbana pobre, continúan dependiendo de fuentes de energía de baja calidad y equipos ineficientes, lo que conlleva a

una baja calidad de vida. Este estatus actual es el resultado de la adopción de la planificación energética centralizada, la cual ignora las necesidades energéticas de las áreas rurales conduciendo también a la contaminación medioambiental producida por el uso de combustibles fósiles y la tala de los bosques; de igual manera, los ejercicios de esta forma de planificación no consideran el prestar atención a los factores socio-económicos y medioambientales de la región, los cuales conllevan un importante impacto en el éxito de cualquier intervención. La planificación descentralizada de energía, va en vía de la utilización eficiente de los recursos; cuando se aplica a nivel regional, esta planificación considera la diversidad de tipos de recursos y demandas presentadas en una región, de esta manera se adecúa mejor la solución a las necesidades de cada zona o población.

El diseño de sistemas híbridos se encuentra fuertemente influenciado por dos componentes, uno es el monto de energía que se espera desde los recursos renovables, y el otro es la habilidad del sistema de mantener un balance de potencia entre generación y consumo [92]. En comparación con sistemas interconectados, en sistemas energéticos para regiones aisladas, la relación entre el nivel de fiabilidad de suministro y el costo del sistema son mucho más pronunciadas [93]. Una segunda característica importante, es que la forma de la curva de demanda presenta mayor impacto en el dimensionamiento del sistema. De esta manera, al diseñar el sistema, las características de la futura carga, y los modos de operación del sistema, deben ser estudiados, a fin de evaluar la eficiencia de la operación futura, y su impacto en el desempeño del proyecto.

Teniendo en cuenta estas características especiales que presenta el concepto de planificación de energía descentralizada. La metodología que aquí se presenta, pretende abarcar un concepto más amplio en lo referente a la planificación de soluciones energéticas, teniendo como objetivo principal la selección de las fuentes de generación que se adapten de manera más adecuada a los recursos energéticos y la demanda de la zona; mediante los aspectos que conlleven al

éxito de la solución energética, la optimización de sus recursos, y el ajuste óptimo del par generación-demanda (figura 4.1).

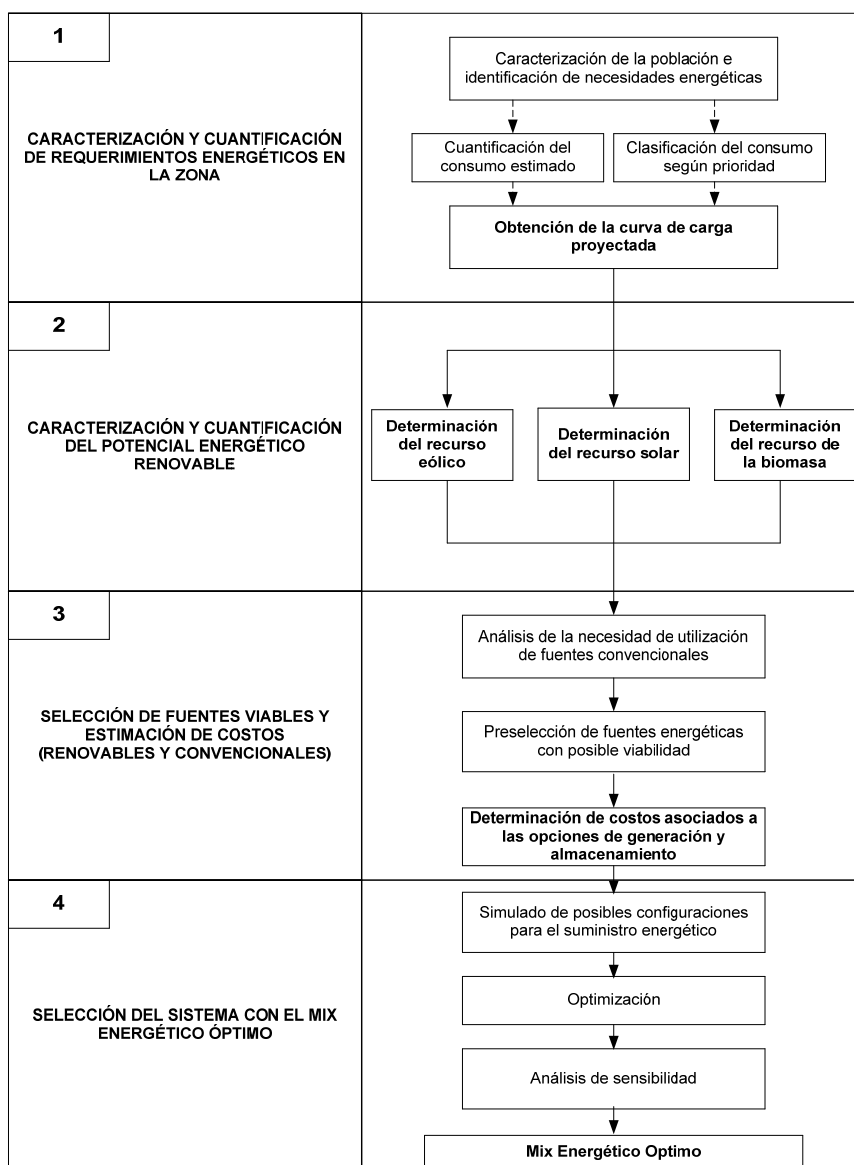


Fig.4.1. Esquema general de la metodología.

4.1 Caracterización de la población e identificación de necesidades energéticas.

Contar con un conocimiento general de la zona, como de los futuros usuarios, debe ser el punto de partida inicial de cualquier tipo de planificación o diseño de soluciones energéticas para zonas aisladas. En algunas ocasiones las entidades promotoras del proyecto cuentan con suficiente información para definir las características geográficas, económicas y sociales de la población, así como el detalle de las viviendas y necesidades energéticas. En otros casos, especialmente en zonas apartadas pertenecientes a países en vía de desarrollo, no se cuenta con este detalle, por lo que es necesario hacer un levantamiento, clasificación y estudio de información, que debe arrojar como resultado la caracterización de la población a beneficiar, siendo este el punto de partida, para hacer una análisis inicial de la viabilidad del proyecto, de tal forma que sea posible conocer las necesidades energéticas y llegar al detalles técnicos dentro de los cuales, serán primordiales los que permitan construir la curva de carga estimada, siendo esta un imput esencial para planificación y diseños de la solución energética.

De manera general se puede mencionar tres tipos de estudios a realizar en cada población de la zona para su caracterización:

- Estudio de la población. Permite obtener mayor conocimiento del contexto socioeconómico de la población así como sus necesidades energéticas generales.
- Estudios de los usuarios. Estos estudios se realizan con el fin de obtener conocimiento de los hábitos de consumo energético de los usuarios finales.
- Estudios técnicos. Tienen como objetivo conocer las unidades de producción y los generadores de energía existentes (generadores diesel,

molinos, etc), y referenciar la ubicación de infraestructuras significativas o mayores consumidores como colegios, centros de salud, pozos, o cualquier tipo de industria o comercio.

Al elaborar los estudios de caracterización, es conveniente, conocer la cantidad de habitantes de la población, clasificar la población en categorías (Por ejemplo en: Pequeña, Media, Grande) de acuerdo al número de habitantes, permite contar con una dimensión general que facilitará la posterior realización de las actividades, como determinar prioridades en los requerimientos, la cantidad de muestras en la obtención de información, optimizar recursos y extrapolar cualquier tipo de procedimiento o información dentro de un grupo de similares características. Este tipo de clasificación se puede aplicar a cualquier tipo de colectivos o agrupaciones para los que se planea dar solución energética, como ejemplo, se tiene que la Unidad de Planeación Minero Energética de Colombia [94], ha clasificado las zonas no interconectadas según su número de habitantes con los rangos presentados en la tabla 4.1, donde se muestra también el número de habitantes asumido para las estimación de necesidades energéticas para cada grupo.

	Grande	Mediana	Pequeña
Rango de población	>500	200-500	<200
Población por localidad (asumida)	1000	500	200
	Grande	Mediana	Pequeña
Rango de población	>500	200-500	<200
Población por localidad (asumida)	1000	500	200

Tabla.4.1. Clasificación de zonas aisladas en Colombia, según número de habitantes.

Se debe identificar información relacionada con criterios que permitan tener una idea de la viabilidad de desarrollar el proyecto. Los criterios principales que se deben definir son:

- *Distancia a la red pública.*

- *Fuentes energéticas existentes.*
- *Proyección de ampliación de la red.*

Criterios que evalúen el interés u oposición de la comunidad al proyecto, o temas de orden público que imposibiliten su desarrollo deben ser considerados, de esta manera se comienza a reducir el riesgo de éxito del proyecto asociado a los diferentes stakeholders involucrados.

Otros aspectos que deben ser identificados durante la caracterización de la zona son:

- *Principales Actividades Económicas:* Se lista las principales actividades económicas divididas en principal y secundarias, incluyendo el porcentaje de población que efectúa cada actividad en esta categoría [95].
- *Número de personas por vivienda:* Se cuantifica por categoría y de manera general, el número medio de residentes por vivienda; este dato será necesario para estimar las necesidades eléctricas.
- *Número medio de habitaciones por vivienda:* Como complemento a la información requerida en el punto anterior, es necesario incluir el número medio de habitaciones que tienen las viviendas, este dato es útil a la hora de estimar el consumo a nivel de iluminación (cantidad de bombillas por vivienda).
- *Tipo de material usado para la construcción de las viviendas:* Se debe identificar los principales materiales utilizados para su construcción (madera, cemento, barro, etc), un aspecto importante es el material de los techados de las viviendas. Esta identificación es necesaria a la hora de definir las futuras soluciones energéticas, siendo útil para determinar si es posible incluir elementos como paneles solares, generadores eólicos, u otro equipamiento eléctrico sobre la vivienda.

- *Tipos de energía existentes (usados actualmente):* Se debe identificar al mejor detalle las fuentes de energía para obtener iluminación o electricidad, como son lámparas de gas, de gasolina, de butano, velas, antorchas, pilas para radio transistores, baterías recargables, paneles solares, generadores diesel, etc. Como es conocido, la iluminación y la cocción de alimentos son las necesidades básicas de una comunidad que no posee energía, por lo que las fuentes energéticas asociadas a estas actividades deben ser identificadas en esta etapa.
- *Identificación de contaminación producida por las fuentes existentes:* Como se menciona en el punto anterior, para suplir necesidades de consumo energético, se suele utilizar diferentes fuentes que pueden llegar a ser altamente contaminantes impactando negativamente sobre el medio ambiente y en algunos casos directamente sobre la población. La identificación de los casos más críticos, como contaminación por humos, por disposición inadecuada de baterías de radio u otros electrodomésticos, o cualquier tipo de contaminación similar; ayudan a conocer los mayores impactos ambientales producidos por las fuentes existentes y los consecuentes beneficios que tendrá la microred que se implemente mediante un componente de fuentes limpias.
- *Identificación de los elementos de consumo eléctrico estimados por usuario:* Uno de los mayores objetivos de la obtención de información mediante el estudio de campo, es conocer de parte del usuario cuáles serán sus necesidades energéticas, para conseguir este objetivo, se debe definir cuál será el detalle estimado de cargas que presentará cuando cuente con el suministro eléctrico; estos se estimarán conociendo los que puedan tener a la fecha del estudio (lámparas, radios, etc) y los que piensan incluir luego.
- *Identificación de actividades a tecnificar mediante el suministro eléctrico y consumo asociado de los equipos involucrados:* se ha

mencionado la necesidad de conocer las principales actividades en la zona aislada. Uno de los grandes aportes de la implementación de una microred es la oportunidad de tecnificar actividades económicas, de esta manera, actividades como pesca, ebanistería, riego, etc, empezarán a tecnificarse y a representar un renglón interesante de crecimiento económico en la zona. Por esto es necesario identificar en la comunidad este tipo de actividades, las características y los encargados de llevarlas a cabo o los representantes de los colectivos, a estos últimos se les debe indagar sobre sus objetivos, y en algunos casos, será necesario asesorar proponiendo mejoras sobre la actividad; con esta interacción se deberá llegar a determinar cuáles serán los equipos que se pueden utilizar y los consumos asociados.

- *Información de horarios de consumo:* Es necesario conocer de parte de los usuarios cuál será el horario en que consideran utilizar los elementos que plantean conectar a suministro eléctrico.
- *Obtención de información referente al consumo de poblaciones electrificadas en las cercanías de la zona:* En caso de existir alguna población cercana a la zona no interconectada, que cuente con suministro eléctrico, se sugiere obtener información de las cargas y consumos que presenta según el tamaño de la vivienda; este tipo de datos nos da un patrón para ayudar a predecir el consumo de la zona en estudio.
- *Análisis de eficiencia energética:* Al definir con los usuarios su proyección de cargas, es conveniente conocer a que actividades van asociadas, en este punto se debe aplicar un análisis de eficiencia energética, lo que permitirá conocer si los elementos o equipos a utilizar son los más convenientes desde el punto de vista energético, se debe recomendar unos más eficientes en caso de que sea necesario. De igual manera para casos de actividades económicas a tecnificar es

conveniente asesorar sobre la tecnología o proceso que involucre menor consumo energético, esto puede reducir considerablemente los consumos y conllevar a una futura integración óptima de generación y demanda; cualquier otro aspecto de mejora en eficiencia energética que se pueda detectar bien sea a nivel de construcción de las viviendas o edificaciones, o en la operación deben ser considerado. Como ejemplo, se puede pensar en el simple hecho de sugerir utilizar en vez de una de 100w una bombilla ahorradora de 20w con similar flujo luminoso, para iluminar un salón, permite reducir el consumo en un 75%, lo que conlleva a un considerable impacto en las necesidades de generación eléctrica.

4.2 Cálculo de las necesidades energéticas.

La demanda de energía, impone gran parte de las características de la solución energética. De acuerdo con los datos obtenidos en los numerales anteriores, se deben plantear hipótesis de consumo de energía a nivel diario y mensual, para tal efecto se utiliza la proyección de cargas, que al ser combinadas con los horarios estimados para su uso, dan como resultado la curva de carga, curvas de carga de zonas similares pueden ayudar a proyectar el perfil de carga. El resultado final de esta etapa debe ser el perfil de carga de la zona aislada.

4.2.1 Estimación del consumo.

Como se ha planteado, al llegar a este paso, se debe haber definido para cada usuario (tanto para viviendas como para otro tipo de actividades como bombeo

iluminación pública, industrias etc), un listado de cargas con su horario de uso proyectado.

En primer lugar se deberá calcular la energía que el usuario necesitará diariamente. Para ello se deberá determinar la potencia de todos los aparatos de que constará la instalación, individualmente, junto con el tiempo medio de uso de cada uno de ellos. En caso de duda, tanto la potencia como el tiempo medio de uso se deberán redondear hacia arriba para dar un margen de diseño [96]. Posteriormente se procederá a calcular los consumos por unidad de tiempo.

La base es calcular consumo medio diario L_{md} (Wh). Este es el consumo producido en media en un día cualquiera, para calcularlo se deberá sumar los productos de la potencia nominal de cada elemento P_i (W), por el tiempo de uso diario t_{di} (h/día), es decir:

$$L_{md} = \sum P_i * t_i$$

Una vez obtenido este consumo, es posible calcular consumos como el medio mensual, el consumo total anual, y el medio anual.

4.2.2 Clasificación de los consumos totales según prioridad.

Se debe definir el nivel de prioridad que tendrá cada carga o grupo de cargas, lo que permite puede determinar cuáles y en qué orden se podría desconectar en caso de ser necesario adaptarse a la generación, estos niveles de prioridad permitirán hacer el diseño de la microred incluyendo mecanismos de gestión de la demanda. A nivel de diseño, es recomendable considerar dos o tres niveles de prioridad.

4.2.3 **Proyección de la curva de carga.**

Bien es sabido que para diseñar el sistema de generación un imput fundamental es la curva de carga o perfil de carga horario donde se represente en cada instante de tiempo cual será la demanda de la microred durante el día. Esta curva de carga estará basada en el cuadro de consumo, habrá que realizar una hipótesis de perfil según las tendencias planteadas por los usuarios considerando también la agregación de cargas de diferentes usuarios en cada instante de tiempo, aspectos como el alumbrado público suelen tener un peso importante en este perfil de carga.

Utilizar información como la curva de carga diaria de una población electrificada con similares características, es notablemente válido para definir la forma de la curva de carga de una zona aislada. Es posible también encontrar casos donde parte de la zona aislada esté electrificada con una fuente convencional (como equipos diesel), aquí sería conveniente conocer la curva de carga para esta parte de la población y extrapolarla al total de la zona.

En caso de ser una zona estacional habrá que buscar patrones que permitan predecir los cambios de consumo en los diferentes meses y obtener la curva estimada para cada uno; en algunos casos se suele utilizar el consumo del mes más crítico, sin embargo suele repercutir en sobre dimensionamiento y sobre costos del sistemas, al ser una consideración que se aleja de la realidad. Un ejemplo de curvas de carga típicas para diferentes tipos de usuarios, es presentado en la figura 4.2.

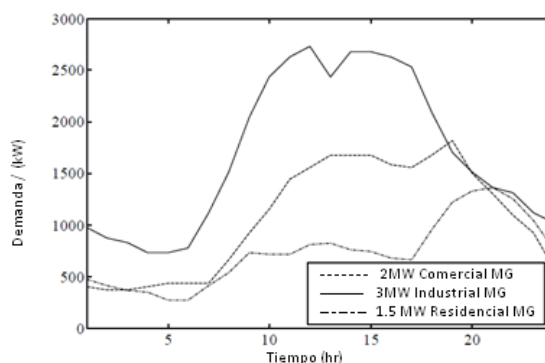


Fig.4.2. Perfiles de carga típicos de diferentes tipos de usuarios.

4.3 Determinación y caracterización del potencial energético renovable.

En este apartado se analiza las diferentes fuentes energéticas primarias requeridas por las tecnologías de generación posibles a considerar en la implementación de un sistema de suministro energético de generación distribuida, tras estos análisis, se podrá conocer cuáles presentan viabilidad de ser implementadas, estas serán preseleccionadas para ser consideradas en los diferentes escenarios a simular en la planificación de la microred.

En primera instancia, se analiza los diferentes tipos de recursos naturales a considerar en la zona aislada, que puedan ser usados para la generación de energía mediante el uso de sistemas de generación por energías renovables. Antes de entrar en los análisis detallados que aquí se plantean, es necesario hacer una preselección de menor detalle, con el objetivo de descartar tecnologías que definitivamente no puedan ser viables en la zona, así por ejemplo, en zonas desérticas u otras donde se carezca de recurso hídrico natural no se contemplará la opción de utilizar mini hidráulica, en zonas de alta pluviosidad y pocas horas de sol no se debe contemplar la energía solar, etc., de

esta manera se empezará a analizar detalladamente fuentes energéticas con una depuración previa.

Una vez preseleccionadas las fuentes viables, se pasa a analizar el potencial energético de manera detallada. Se ha encontrado que en las zonas aisladas los recursos que se encuentran en mayor proporción son el eólico, el solar, y la biomasa; por lo tanto, se presenta un análisis detallado sobre cómo determinar el potencial energético para cada una de estos tres tipos de fuentes.

4.3.1 Determinación del recurso Eólico.

Para estimar la capacidad de potencia del viento, es decir la máxima potencia que se puede extraer de una corriente de aire P , es posible usar la ecuación de Bernoulli con respecto al flujo de masa derivado de su energía cinética [97]:

$$P = \frac{dK_e}{dt} = \frac{1}{2} v^2 \frac{dm}{dt}$$

La tasa de flujo másico por segundo está dada por la derivada de la cantidad de masa dm/dt , del aire que se desplaza con velocidad v a través del área circular A barrida por las palas del rotor, para cualquier flujo medio de un fluido ($\bar{Q} = A\bar{v}$), el flujo de masa aguas arriba puede estar dado en términos del volumen del aire V como:

$$\frac{dm}{dt} = \rho \frac{dV}{dt} = \rho A \bar{v}$$

Donde $\rho = m/V$ es la densidad del aire en kg/m^3 (se toma como valor de referencia $1.2929 kg/m^3$ que corresponde a el valor a nivel del mar y a $0^\circ C$) y A es la superficie barrida por las aspas del rotor (m^2).

La potencia efectiva extraída del viento es la derivada del flujo de aire al alcanzar la turbina, v_1 , y la velocidad luego de atravesarla v_2 . Si se expresa la velocidad media \bar{v} del aire que atraviesa la turbina, en función de v_1 y v_2 , se obtiene:

$$\frac{dm}{dt} = \frac{\rho A(v_1 + v_2)}{2}$$

Por consiguiente existirá una diferencia en energía cinética dada por la velocidad del aire que llega y la del que deja la turbina. La potencia mecánica neta de la turbina estará entonces impuesta por esta diferencia de energía cinética, la que puede ser estimada como:

$$P = \frac{dKe}{dt} = \frac{1}{2}(v_1^2 - v_2^2) \frac{dm}{dt}$$

Combinando las ecuaciones se tiene.

$$P = \frac{1}{4} \rho A (v_1^2 - v_2^2) (v_1 + v_2)$$

Esta ecuación se puede expresar también como:

$$P = \frac{1}{4} \rho A v_1^3 \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2}\right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1}\right)$$

O bien:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p A v_1^3$$

Donde C_p se define como coeficiente de potencia o eficiencia del rotor, y es definido como la relación entre la potencia extraíble del viento y la potencia incidente.

$$C_p = \frac{\text{Potencia Extraíble}}{\text{Potencia Incidente}}$$

Del desarrollo expuesto para la obtención de (4.5), se deduce que el coeficiente de potencia puede expresarse como:

$$C_p = \frac{1}{2} \left(1 - \frac{v_2^2}{v_1^2} \right) \left(1 + \frac{v_2}{v_1} \right)$$

Si C_p es considerado una función de v_2/v_1 , el máximo de esta función puede ser obtenido para:

$$\frac{v_2}{v_1} = \frac{1}{3}$$

Para este valor corresponderá el C_p máximo:

$$C_p \text{máx} = \frac{16}{27} = 0.59259$$

Este valor es conocido como el límite de Betz, este límite viene dado por la incapacidad del rotor de convertir toda la energía cinética del viento en energía mecánica. Según Cucó [98], los valores típicos del coeficiente de potencia suelen estar comprendidos entre 0,35 y 0,45; las limitaciones constructivas de la máquina hacen que el valor práctico de C_p esté en el mejor de los casos en 0,5.

En algunos casos los fabricantes aportan la curva de C_p en función de la velocidad del viento; sin embargo, en la mayor parte de los casos el fabricante suministra la curva de potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento incidente, siendo esta útil cuando se desea calcular la producción en un

determinado emplazamiento. La figura 4.3 muestra la curva de potencia de un aerogenerador, se puede identificar una velocidad a la cual el aerogenerador empieza a entregar potencia (típicamente entre 3 y 5 m/s), una velocidad nominal a la cual el aerogenerador alcanza su potencia máxima (suele estar entre los 12 y 15 m/s), y una velocidad donde el aerogenerador deja de generar por seguridad, denominada velocidad de corte o de parada que suele situarse entre los 20 y 25m/s.

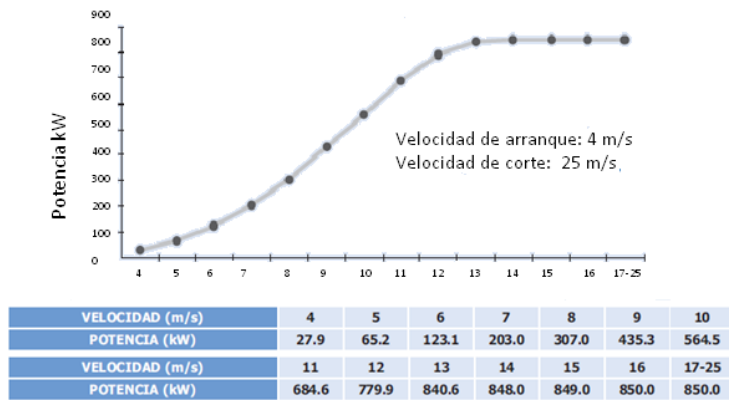


Fig.4.3. Curva de potencia del aerogenerador Gamesa G52 -850Kw. Cortesía Gamesa.

De acuerdo al análisis presentado, se puede concluir que la potencia generada por un aerogenerador depende de:

- La densidad del aire
- El área barrida por las palas del rotor eólico
- La velocidad del viento incidente.

La densidad del aire suele ser medida en campo. Para casos en los que no se pueda medir, es posible calcularla mediante la ecuación de los gases perfectos:

$$\rho = \frac{P}{R * T}$$

Donde

ρ = la densidad del viento en kg/m³;

P = la presión del aire (Pa o N/m²);

R = la constante específica de gas del aire (287 J/kg°K);

T = la temperatura del aire en grados Kelvin (°C+273).

Si la presión del sitio no está disponible, puede expresarse la expresión de la densidad del aire con la altura y la temperatura:

$$\rho = \rho_0 * e^{-\frac{z}{8435} - \frac{t - 15}{288}}$$

Donde ρ_0 es la densidad al nivel del mar cuyo valor es de 1.225 kg/m³, z es la altura en metros sobre el nivel del mar, y t la temperatura en grados centígrados.

El recurso eólico en un sitio puede ser descrito a grandes rasgos por la velocidad media del viento, pero la densidad de potencia disponible en el viento proporciona una indicación más correcta del potencial de energía eólica de un sitio, la densidad de potencia disponible en el viento expresa la energía eólica promedio sobre un metro cuadrado (W/m²), dos sitios con la misma velocidad promedio del viento pero con diferentes distribuciones pueden tener valores muy diferentes de densidad de potencia. La densidad de potencia disponible en el viento, se calcula con la siguiente ecuación:

$$WPD = \frac{1}{2n} \sum_{i=1}^n \rho * V_i^3$$

Donde

WPD = la densidad de potencia del viento en W/m²;

n = el número de registros en el intervalo utilizado para el promedio;

ρ = la densidad del viento (kg/m³) en una hora particular de observación;

V_i = la velocidad del viento (m/s) a la misma hora de observación.

Esta ecuación sólo debe utilizarse para registros individuales de medición (por hora, cada 10 minutos, etc.) y no para los registros promedio a largo plazo tales como el valor mensual o anual. Utilizar esta ecuación con promedios a largo plazo subestimarán la densidad de potencia disponible en el viento debido a que los promedios a largo plazo no incluirán la mayoría de los registros de más alta velocidad que calcularían con mayor precisión la densidad de potencia. Ellyoy y otros [99], en análisis realizados con el departamento de energía de USA en Oxaca-México, determinaron que los lugares con un recurso eólico anual promedio mayor de 400 W/m² o aproximadamente 7 m/s a 50 m por arriba del suelo son los mejores para aplicaciones a escala comercial; y que Las aplicaciones de electrificación rural o de poblaciones pequeñas, pueden ser viables con un recurso eólico mayor a 200 W/m², o aproximadamente 5.5 m/s a 50 m sobre el nivel del suelo.

Según se ha presentado, la producción de un generador eólico depende del cubo de la velocidad del viento incidente (como se reflejó en la figura 4.3). Por lo tanto, para determinar el potencial energético del recurso eólico en una zona, es de primordial importancia conocer el comportamiento de la velocidad del viento en esta.

La velocidad del viento se mide con anemómetros u otros instrumentos calibrados. La dirección del viento se mide con una veleta, la cual usualmente se localiza a la misma altura que el anemómetro. Las velocidades del viento pueden ser calculadas como un promedio o expresadas como un valor instantáneo. Generalmente se utilizan intervalos para promediar la velocidad del viento en los estudios de evaluación de recursos, la norma para programas de monitoreo de energía eólica sugiere periodos de 10 minutos, es común encontrarlos agrupados por hora, día o mes; y se sugiere planes de medida de dos años o uno como mínimo. Es importante conocer la altura de medición para una velocidad del viento dada, debido a la variación de la velocidad del viento con la altura. También es deseable conocer la exposición de un lugar en

particular a vientos dominantes debido a que los obstáculos cercanos, tales como árboles y edificios, pueden reducir la velocidad aparente del viento.

La distribución de la dirección del viento con frecuencia se puede representar mediante una rosa de los vientos (una gráfica de la frecuencia de ocurrencia por dirección). Las rosas de los vientos también pueden representar cantidades tales como la velocidad promedio, el porcentaje de potencia o la contribución energética disponible en cada dirección. La figura 4.4 presenta ejemplos de rosas de los vientos de frecuencia y de densidad de potencia, la figura 4.5 muestra una representación muy habitual en el sector de la energía eólica, que aporta en un mismo diagrama polar la información de las rosas de los vientos de frecuencia, y la de velocidad.

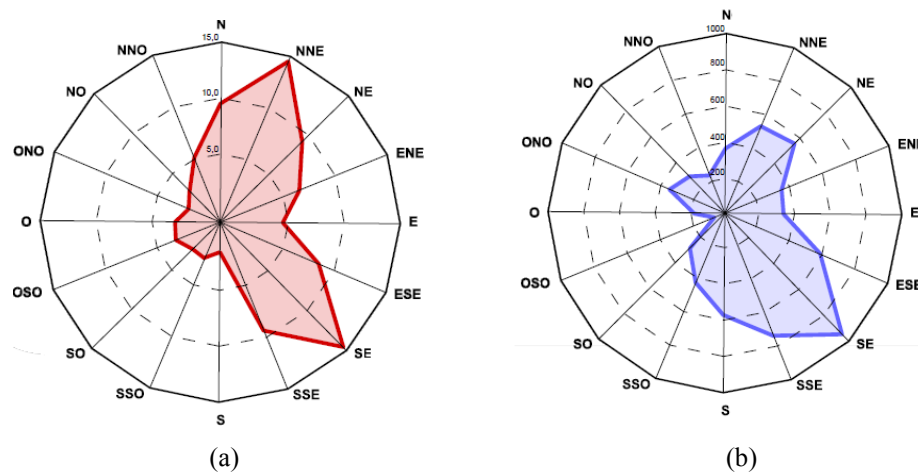


Fig.4.4. Rosas de los vientos (a) Frecuencia en % y (b) potencia en W/m^2 para un emplazamiento.

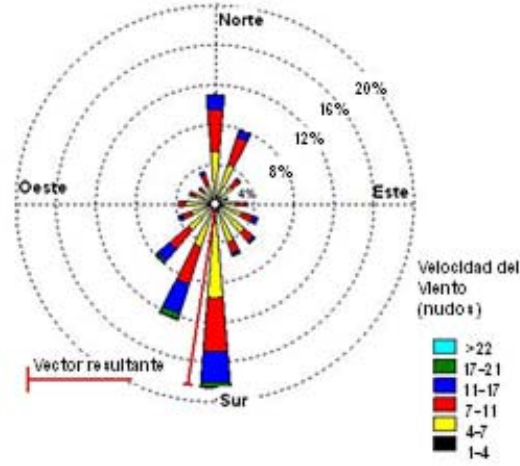


Fig.4.5. Rosa de los vientos de frecuencias y velocidades para un emplazamiento.

Otra representación que es muy útil a la hora de calcular el recurso eólico y la producción en un determinado emplazamiento, es la curva de distribución de velocidades, que representa el valor de la velocidad independientemente de su orientación, suele representarse en forma de barras, y muestra la frecuencia de aparición de cada velocidad para el período de tiempo definido (normalmente uno o más años). En la figura 4.6, se presenta una curva de velocidad extraída de [97].

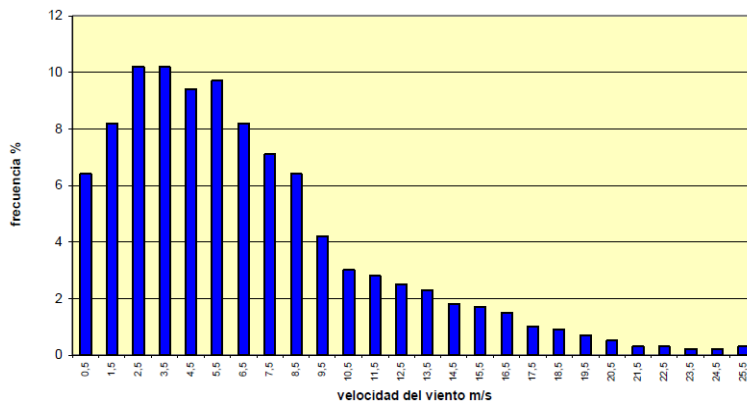


Fig.4.6. Curva de frecuencia de velocidades.

Esta representación permite la introducción de los modelos estadísticos más empleados en el modelamiento del recurso eólico, como lo son la distribución de Rayleigh y la de Weibull.

Se ha demostrado que la distribución de frecuencias de los vientos tiende a acercarse a una curva estadística denominada Weibull. La ley de distribución de densidad de probabilidad de Weibull se expresa por medio de la expresión:

$$f(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c}\right)^{k-1} * \exp \left[-\left(\frac{v}{c}\right)^k \right]$$

Donde, v es la velocidad del viento c , es el factor de escala, con dimensiones de velocidad, y k es el denominado factor de forma, adimensional, que caracteriza la asimetría de la distribución.

A partir de la distribución de velocidades medidas se puede obtener la velocidad media \bar{v} y la desviación típica σ , con estos dos valores es posible calcular el coeficiente k de la distribución de Weibull, mediante la expresión:

$$k = \left(\frac{\sigma}{\bar{v}}\right)^{-1.086}$$

Que es satisfactoria si $1 \leq k \leq 10$.

Una vez calculado k , es posible calcular c así:

$$c = \frac{\bar{v}}{\Gamma\left(1 + \frac{1}{k}\right)}$$

La gráfica de la figura 4.7, muestra cinco distribuciones de Weibull, que corresponden a diferentes valores de k , todas para un valor constante de $c = 6 \text{ m/s}$. Como se puede observar, los valores más bajos de k corresponden a distribuciones más amplias.

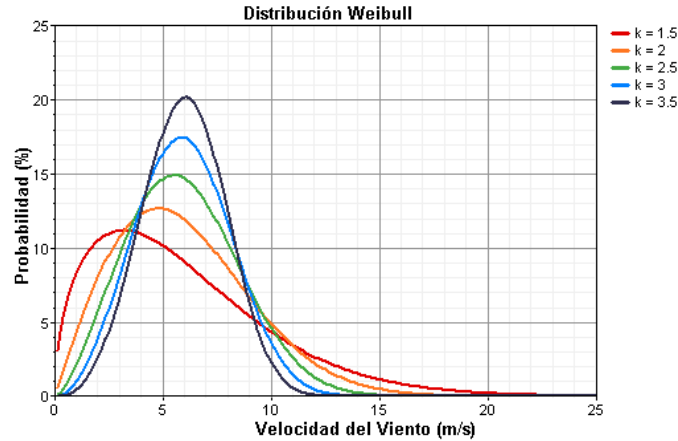


Fig.4.7. Curva de frecuencia de velocidades.

La distribución de Rayleigh corresponde a la distribución de Weibull para $k = 2$, esta distribución suele ser bastante utilizada como referencia para las normas o estándares internacionales [100].

Según [98], la distribución de Weibull permite reproducir la curva de distribución de velocidades a partir de las siguientes expresiones:

La probabilidad de que v esté comprendida entre 0 y v_x , es:

$$P(v \leq v_x) = \int_0^{v_x} f(v)dv = 1 - e^{-\left[\frac{v_x}{c}\right]^k}$$

La probabilidad de que v esté comprendida entre v_x y v_y , es:

$$P(v_x < v \leq v_y) = \int_{v_x}^{v_y} f(v)dv = e^{-\left[\frac{v_x}{c}\right]^k} - e^{-\left[\frac{v_y}{c}\right]^k}$$

La probabilidad de que v sea mayor que v_x , es:

$$P(v \geq v_x) = \int_{v_x}^{\infty} f(v)dv = e^{-\left[\frac{v_x}{c}\right]^k}$$

La reproducción de una distribución de Weibull aplicando las expresiones presentadas, representada sobre la correspondiente curva de velocidades obtenida por mediciones, se presenta en la figura 4.8.

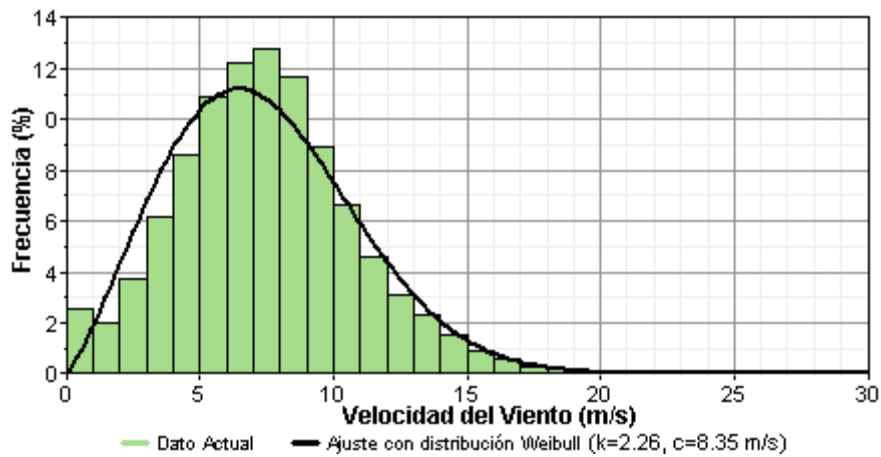


Fig.4.8. Ajuste de la distribución de Weibull a una curva de frecuencia de velocidades.

La velocidad media se puede calcular utilizando los valores de la curva de frecuencia de velocidades; se puede calcular la velocidad media multiplicando las velocidades por su frecuencia:

$$\bar{v} = \frac{\sum v_i}{N} = \sum v_i * f_i$$

La desviación típica se puede calcular como raíz cuadrada de la varianza.

$$\sigma^2 = \frac{\sum (v_i - \bar{v})^2}{N} = \sum (v_i - \bar{v})^2 * f_i$$
$$\sigma = \sqrt{\sigma^2} = \sqrt{\sum (v_i - \bar{v})^2 * f_i}$$

La producción energética de un aerogenerador se calcula aplicando la curva de potencia de la máquina elegida a la curva de distribución de velocidades del viento. Generalmente se calcula la producción para un período anual PA, que se puede definir de la siguiente manera.

$$PA = \int P(v) * f(v) dv$$

Donde $P(v)$ y $f(v)$ son la potencia y la frecuencia para una velocidad del viento (generalmente media horaria), obtenidas de la curva de potencia del fabricante

Considerando que los datos obtenidos son discretos, y que la distribución es realizada con base en valores horarios, se deberá multiplicar la frecuencia de la distribución por las 8760 horas de un año, así, la expresión a usar para la producción anual de n valores de velocidad, en función de la potencia que produce en un aerogenerador P_i y su frecuencia de ocurrencia f_i será:

$$PA = \sum_1^n P_i * f_i * 8760$$

Un aspecto que se debe analizar a la hora de definir un emplazamiento son las horas equivalentes (HE), que corresponden al número total de horas al año en las que con el aerogenerador a su potencia nominal P_N produciría la misma energía que en condiciones reales de funcionamiento, la producción de un aerogenerador se establece en función de las horas equivalentes como.

$$PA = P_N * HE$$

Si se conoce la producción anual entonces:

$$HE = \frac{PA}{P_N}$$

En el caso de parques eólicos, se suele requerir entre 2000 y 2200 horas equivalentes, como mínimo para su viabilidad.

Para tener mayor información sobre la eficiencia del emplazamiento se debe calcular el factor de capacidad, este es el cociente entre la operación anual real y la que se obtendría a potencia nominal, se calcula así:

$$F_u = \frac{P_N * HE}{P_N * 8760} = \frac{HE}{8760}$$

El F_u se suele dar en porcentaje, y los valores aceptables serán aquellos que estén por encima del 20%.

Para obtener la potencia neta de generación de un sistema eólico, se debe aplicar un coeficiente de 0,8 que refleja las pérdidas globales del 20%, que en sistemas aislados incluye pérdidas en conductores, en el regulador, en la batería y en el inversor. Para el caso de parques eólicos se considera el mismo valor de pérdidas debido a sombras entre alineaciones, sombras entre turbinas de una misma alineación, pérdidas por disponibilidad, por transformación y transporte, por mantenimiento de la subestación, por cortes de suministro y por ajuste a la curva de potencia, debido a que el sistema al estar en funcionamiento los valores de generación tienden a ser ligeramente inferiores a los definidos por el fabricante. La herramienta informática más empleada para los cálculos de producción eólica es el WASP, Wind Atlas System Program, creado por el instituto danés RISO. LA herramienta HOMER permite el cálculo de producción y el diseño de sistemas aislados que incorporan generadores eólicos, incluye dentro de sus cálculos el modelamiento por Weibull, mediante la

inclusión de los datos de la velocidad media mensual, de igual manera permite la inclusión de las curvas de los aerogeneradores y de la carga.

4.3.2 Determinación del recurso Fotovoltaico.

La arquitectura de una instalación solar para una zona aislada se presenta en la figura 4.9, y consiste de manera general en un campo de módulos solares, el regulador de carga, las baterías, y el inversor DC-AC para las cargas en corriente alterna.

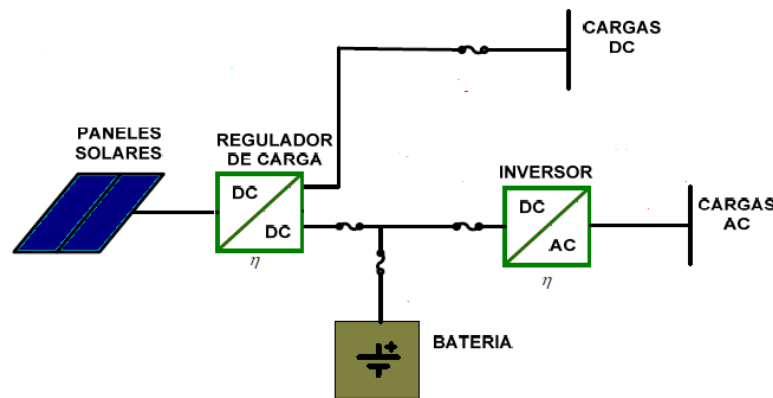


Fig.4.9. Arquitectura de una instalación fotovoltaica aislada

La producción solar depende de la radiación solar en el emplazamiento. Para cuantificar la radiación solar que incide en una superficie, se define la *irradiancia*, que es la densidad de potencia incidente en una superficie, o la energía incidente por unidad de superficie, y se mide en kW/m^2 . Otro concepto utilizado es el de *irradiación*, esta es la energía incidente por unidad de superficie y a lo largo de un cierto período de tiempo; se mide en kWh/m^2 [101].

La radiación sobre superficie está compuesta por la *radiación directa*, y la *radiación difusa*. [102]. La radiación directa (B_{dm}) es la radiación recibida desde el sol, sin que sufra desviación alguna en su camino a través de la

atmósfera. La radiación difusa D_{dm} es la radiación solar que sufre cambios en su dirección, principalmente debidos a la reflexión y difusión en la atmósfera. Por lo tanto la radiación global G_{dm} , será dada por:

$$G_{dm} = B_{dm} + D_{dm}$$

La figura 4.10 muestra una tabla del valor medio mensual de la irradiación diaria directa B_{dm} , difusa D_{dm} y la componente global G_{dm} por m^2 de superficie horizontal, las curvas de radiación anual y en la parte inferior la trayectoria solar diaria que refleja la irradiación en un día de Junio, para la ciudad de Almería - España. Tomada de la base de datos del software FV-Expert desarrollado por el centro de estudios de la energía Solar de España CENSOLAR.

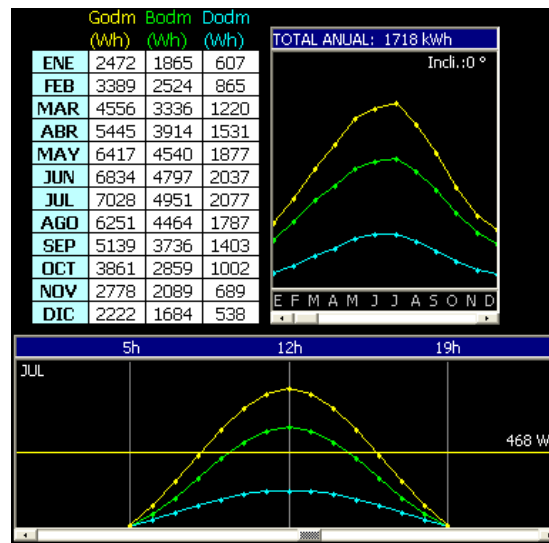


Fig.4.10. Radiación en la Ciudad de Almería España en superficie horizontal. Superior izquierda, valor medio mensual de irradiación (Wh) total, directa y difusa. Superior derecha, curva de irradiación anual. Inferior, curva de radiación solar diaria.

La radiación sobre una instalación fotovoltaica, tendrá un tercer componente que es el *albedo*, compuesto de la radiación directa y difusa, que es reflejada por el suelo u otras superficies próximas.

La radiación recibida sobre un campo de paneles solares depende de su orientación e inclinación, ángulos α y β respectivamente, en figura 4.11.

El azimut (α), define los grados de desviación respecto a la orientación sur. La orientación óptima α_{opt} del campo solar depende del hemisferio donde se desee ubicar la instalación, en el hemisferio norte se debe orientar hacia el sur, y en el sur la orientación debe ser hacia el norte. La desviación respecto al azimut óptimo producirá pérdidas, algunos autores [103] plantean que se puede estimar un 0,2% de pérdidas por grado de desviación respecto a α_{opt} .

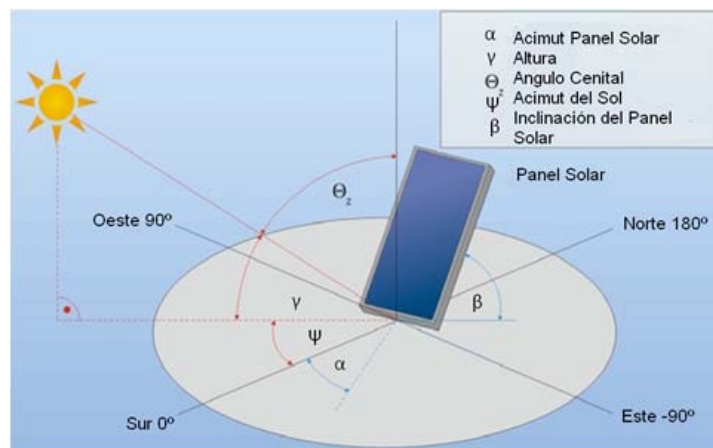


Fig.4.11. Ángulos sobre una superficie receptora de radiación solar.

La inclinación (β) define los grados de la superficie (campo solar) con respecto a la horizontal. La inclinación óptima de los módulos de una instalación solar, depende de la latitud, y del objetivo de la instalación, en instalaciones aisladas, el diseño se hace de forma que se garantice la energía en los meses menos favorables, estos corresponderán a los meses de invierno, tal como se puede

observar en la figura 4.9; en instalaciones conectadas a red se busca la máxima producción anual.

Gran parte de los programas de cálculo de instalaciones solares fotovoltaicas parten de la radiación solar en el plano horizontal para estimar el aporte solar de una instalación, esta información se puede obtener consultando bases de datos meteorológicas, como las generadas por las entidades meteorológicas de cada país, o internacionales como la de la NASA, RETSCREEN, etc. En otros casos, sin embargo, es necesario conocer la radiación incidente sobre un plano con orientación $\alpha=0$. La tabla 4.1 muestra el valor medio de radiación diaria incidente en kWh/m² en cada mes y para diversas inclinaciones sobre un plano inclinado orientado al sur, para la ciudad de Castellón-España (latitud norte), las dos últimas columnas indican la radiación anual y la radiación de los seis meses más fríos. Revisando los valores de la tabla 4.1, se puede concluir que el β óptimo para esta latitud es de 55° si se desea favorecer los meses de invierno, y 35° si se desea favorecer la producción anual.

Gdm($\alpha=0,\beta$). Castellón - España. Latitud 39,98°

α	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	R. Anual	Invierno
20	3,22	3,67	5,06	5,44	6,03	6,64	6,61	6,08	5,22	4,50	3,22	3,08	1763,06	684,17
25	3,44	3,83	5,17	5,44	5,94	6,47	6,47	6,06	5,31	4,67	3,42	3,31	1786,11	716,39
30	3,64	3,97	5,25	5,42	5,83	6,31	6,33	5,97	5,33	4,81	3,58	3,50	1799,17	744,17
35	3,81	4,08	5,31	5,36	5,67	6,08	6,14	5,89	5,36	4,94	3,72	3,69	1801,94	767,50
40	3,94	4,17	5,33	5,28	5,50	5,86	5,92	5,75	5,33	5,03	3,86	3,86	1794,72	785,83
45	4,08	4,25	5,33	5,17	5,31	5,61	5,67	5,58	5,28	5,08	3,94	3,97	1777,50	799,44
50	4,17	4,28	5,31	5,00	5,06	5,31	5,39	5,39	5,19	5,11	4,03	4,08	1750,00	807,78
55	4,22	4,28	5,22	4,83	4,81	5,00	5,11	5,17	5,08	5,11	4,08	4,17	1713,06	811,11
60	4,28	4,28	5,11	4,64	4,53	4,69	4,78	4,92	4,94	5,06	4,11	4,22	1666,67	809,44
65	4,28	4,22	4,97	4,42	4,25	4,33	4,44	4,64	4,78	5,00	4,08	4,25	1611,11	802,50
70	4,25	4,17	4,83	4,17	3,94	3,97	4,11	4,36	4,58	4,89	4,06	4,25	1546,94	790,83

Tabla. 4.2. Radiación solar sobre superficies de diferente inclinación orientadas al sur.

Fuente: Agencia Valenciana de la Energía AVEN.

Los datos de radiación sobre superficie de la tabla 4.1 son denominados también horas de sol pico (HSP). El número de HSP suele ser utilizado como criterio para definir la viabilidad de la implementación de la fotovoltaica en un determinado emplazamiento.

La potencia máxima presentada por el fabricante para un módulo solar P_{MAX} , es la potencia en su punto máximo de potencia P_{MP} , es decir en su punto óptimo de trabajo dentro de la curva I-V, bajo unas condiciones estándar de medida (CEM), los valores de voltaje y corriente para el punto óptimo varían de acuerdo con la radiación incidente, por lo que es necesario que el inversor ofrezca seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT) para obtener un desempeño más eficiente del campo solar. Ver figura 4.12.

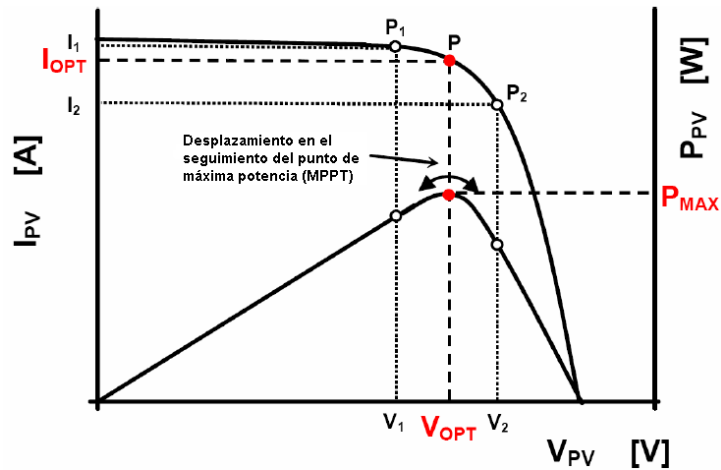


Fig.4.12. Punto de máxima potencia de un panel solar, representado en las curvas I-V, y P-V.

Las condiciones estándar de medida, son condiciones de irradiancia y temperatura en la célula solar, utilizadas como referencia para caracterizar células, módulos y generadores fotovoltaicos y definidas del modo siguiente:

- Irradiancia (G_{CEM}): 1 kW/m²
- Temperatura de célula: 25 °C
- Masa de Aire: AM 1,5.

La masa de aire es una medida de la distancia que recorre la radiación a través de la atmósfera, y varía en función del ángulo de incidencia θ , comprendido

entre el rayo vector del sol y la vertical del lugar (Ver figura 4.10), según la forma siguiente.

$$AM = \frac{1}{\cos\theta}$$

El factor de rendimiento de una instalación es conocido con el término en inglés Performance Ratio (*PR*), éste factor considera las pérdidas en la eficiencia energética global de la instalación, debido a:

- La temperatura.
- El cableado.
- Las pérdidas por dispersión de parámetros y suciedad.
- Las pérdidas por seguimiento del punto de máxima potencia.
- La eficiencia energética, η_{rb} de otros elementos en operación como el regulador, batería, etc.
- La eficiencia energética del inversor, η_{inv} .
- Otros (imprevistos, fallos, mantenimiento, etc).

Este parámetro suele tomar para instalaciones aisladas valores típicos en sistemas con inversor, $PR \cong 0,7$ y, con inversor y batería, $PR \cong 0,6$, siendo estos los recomendados para cálculo en la normativa española [101]. Dentro del programa Alemán de los 1000 tejados, las instalaciones presentaron *PR* entre 0,475 y 0.81.

Para efectos de cálculo aproximado se puede utilizar un performance medio anual, sin embargo, para efectos de diseño lo conveniente es utilizar un performance ratio mensual, ya que el valor del PR varía según las condiciones de cada mes, tal como se presenta en la figura 4.13, que corresponde al

performance ratio calculado por el software PVSyst para una instalación fotovoltaica.

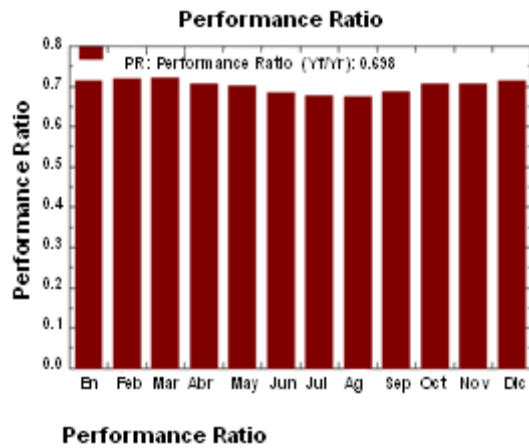


Fig 4.13. Performance Ratio mensual de una instalación fotovoltaica con inversor. Simulación en software PV Syst

Finalmente, según las definiciones presentadas, de manera general, la energía producida por un campo solar E_p se calcula con la ecuación:

$$E_p = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR}{G_{CEM}}$$

Donde:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$ es la radiación sobre el campo solar en kWh/m^2 .
- P_{mp} es la potencia máxima generada por el campo.
- PR es el rendimiento de la instalación.
- G_{CEM} es la irradiancia en condiciones estándar de medida. Su valor es 1Kwh/m^2 .

Por lo tanto, la energía producida en un mes en kWh, será igual a:

$$E_{p,mes} = \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR_{mes} * n_d}{G_{CEM}}$$

Donde n_d es el número de días del mes.

Así, la energía anual producida por una instalación fotovoltaica será:

$$E_{p,año} = \sum_{m=1}^{12} \frac{G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR_{mes} * n_{días}}{G_{CEM}}$$

Y la potencia mínima a instalar en un campo solar de una instalación fotovoltaica para una zona aislada, conociendo la energía requerida para las cargas L_D , estará dada por:

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

De acuerdo con los criterios presentados, se debe considerar el recurso $G_{dm}(\alpha, \beta)$, del mes más desfavorable para efectos de diseño.

Existen software de reconocida solvencia como el PvSyst y el HOMER que permiten realizar los cálculos de producción energética, para sistemas fotovoltaicos, basándose en la radiación de la zona que guardan en su base de datos u obtienen directamente de otras bases internacionales.

4.3.3 Determinación del recurso de la biomasa.

Partiendo de la definición de biomasa, como el conjunto de materiales orgánicos generados a partir de la fotosíntesis o bien evolucionados en la cadena biológica. La conversión de biomasa a energía (llamada también bioenergía) involucra un amplio rango de tipos y fuentes de biomasa, técnicas

de conversión, aplicaciones del usuario final, y requerimientos de infraestructura. A nivel energético, la biomasa puede ser convertida en dos productos principales, generación de energía eléctrica/calorífica, y combustibles para transporte. En concordancia con el objetivo de esta tesis, los aspectos estudiados son los relacionados con la producción de energía eléctrica/calorífica.

Los principales métodos o procesos de tratamiento de la biomasa para su transformación en energía pueden clasificarse globalmente en dos grandes grupos:

- Procesos termoquímicos o de vía seca.
- Procesos bioquímicos o de vía húmeda.

Los procesos termoquímicos de conversión, se basan en someter a la biomasa a altas temperaturas, y pueden subdividirse en tres amplias categorías, dependiendo de que el calentamiento se lleve a cabo con exceso de aire (*combustión*), en presencia de cantidades limitadas de aire (*gasificación*), o en ausencia completa del mismo (*pirolisis*). Los materiales más idóneos para su conversión termoquímica son los de bajo contenido en humedad y alto en lignocelulosa, tales como madera, paja, etc. Este tipo de procesos son bastante utilizados para la producción de energía eléctrica y calorífica, siendo alternativas interesantes para las zonas aisladas.

La biomasa con alto grado de humedad puede transformarse mediante procesos bioquímicos por fermentación alcohólica, o por digestión anaerobia en etanol o metano respectivamente. Actualmente, las técnicas más desarrolladas son la fermentación de materiales azucarados celulósicos o amiláceos para la producción de etanol y, por otro lado, la digestión anaerobia de biomasa con alto contenido en celulosa (residuos agrícolas, ganaderos, industriales y urbanos, plantas acuáticas, etc.) para la generación de metano [104]. La figura

4.14 muestra un esquema general que permite identificar los procesos de transformación de biomasa en energía.

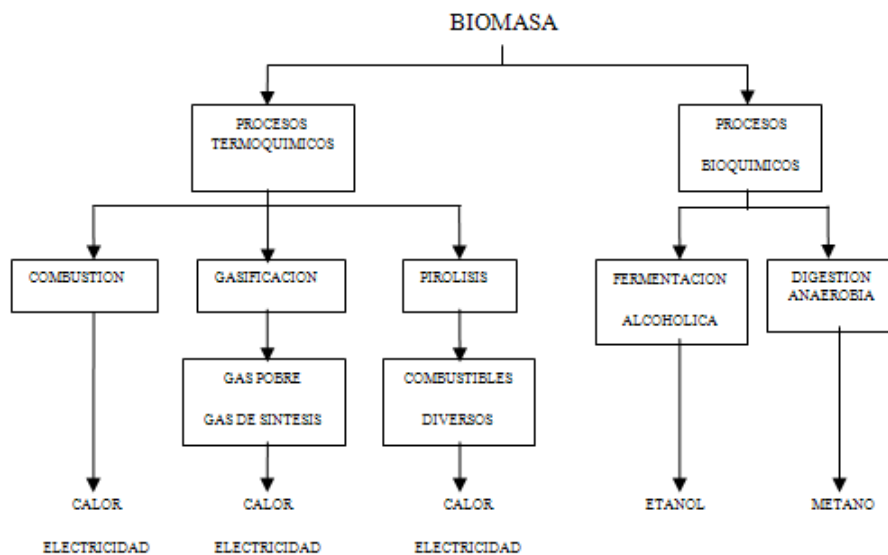


Fig. 4.14. Principales procesos de transformación de biomasa en energía

En contraste con la fermentación alcohólica, que utiliza como sustratos productos de alto valor económico que sirven para la alimentación humana o del ganado, la digestión anaerobia emplea materias primas de escaso valor, aspecto que le hace interesante en la producción de energía para zonas aisladas.

La extracción mecánica (con esterificación) es la tercera tecnología para producir energía a partir de la biomasa, por medio de esta se produce el biodiesel. Los recursos de biomasa se pueden agrupar en: residuos madereros, generados por industrias que obtienen productos a base de la madera; cultivos energéticos, tales como cultivos y árboles dedicados a la producción de energía; residuos agrícolas, generados por cosechas, agro-industrias y granjas animales; y residuos sólidos urbanos, procedentes de la basura de una población. Dadas las características de las zonas aisladas, merece prestar especial atención a los

residuos agro-industriales, para la producción energética, especialmente en el caso de las zonas aisladas de países en vía de desarrollo, donde normalmente se realiza actividades agrícolas cuyos residuos pueden ser aprovechados. En todo caso, la biomasa debe ser cosechada/recolectada, transportada y posiblemente almacenada para ser procesada de acuerdo a la tecnología usada para la conversión y producción de energía [105].

4.3.3.1 **Caracterización de la biomasa**

Caracterizar la biomasa permite definir el tipo de biomasa viable para el proceso de conversión energética que se plantea utilizar, o bien, identificar el proceso más adecuado para aprovechar el tipo de biomasa con el que se cuenta. Las principales propiedades inherentes a la biomasa, que permiten caracterizarla a fin de un subsecuente procesamiento como fuente de energía [106] son:

- *Contenido de humedad:* Se presenta en dos formas, la humedad intrínseca o contenido de humedad del material sin la influencia de efectos del estado del tiempo, y la humedad extrínseca que considera influencia de las condiciones del tiempo prevalecientes durante la cosecha. En términos prácticos, el contenido extrínseco de humedad es el que concierne; sin embargo, la humedad intrínseca se le utiliza para dar los valores típicos de los tipos de biomasa. La biomasa más indicada para la biodigestión es la biomasa con mayor contenido de humedad. En el caso de la gasificación, la humedad del producto debe estar por debajo del 10-15%, para conseguirlo se suele aplicar procesos de secado previo.
- *Poder calorífico:* Es la expresión del contenido de energía del material, comúnmente medido en términos de energía por unidad de masa o volumen; por lo tanto se da en MJ/kg para sólidos, MJ/l para líquidos, o MJ/Nm³ para gases. Puede ser expresado de forma global, por medio del calor específico superior o HHV (sigla del término anglosajón High

Heat Value), o de forma neta por el poder calorífico inferior LHV (sigla del término anglosajón low heating value). El HHV es el contenido total de energía liberada cuando el combustible arde en presencia de aire, incluyendo el calor latente contenido en el agua, representando el máximo monto de energía potencialmente recuperable de una fuente dada de biomasa. En términos prácticos, el calor latente contenido en el agua no puede ser usado efectivamente, por lo que el LHV es el valor apropiado a usar para cuantificar la energía disponible en un combustible. El poder calorífico, y el rendimiento de una cosecha se suele dar en base a toneladas de materia seca tms (o dmt según el término anglosajón dry matter tonnes), el cual asume cero contenido de humedad.

- *Proporciones de carbón fijo y sólidos volátiles*: El contenido de sólidos volátiles (SV) o materia volátil, de un combustible sólido, es esa porción liberada como gas (incluyendo humedad) por calentamiento (a 950°C por 7min). El contenido de carbón fijo (FC) o sólidos fijos (SF), es la masa permanente luego de la liberación de volátiles, excluyendo el contenido de cenizas y humedad. La importancia de los contenidos de SV y los FC radica en que proveen una medida de la facilidad con que la biomasa puede ser iniciada y subsecuentemente gasificada, u oxidada, dependiendo de la forma en que la biomasa va a ser utilizada como fuente energética. El efecto producido por la variación en los ratios de O:C y H:C, se muestra en el diagrama de Van Krevelen de la figura 4.15; la comparación de biocombustibles, con combustibles fósiles tales como carbón, muestra claramente que la más alta proporción de oxígeno e hidrógeno, comparada con carbón, reduce el valor energético de un combustible, debido a la más baja energía contenida en las uniones de carbón-oxígeno y carbón-hidrógeno que en los enlaces de carbón-carbón.

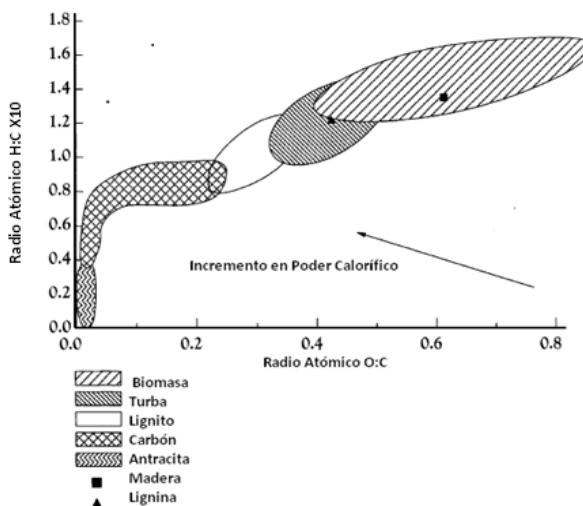


Fig. 4.15. Diagrama de Van Krevelen para varios combustibles sólidos.

- Contenido de cenizas del residuo producido por la biomasa:* La descomposición química de la biomasa, bien sea por medio de procesos químicos o bioquímicos, produce un residuo sólido. Cuando es producido por combustión en presencia de aire, este residuo sólido es llamado ceniza, y forma un parámetro de medida estándar para combustibles sólidos y líquidos. El contenido de cenizas de la biomasa afecta los costos de manipulación y procesamiento globales, para la producción de energía. Durante la conversión bioquímica, el porcentaje de residuo sólido será mayor que el contenido de cenizas formado durante la combustión de ese material. Dependiendo de la magnitud del contenido de cenizas, la energía del combustible es reducida proporcionalmente. En un proceso de conversión termoquímico, la composición química de las cenizas puede presentar significativos problemas operacionales.
- Contenido de metales alcalinos:* El contenido de metales alcalinos de la biomasa, como Na, K, Mg, P, y Ca, es especialmente importante para cualquier proceso de conversión termoquímico. La reacción de

metales alcalinos con sílice presente en las cenizas produce una materia pegajosa y grumos que pueden llevar a bloquear el flujo de aire en los hornos y calderas de la planta. Es de anotar que a pesar de que el contenido intrínseco de sílice en la biomasa sea bajo, la contaminación del suelo durante la cosecha puede aumentarlo considerablemente.

- *Radio celulosa/lignito*: La proporción de celulosa y lignito en la biomasa son importantes únicamente en procesos de conversión bioquímica. La biodegradabilidad de la celulosa es mayor que la del lignito, por lo tanto la conversión global será mayor para plantas con material que presente alto contenido de celulosa que para plantas con alto contenido de lignito. siendo este un factor determinante para la selección de especies de plantas para procesamiento bioquímico.

Para procesos de conversión de biomasa de materia seca, las primeras cinco propiedades son de interés para los procesos termoquímicos (un ejemplo de los valores de estas propiedades para algunos materiales de biomasa se presenta en la tabla 4.3), mientras para procesos de conversión de biomasa húmeda conciernen las propiedades primera y última.

Material	Contenido de humedad (%H ₂ O)	HHV (MJ/kg)	Contenido de FC (%)	Contenido de MV (%)	Contenido de Ceniza (%)	Contenido de Metales Alcalinos (como Óxidos de Na y K) (%)
Pino Danés	8.0	21.2	19.0	71.6	1.6	4.8
Sauce	60	20.0	-	-	1.6	15.8
Álamo	45	18.5	-	-	2.1	16
Cereal-paja	6	17.3	10.7	79.0	4.3	11.8
Bagazo	45-50	19.4	-	-	3.5	4.4
Carbón Bituminoso	8-12	26-2	57	35	8	-

Tabla. 4.3 Caracterización de la biomasa para procesos de conversión de materia seca.

La biomasa se caracteriza mediante pruebas de laboratorio, sin embargo, para tener una aproximación de las características de un determinado material, se puede consultar bases de datos, como la reconocida base de datos de biomasa y residuos PHYLLYS elaborada por el centro de investigación energética de Holanda ERC. La figura 4.16 muestra un ejemplo de la caracterización de un material obtenida en esta base de datos.

Proximate analysis (wt. %)			Ultimate analysis (wt. %)			Elemental analysis (mg/kg sample (dry))											
	dry	daf	ar	dry	daf	ar	Al	- ND	Fe	- ND	Pb	24 Msr					
Ash	20.4		13.5	C	40.2	50.5	26.6	Msr	As	6.8	Msr	Hg	0.1	Msr	Sb	0.5	Msr
Water			33.9	H	4.42	5.6	2.9	Msr	B	- ND	K	- ND	Se	- ND			
Volatiles	64	80.4	42.3	O	34.4	43.2	22.7	Cal	Ba	- ND	Mg	- ND	Si	- ND			
				N	0.45	0.57	0.3	Msr	Ca	- ND	Mn	319	Msr	Sn	0.9	Lim	
Calorific value (kJ/kg)				S	0.08	0.1	0.05	Msr	Cd	1.5	Lim	Mo	- ND	Sr	- ND		
	dry	daf	ar	Cl	0.064	0.081	0.043	Msr	Co	6	Msr	Na	- ND	Te	2.4	Lim	
HHV	16800	21106	11105	F	0.002	0.002	0.001	Msr	Cr	92	Msr	Ni	27	Msr	Ti	- ND	
LHV	15840	19899	9642	Br	-	-	-	ND	Cu	21	Msr	P	- ND	V	23	Msr	
HHV _{Milne}	15124	19001	9997	Total:	100	100	100							Zn	69	Msr	

Fig 4.16. Captura de información presentada por la base de datos PHYLLIS.

4.3.3.2 Identificación y cuantificación de la biomasa disponible con su potencial energético.

Para determinar la biomasa con la que se cuenta para la producción energética, por medio de residuos agrícolas, se debe estimar la cantidad residuo disponible anualmente en la zona.

Cultivo	Coefficiente Anual de Residuos Y_n (t/ha)
Arroz ,	7.53
Trigo,	4.8
Cebada,	1.99
Avena ,	1.50
Alfalfa,	2.00
Maíz	15.00
Cereal Genérico,	2.00
Bosques Forestales, ,	1.00
Monte Bajo,	0.00
Genéricos,	0.5
Naranja dulce,	4.00
Uva de mesa,	2.50
Uva de vino,	2.50
Árbol de Olivo	2.50
Árbol de Mandarina	4.00
Árbol de Limón	4.00
Árbol de Manzana	4.00
Árbol de Pera	4.00
Árbol de Albaricoque	1.24
Árbol de Cereza	1.93
Árbol de Melocotón	3.72
Árbol de Almendra	1.74
Arboles Genéricos	3.00

Tabla. 4.4. Coeficiente anual de residuos para varios tipos de cultivo.

Se calcula primero el *potencial teórico de biomasa*, que es definido como la producción anual total de residuos de producción agrícola o forestal en la zona.

El potencial teórico de biomasa B_n de una cosecha depende del área cultivada A_n dada en hectáreas, del coeficiente de rendimiento de residuos Y_n de la cosecha que consiste en el número de toneladas de residuo producidas por hectárea cultivada dado en t/ha por año; los coeficientes de producción de residuos para los cultivos más comunes están disponibles en la literatura [107-109] (la tabla 4.4 muestra los coeficientes de residuos para 23 especies de

cultivos ubicados en la Comunidad Valencia-España). El potencial teórico de biomasa para una cosecha estará dado por:

$$B_n = A_n * Y_n$$

Si se cuenta con n cosechas en una zona, se tiene que el potencia teórico total de biomasa será.

$$B_{th} = \sum_n B_n$$

El valor calculado se denomina potencial teórico, debido que es imposible de recolectar el 100% del recurso para destinarlo a producción energética [110]. Esto debido a que el proceso de recolección se puede ver afectado por factores como la técnica de recolección, accesibilidad o factores estacionales, entre otros, lo que implica una eficiencia en recolección f_r que corresponde al porcentaje del total que es posible recolectar. Por otro lado, es posible que parte de la biomasa se requiera usos alternativos como producción de fuego, alimento para ganado, etc., lo que implica que se dispone de un porcentaje a_n de la biomasa recolectada en la cosecha. Así, el potencial disponible de biomasa B_{AV} en toneladas, de una cosecha estará dado por:

$$B_{AV} = f_r * \sum_n B_n * a_n$$

De acuerdo con las definiciones presentadas, la energía disponible de la biomasa dependerá de su poder calorífico inferior LHV , determinado en su caracterización, así, la energía disponible por la biomasa de una zona con n cosechas, E_{AV} en MJ, se determina por la expresión:

$$E_{AV} = f_r * \sum_n B_n * a_n * LHV_n$$

Si se desea tener un coeficiente de energía disponible por hectárea, CE_{AV} en MJ/ha, basta dividir por el número de hectáreas de la zona cultivada A_z , obteniendo:

$$CE_{AV} = \frac{f_r * \sum_n B_n * a_n * LHV_n}{A_z}$$

4.3.3.3 Cuantificación de la producción energética.

En este paso, es donde se cuantifica las eficiencias de los procesos de conversión de la biomasa en subproductos (gas, vapor, etc) y la aplicación de estos en energía útil (electricidad y calor), obteniendo así la producción energética del proceso global.

En primer lugar, se debe determinar la eficiencia del proceso de conversión η_c , esta dependerá del proceso, y del subproducto utilizado para la producción energética, según se ha presentado, para la producción energética, el subproducto más común es el gas (gas de síntesis o syngas), en el caso de los procesos termoquímicos, si se conoce el poder calorífico de la biomasa LHV_{Biom} , el volumen de gas producido por kg de biomasa, V_{gas} y el poder calorífico del gas LHV_{Gas} , se puede calcular la eficiencia como:

$$\eta_c = \frac{V_{gas} * LHV_{Gas}}{LHV_{Biom} * 1Kg}$$

Según los valores presentados por algunos autores [111-112], para el caso de conversión de biomasa mediante gasificación y pirolisis, la eficiencia de conversión suele estar entre un 60% y un 80%.

El poder calorífico del gas de síntesis producido mediante gasificación depende del tipo de agente de gasificación presentando el siguiente rango de valores [111]:

- Poder calorífico Bajo 4-6MJ/Nm³ usando aire y vapor/aire
- Poder Calorífico Medio 12/18MJ/Nm³ usando oxígeno y vapor

- Poder calorífico Alto 40MJ/Nm³ usando hidrógeno

Para el caso de producción de electricidad, será necesario aplicar la eficiencia de conversión eléctrica de la tecnología η_e (motores de combustión interna, turbinas, etc). De esta manera la energía obtenida aplicando el proceso de conversión será:

$$E_c = \left(f_r * \sum_n A_n * Y_n * a_n * LHV_n \right) * \eta_c$$

Finalmente se obtiene que para el aprovechamiento de biomasa de residuos agrícolas, para la producción de electricidad, usando procesos termoquímicos la energía eléctrica producida se puede calcular mediante:

$$E_{ef} = \left(f_r * \sum_n A_n * Y_n * a_n * LHV_n \right) * \eta_c * \eta_e$$

Se puede utilizar también la eficiencia global del proceso de conversión de biomasa a energía eléctrica, η_T calculada como:

$$\eta_T = \eta_c * \eta_e$$

Di Blasi y otros [113] sugieren que en gasificación, se puede trabajar, para efectos de cálculo aproximado, con eficiencias medias de $\eta_c = 0.7$, y $\eta_e = 0.3$, lo que resultaría en una eficiencia global $\eta_T = 0.21$, siendo este una buena aproximación, si se compara con el 21.2% obtenido por Hollingdale [114] y al 20% que se sugiere utilizar en [116].

Aplicando el desarrollo presentado, se tiene, según datos de Warren [115], que para cultivos de corta rotación como el álamo, se puede usar un poder calorífico promedio LHV de 18 MJ/kg; si se genera a una tasa nominal, y se aplica un η_T de 21%, se tiene que 1Kg de astillas de madera producirá aproximadamente 1kW de energía eléctrica, es decir una relación:

$$1Kg \cong 1Kwh(e)$$

Con un rendimiento de 15 tms/ha por año (con base a 3 cosechas anuales), aplicando la relación deducida, 1tms producirá 1Mwh(e), por lo que la producción eléctrica para 1ha de este tipo de cultivos estaría en el orden de 15Mw(e)/año. Asumiendo una operación anual del 95%, y un generador con motor de combustión interna de 100kW(e) se requeriría cerca de 55 ha para conseguir la producción de biomasa requerida, en caso de usar un generador de 1Mw se requerirían cerca de 550ha, lo que sugiere la necesidad de considerables extensiones de terreno para producciones modestas de energía, esto debido especialmente a la baja eficiencia global (del orden de 20%). Usando procesos de combustión de alta eficiencia, como turbinas de vapor multipaso, la eficiencia global puede alcanzar valores de 35-40%, por lo que se reduciría el terreno requerido para 1Mw a 210-310ha.

Cabe mencionar, que los cultivos o las fuentes de biomasa deben estar cerca del lugar de generación, y debe evaluarse la disponibilidad de vías, costo, tiempo y logística para su recolección y transporte al sitio de acopio para su consumo.

4.4 Análisis de la posible utilización de fuentes convencionales.

Desde el punto de vista medioambiental, lo ideal es obtener un sistema de generación que cuente únicamente con energías renovables. Sin embargo, pasando al campo técnico-económico, merece mencionar que dependiendo de los recursos naturales con que se cuente para tal fin, y recordando que las fuentes renovables son en su mayor parte intermitentes, suele ser necesario considerar energías convencionales para que el mix energético ofrezca la estabilidad y calidad de energía necesaria, así como la viabilidad económica esperada. El elemento más común a considerar en este tipo de mix energético es

el generador diesel, gracias a su eficiencia, sus costos asociados y su estabilidad en generación, así como la respuesta para el control de frecuencia.

Por lo tanto, se deberá considerar la posibilidad de usar generadores convencionales en los posibles escenarios que se planteen para la conformación del mix energético. Este análisis debe considerar los costos asociados, y la facilidad de conseguir y transportar los combustibles (gasóleo y gasolina), que son la energía primaria para este tipo de sistemas de generación.

4.5 Preselección de fuentes energéticas con posible viabilidad.

Como resultado de los dos numerales anteriores se debe elaborar un listado de las fuentes energéticas encontradas viables, preferiblemente rankeadas según se haya observado su viabilidad, dando un primer lugar a las renovables y un segundo a las convencionales.

4.6 Determinación de costes asociados a las fuentes preseleccionadas y al almacenamiento.

Para poder evaluar la combinación más viable en el mix energético, será necesario haber definido los costos asociados a cada una de las fuentes consideradas como viables, así como a los posibles sistemas de almacenamiento. En esta instancia se considera para cada tipo de fuente tres tipos de costo:

- *Costos de Implementación:* Son todos los costos en los que se incurrirá para la adquisición, montaje y puesta en marcha del sistema de generación.

- *Costos de Operación:* Son los costos asociados a la operación en del sistema, en general serán costos de combustibles y costos de mantenimiento.
- *Costos de Sustitución:* Corresponde a los costos que implica la sustitución de un elemento de generación energética una vez a cumplido su vida útil, generalmente los costos de sustitución son menores a los costos de reemplazo, ya que no incluyen emplazamientos, estructuras y demás accesorios que tendrán una duración considerablemente mayor a la del elemento a reemplazar. Como ejemplo se puede mencionar el cambio de un módulo fotovoltaico, su costo de sustitución no incluirá la estructura.

4.7 Selección del sistema con el mix energético de generación óptimo.

Esta etapa, es la que mayor complejidad presenta dentro de la metodología, y en general dentro de cualquier proceso de determinación de suministro energético por medio de microgrids, ya que aquí se debe tomar la decisión de seleccionar la configuración de suministro energético más viable considerando tanto el aspecto técnico como el económico.

El procedimiento para llegar a este mix óptimo, consiste en conocer la respuesta técnico-económica de diferentes configuraciones generación-almacenamiento de las unidades que se han preseleccionado para aprovechar las fuentes de mayor potencial energético en la zona, identificar las más óptimas, y contemplar diferentes escenarios para hallar la más adecuada aún frente a la presumible desviación de determinadas variables. Para conseguirlo, se debe aplicar los procesos de simulado, optimización y análisis de sensibilidad.

Es imprescindible considerar todos los aspectos recopilados como la curva de carga, las fuentes energéticas con posible viabilidad, los costos asociados a las mismas, inclusive aspectos como la prioridad de cargas y la posible *gestión de la demanda* mediante el conocimiento de las cargas aplazables detectadas.

4.7.1 **Simulado de posibles configuraciones para el sistema.**

Para el dimensionado de los elementos de generación que se pueden utilizar, el punto de partida será un sondeo del mercado para seleccionar una serie de unidades de generación y almacenamiento según las capacidades existentes comercialmente (paneles solares, generadores eólicos, generadores diesel, gasificadores de biomasa, baterías, etc.) para cada una de las fuentes energéticas preseleccionadas como viables a implementar en la zona, tanto renovables como convencionales, considerando como criterio, que estas unidades de generación y almacenamiento puedan suplir solas o combinadas con otras el total de la carga, en otras palabras el orden de magnitud en potencia como en autonomía a seleccionar estará dado por la curva de carga prevista; se asume que no es aconsejable plantear para las unidades de generación valores notablemente mayores en potencia a la potencia máxima presentada en dicha curva (sobre dimensionamiento excesivo).

Una vez planteadas las posibles dimensiones de las unidades de producción y almacenamiento, se plantea la estrategia de operación o de despacho de la microred y se procede a la *simulación*, el proceso de simulación determina una configuración particular del sistema, es decir una combinación de unidades de generación y almacenamiento de tamaños específicos, y una estrategia de operación que defina la interacción de estos componentes, podría comportarse en una condición dada sobre el tiempo de vida estimado para el proyecto [116].

Bajo esta definición, los propósitos esenciales del proceso de simulación son dos:

- Determinar qué configuraciones son técnicamente viables, tales corresponderán a las que puedan suplir la demanda horaria, satisfaciendo cualquier constante o limitación propuesta por el usuario, estas últimas pueden ser la fracción mínima de la demanda total permitida, el consumo de combustibles, la proporción de potencia generada por fuentes renovables, la contaminación emitida, etc.
- Estimar el costo de ciclo de vida del proyecto, este es el resultante de instalar y operar el sistema durante el tiempo de vida del proyecto.

4.7.2 Optimización.

En la simulación se analizan las configuraciones con viabilidad técnica. En la *optimización* se busca encontrar cuál de estas configuraciones es la más óptima, de esta manera es un análisis depurado que no considera las configuraciones viables técnicamente; esto involucra decidir sobre el mix de componentes que el sistema podría contener, el tamaño o cantidad de cada componente, con la estrategia de despacho que el sistema debería adoptar. Usualmente [116, 117], considera el aspecto económico de la microred para la realización de este diseño; esto es realizado mediante la minimización el costo del proyecto durante su tiempo de vida, es decir del Costo Presente Neto (acrónimo en inglés NPC), que corresponde al opuesto del conocido Valor Presente Neto (VPN) es decir lo único de lo diferencia con el VPN es el signo, el NPC incluye todos los costos e ingresos que ocurren dentro del tiempo de vida del proyecto, con los futuros flujos de caja descontados al presente. El NPC calculado de incluir los costos iniciales de los componentes del sistema, el costo de cualquier reemplazo en el sistema que ocurra en el tiempo de vida del proyecto, los costos de mantenimiento y combustible, y en caso de microredes conectadas a red (que no son el caso de esta tesis), incluirá los costos de compra de energía a la red; cualquier ingreso por venta de energía será descontado del NPC, esto último es

especialmente orientado al caso en que los usuarios finales paguen por su consumo de energía. Bailey y otros [118] en su publicación sobre planificación de sistemas aislados con participación de renovables coinciden en que el NPC debe incluir costos iniciales, costos asociados a reemplazo de componentes, mantenimiento y otros costos misceláneos. El NPC se puede calcular usando la siguiente expresión planteada por Su y otros en [119]:

$$NPC = C_0 + \frac{C_1}{1+r} + \frac{C_2}{1+r} + \frac{C_3}{1+r} + \dots + \frac{C_n}{1+r} = C_0 + \sum_{n=1}^t \frac{C_n}{(1+r)^n}$$

Donde C_n es el costo total anual en cualquier período; r es la tasa de interés y n es el tiempo de vida del proyecto.

Las energías renovables y no renovables tienen típicamente diferentes características respecto al costo. Las fuentes renovables tienden a presentar altos costos de capital inicial y bajos costos de operación, mientras las fuentes convencionales no renovables tienden a presentar bajo capital inicial y altos costos de operación. En los procesos de optimización se debe comparar frecuentemente los aspectos económicos de un amplio rango de configuraciones de sistema, comprendiendo la variación de montos de las fuentes de energía renovable y no renovable. Para ser equitativas, tales comparaciones deben tener en cuenta tanto los costos de capital como los de operación.

Finalmente el proceso de optimización nos debe entregar un ranking de las configuraciones viables de acuerdo a su costo presente neto, encabezado por la que menor NPC presente siendo esta la configuración óptima del sistema; un ejemplo de este tipo de ranking generado por la herramienta HOMER se muestra en la figura 4.17 se puede decir que la configuración óptima será la que satisfaga la demanda de acuerdo a las variables o limitaciones presentadas por el usuario al menor costo presente neto. Sin embargo, los resultados de un proceso de optimización de este tipo, deben ser analizados por el modelador, quien debe decidir dentro del ranking cuál es la configuración óptima. Esto, considerando como ejemplo que los resultados de la optimización basada en el NPC, pueden

mostrar que una configuración del sistema con un NPC significativamente más alto que la configuración “óptima”, tiene un mejor desempeño al evitar descargas profundas y extendidas del banco de baterías, lo cual puede acortar sustancialmente la vida de las baterías. Este es un detalle que va más allá del procedimiento de análisis de optimización basado en NPC, pero que el diseñador puede tener en consideración a la hora de tomar la decisión final.

Otra forma de evaluar la configuración óptima es mediante el Costo Nivelado de Energía (acrónimo en inglés LCE), este corresponde al costo medio por kilovatio hora de electricidad producido por el sistema. Es decir, es el cociente entre el costo total del sistema dividido entre la energía total producida, Lambert y otros [116], usan la siguiente expresión para el cálculo del LCE dentro de la herramienta HOMER:

	PV (kW)	AIR	T-105	Initial Capital	Operating Cost (\$/yr)	Total NPC	COE (\$/kWh)	Ren. Frac.	Capacity Shortage
	0.05	1	2	\$ 1,860	58	\$ 2,520	0.608	1.00	0.01
		1	4	\$ 1,720	79	\$ 2,625	0.628	1.00	0.00
	0.10	1	2	\$ 2,260	56	\$ 2,899	0.694	1.00	0.00
	0.05	1	4	\$ 2,120	77	\$ 3,003	0.717	1.00	0.00
		1	6	\$ 1,980	98	\$ 3,107	0.742	1.00	0.00
	0.30		4	\$ 2,920	27	\$ 3,234	0.772	1.00	0.00
	0.15	1	2	\$ 2,660	54	\$ 3,277	0.783	1.00	0.00
	0.35		2	\$ 3,060	25	\$ 3,348	0.815	1.00	0.02
	0.10	1	4	\$ 2,520	75	\$ 3,381	0.808	1.00	0.00
	0.05	1	6	\$ 2,380	96	\$ 3,485	0.832	1.00	0.00
		1	8	\$ 2,240	118	\$ 3,589	0.857	1.00	0.00
	0.35		4	\$ 3,320	25	\$ 3,612	0.863	1.00	0.00
	0.20	1	2	\$ 3,060	52	\$ 3,655	0.873	1.00	0.00

Fig.4.17. Ranking de optimización realizada por el software HOMER, tomando como referencia el NPC.

$$COE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{prim} + E_{def} + E_{grid,sales}}$$

Donde $C_{ann,tot}$ es el costo anualizado total, E_{prim} y E_{def} son las cantidades totales de cargas primarias y aplazables respectivamente, en el sistema por año,

y $E_{grid,sales}$ son las cantidades de energía vendidas a la red por año.. El denominador en esta ecuación es una expresión de las cantidades totales y de energía útil que el sistema produce por año. El costo nivelado de energía es por consiguiente el costo por kW/h de la energía eléctrica útil producida por el sistema.

Koutroulis y otros [120], presentan una publicación acerca de optimización económica de sistemas híbridos conformados por fotovoltaica, eólica y baterías, mediante Algoritmos Genéticos. Shaahid y Elhadidy [121] usan el software HOMER para la optimización económica (minimización del NPC) de un sistema de fotovoltaica, diesel y sistema de baterías para suplir energía a un centro comercial localizado en Dhahran (Arabia Saudita). Ashok [122] presenta un método para optimización de sistemas híbridos incluyendo energía mini hidráulica, en esta publicación se usa el LCE para evaluar la posible combinación de componentes, el sistema es implementado en India. Yang y otros [123, 124] presenta un método para la optimización de sistemas híbridos con baterías, en el cual se minimiza el LCE. La optimización se lleva a cabo probando combinación de componentes, y aspectos como la altura de la torre eólica, la orientación de los módulos solares, la potencia nominal de la turbina eólica y la capacidad del banco de baterías. Diaf y otros [125], presentan una aplicación de sistemas híbridos, eólico, solar, baterías en Corsica Francia que minimiza el LCE. Dalton y otros [126] llevaron a cabo la optimización de una microred en Australia, en base a la minimización del NPC por medio de la herramienta HOMER. Otras simulaciones para obtener el sistema óptimo, fueron realizadas usando los software HOMER and HYBIDS [127], en esta publicación se muestra una comparación de los resultados obtenidos por ambos programas.

4.7.3 Análisis de sensibilidad.

El proceso de optimización llega a la configuración óptima, para un escenario que implica serie de inputs y consideraciones específicas. Sin embargo, el escenario analizado puede variar, puesto que consideraciones como el precio del combustible para los generadores, la velocidad del viento, las tasas de interés etc; son sensibles a fluctuar en el tiempo y que implican un riesgo al proyecto.

Por este motivo, es necesario realizar un análisis de sensibilidad, que consiste en efectuar varios procesos de optimización, modificando los valores de las variables sensibles de tal manera que se pueda determinar que configuración de unidades de generación y almacenamiento es óptima bajo cada condición, de esta manera se controla la incertidumbre y se reduce el riesgo en el proyecto.

- En primera instancia, se deben identificar las variables sensibles, es decir sobre las cuales se tenga mayor incertidumbre y que por lo tanto puedan desviar sus valores. Este tipo de variables suelen estar relacionadas con los precios de los combustibles (fósiles o biomasa) para los equipos de generación, con casos donde se asumen valores, como por ejemplo en la definición de la carga, o en el caso de energías renovables, cuando no ha sido posible obtener mediciones directas de los recursos, y se utilizan otras fuentes, como estaciones satelitales, u otras bases de datos.
- Una vez identificadas las variables sensibles, se debe plantear el rango en el cual pueden moverse sus valores, para realizar comparaciones pareadas entre estas, y definir sistema óptimo para cada combinación de variables. Plasmar los valores obtenidos en un diagrama de sensibilidad será la manera apropiada de llegar a una conclusión (figura 4.18). Dada la complejidad para obtener este tipo diagrama, se sugiere el uso de herramientas que realicen esta función.

- Finalmente, se analiza el diagrama de sensibilidad que compara las soluciones óptimas, para diferentes valores de las variables. Este análisis consiste, especialmente, en determinar cuáles son las configuraciones más estables, especialmente considerando el rango en el que se espera operar la microred.

De esta manera, es el planificador quien selecciona el sistema a implementar, de acuerdo a los criterios de evaluación, y no el software como tal.

La figura 4.18 muestra un ejemplo de análisis de sensibilidad, donde se considera una variación del precio del diesel entre 0.2 y 1.0 \$/litro, y una variación del viento entre 4.0 y 7.0 m/s. Se puede observar que el sistema dominante es el compuesto por eólica, diesel y baterías, sin embargo se debe hacer consideraciones, seleccionando la solución más óptima para los escenarios con mayor probabilidad de presentarse en la zona.

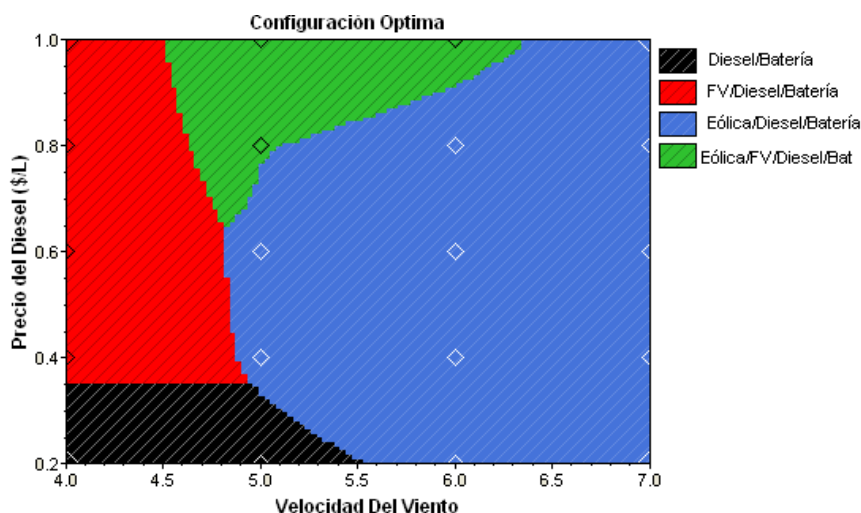


Fig.4.18. Análisis de sensibilidad realizado usando software HOMER.

Cada combinación de valores de variables sensibles define un caso distinto de sensibilidad, por ejemplo, si se consideran en un sistema híbrido generador

eólico-diesel seis valores diferentes para el precio del diesel y cuatro valores para la velocidad media del viento, se define 24 casos diferentes de sensibilidad.

Así, el fin principal del análisis de sensibilidad es permitir al planificador determinar qué tecnologías, o combinaciones de tecnologías son óptimas bajo diferentes condiciones. Por ejemplo un diseñador puede usar análisis de sensibilidad para responder interrogantes como: ¿cuánta inversión adicional requiero para aumentar del 50% al 100% el porcentaje de energía producida por energías renovables?, y otros que le permitan afinar la planificación, haciéndola más precisa y fiable.

4.8 Conclusiones.

En este capítulo se han planteado las características específicas referentes a la planificación de sistemas que operan de manera aislada y descentralizada y que les hacen diferir de la planificación convencional de sistemas de generación centralizada, dentro de las que sobresalen una relación entre el nivel de fiabilidad de suministro - costo del sistema mucho más pronunciadas, y un mayor impacto de la forma de la curva de demanda sobre el dimensionamiento del sistema.

Se define también, la influencia de aspectos como el monto de energía que se espera desde los recursos renovables, de acuerdo a características intrínsecas a estas fuentes, como intermitencia y difícil predicción, que implican una mayor habilidad del sistema de mantener un balance de potencia entre generación y consumo. De igual manera se plantea la importancia de considerar aspectos socio-económicos.

Los aspectos mencionados, se han involucrado en una propuesta de metodología para la planificación y operación del suministro energético en

zonas aisladas. En el esquema macro de la metodología, se determinó tres etapas generales que le dieran el orden adecuado:

- Caracterización e identificación y cuantificación de necesidades energéticas de los usuarios.
- Identificación y caracterización del potencial energético renovable y requerimientos de apoyo con energías convencionales.
- Determinación del mix energético óptimo.

Estos puntos que resumen la metodología, dan respuesta a los aspectos fundamentales mencionados. El primero implica conocer las características y obtener suficiente información de la zona, como tamaño de la población, características de las viviendas, actividades desarrolladas, fuentes energéticas existentes, y necesidades energéticas; para obtener como resultado la curva de carga. Posteriormente se ha propuesto hacer un análisis del potencial energético en la zona, dando prioridad a las energías renovables, y tomando como segunda opción las fuentes convencionales a las que se puede acceder para contrarrestar la intermitencia de este tipo de las renovables; luego de conocer a profundidad los detalles referentes al potencial energético, se ha planteado proceder a realizar un análisis de costos para cada fuente. Finalmente, con las características detalladas de cada fuente de generación a considerar, se propone la selección del mix energético óptimo, usando un software de apoyo.

Se ha determinado que la manera apropiada de llegar a una solución óptima y refinada en la planificación del mix energético, es mediante la aplicación de tres pasos, que son la simulación, optimización y análisis de sensibilidad.

4.9 Aportaciones capítulo.

La metodología desarrollada en este documento, contribuye a la transición del sistema de planificación convencional, que ha venido basándose en la planificación energética centralizada (CEP), que ignora las necesidades energéticas de las áreas rurales, pasa por alto los factores socioeconómicos y medioambientales de la región, y conduce a la contaminación ambiental mediante el uso de los combustibles fósiles y la tala de bosques. De manera opuesta, la metodología de planificación que esta tesis plantea, se encamina a la planificación descentralizada de energía, por lo que va en vía del aprovechamiento óptimo de los recursos, ya que al aplicarse de manera regional, considera la diversidad de tipos de recursos y demandas presentadas, buscando determinar la solución más ajustada a las necesidades de la región, el aporte medioambiental que realiza es también relevante, ya que presta especial interés a la incorporación de fuentes renovables en la solución de suministro energético.

Dentro de la bibliografía consultada, no se encontró una metodología que dé respuesta a los aspectos técnicos, económicos y sociales que se involucran en la planificación y operación de zonas aisladas, con el fin de conseguir un sistema óptimo que responda a las necesidades de los usuarios.

Por lo tanto, al desarrollar una metodología que abarque el amplio detalle que aquí se incluye, especialmente en lo referente al acople de la caracterización de la demanda, con la identificación del potencial energético. Se aporta un procedimiento que puede ser ampliamente aprovechado por los planificadores de soluciones para zonas aisladas, con una gran probabilidad de éxito.

El valor de la aportación que se brinda, en lo referente a la selección del sistema de suministro óptimo, se sustenta en la suficiencia de criterios objetivos y cuantificables, a la hora de la selección del mix que conforma la mencionada

solución. Tales criterios han sido descritos y respaldados por los análisis técnicos que se deben efectuar para evaluar el potencial energético de las fuentes de energías que se desarrollan.

CAPÍTULO 5

PROPUESTA DE PROCEDIMIENTO DE IMPLANTACIÓN DE LA SOLUCIÓN ENERGÉTICA

El presente capítulo tiene como fin presentar una propuesta para conseguir un adecuado aprovechamiento del recurso energético, que complemente al proceso de planificación del suministro para una zona no interconectada. Esta propuesta considera la necesidad de adaptar esta generación a la demanda, lo que implica la realización de una estrategia de control y operación basada en la demanda. Se plantea también una actuación sobre la demanda para obtener un considerable impacto en la eficiencia global del sistema, difiriendo así de los sistemas convencionales.

La elaboración de esta propuesta deberá estar orientada hacia las actividades que presenten mayor influencia sobre la demanda total de la zona, estas habrán sido identificadas mediante la aplicación de la metodología de planificación y operación, ya que cada zona aislada involucra unas características particulares.

Se presenta la importancia de aplicar sistemas de respuesta a la demanda, para conseguir una explotación óptima de los recursos en sistemas energéticos. De esta manera se ha realizado un análisis de la implementación de dos conceptos fundamentales como son la *Agregación* en sistemas de suministro eléctrico, y la *Gestión de la Demanda*, específicamente orientada a los sistemas de suministro energético de zonas aisladas. La utilización de estos mecanismos de respuesta a la demanda, ayudará a encajar con mayor exactitud, la explotación del sistema a la generación disponible, en un modelo óptimo. Una vez analizadas las actividades más impactantes sobre el consumo, se encontró que en la zona de estudio, los sistemas de refrigeración son elementos claves en la explotación de

la microred, y presentan un alto potencial de aporte en el proceso de gestión de la demanda, para demostrar la viabilidad de utilizar estos elementos en la estrategia de respuesta a la demanda, se sugiere el uso de la herramienta de simulación energética TRNSYS.

El resultado es una estrategia clave para el aprovechamiento del suministro, y el diseño una microred para operar de acuerdo a esta estrategia.

5.1 Determinación de la estrategia de despacho.

Las decisiones más críticas en la operación de una microred están relacionadas con la gestión del mix energético, considerando tanto la generación y el almacenamiento, como la demanda. Esto implica decidir para cada instante de tiempo, que generadores deberían operar, y a qué nivel de potencia, cuando cargar o descargar baterías o cualquier otro elemento de almacenamiento para adaptarse a la demanda. La figura 5.1 muestra la estrategia de despacho para una microred simulada en el software Microgrid Central Controller (MGCC).

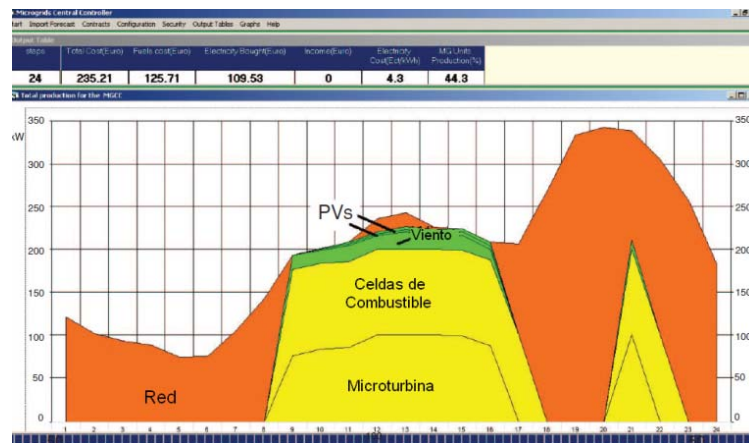


Fig 5.1. Pantalla de análisis de despacho de recursos presentado por el software de microredes MGCC.

Algunos conceptos claves deben ser introducidos antes de desarrollar una estrategia de despacho; en primera instancia, es necesario determinar si un recurso de generación cuenta con capacidad de despacho o no, definir la fiabilidad esperada y la reserva de operación. A continuación se presenta una discusión sobre estos conceptos, para luego presentar las estrategias de despacho que se pueden aplicar en una microred.

5.1.1 Generadores despachables y no despachables.

En términos de control de flujo de potencia dentro de una microred, una unidad de generación puede ser despachable o no despachable. La salida de potencia de un microgenerador despachable puede ser controlada externamente, a través de puntos de operación provistos por un sistema de control. Una fuente despachable puede ser de rápida actuación, o de respuesta lenta [128]. Un ejemplo de una unidad de generación despachable es el mostrado en la figura 5.2, este utiliza un motor de combustión interna como su fuente de energía primaria. Este tipo de generadores generalmente cuentan con un control de gobierno para ajustar la velocidad en base al flujo de combustible. El regulador automático de voltaje controla el voltaje interno del generador síncrono. De esta manera, el control de gobierno y el regulador de voltaje, controlan las salidas de potencia activa y reactiva con base en la estrategia de despacho.

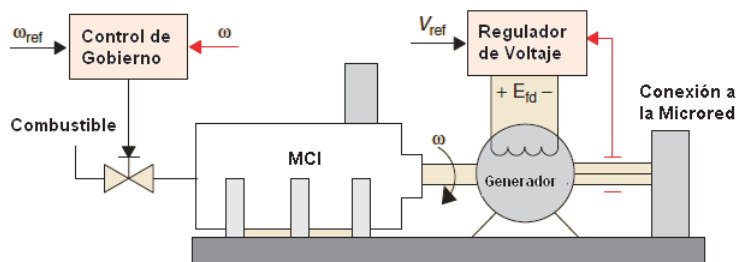


Fig 5.2. Generador basado en Motor de Combustión Interna como unidad despachable.

En contraste, la salida de potencia de un microgenerador no despachable es normalmente controlada con base en la condición de operación óptima de su fuente de energía primaria, por ejemplo, un generador eólico es operado con base en el concepto de seguimiento de la máxima potencia, con el fin de extraer la máxima potencia del régimen de viento. Así la potencia entregada por la unidad varía de acuerdo con las condiciones de viento. Las unidades de microgeneración que se basan en energías renovables son frecuentemente unidades que carecen de capacidad de despacho. Para maximizar la salida de una fuente de microgeneración basada en energía renovable, normalmente se aplica una estrategia basada en el seguimiento del punto máximo de potencia (Siglas en inglés MPPT), con el fin de entregar la máxima potencia bajo unas condiciones viables.

La figura 5.3 muestra tres arquitecturas comunes de unidades conectadas a través de interfaz electrónica. La primera (a) consiste en un generador fotovoltaico no despachable, para el cual el campo fotovoltaico a través del sistema inversor que sirve de interfaz, es conectado a la microred. En el segundo caso (b) se ha adicionado un banco de baterías para almacenar energía, convirtiendo el sistema de (a) en un sistema despachable, este tipo de configuración es válida para hacer despachable un sistema eólico. La tercera arquitectura (c) muestra un generador diesel complementado con una unidad de almacenamiento capacitivo. El generador es una fuente despachable de actuación lenta acoplada a la microred a través de un sistema de conversión ac-dc-ac. Se ha adicionado una unidad de almacenamiento capacitivo acoplado a través de un conversor dc-dc para proveer flujos de potencia de corta duración durante los intervalos de arranque y/o aceleración/deceleración del generador.

Una característica sobresaliente de un generador electrónicamente acoplado es su inherente capacidad para rápida respuesta dinámica a través de su interface convertidora. Otra característica es la capacidad de la interface convertidora de limitar la contribución de corriente de cortocircuito a menos del 200% de la

corriente nominal, prácticamente previniendo la contribución de corriente en fallos. Los convertidores de control rápido pueden ser aprovechados para contribuir en el control de frecuencia de la microrred. Otra característica del tipo de arquitecturas de la figura 5.3 es que provee algún grado de desacople eléctrico entre la fuente primaria de energía y el sistema de distribución, así las interacciones dinámicas entre los dos sistemas son frecuentemente menos severas comparadas con el caso de una unidad convencional.

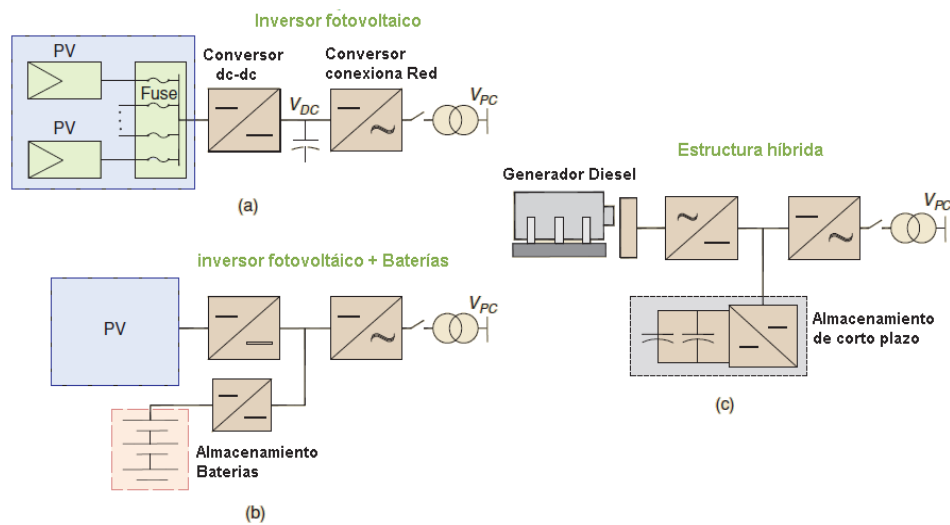


Fig 5.3. Estructuras comunes para generadores en una microrred. (a) Generador no despachable, (b) y (c) sistemas despachables con almacenamiento.

5.1.2 Fiabilidad de suministro en la microrred.

La fiabilidad de un sistema eléctrico va ligada a su disponibilidad en un período de tiempo, generalmente un año, la disponibilidad de un sistema eléctrico se define con la ecuación:

$$disp = \frac{t_{serv}}{t_{total}}$$

Si por ejemplo, un usuario de un sistema eléctrico no dispuso de energía durante 1 hora, del total 8760 horas que tiene un año.

Así, la disponibilidad del sistema eléctrico es:

$$disp = \frac{8759}{8760} = 0,999886$$

Es decir, la disponibilidad del sistema fue de 99.986%. El período de no disponibilidad de energía pudo haber sido un solo evento (sin energía), en este caso de una hora de duración, o, por ejemplo, 360 eventos sin energía de 10 segundos de duración cada uno. Desde el punto de vista del usuario ambas situaciones no son idénticas ya que un corte de energía lleva asociado un tiempo de reposición del o los equipos que quedaron sin energía durante, por ejemplo, 10 segundos. Si este tiempo de reposición es 1 hora, la disponibilidad del sistema eléctrico, desde el punto de vista del usuario, en el caso que existan 360 eventos sin energía es:

$$disp = \frac{t_{total} - (t_{sin\ serv} + t_{rep})}{t_{total}}$$

con $t_{sin\ serv}$: tiempo sin servicio

t_{rep} : tiempo de reparación

Luego:

$$disp = \frac{8760 \times 60 \times 60 - (360 \times 3600 + 360 \times 10)}{8760 \times 60 \times 60} = 0,959$$

Es decir, para el usuario, la disponibilidad sería de un 95,9% y no de 99,986%.

Lambert y otros [129], en el desarrollo de la herramienta HOMER, han optado por evaluar la fiabilidad del sistema con base en la cantidad de energía no suplida en una microred, en vez de las horas de suministro. Para tal efecto han utilizado el concepto de Máxima Capacidad Anual de escasez, este término se da en % y consiste en el valor máximo permitido de fracción de escasez; la fracción de escasez es la relación entre la carga total no suplida en un año (diferencia entre la capacidad requerida y el monto de energía que el sistema puede proveer en un instante de tiempo) en kWh / año, dividida entre la carga eléctrica total presentada por el sistema en kWh / año, se calcularía con la siguiente fórmula:

$$f_{cs} = \frac{E_{cs}}{L_{tot}}$$

$$E_{cs} = \text{capacidad de escases} \left[\text{kWh/yr} \right]$$

$$L_{tot} = \text{carga eléctrica total (primaria y reprogr.)} \left[\text{kWh/yr} \right]$$

Yang y otros [130], han planteado que un sistema de suministro energético híbrido fiable, es aquel que tiene suficiente energía para alimentar la demanda de las cargas durante un cierto período de tiempo, o en otras palabras presenta pocas probabilidades de pérdida de suministro de energía (esta probabilidad la representa con las siglas LPSP que proviene del término inglés loss of power supply probability). Entonces el LPSP es definido como la probabilidad de que resulte un insuficiente suministro de energía, como consecuencia de que la microred sea incapaz de satisfacer la demanda de carga [131]. Esta es una medida viable del desempeño del sistema para una distribución de carga asumida o conocida. Un LPSP de 0 significa que la carga será siempre satisfecha, y un LPSP de 1 quiere decir que la carga nunca será satisfecha. La función objetivo de LPSP, de un tiempo 0 a un tiempo T puede ser descrita por:

$$LPSP = \frac{\sum_{t=0}^T Potencia \cdot Fallos \cdot tiempo}{T}$$

$$LPSP = \frac{\sum_{t=0}^T Tiempo(P_{disponible}(t) < P_{requerida}(t))}{T}$$

En una microred se debe plantear como restricción la fiabilidad del sistema, de tal forma que el sistema no opere por debajo del predefinido, este valor será seleccionado, según la fiabilidad mínima esperada del sistema. Se debe considerar al definir la fiabilidad del sistema, que en cuanto incremente el valor de fiabilidad, el costo del sistema también incrementa, por lo tanto el objetivo será llegar a un compromiso entre fiabilidad del sistema y la minimización de sus costos. En caso de realizar este análisis con software de microredes, se deberá realizar varias simulaciones considerando diferentes valores de fiabilidad, en el caso de HOMER, esto corresponde a un análisis de sensibilidad donde la variable es la fiabilidad.

Bernal y Dufo [132] evalúan la fiabilidad de una microred considerando el LPSP y dos parámetros más:

- Probabilidad de pérdida de carga (siglas en inglés LOLP): tiempo de fallos de energía en un período dividido por un período dado de tiempo
- Probabilidad de pérdida de suministro (LPSP): Probabilidad de que resulte un insuficiente suministro de potencia debido a que el sistema es incapaz de satisfacer la demanda.
- Carga no servida. (siglas en inglés UL): Carga no servida dividida por la carga total en un período de tiempo (normalmente un año).

5.1.3 El concepto de Reserva Operativa.

Dada la variabilidad que presenta la demanda en las redes de suministro energético, se debe contar con una reserva de generación que permita dar respuesta a tales fluctuaciones en la carga. En las redes convencionales, esta respuesta es proporcionada mediante estaciones de potencia a base de combustibles fósiles, que se mantienen operando a potencia parcial o total, con la capacidad de pasar a generación en segundos, de esta manera altera su salida de acuerdo a la frecuencia del sistema, estas unidades de generación son ampliamente conocidas con el término anglosajón “Spinning Reserve”.

De acuerdo con las características de las unidades de generación en una microred, en donde no se dispone de estos grandes generadores rotativos, no es posible aplicar directamente el término “Spinning Reserve”, sin embargo, se ha definido la denominada *reserva operativa*, esta consiste en un excedente de generación y/o almacenamiento que puede responder instantáneamente a un incremento repentino en la carga o a un decremento súbito en la potencia de salida renovable. Por lo tanto, la reserva operativa provee un margen de seguridad que ayuda a asegurar un suministro de energía fiable a pesar de la variabilidad en las cargas eléctricas y en el suministro renovable.

Si se considera por ejemplo un sistema simple con un generador diesel de 80kW supliendo una carga. En este sistema, si la carga fuese de 55kW, el generador diesel producirá 55kW para suplir la carga, y ofrecerá 25kW de reserva operativa. En otras palabras, el sistema podría suplir la carga aún si superara su valor nominal repentinamente en 25kW.

Así, la capacidad operativa, es decir la energía requerida en una microred para atender su demanda, corresponderá a la carga total, más la capacidad de reserva.

5.1.4 Estratégias de despacho de microrredes.

En sistemas híbridos con baterías, y sin generadores diesel, la estrategia de despacho es muy sencilla; la batería carga mientras haya excesos de energía renovable luego de cubrir la demanda, y la batería es descargada mientras la carga supere los excesos de energía renovable. Sin embargo, las estrategias de despacho de una microrred pasan a ser más complejas, ya que cuentan con elementos y configuraciones más completas con su inherente complejidad, por ejemplo cuando se cuenta con generador diesel y baterías, en este caso es necesario determinar cómo se efectúa la carga de baterías, y qué elemento (baterías o generador diesel) tiene prioridad cuando la carga excede la energía generada por las fuentes renovables.

García y Weisser [133] presentan un método para optimizar el diseño y las estrategias de control de sistemas de gran potencia del tipo Eólico-Diesel-Hidrogeno, con el objetivo de suplir electricidad a una Isla. El sistema fue estudiado a intervalos de 1 hora y la optimización económica de componentes fue realizada mediante programación lineal (minimizando los costos totales a todas las horas del año). Se definieron dos posibles estrategias: suplir la demanda no servida dando prioridad a las turbinas eólicas sobre el generador diesel; o usar las celdas de combustible de hidrógeno previamente almacenado mediante los excedentes eólicos.

Ohsawa y otros [134] han aplicado redes neuronales a las estrategias de despacho de sistemas híbridos Fotovoltaicos – Diesel. Conociendo la demanda de energía y la radiación solar, se ha usado programación dinámica con el fin de optimizar la operación del generador diesel minimizando los costos de combustible. En 1995, Barley y otros [135] proponen diversas estrategias para la operación de sistemas híbridos Fotovoltaicos – Diesel – Baterías. Se consideró intervalos de una hora, durante los cuales los parámetros del sistema permanecían constantes. Ellos consideraron baterías ideales sin tener en cuenta

pérdidas o la influencia de los ciclos en el tiempo de vida de la misma. Fueron propuestos los siguientes tipos de estrategia:

- Estrategia de carga cero (La carga es seguida por el Diesel): las baterías no son cargadas nunca usando el generador Diesel. Además el punto de trabajo seleccionado para el estado de carga (siglas en inglés SOC) es 0%.
- Estrategia de carga completa: Se busca mantener las baterías cargadas al 100% de su capacidad, el generador diesel actúa constantemente para mantener este estado (se programa un punto estado de carga de baterías SOC=100%).
- Estrategia de control predictivo: La carga de las baterías depende de la predicción de demanda y la energía que se espera generar por medio de las fuentes renovables, así habrá cierto grado de incertidumbre. Con esta estrategia, las pérdidas de energía de los sistemas renovables tiende a decrementar. Los autores proponen un punto óptimo de estado de carga entre 0 y 100% de tal forma que el costo de operación del sistema sea mínimo. Es decir, la estrategia será entre carga cero y carga completa.

En 1996 Barley y Winn [136] mejoraron el modelo de estrategias de control de [135], introduciendo nuevos parámetros que han cobrado gran importancia para las estrategias de despacho de las herramientas de software HIBRID2, HOMER, y HOGA [137]. La Energía Crítica de Descarga (Ld) es el valor desde el cual la energía neta (la demandada por las cargas menos la generada por fuentes renovables) es más viable de suplir mediante el generador diesel (u otro de características similares) que por medio de las baterías (habiendo estas sido cargadas previamente por el generador). El autor propone cuatro estrategias:

- Estrategia de despacho frugal: si la demanda neta es mayor de que Ld, se utiliza el generador diesel. Si es más baja, se usan las baterías.

- Estrategia de seguimiento de carga: el generador diesel nunca carga las baterías
- Estrategia de punto de trabajo de estado de carga de batería (SOC): el generador diesel opera a potencia nominal, buscando cargar las baterías hasta que se alcanza el estado de carga de la batería definido.
- La última estrategia propuesta por el autor, consiste en operar el diesel a máxima potencia, procurando cargar las baterías en el menor tiempo posible

Como se ha mencionado, las herramientas de diseño de microredes suelen asistir en la estrategia de despacho. En el caso de HOMER, se permite seleccionar la estrategia y el punto de trabajo deseado para el estado de carga de la batería (SOC).

5.2 Estratégias de control de microredes.

La estrategia de control de la microred es un aspecto clave para que pueda operar de manera fiable, con una calidad de energía adecuada, y adaptarse a las variaciones de la demanda. Los problemas asociados a las microredes, (presentados en el capítulo 3) pueden ser resueltos, en su mayor parte por la implementación de un adecuado sistema de control, o mejoras en los existentes. Por lo tanto, se presenta una propuesta de control orientada a responder a la demanda, apoyada en investigaciones y desarrollos como los presentados por el CERTS en Estados Unidos, y otros organismos de investigación del ámbito europeo, especialmente los involucrados en los proyectos DISPOWER y More Microgrids.

5.2.1 Configuraciones para el control en microredes.

De acuerdo con las definiciones del CERTS, se plantean tres configuraciones [138].

- Configuración de control de potencia:** En esta configuración cada recurso distribuido DG regula la magnitud de voltaje al punto de conexión y la potencia que la fuente está inyectando P . Esta es la potencia que fluye desde la microfuelle (MS) como se muestra en la figura 5.4 Con esta configuración, si una carga se incrementa en cualquier parte de la microred, la potencia extra viene desde la red, mientras cada unidad se regula a una potencia constante. Al entrar en modo aislado, el control de potencia local vs. Frecuencia asegura el balance de potencia dentro de la región aislada.

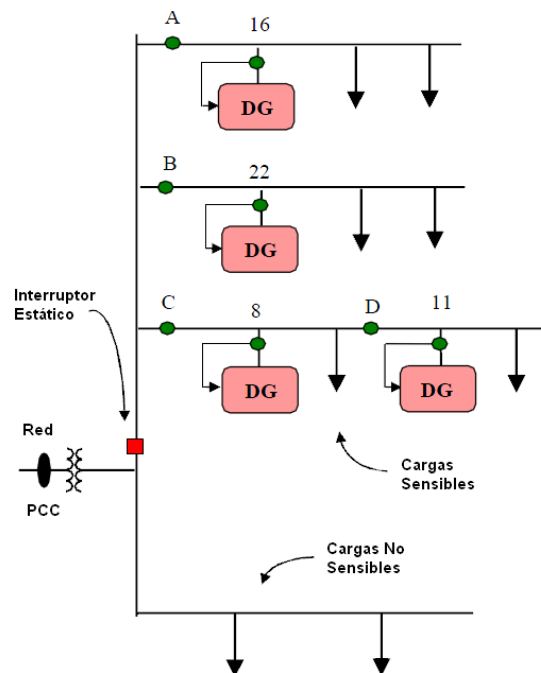


Fig 5.4. Configuración de control de potencia

- **Configuración de control de flujo en alimentador:** En esta configuración cada recurso distribuido DG regula la magnitud de voltaje al punto de conexión, y la potencia que fluye en el alimentador a los puntos A, B, C y D en la figura 5.5. Con esta configuración las demandas extra de carga son asumidas por el DG, siguiendo una constante a la red. En este caso, la microred se convierte en una carga despachable, como es vista desde la red, permitiendo gestión desde el lado de la demanda, luego cuando entra en modo aislado, el control local de control de flujo vs frecuencia asegura que la potencia esté balanceada.

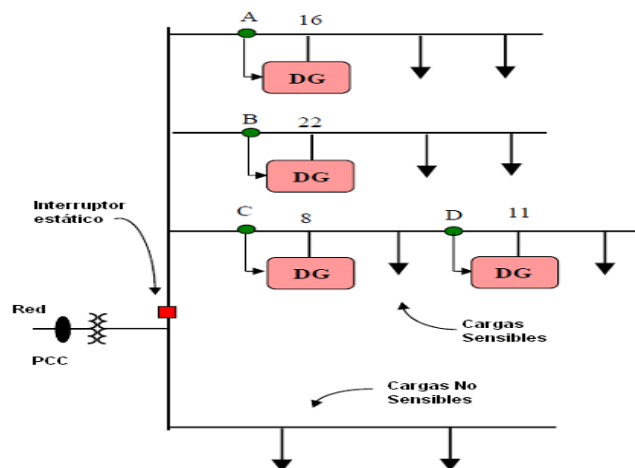


Fig 5.5. Configuración de control de flujo en alimentador

- **Configuración de control mixto:** En esta configuración algunos de los recursos distribuidos regulan su salida de potencia P , mientras que los otros regulan el flujo de potencia del alimentador. La misma unidad puede controlar tanto potencia como flujo dependiendo de las necesidades; así se puede obtener lo mejor de ambas opciones: Algunas unidades operan a eficiencia pico, y otras aseguran que el

flujo de potencia proveniente de la red permanece constante ante condiciones cambiantes de carga dentro de la microrred.

5.2.2 Control de micro-generadores.

Los controles de microgeneradores deben asegurar que se pueda adicionar nuevas microfuentes a este sistema sin modificaciones del equipo existente, los puntos de trabajo deben ser seleccionados independientemente, la microgrid puede conectarse o aislarse de la red, la potencia activa y reactiva pueden ser independientemente controladas, y puede conocer las necesidades dinámicas de las cargas [139]. Cada controlador de microfente debe responder autónoma y efectivamente a cambios del sistema sin requerir datos desde las cargas. El diagrama de bloques del control se muestra en la figura 5.6. Los bloques a la izquierda calculan los valores en tiempo real para P y Q y la magnitud del voltaje. El control genera la magnitud de voltaje y el ángulo deseado, en los terminales del inversor. El generador de pulsos es el encargado de asegurar el correcto suministro de pulsos a la electrónica de potencia dentro del inversor para los requerimientos del control.

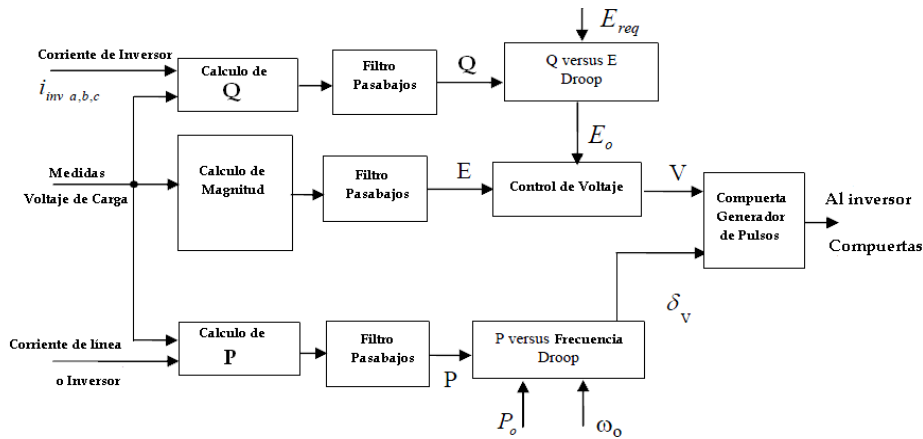


Fig 5.6. Diagrama de bloques de control de microgeneradores.

- Control de Voltaje Vs potencia reactiva (Q):** Es la regulación de voltaje necesaria para fiabilidad local y estabilidad. Sin un control de voltaje local, los sistemas con alta penetración de microgeneradores podrían experimentar oscilaciones de voltaje y/o potencia reactiva. El control de voltaje debe también asegurar que no hay gran circulación de corriente reactiva entre microgeneradores. Con pequeños errores en los niveles de voltaje, la corriente circulante puede exceder los rangos de los microgeneradores. Esta situación requiere un controlador de voltaje vs. Reactiva, tal que en cuanto la potencia reactiva generada por los microgeneradores pase a ser más capacitiva el nivel de voltaje local sea reducido. Inversamente, como Q pase a ser más inductivo el nivel de voltaje sea incrementado.
- Control de potencia activa Vs frecuencia :** Cuando está regulando la salida de potencia, cada fuente tiene una pendiente negativa en el plano P, ω . La figura 5.7 muestra que la pendiente es escogida, permitiendo a la frecuencia caer por un determinado monto, $\Delta\omega$, en cuanto la frecuencia se expande de cero a P_{max} , línea punteada en la figura 5.7; también se puede ver los puntos de trabajo en potencia P_{o1} y P_{o2} para dos unidades. Este es el monto de potencia inyectada por cada fuente cuando está conectada a la red, a frecuencia del sistema.

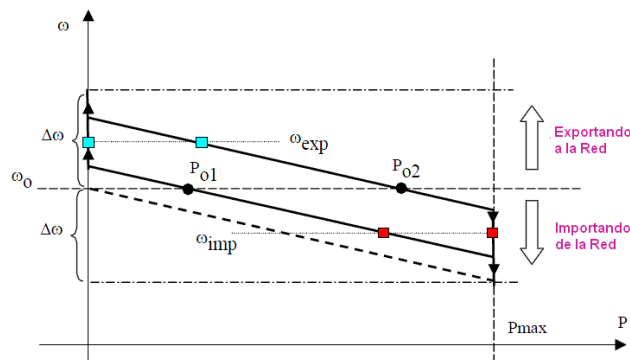


Fig 5.7 .Control de Activa vs Frecuencia.

Si el sistema se transfiere a modo aislado, cuando importa de la red, la generación necesita incrementar su potencia para balancear la potencia en el modo aislado. El nuevo punto de operación será a una frecuencia más baja que el valor nominal. En este caso ambas fuentes tienen que incrementar su potencia con la unidad 2 alcanzando punto de máxima potencia. Si el sistema se transfiere a aislado cuando está exportando potencia a la red, la nueva frecuencia será más alta, correspondiendo a potencia más baja con la unidad 1 a su punto de potencia cero.

- Control de flujo F vs frecuencia :** Cuando se está regulando el flujo del alimentador F, cada fuente tiene una pendiente positiva, en el plano F, ω , figura 5.8. Este valor fijo tiene la misma magnitud que fue usada en el plano P, ω , pero con signo inverso. Cuando se está regulando P la localización relativa de cargas y fuentes es irrelevante, pero cuando se regula F este factor pasa a ser relevante. La figura 5.9 muestra dos configuraciones posibles: serie y paralelo. La figura 5.8 muestra los puntos de trabajo F_{01} y F_{02} cuando están conectados a la red. En configuración serie, F_{01} es el flujo de la red. La microred está exportando potencia a la red mientras el flujo es negativo, cuando el sistema se transfiere a aislado, el flujo alcanza cero y la frecuencia se incrementa (cuadrados).

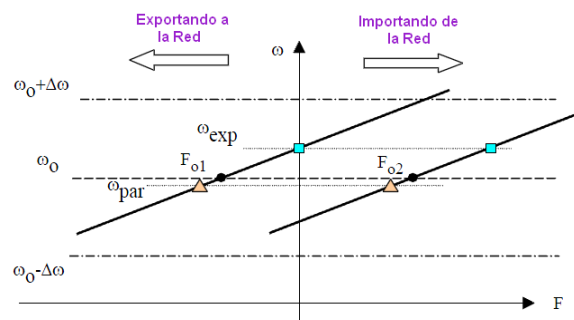


Figura 5.8 .Control de Flujo vs Frecuencia.

En la configuración paralelo, el flujo de la red será la suma algebraica de los dos flujos. Mientras $|F_{02}| > |F_{01}|$ la microred está importando potencia desde la red. La figura 5.8 muestra que en modo aislado $F_{01} = -F_{02}$ y la frecuencia es reducida (triángulos).

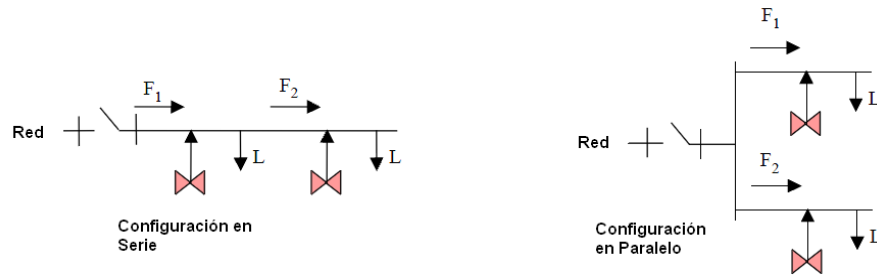


Figura 5.9 .Configuraciones de microred con dos fuentes.

5.2.3 Concepto de Redes autónomas de electricidad (Autonomous Electricity Network AEN).

Uno de los conceptos hallados en el estado del arte y con amplia acogida por parte de la IEE es el AEN [140] que considera un grupo de DER (generadores distribuidos, cargas inteligentes y equipos de almacenamiento) en un precio de mercado y tiempo reales, con capacidad de control y cooperación de una manera distribuida y sin controlador central, esto *basado en componentes standart y redes de comunicación públicas*.

- **Control AEN:** Este control refleja el comportamiento de una red convencional sobre la microgrid, y es basado completamente en *algoritmos de control distribuido*, en contraste con los sistemas SCDA comúnmente encontrados en redes convencionales. Así, se manejan los conceptos de control primario, secundario y terciario. Esta técnica introduce el “Gossip based control” que es una aplicación del tipo pair

to pair P2P. El esquema general de este tipo de control se muestra en la figura 5.10.

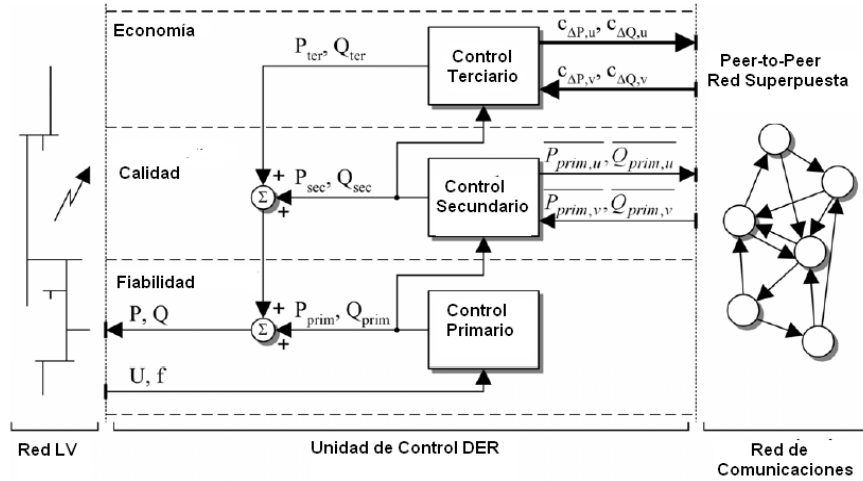


Fig 5.10. Esquema general de control AEN y red de comunicaciones.

- a) *Control Primario*: Asegura una operación fiable aún con fallos de comunicación de manera similar a las redes convencionales, Las características del control son determinadas por las constantes K_f y k_U , figura 5.11, sus salidas son acciones de control primario P_{prim} y Q_{prim} que responden a desviaciones de voltaje y frecuencia, asegurando que permanezcan dentro de los niveles admisibles.

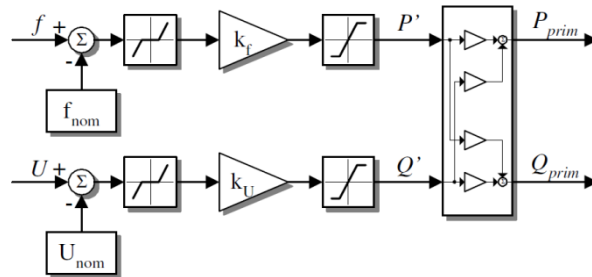


Fig 5.11. Diagrama funcional del control primario.

- b) *Control secundario. Optimización de calidad de potencia:* Basado en el algoritmo de control “gossip”, que en este caso es usado para calcular el promedio de desviaciones de potencia activa y reactiva en todas las unidades DER., estas desviaciones son denominadas P_{prim} y Q_{prim} , periódicamente este promedio de desviación calculado es adicionado a la referencia de activa y reactiva asegurando que las desviaciones retornen a cero. De esta manera se obtiene que las desviaciones de voltaje y frecuencia se mantengan dentro del rango predefinido (zonas muertas predefinidas determinadas por el control primario)
- c) *Control Terciario: Optimización económica:* El objetivo de este control es redistribuir de la forma más óptima desde el punto de vista económico, las acciones de potencia programadas por el secundario entre las unidades DER. Define el punto de operación óptimo como aquel en el cual los costos marginales de producción de los generadores es igual.

Se utiliza el algoritmo “Gossiping”, en el que cada unidad U une su función de costo marginal con un “gossiping partner” (vecino) aleatorio V . Al mismo tiempo, este “gossiping partner” V une su costo marginal con la unidad U . El costo marginal resultante de la igualación es obtenido cambiando los puntos de trabajo generación/demanda para los que se mantiene el balance, mientras ambas unidades operan a igual costo marginal. La figura 5.12 presenta curvas de costo marginal para diferentes unidades distribuidas.

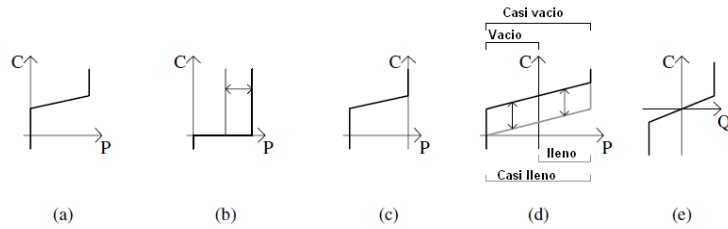


Fig 5.12. Curva de costo marginal de diferentes unidades. (a) Generador basado en carburante, (b) generador renovable, (c) carga inteligente, (d) unidad de almacenamiento, (e) unidad de producción de reactiva.

5.2.4 Operación de Generadores diesel en microrredes.

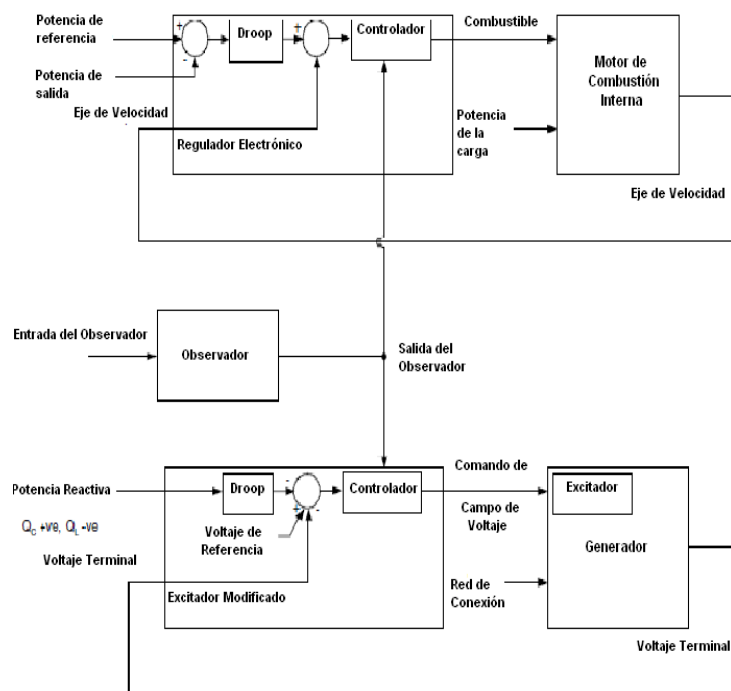


Fig 5.13. Esquema general del control de generadores diesel propuesto para una microrred.

Como se ha mencionado, los generadores diesel son típicamente diseñados para operar a altas eficiencias, lo que implica trabajar a su punto de operación generalmente ubicado a sus niveles más altos de potencia. Desde el punto de vista económico esto es de crucial importancia ya que finalmente los costos de combustible dominarán sobre los costos iniciales de inversión.

En un sistema de generación distribuida que contenga diferentes fuentes, la respuesta de un generador síncrono, será más lenta, en comparación con aquellas fuentes que cuentan con inversores electrónicos [141]. Una vez las fuentes basadas en inversores alcanzan su límite de potencia, la frecuencia del sistema será gobernada por los generadores diesel. Durante este tiempo la respuesta del gobierno mecánico de este generador resultará en oscilaciones en su velocidad, y por consiguiente en la frecuencia del sistema.

Para solucionar este inconveniente, son propuestas modificaciones en el control de gobierno, y en el control del regulador de voltaje. Tales modificaciones incluyen un observador que estimaría el estado del sistema, un observador mecánico de rotor de ángulo, que estime la velocidad con precisión y un actuador que utiliza comandos PWM para variar la entrada de combustible sobre el generador, controlando así su velocidad, y ofreciendo control por realimentación. Ver figura 5.13.

5.2.5 Control en Operación Aislada.

- **Control de Inversores:** Dentro de las estrategias para la operar un inversor se encuentra el control PQ y el control por fuente de voltaje [142].
- a) *Control PQ:* El inversor es usado para suministrar un punto de trabajo de potencia activa y reactiva. El inversor opera inyectando a la red la potencia disponible a su entrada. La potencia reactiva corresponde a un

valor pre-especificado a su entrada, definido localmente (usando un “local control loop”) o centralmente desde un Controlador Central de Microrred (MGCC).

El control PQ es implementado como una fuente de corriente controlada por voltaje como se muestra en la figura 5.14. Los componentes de corriente en fase (i_{act}) y cuadratura (i_{react}) con el voltaje en el terminal del inversor son calculados por un método para cálculo de potencia en inversores monofásicos. Las variaciones de potencia en las MS inducen a un error de voltaje que es corregido vía regulador PI-1 ajustando la magnitud de la corriente activa entregada a la red. La salida de potencia reactiva es controlada vía regulador PI-2 ajustando la magnitud de salida de reactiva del inversor.

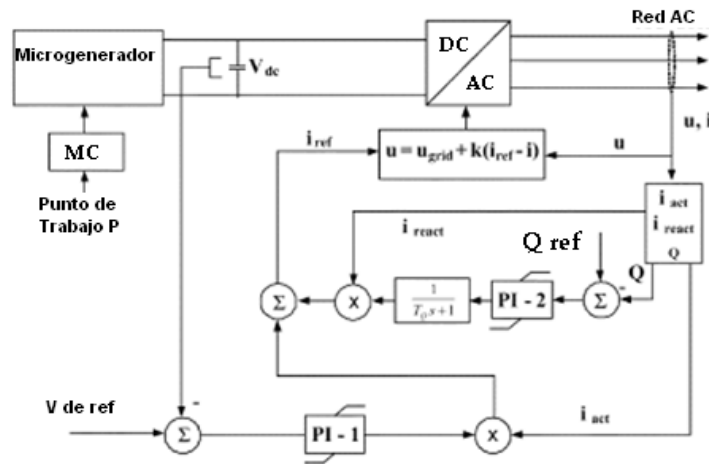


Fig 5.14. Arquitectura del control PQ

- b) *Control por fuente de voltaje (Voltage Source Inverter VSI)*: El inversor es controlado para “Alimentar” la carga con valores predefinidos de voltaje y frecuencia. Dependiendo de la carga, las salidas de potencia activa o reactiva del VSI son definidas.

El VSI emula el comportamiento de una máquina síncrona, así controla voltaje y frecuencia sobre el sistema a.c. El VSI actúa como una fuente de voltaje, con la magnitud y frecuencia del voltaje de salida controlado a través de un regulador con respuesta similar a la de un regulador primario de una red convencional, lo que se denomina “Droop Control” y se describe en las siguientes ecuaciones:

$$\omega = \omega_0 - k_p \times P$$

$$V = V_0 - k_Q \times Q$$

Donde P y Q son la potencia activa y reactiva del inversor, k_p y k_Q son el valor de las pendientes (positivo), ω_0 y V_0 son los valores de la frecuencia angular y voltaje terminal en condiciones de ausencia de carga.

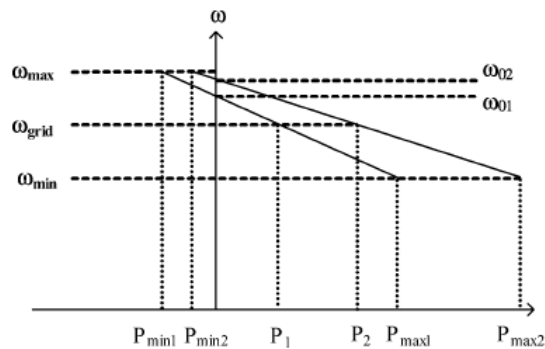


Fig 5.15. Pendientes de control Frecuencia vs Activa. (Droop control).

Cuando un VSI es interconectado con un sistema ac, caracterizado por una frecuencia angular ω_{grid} y un voltaje V_{grid} , las referencias de voltaje y frecuencia son impuestas externamente. En este caso, las salidas deseadas P_1 y Q_1 pueden ser obtenidas en la salida del VSI ajustando los valores estacionarios de la frecuencia angular y el voltaje como sigue. Ver figura 5.15:

$$\omega_{01} = \omega_{grid} + k_p \times P_1$$

$$V_{01} = V_{grid} + k_Q \times Q_1$$

Si un cluster de VSI opera en operación aislada, la variación de frecuencia conduce automáticamente a compartir potencia, así para un sistema con n VSI, aplica la siguiente igualdad:

$$\Delta P = \sum_{i=1}^n \Delta P_i$$

Con ΔP_i siendo la variación de potencia en el i-ésimo VSI. La variación de frecuencia puede ser calculada como:

$$\Delta \omega = \omega_{0i} - k_{pi} \times P_i - [\omega_{0i} - k_{pi} \times (P_i + \Delta P_i)]$$

$$\Delta \omega = k_{pi} \times \Delta P_i$$

En términos de operación aislada, estos principios de control permiten al VSI reaccionar a perturbaciones del sistema como cambios de carga o generación basado en información disponible en sus terminales. Así, la operación de una MG no se basa en comunicaciones rápidas entre controladores de MS lo que puede ser impráctico. Sin embargo es recomendable una infraestructura de comunicaciones en la MG, con el propósito de permitir un manejo óptimo.

- **Aplicación del Control de Inversores en la Microgrid:** Si no hay máquinas síncronas para balancear la demanda y el suministro, a través de su esquema de control de frecuencia, los inversores deben responder por el control de frecuencia durante la operación aislada. Se requiere una estrategia de control de voltaje para evitar oscilaciones en la MG. Usando un VSI para proveer una referencia de voltaje y frecuencia es posible operar la MG en modo aislado. Así dos estrategias principales son posibles SMO y MMO:

- a) *Operación con un Único maestro (SMO)*: Una vista general de un SMO es mostrada en la figura 5.16. En este caso, un VSI actuando como master puede ser usado como referencia de voltaje cuando la fuente principal de potencia se ha perdido, estando los otros inversores operando en modo PQ (esclavos). Los controladores locales de MS pueden recibir información del MGCC acerca del perfil de generación y control de acuerdo con la correspondiente MS.

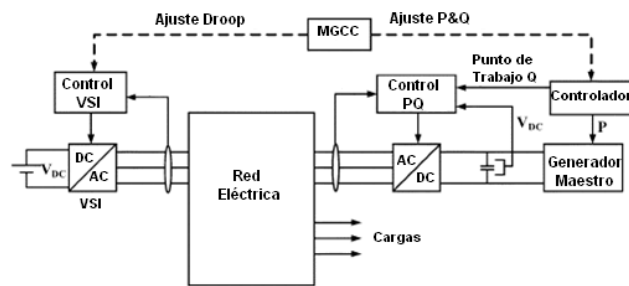


Fig 5.16 Esquema de control para SMO.

- b) *Operación Multimaster (MMO)*: Como se muestra en la figura 5.17, en una aproximación multimaster, varios inversores están operando como VSI con características predefinidas de Frecuencia/Potencia Activa y Voltaje/Reactiva. El VSI puede ser acoplado a equipos de almacenamiento. Eventualmente otros inversores con control PQ pueden existir. El MGCC puede modificar el perfil de generación cambiando la frecuencia estacionaria de los VSI y/o definiendo nuevos puntos de trabajo para MS controlables conectadas a la red a través inversores controlados PQ.

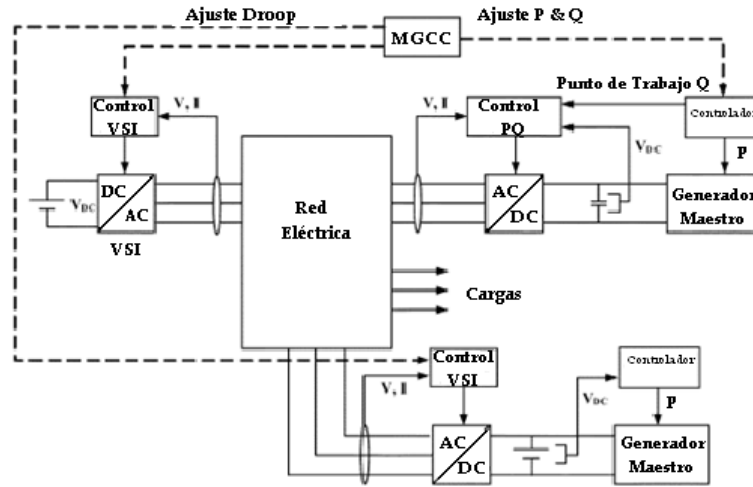


Fig 5.17 Esquema de control para MMO.

La corrección de desviaciones permanentes de frecuencia debe ser considerada como un objetivo clave para cualquier estrategia de control.

Para promover un adecuado control secundario que apunte a restaurar la frecuencia a su valor nominal después de una perturbación se pueden seguir dos estrategias: control secundario local, usando un controlador PI para cada MS controlable (Figura 5.18) o control secundario centralizado en el MGCC. En ambos casos los valores objetivos para salidas de potencia activa de las fuentes de energía primaria son basados en el error de desviación de frecuencia.

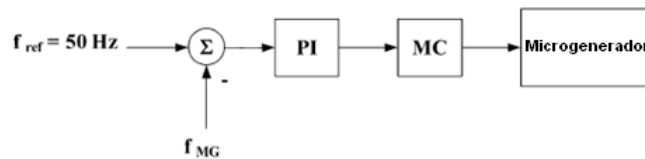


Fig 5.18. Control secundario local Carga-Frecuencia para Microgeneradores controlables.

5.3 Evaluación de la Agregación de cargas de la Microred

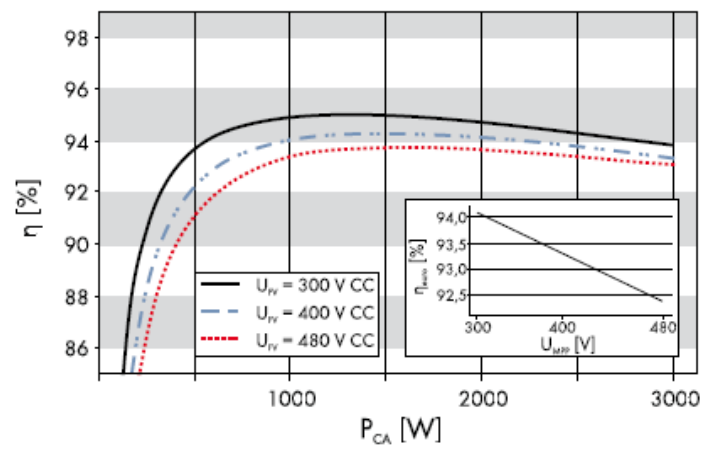
Cuando se dio a conocer el procedimiento para la determinación de la demanda (capítulo 4), se dio por sentado que la demanda en la zona, correspondería a la suma de todos los consumos correspondientes a los elementos consumidores de todas las viviendas u otras entidades ubicadas en esta; de esta manera, al construir la curva de carga se debía sumar todos los consumos en la zona para cada instante de tiempo. Por otro lado, se asumió que se realizaría una única red, y que todos los recursos distribuidos, bien sea de generación, cargas, o almacenamiento; estarían conectados a esta red.

Sin embargo, no se mencionó, la opción de considerar generadores distribuidos que suplieran directa y únicamente las cargas de las infraestructuras en las que estuviesen instalados, aislándose de la red. Para aclarar mejor la idea, se puede poner como ejemplo, los sistemas solares aislados para viviendas (acrónimo en inglés SHS), una solución común en países en vía de desarrollo [143, 144,145], que consiste básicamente en sistemas fotovoltaicos de algunos cientos de kilowatts instalados en una vivienda y acompañados de unas baterías para acumulación. Se podría decir que se cuenta con sistemas de generación distribuidos, mas no con una microred.

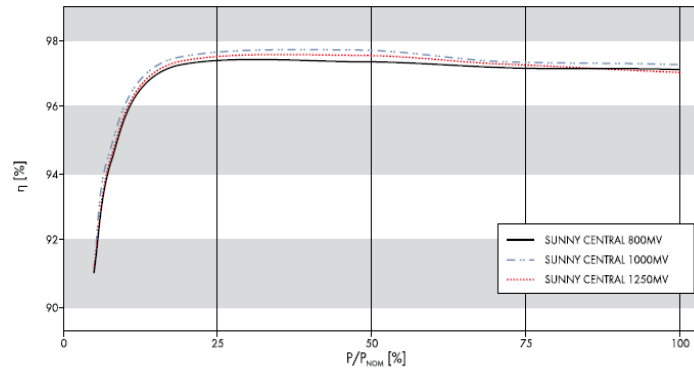
¿Pero, cuál es la principal desventaja de estos sistemas frente a la planificación de una microred que agregue todos los usuarios de la zona? ... La respuesta está en que estos sistemas independientes, al trabajar de manera aislada, conllevan un desempeño menos eficiente e implican mayor costo, ya que carecen de los beneficios de la Agregación. Un ejemplo del factor eficiencia, está en los mencionados sistemas solares para viviendas individuales, estos sistemas operan con inversores pequeños, que presentan una menor eficiencia que los inversores robustos que se utilizarían en sistemas de mayor potencia, un ejemplo es el presentado en la figura 5.19, donde se muestra las curvas de carga de inversores fotovoltaicos de 2,5kW y 800kW, cuyas eficiencias máximas son

de 94,1% y 97,8% respectivamente; por otro lado el factor de economía a escala entra a jugar un importante papel en los costos. Sin embargo las características y ventajas de la agregación de cargas van más allá de las mencionadas, así se entra a detallar este concepto.

La agregación de cargas, ha sido convencionalmente considerada en los sistemas de suministro energético con un enfoque hacia el mercado eléctrico, según [146] es una forma efectiva de maximizar ahorros en los mercados energéticos actuales, y se define como el proceso por el cual una serie de usuarios individuales de energía se alían para conformar un pool que asegurará la obtención de mejores precios de los que podrían obtener trabajando independientemente. Si se toma los conceptos planteadas por especialistas del mercado, y se complementa con análisis técnicos presentados por otros autores donde se analizan características y ventajas de la agregación independientes del mercado, es posible obtener un nuevo enfoque aplicable a las zonas aisladas.



(a)



(b)

Fig.5.19. Curvas de eficiencia de dos inversores fotovoltaicos del mismo fabricante. (a) Inversor de 2,5kW, (b) Inversor de 800kW. Cortesía SMA.

Como se mencionó en el capítulo 4, a la hora de diseñar un sistema de suministro se ha debido plantear una previsión de la demanda, sin embargo realizar esta previsión puede ser complicado, teniendo en cuenta que existen factores exógenos que afectan la demanda. Especialmente, demandas que presenten gran cantidad de variaciones aleatorias y picos considerables son aún más complicadas de predecir, y costosas de suplir.

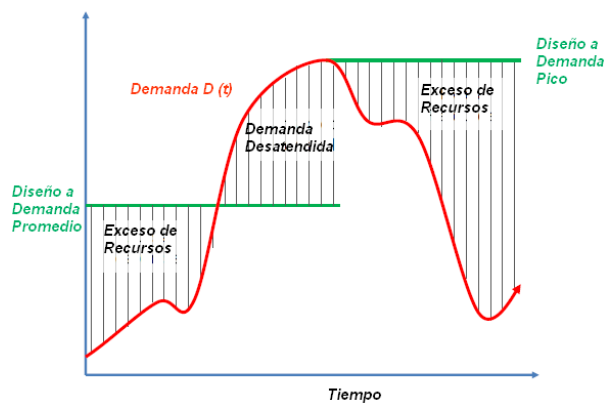


Fig.5.20. Opciones de dimensionamiento de la capacidad para suplir una demanda y efectos de cada opción.

Sin entrar aún en los casos más críticos, se puede analizar los factores que afectan el costo de explotar un sistema de suministro energético, asumiendo un sistema planificado para un usuario individual; si se plantea usar una capacidad de potencia dedicada para cubrir la demanda de este cliente, que corresponde a la presentada en la figura 5.20 (como se verá más adelante, los consumos de una vivienda individual son más fluctuantes, esta es una curva conservadora asumida únicamente para motivos explicativos), será casi improbable, definir la capacidad óptima. Como se muestra en la parte izquierda de la figura, un sistema diseñado para suplir la media de la carga, implica insuficientes recursos, que conllevan a una demanda desatendida una vez se supera la capacidad, es decir, en períodos de alta demanda; de otro lado, si se observa la parte derecha de la figura, la estrategia de contar con una capacidad diseñada para cubrir la punta de carga, elimina la demanda desatendida, pero incrementa el exceso de recursos especialmente, en períodos de baja demanda, implicando que se queden recursos energéticos sin aprovechar. Aquí se define dos costos, uno es el asociado a los recursos necesarios para suministrar un nivel de potencia Cr , al incurrir en exceso de recursos se produce un sobre costo que consiste básicamente en el costo de sobredimensionamiento del sistema, tanto en generación como en capacidad de almacenamiento, e incluye además de los costos de implementación de un sistema de más capacidad, los costos de operación (como combustibles en caso de que hubiesen) en caso de que el sistema estuviese generando continuamente para cubrir los picos de demanda, así como los asociados a la inactividad de estos equipos en demandas menores; el segundo tipo de costos, corresponde a los asociados a la demanda insatisfecha Cd , que se generan si la demanda es superior a la capacidad disponible, como son, pérdida de productividad, pérdida de ingresos, usuarios insatisfechos, etc. En un sistema que ha sido correctamente planificado y se gestiona eficientemente, es seguro asumir que $Cd > Cr$, esto quiere decir que cuando un recurso se despliega, es para cumplir un objetivo cuyo valor es mayor que el

costo de desplegar el recurso [147]. Tanto los valores de Cd como los excesos en Cr , se minimizan en cuanto la demanda tiende a ser más plana.

Como es sabido, los sistemas actuales de generación no se diseñan para un único punto de operación, y pueden variar su punto de trabajo para ajustarse a las cargas, el caso de la microred, al ser un sistema compuesto de diferentes tipos de generación, presenta la opción de conexión y desconexión de generadores, o equipos de almacenamiento, que se controlan para operar de una manera eficiente y que cubra las necesidades energéticas. Sin embargo las microreds conllevan un componente importante de generación renovable, y como lo mencionan Dannecker y otros en [146], de manera desafortunada, la mayoría de recursos de energía renovable (Generadores eólicos, paneles solares, etc), poseen la característica de que su producción depende de factores externos, como velocidad del viento monto de luz solar, etc. De esta manera la potencia disponible de las renovables no puede ser planeada como los recursos tradicionales. Como resultado de esto, aparece la necesidad de una gestión más compleja de la demanda energética y el suministro, si se considera únicamente gestionar el suministro, obteniendo su punto más óptimo, se puede obtener respuestas como la de la figura 5.21, aquí se observa que a pesar de que los recursos tratan de ajustarse a la demanda, siguen existiendo excesos de recurso energético, y demandas desatendidas, es aquí donde se ve la necesidad de actuar con sistemas de respuesta a la demanda, como la agregación y la gestión de la demanda, obteniendo así un balance entre generación y demanda, el óptimo del sistema, será aquel en el que los recursos de generación se ajusten a la demanda operando a un set point cercano al de su máxima eficiencia.

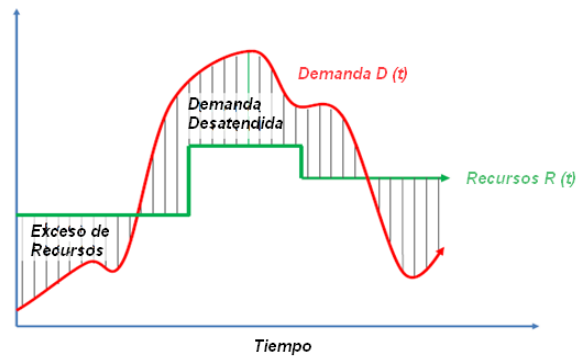


Fig.5.21. Gráfica donde se gestiona los recursos de generación para trabajar a su mejor set point y tratar de suplir la carga, las zonas rayadas son la oportunidad para los sistemas de respuesta a la demanda.

En referencia a las unidades de generación, merece mencionarse que generalmente consiguen su máxima eficiencia en puntos de operación cercanos a su potencia nominal. Otro aspecto que cabe mencionar, es que algunas unidades incurren en costos adicionales si tienen que hacer más arranques y paradas, gran parte de estos sobre costos son asociados a mantenimiento, e inclusive a la reducción de la vida útil de las unidades (generadores diesel, gasificadores de biomasa, y otros). En el caso de energías renovables, dado que la energía de ciertas fuentes intermitentes no corresponde con los picos de carga, estos suelen ser asumidos por baterías u otras unidades de almacenamiento, las cuales incrementan notablemente los costos de la solución.

Las curvas de demanda con las que se diseñan los sistemas de generación son obtenidas a base de previsiones, sin embargo estas previsiones pueden variar, tomando valores superiores, o inferiores a los valores proyectados (ver figura 5.22). Para mantener estas desviaciones dentro de una banda de desviación dada, la estrategia de agregación consistirá en juntar usuarios cuyas desviaciones tengan una correlación negativa y en dados momentos se cancelen [5.21]. Este tipo de desviaciones son más controlables en cuanto más plana sea la curva de demanda resultante.

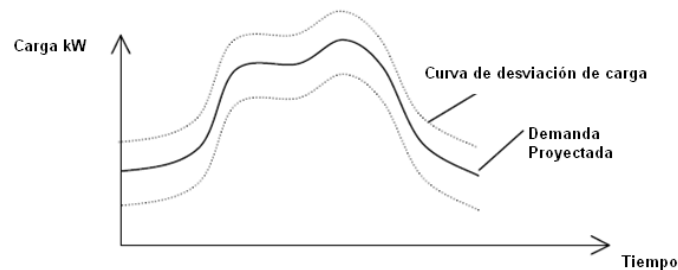


Fig.5.22. Desviaciones de demanda real, frente a la proyectada.

Retomando el caso de la figura 5.20, si se analiza el escenario donde el sistema es construido para suplir el pico máximo de potencia, además de los excesos de recursos de generación resaltados en el lado derecho existirán excesos considerables en el cuadrante izquierdo, lo que resultará en un amplio valor de excesos de energía. Si se diese el caso de que este usuario estuviese conformando una microred en la que hubiese por lo menos otro usuario con una demanda que coincida con estos excesos, el costo de producción de la energía en este sistema decrementaría considerablemente.

Se ha venido mencionando las ventajas de llevar la demanda a una forma más plana. Para conseguir esta característica en la demanda, a base de agregación de perfiles de carga, se requiere una variedad de usuarios con perfiles heterogéneos y en lo posible inversos, por lo tanto la combinación de perfiles residenciales, comerciales e industriales es apropiada para suavizar el perfil de carga resultante. Un simple ejemplo de esto, es la combinación de un perfil de carga residencial típico con un perfil de carga comercial, al solaparlos se obtiene que forman un perfil plano para la mayoría del día y aún en la noche; con dos probables picos, uno en la mañana, y otro en la tarde, que corresponden a las horas en que la personas salen o llegan a casa, mientras los locales comerciales se encuentran aún abiertos, sin embargo, si se compara con la curva de carga residencial, esta pasa a ser más plana, una aproximación de la forma de estas curvas de carga y su agregación se muestra en la figura 5.23

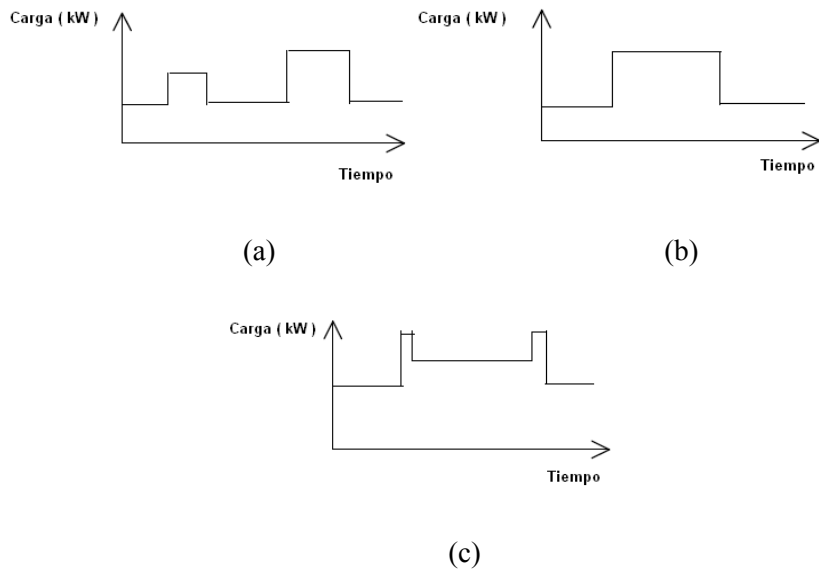


Fig.5.23 Agregación de perfiles de carga. (a) Aproximación al perfil de carga residencial. (b) Aproximación a la forma de un perfil de carga comercial. (c) Resultante de la agregación de los dos perfiles de carga.

Como se ha mencionado, la agregación tiene un valor importante mientras se agreguen curvas de carga de componentes diferentes, sin embargo, las ventajas de la agregación tienden a desaparecer, en cuanto los perfiles de carga tienden a tener exactamente la misma forma difiriendo únicamente en un factor de escala (figura 5.24). Un caso que ilustra un claro ejemplo de esta característica se muestra en la figura 5.25, donde se ha registrado las curvas de carga de dos almacenes, y posteriormente se han agregado para obtener la demanda total, aquí a pesar de que el número de picos resultantes en la curva agregada son menores que la de las curvas independientes, esto debido a que hay instantes donde se cancelan, finalmente, no hay un beneficio adecuado de la agregación, lo cual podría suceder si alguno de los almacenes tuviese altos niveles de demanda en horas no punta, por ejemplo a las 3:00AM.

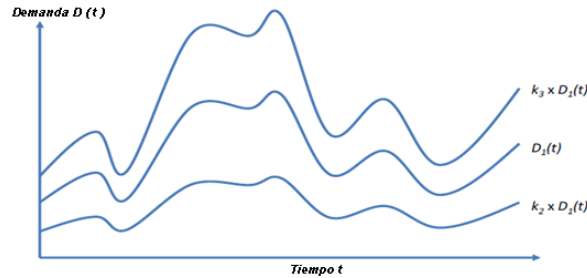


Fig.5.24 Perfiles de carga de demanda de igual forma (no interesantes para realizar agregación).

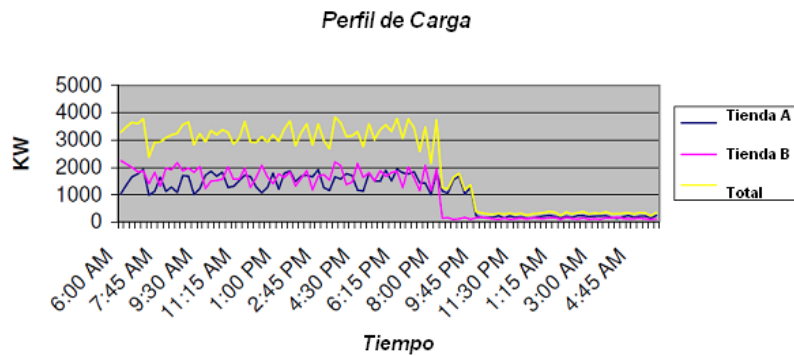


Fig.5.25 Agregación de perfiles de carga de dos almacenes cuyas curvas son muy similares.

Dentro de la investigación realizada en el proyecto MIRACLE [146], se estudió la dependencia de la fiabilidad de las predicciones de consumo a nivel regional. Para tal efecto, se obtuvo la demanda total en el período comprendido entre 1980 y 2007 de Alemania, Holanda, Grecia y Dinamarca (países participantes en el proyecto), estas demandas y la componente de agregarlas han sido graficadas figura 5.26, (nótese la escala logarítmica en la accisa y). Se ha observado que todas las curvas de demanda independientes exhiben fluctuaciones, mientras la demanda total incrementa casi linealmente; de esta manera, se ha determinado que cuanto más alto sea el nivel de agregación regional, se obtiene menores fluctuaciones. Dentro de los resultados de este

proyecto, se destaca que al comparar el comportamiento de la demanda de energía de viviendas independientes, frente al comportamiento de una agregación regional, ha sido posible concluir que cuanto más bajo es el nivel de agregación, más baja es la precisión de las predicciones, debido a la alta diversidad y el frecuente comportamiento impredecible.

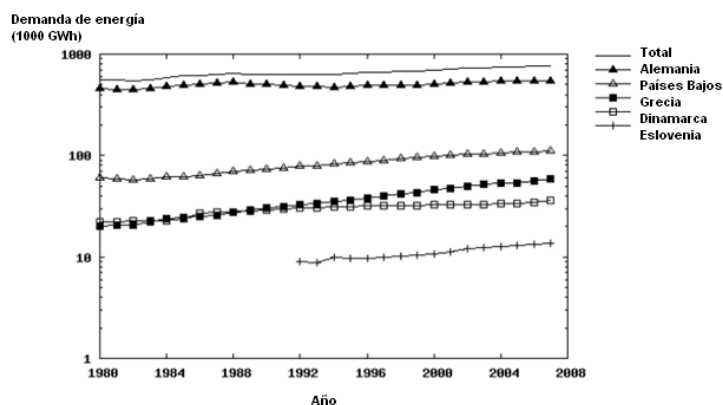


Fig.5.26 Efecto de la agregación de perfiles de carga, a nivel regional.

Antes de orientar este análisis a viviendas en zonas aisladas, es conveniente conocer la curva de carga individual de una vivienda, y el efecto de la agregación de viviendas en la forma de la curva de carga total.

Como se ha mencionado, el consumo de una vivienda es muy irregular, incluso cuando se presentó el ejemplo de la figura 5.20, se aclaró que la curva asumida sólo tiene como fin facilitar la presentación del concepto. La curva de carga tomada sobre una vivienda típica en Inglaterra, se presenta en la figura 5.27, los valores de esta tipo medio de vivienda suelen estar caracterizados por un consumo mínimo de un par de decenas de vatios, un consumo medio de unos 0.5-1kW y un máximo en el rango de los 5-10kW, que corresponde a entre unas 10 y 20 veces la demanda media [149]. Si se piensa utilizar un sistema de generación de energía dedicado, para suplir la demanda de cada vivienda, el sistema resultaría extremadamente caro, ya que debería estar diseñado para

asumir la demanda máxima, lo que se aprovecharía, sólo en un período de tiempo muy corto, y debería estar operando la mayor parte del tiempo a una muy reducida fracción de su potencia nominal, lo que le haría demasiado ineficiente, como alternativa, sería posible contar con un sistema de almacenamiento como baterías para cubrir los picos de demanda, pero se convertiría una solución demasiado robusta y costosa para la demanda media existente. Ahora, si se considera un escenario donde cada vivienda del Reino Unido tuviese un sistema dedicado para suplir su máxima demanda, partiendo de un escenario conservador, la demanda máxima por vivienda sería de 5kW; para estas condiciones, se estima que sería necesario implementar una generación de unos 100GW nominales, únicamente pensando en el sector residencial, lo que corresponde a más del doble de la máxima demanda actual en el Reino Unido.

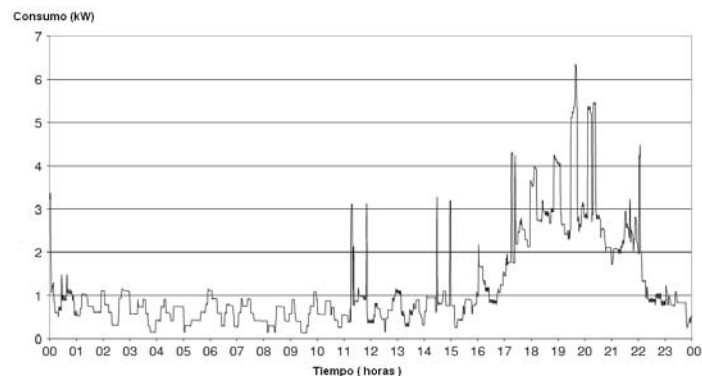


Fig.5.27 Curva de carga de una Vivienda.

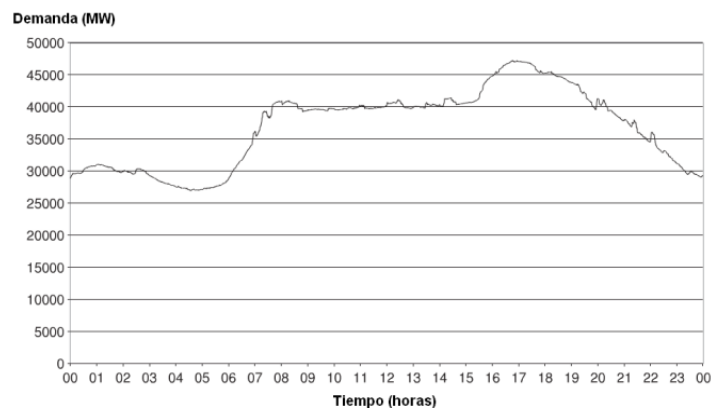


Fig.5.28 Efecto del Suavizado producido por la agregación de viviendas.

Para continuar con el análisis, en la figura 5.28 se presenta el efecto de suavizado producido por la agregación de los usuarios en el Reino Unido, aquí no sólo se reduce considerablemente el radio entre la potencia pico y la media, si no que es notable el suavizado de la curva de carga con respecto a la de una vivienda individual. De manera general se puede decir que como consecuencia, es mucho más fácil realizar predicciones, y la generación para suplir esta carga agregada puede ser más fácilmente programada.

De acuerdo con las características y ventajas que se han presentado, se indica conveniente un análisis del impacto que conlleva la agregación en las zonas aisladas de características similares a la zona en estudio, similar al que se ha realizado para Inglaterra, esto dará una idea de los beneficios de la aplicación de esta estrategia en ese tipo de zonas.

5.4 Evaluación del Control de Frecuencia mediante aplicación de Control Dinámico de la Demanda (DDC)

En primera estancia es necesario conocer las necesidades de control de frecuencia de la microred. Como se ha mencionado, es primordial mantener el

valor de frecuencia de una red de suministro cerca de su valor de consigna (50Hz para el sistema europeo, y 60Hz según el estándar americano), este aspecto, en el momento de la explotación de una microrred, se convierte en un indicador clave de la calidad del suministro. Si se toma como ejemplo el caso de Inglaterra, la red nacional está obligada a mantener la frecuencia dentro de $50\pm 0.5\text{Hz}$, normalmente la frecuencia se mantiene dentro de un margen de $\pm 0.2\text{Hz}$. La desviación de frecuencia respecto a su valor de consigna, bien sea aumentando o disminuyendo, es el principal indicador del desbalance momentáneo entre generación y demanda. Si en cualquier instante la demanda de potencia activa excede el suministro, la frecuencia del sistema cae, en el caso inverso, si el suministro excede la demanda, la frecuencia aumenta. La frecuencia del sistema tiende a fluctuar continuamente en respuesta a las variaciones en la demanda, haciendo necesario un seguimiento y una respuesta instantánea desde la generación.

El control de frecuencia de un sistema de potencia, implica ajustar el suministro lo más cercano posible al valor temporal de la demanda de la manera más inmediata posible. Como se ha explicado, en las redes convencionales, esta respuesta es proporcionada por medio de la descrita “Spinning Reserve”. La respuesta ocurre en dos fases; la respuesta primaria actúa dentro de decenas de segundos, compensando los aumentos o disminuciones de frecuencia, la respuesta secundaria responde para restaurar la frecuencia lo más cercano a su valor nominal dentro de decenas de minutos. Los momentos en que se hace mayor uso de este tipo de reserva es en las horas punta, en el capítulo 4 se ha mencionado como obtener la curva de demanda y dentro de cual es posible identificar los períodos punta para las que se debe proyectar una respuesta.

A nivel de microrredes, una alternativa óptima que se propone, es contar con una respuesta dinámica de la demanda (probada en Inglaterra en la red pública y conocida como *dynamic demand control*, DCC) para el control de frecuencia, esta se realiza mediante la participación de las cargas que puedan ser

desconectadas, reducidas o reprogramadas, para responder a fluctuaciones de frecuencia mediante modificación de sus ciclos de trabajo, sin dejar de cumplir con las funciones de su aplicación [150]. Los principales beneficios serán la disminución de costos en requerimiento de potencia disponible para asumir los picos de carga, y la consecución de una mejor calidad de suministro, en lo que refiere a estabilidad de frecuencia de la microred.

Las aplicaciones DDC son completamente automatizadas, por lo que no se requiere intervención de los usuarios, a menos que se plantee un sistema de medición inteligente donde el usuario tenga la facultad de desconectar sus cargas en respuesta a una señal.

Para poder llevar a cabo este control de frecuencia mediante control dinámico de la demanda, se debe seguir los pasos que se mencionan a continuación.

5.4.1 Verificación de la capacidad de control de frecuencia por parte de los equipos y sistemas de generación.

En el caso de una microred, los equipos de generación suelen estar diseñados para mantener una frecuencia, como es el caso de los inversores fotovoltaicos, los generadores diesel, los inversores eólicos y los motores de combustión alimentados por combustibles provenientes de procesamiento de biomasa, sin embargo es importante identificar si el elemento a utilizar cuenta con un control propio fiable, y de no ser así, se le debe adicionar algún tipo de control que ofrezca una fiabilidad aceptable.

Este tipo de controles suele encontrarse en las hojas de especificaciones técnicas de los equipos que conforman el sistema, en algunos casos puede ser sencillamente un valor de tolerancia respecto a la nominal, la precisión deberá ser siempre mayor del 90% y lo más cercano al 100%, según la precisión que se exija para el sistema.

5.4.2 Identificación de las cargas gestionables para responder a la demanda.

Se debe identificar cuáles son las aplicaciones que involucren cargas con posibilidad de participar en el control de frecuencia; esta selección se debe centrar en las cargas reprogramables, puesto que estas son las principales candidatas, por contar con capacidad de almacenamiento. Según Álvarez Bel y otros [151] la capacidad de almacenamiento está relacionada con la habilidad del proceso global de almacenar algún tipo de energía (eléctrica, térmica, mecánica o en forma de hidrógeno) o algunos otros productos manufacturados que pueden ser usados en cualquier otro momento. La capacidad de almacenamiento puede permitir a los procesos de consumo eléctrico ser reprogramados sobre un lapso de tiempo determinado. La capacidad de almacenamiento de energía puede ser interna a la carga (por ejemplo, una carga que cuente con un sistema o equipo que almacena los excesos de electricidad con baterías u otro elemento, o la energía transformada, por ejemplo en forma de hielo para almacenamiento de frío o bloques calentados para el almacenamiento de calor). Algunas veces el entorno de la carga presenta algún tipo de disponibilidad de almacenamiento de energía (o almacenamiento externo), por ejemplo el provisto por la capacidad de almacenamiento debido al calor específico del aire, paredes, muebles, etc., colocado en una oficina o vivienda, donde se presenta una demanda de aire acondicionado o calefacción.

Otro factor que se debe incluir a la hora de identificar las cargas que permitan dar una respuesta a la demanda controlando la frecuencia, está relacionado con el patrón de consumo de la carga, este puede ser discreto o continuo. Una demanda continua es aquella que implica un consumo continuo de electricidad para conseguir prestar el servicio propio de la carga (es el caso de cargas como iluminación u ordenadores) mientras en una demanda discontinua el consumo presenta intermitencias (como es el caso de refrigeradores o en la mayoría de aires acondicionados, donde el estado de operación es controlado por el

termostato). En ambos casos, la naturaleza de la demanda se ve influenciada por la naturaleza aleatoria del uso de la carga lo cual introduce un tipo de incertidumbre adicional a su comportamiento eléctrico.

El patrón de encendido y apagado de un aire acondicionado es mostrado en la figura 5.29, donde se puede observar que el consumo de energía depende del uso de la carga (el punto de temperatura de trabajo definido por el usuario) y el mecanismo de control interno. En este caso, durante el primer período de prueba la carga está conmutando de estado encendido a apagado regularmente. Cuando el cliente demanda mayor servicio a la carga (una reducción de 4°C en la temperatura demandada en este caso) iniciando al tiempo $t = 250$ min, la permanencia en encendido aumenta hasta que el cliente demanda la temperatura original a $t = 450$ min.

Aplicaciones como refrigeradores, aires acondicionados y calentadores de inmersión mantienen una conmutación de encendido y apagado todo el tiempo, lo que les ofrece la posibilidad de estar bajo la operación de un sistema de control dinámico de la demanda, ajustando su ciclo de trabajo en los períodos punta o de alta carga en la red. Su ciclo puede ser moderado por materia de segundos o minutos, y ajustado a las demandas de la aplicación, sin afectar negativamente su desempeño.

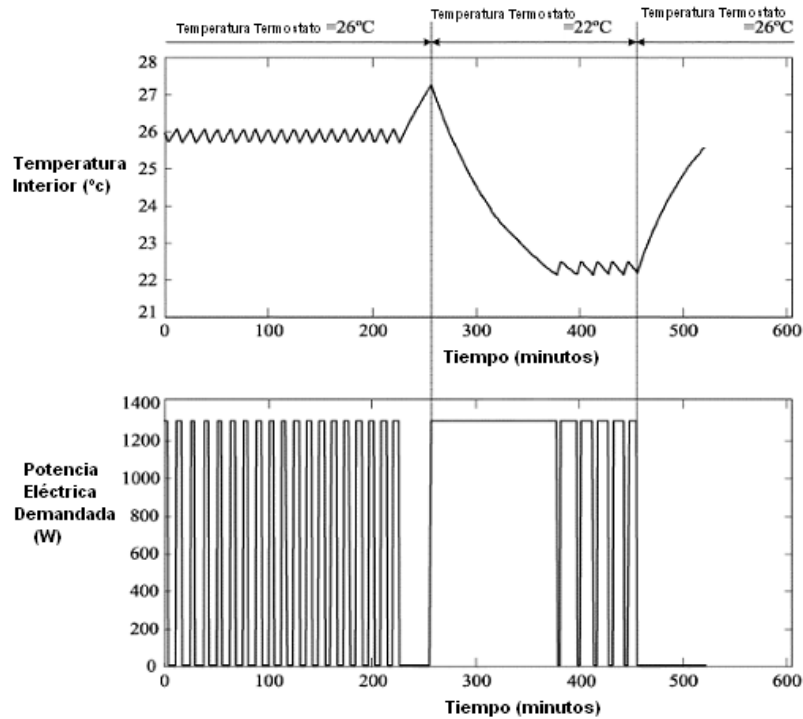


Fig.5.29 Conmutación de encendido/apagado de un aire acondicionado.

5.4.3 Caracterización y modelado de las cargas seleccionadas.

Una vez seleccionadas las cargas que presentan posibilidad de adaptarse para responder a la demanda mediante un DDC, se debe verificar su viabilidad y el potencial de actuación que ofrecen para dar respuesta sin superar los límites que impone el desempeño aceptable de su aplicación. Esto se realiza mediante su caracterización y la obtención de un modelo que permita conocer la respuesta en los posibles escenarios. Estos modelos deben considerar al mayor detalle las variables que se presentan en la operación de las cargas, como pueden ser la temperatura ambiente, la masa en el interior de los refrigeradores o congeladores, la cantidad de agua en los calentadores de inmersión, ocupación en recintos con aire acondicionado, entre otros.

Un ejemplo de análisis que se puede realizar en esta propuesta, es el realizado por Short y otros [152] para la red convencional de Inglaterra, donde se evalúa la viabilidad del uso de neveras domésticas para controlar la frecuencia mediante el DDC, en su estudio modelaron una unidad y validaron su modelo con mediciones realizadas directamente sobre un refrigerador. Ver figura 5.30.

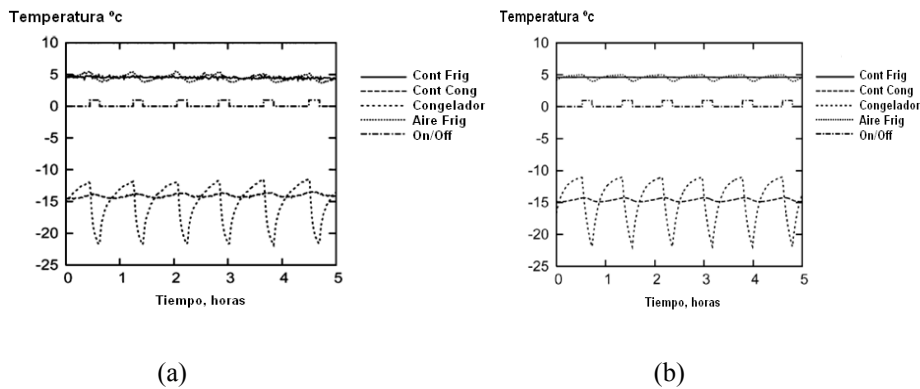


Fig.5.30 Temperaturas características en la operación de un refrigerador doméstico. (a) Medición directa (b) respuesta simulada.

Es importante observar en la operación del refrigerador, la inercia térmica del producto conservado o congelado (según compartimiento de congelación o conservación), especialmente en el interior del compartimento del congelador, donde el aumento de temperatura del aire en los períodos de apagado del compresor, llega a ser del orden de 10°C, mientras en el producto la variación es del orden de 1°C, esto se debe a las diferencias de calor específico, que llegan a causar un efecto de almacenamiento térmico en el producto congelado, que aporta su inercia térmica también a la temperatura del aire en el interior de la cámara. De acuerdo con lo mencionado, es importante considerar la cantidad de masa y las características del producto que se encuentra en el refrigerador o equipo de congelación a modelar. Es importante considerar que tanto la masa almacenada y las capacidades caloríficas de los materiales son factores cruciales para determinar cuanta carga puede ser desplazada.

En este experimento, los se consideró una masa de 2kg para el contenido del congelador, y una masa de 3kg para el espacio del como tal.

En el modelamiento, se utilizó un sistema de ecuaciones diferencia les para calcular los flujos entre las masas térmicas. La simulación se ejecuta a través de cada link térmico calculando el flujo de energía, dE desde la Masa 1 a la Masa 2 para la porción de tiempo dT usando:

$$dE = U A(T1 - T2)dT$$

$$E1 = E1 - dE$$

$$E2 = E2 + dE$$

Donde U es la conductividad de la unión, A es su área, y $T1$ y $T2$ son las temperaturas de las masas térmicas conectadas cuyas energías almacenadas serán $E1$ y $E2$ respectivamente. En el siguiente ciclo, se calcularon las nuevas temperaturas para cada masa usando:

$$Tn = En / (Sn mn)$$

Donde En es la energía calorífica almacenada en la masa n , Sn es la capacidad de calor específico (J Kg/ °C) y mn la masa (Kg).

Los parámetros escogidos en este caso se muestran en las tablas 5.1 y 5.2.

Nombre	Masa (kg)	Temperatura (°C)	SHC (J/Kg°C)
Congelador	3	-15.7	450
Contenido en el Congelador	2	-15.7	3000
Aire en el refrigerador	0.5	3.5	1000
Producto en el refrigerador	2	3.5	2000
Temperatura Ambiente	∞	25	n/a

Tabla 5.1 Características térmicas de los elementos.

Zona	Masa 1	Masa 2	Area (m ²)	U (W/m ² K)
0	Congelador	Contenido en el Congelador	0.15	12.5
1	Congelador	Aire en el refrigerador	0.225	6
2	Aire en el refrigerador	Producto en el refrigerador	0.35	12.5
3	Aire en el refrigerador	Salada que aloja a la nevera.	2	0.6

Tabla 5.2 Coeficientes de transferencia de calor para las uniones térmicas

5.4.4 Determinación de la estrategia para el control dinámico de la demanda.

Se debe determinar la estrategia de control sobre la carga, para lo cual es necesario conocer la estrategia de operación normal de la carga en su aplicación convencional, modificándola para que se comporte según se requiera en el control de frecuencia.

En la figura 5.31 se muestra la estrategia normal de operación; obtenida, una vez caracterizado el refrigerador, tal estrategia es modificada, para que los refrigeradores pasasen a actuar como una carga dependiente de la frecuencia, dando así respuesta a la frecuencia de la red.

La figura 5.32 muestra la estrategia propuesta, donde el rango de temperaturas permitidas varía linealmente con la frecuencia del sistema, esta estrategia va de la mano con del un análisis sobre las temperaturas permitidas para evitar efectos sobre el producto.

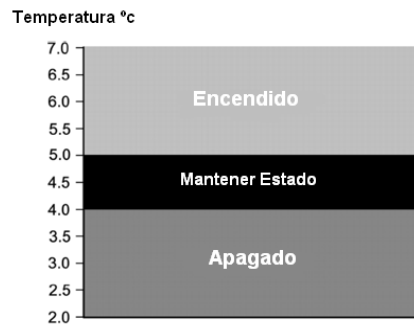


Fig.5.31 Estrategia convencional de operación de un refrigerador.

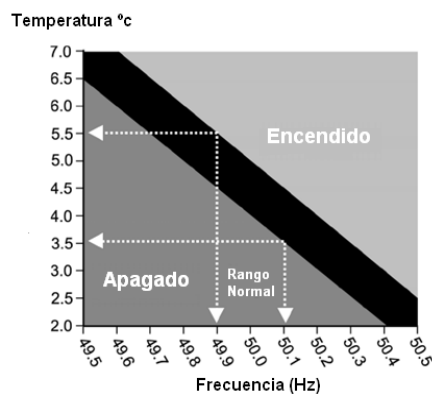


Fig.5.32 estrategia de operación para un refrigerador controlado dinámicamente.

5.4.5 Obtención de la respuesta de la aplicación a la estrategia de control.

Para determinar si la estrategia de control es viable para la aplicación que involucra la carga controlada, es necesario obtener la respuesta de la aplicación al aplicar la estrategia de control, esto puede ser posible mediante simulación, actuando sobre el modelo de la aplicación obtenido previamente; o directamente mediante mediciones directas sobre la aplicación, aplicando acciones similares a las de la estrategia de control. Así, en aplicaciones de frío o calor, interesa

conocer los valores límites alcanzados en la temperatura de la aplicación, para aire acondicionado podrá ser la temperatura máxima en una oficina u habitación, para calentamiento de agua será la temperatura mínima del agua calentada, en una cámara de congelación o en un refrigerador, será la temperatura del producto.

Un ejemplo de este análisis es el realizado por Short y otros [152], quienes registraron las temperaturas máximas en el interior de los compartimentos de los refrigeradores domésticos, esta respuesta se muestra en la figura 5.33. Como se puede ver en la figura, el contenido del congelador incrementa alrededor de 1.5 °C después de media hora de déficit de suministro eléctrico, siendo este un valor permisible en el proceso de conservación de alimentos.

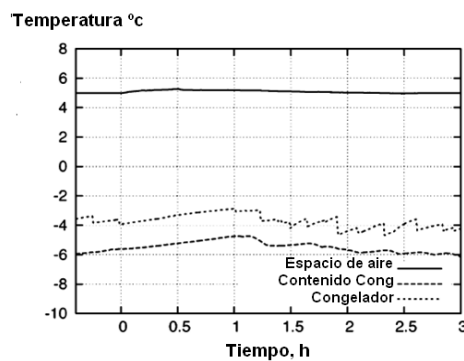


Fig.5.33 Temperaturas máximas alcanzadas en un refrigerador convencional que forma parte de un sistema de control dinámico de la demanda.

Finalmente, se debe obtener la respuesta del control sobre la frecuencia de la red, y dependiendo del efecto del control sobre la aplicación de la carga y sobre la frecuencia de la red se concluye la viabilidad o no de la incorporación de la estrategia de DDC sobre la aplicación.

5.4.6 Obtención de la respuesta de la frecuencia de la microred a la estrategia de control.

Para obtener la respuesta sobre la frecuencia de la red, es necesario un modelo que contenga las cargas, los generadores y la inercia de la red. En primera instancia, es necesario considerar la demanda liberada (conocida por el término anglosajón “released demand”). Una parte de las cargas en una microred puede estar compuesta de máquinas rotativas, que presentan una dependencia a la frecuencia de la microred, causada por el hecho de que estas máquinas reducen su frecuencia de giro en cuanto la frecuencia de la red cae, por lo tanto pasan a consumir menos potencia. Se ha encontrado empíricamente que la demanda total de la potencia activa decrementa entre un 1% y un 2% para un 1% de caída en frecuencia, dependiendo de una constante D [153], este cambio en potencia es la denominada demanda liberada. Para efectos de simulación puede ser tratada como una inyección de potencia activa P_R , calculada mediante la siguiente fórmula :

$$P_R = - D \cdot P_L \cdot \left(\frac{f - f_{NOM}}{f_{NOM}} \right)$$

Donde D puede ser asumida como 1.0 y P_L es la carga total que existiría si no hubiese dependencia de frecuencia.

La inercia de la microred se puede simular como una energía almacenada en un simple volante de inercia, de momento de inercia I , rotando a la frecuencia de la microred, $\omega = 2\pi f$ rad / s. La energía total almacenada será entonces

$$KE = \frac{1}{2} \cdot I \cdot (2\pi f)^2$$

La capacidad de almacenamiento inercial de un sistema es medida por una constante inercial, H , la cual es el número de segundos de salida nominal de energía almacenada (a frecuencia nominal). H típicamente varía entre 2 y 8 segundos [153], se ha realizado estudios con variaciones de H entre 2 y 8 segundos, sin notar cambios significativos en la respuesta a la demanda, se recomienda usar un valor de 4 segundos. I se calcula una vez se pone en marcha el sistema

$$I = \frac{2 \cdot P_{GMAX} \cdot H}{\omega_{NOM}^2}$$

Donde P_{GMAX} es la capacidad total de generación. Para cada paso de simulación, se calcula el exceso PS

$$P_S = P_G + P_R - P_L$$

Donde P_G es la generación total, P_R es la demanda total liberada y P_L es la carga. PS será entonces la potencia que va al almacenamiento inercial. Dado que para cada simulación la porción de tiempo dT , la energía debe conservarse, entonces

$$KE = \frac{1}{2} \cdot I \cdot (2\pi f)^2$$

Por lo tanto

$$\frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega_{(t+dT)}^2 = \frac{1}{2} \cdot I \cdot \omega_{(t)}^2 + P_S \cdot dT$$

Lo cual provee una ecuación diferencial para calcular la nueva frecuencia en cada paso de la simulación

$$\omega_{(t+dT)} = \sqrt{\omega_{(t)}^2 + \frac{2 \cdot P_S \cdot dT}{I}}$$

La simulación, entonces seguirá los siguientes pasos para cada porción de tiempo, dT :

- Calcular PL sumando las cargas conectadas
- Calcular PG sumando la generación total
- Calcular PR usando
- Calcular Ps usando
- Calcular el nuevo ω , y por consiguiente f .

En la figura 5.34 se puede observar el efecto de la actuación del sistema de control dinámico de la demanda en la frecuencia de la red, tras una caída repentina de un porcentaje de generación, se ha incluido la respuesta de un sistema convencional, al comparar las dos repuestas, se observa que la respuesta del DDC es más suave, llegando a restaurarse en un período comprendido entre 30 y 40 minutos.

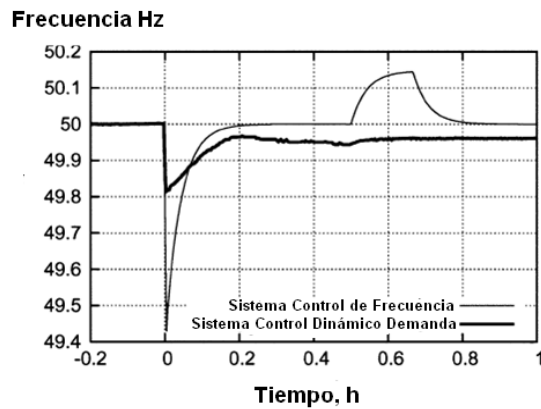


Fig.5.34 Frecuencia simulada resultante de la actuación de un sistema de control dinámico de la demanda para estabilización de la frecuencia de red, basado en el control de refrigeradores, frente a la de un sistema de control de frecuencia convencional.

5.4.7 Determinación del sistema para realizar el control dinámico de la demanda.

Una vez se ha definido como viable el uso de DDC, se debe proceder a definir la arquitectura del sistema que se utilizará para realizar el control, esta consistirá en un sistema electrónico de medición y control. El diseño e implementación de sistemas para efectuar este tipo de control, es posible mediante la utilización de una arquitectura que involucre medidores de la frecuencia de red, comunicados con una unidad de control programada según el algoritmo de control definido, un sistema de comunicación para enviar la señal del controlador a controladores de carga, que cuenten con actuadores a base de relés o electrónica de potencia mediante los cuales se conecte y desconecte la carga; un esquema de las tareas involucradas en la arquitectura mencionada se presenta en la figura 5.35. Sin embargo este tipo de aplicaciones han venido evolucionando y ya se encuentran en un grado de desarrollo tanto como en el ámbito de la investigación, como en el comercial. El uso de la frecuencia del sistema como una señal de entrada fue patentado en 1979 en los Estados Unidos, bajo el concepto de reprogramador de potencia adaptable a la frecuencia, (en inglés Frequency Adaptive Power-Energy Re-Scheduler FAPER), concepto aplicable a cualquier consumidor que requiera energía eléctrica, pero sin dependencia crítica del instante en que la energía debe ser suministrada. [154]. La firma inglesa Responsive Load Ltd, ha desarrollado un controlador de carga dependiente de la frecuencia AC, similar al FAPER, que incorpora además varios límites de frecuencia que afectan la probabilidad de conmutación del estado de la carga, de esta manera puede manejar diversos modos de operación dependiendo de la frecuencia de la red en ese instante [155].

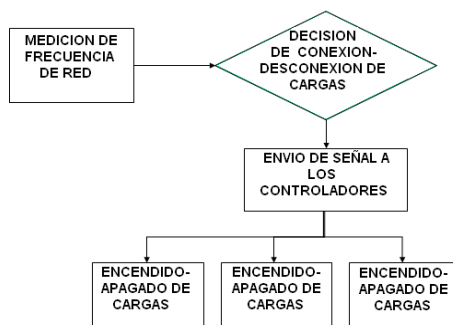


Fig.5.35 Diagrama general de tareas propias de un sistema de control de frecuencia basado en control dinámico de la demanda.

El laboratorio “Pacific Northwest National Laboratory” (PNNL), en un proyecto soportado por el departamento nacional de energía, se encuentra desarrollando el “Grid Friendly Controller” el cual puede detectar e impedir inestabilidad en la red monitoreando la frecuencia, se proyecta que este producto se ajuste a consumidores domésticos e industriales para poder realizar desconexión de cargas en horas de excesiva demanda sobre la red [156].

Firmas reconocidas como Siemens y General Electric ofrecen operaciones del tipo DDC dentro de su conjunto de soluciones para la gestión de demanda.

La compañía inglesa Econnect Ltd, sobre sale en este tipo de desarrollos, especialmente en lo que a su aplicación a una microred se refiere, es una compañía que se ha especializado en la integración de energías renovables, y dentro de sus desarrollos se encuentra un controlador inteligente de carga (“Intelligent Load Controller”), diseñado dentro del proyecto DISPOWER de la Comisión Europea [157], para uso en microredes que contengan alta penetración de generación renovable intermitente; el control de frecuencia es la tarea central en tales microredes. El sistema monitorea la frecuencia, y usa lógica difusa para decidir cuándo encender o apagar cargas resistivas (tales como calentadores o enfriadores de ambiente o de agua), con el objetivo de mantener la estabilidad de frecuencia. Esta es una aplicación ideal para el

control de frecuencia en una microrred aislada, un ejemplo de estrategia propuesta, que muestra la actuación del controlador en una microrred con generación eólica, se puede observar en la figura 5.36

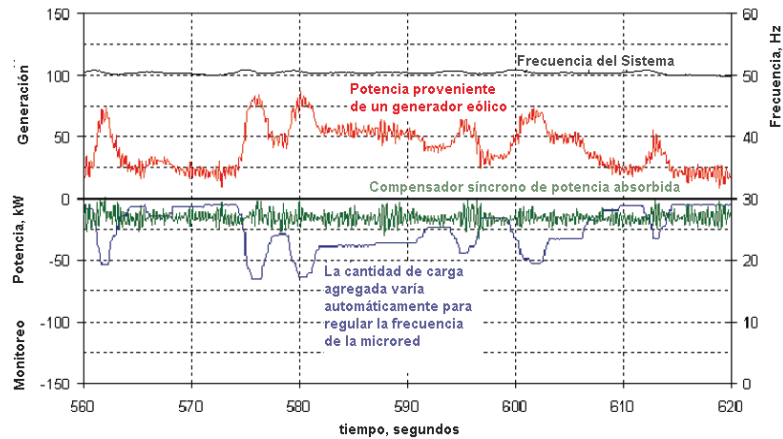


Fig.5.36 Perfil de aplicación del control propuesto, mediante controlador inteligente de carga, aplicado a una microrred que contiene un generador eólico.

5.5 Planificación de Seguridad.

La seguridad debe estar correctamente planificada en cualquier instalación de suministro energético, se debe proteger la microrred como tal con el fin de que preste su servicio dentro de los niveles esperados, y a los usuarios, especialmente en el caso de zonas aisladas, allí la participación de comunidades o usuarios no electrificados previamente es eminente, las personas no están familiarizadas con el manejo de la energía eléctrica ni de las instalaciones involucradas. La incorporación de elementos de seguridad en el proceso de diseño, ayudarán a evitar o minimizar los efectos de los potenciales peligros sobre las facilidades o sobre la gente.

5.6 Plan de tarificación.

Si se toma como referencia los sistemas convencionales, existen dos conceptos a tarificar, uno fijo asociado a la máxima potencia disponible y un concepto variable asociado a la cantidad de energía consumida en el período de tiempo. Esta es una alternativa que estimula la reducción de consumos por parte de los usuarios, ya que se les cobra más en cuanto más energía consuman, sin embargo es un esquema que precisa la medición y registro de consumos de cada usuario, actividad que puede resultar costosa hablando de países en vía de desarrollo pero adecuada en aquellos casos donde se cuente con suficientes recursos para la implementación de mediciones.

Otra alternativa es la tarificación basada en potencia contratada, de esta manera se paga un valor fijo asociado a la potencia contratada, en el que se sitúe el usuario, de esta forma se reducen los costos asociados a esta gestión, el control del consumo por vivienda, se puede hacer por medio de los mismos elementos de seguridad, el *Interruptor Controlador de Potencia ICP*, que consiste básicamente en un interruptor magneto térmico que se dispara al superar una potencia definida (exactamente una corriente asociada a esa potencia), es un elemento adecuado para este fin.

Algunos autores sugieren la presencia de un Agregador o un comercializador que se encargue de gestionar las transacciones de la energía inherentes a la Microred [158].

5.7 Gestión del Mantenimiento.

El mantenimiento es un factor fundamental para la sostenibilidad de un sistema de generación de energía en una zona aislada, y debe ser considerado desde la *planificación*, al seleccionar las tecnologías involucradas en las unidades de generación es importante tener en cuenta el factor de mantenimiento de las

mismas, se ha presentado dentro del procedimiento para la optimización de la microred un criterio a considerar para la selección del sistema óptimo, este es el costo presente neto NPC, cuyo cálculo incluye un rublo de mantenimiento de los sistemas, de esta manera se impacta sobre la tecnología escogida, así unidades de generación basadas en energías renovables como la solar o la eólica que involucran un menor costo de mantenimiento que una generación con energía convencional como los generadores diesel, tendrán una ventaja para ser seleccionadas en el sistema óptimo.

Pasando a considerar la *operación* de la microred, cabe decir que contar con un adecuado plan de operación y mantenimiento es un factor que va fuertemente asociado a la probabilidad de éxito en la explotación de este tipo de proyectos. Aquí juega un papel primordial la presencia de personal capacitado en la zona.

5.7.1 Personal para mantenimiento de la microred, oportunidades laborales y características.

Las zonas aisladas suelen estar en sitios demasiado rurales o remotos, donde la necesidad de contar con mano de obra local para la instalación y mantenimiento es inminente, esto puede significar un beneficio para la comunidad, que al involucrarse se ve más motivada a apoyar el proyecto. Encontrar trabajadores locales con formación y destrezas adecuadas para instalar y mantener el complejo equipo que involucra una microred es complicado, por eso identificar fuerza de trabajo con destrezas para realizar este tipo de trabajos es crítico, como lo es su posterior capacitación y entrenamiento. Según Fernández y Blumsack [159], han emergido en Estados Unidos algunos programas estatales y universitarios orientados a entrenar electricistas, techadores, y otro tipo de personal con formación, para instalar generadores diesel, y de energías renovables. La pieza que falta para apoyar la producción de microredes a través de programas similares es la formación en equipos de distribución locales, de

esta manera el personal seleccionado debe ser formado para el mantenimiento, vinculado directamente o a través de organizaciones que presten este tipo de servicios, y debe formar parte del proyecto desde la instalación para que cuente con mayor conocimiento a la hora del mantenimiento.

5.7.2 Tareas a realizar por el personal de mantenimiento.

Se suele sugerir un solo técnico encargado, que se apoye esporádicamente en personal extra en caso de ser necesario a fin de minimizar costos, sin embargo esto dependerá de la tecnología que se involucre. Las tareas principales que debe realizar el equipo o encargado de mantenimiento son las siguientes:

- Implementación de los procesos y periodicidad de mantenimiento para los diferentes módulos.
- Gestión de suministro y almacenamiento de combustibles y recambios (manejo de inventarios).
- Control de los procedimientos de operación, encendidos y apagados.
- Implementación y seguimiento a los procedimientos de respuesta alarmas del sistema.
- Inspecciones periódicas de los generadores y de la red de distribución.
- Mantenimiento preventivo basado en la detección anormalidades en los parámetros de funcionamiento (ruidos, excesos de consumo, humos, etc).
- Asesoría a los usuarios en el manejo de los equipos o en problemas que se presente en el punto de consumo, como rearme de las protecciones, desconexión de cargas por la gestión de la demanda, etc. También en el tema de eficiencia energética, como es el uso de elementos de bajo consumo, compensación de reactiva etc.

5.8 Conclusiones.

En este capítulo se ha mostrado los pasos para operar de manera óptima la microrred, y los aspectos que se deben considerar para tal efecto. Al revisar este análisis se puede concluir que la estrategia de despacho de las unidades del mix energético es una de las decisiones más complicadas de la microrred; para conseguir la más óptima, es necesario conocer con qué generadores se puede planificar un despacho, y cuáles deben ser utilizados en un instante específico. La estrategia de despacho debe ser capaz de alcanzar una fiabilidad o disponibilidad en período de tiempo en la microrred, impuesta según el tipo de usuarios u aplicación, esta fiabilidad suele ser medida en microrredes por la probabilidad de pérdidas en el suministro de energía, y es directamente proporcional a la suma de los productos entre la energía que se deja de suministrar en un fallo, multiplicada por el número de fallos. En la operación, el sistema debe ser capaz de asumir los cambios repentinos de carga, para lo cual debe contar con una reserva operativa.

El despacho de las fuentes depende de la carga instantánea de las fuentes renovables intermitentes que se generen en ese instante, del estado de carga de la batería, y de la disponibilidad de combustible según las limitaciones que se presenten. De manera general se puede hablar de dos estrategias, una enfocada a servir la carga directamente y otra enfocada a servir la carga manteniendo un almacenamiento mínimo; de estas dos se derivan las demás.

En el caso de generadores de fuentes renovables que involucren inversor AD/DC o DC/DC, es en estos elementos que se observa más viable aplicar la estrategia de control, tal como es el caso de la estrategia de control VSI. Para controlar la frecuencia, la estrategia de control de potencia activa vs frecuencia ($Qvsf$) por pendiente (droop control) es el que se ajusta mejor a la necesidad de una microrred.

Es posible controlar la frecuencia de una microred mediante la aplicación de gestión de la demanda, siempre que existan cargas que presenten flexibilidad, aquí las aplicaciones que impliquen producción de frío presentan un amplio potencial.

La agregación de cargas usuarios con diferentes perfiles de consumo, permite llegar a una curva más plana, conllevando a beneficios como la utilización de equipos más eficientes, mejor predicción de la demanda y reducción de la potencia nominal instalada. Este tipo de beneficios pueden ser altamente notorios en microredes, por lo tanto la agregación de cargas debe ser aplicada en la previsión de explotación de una microred.

5.9 Aportaciones del capítulo.

En este capítulo, se ha considerado el comportamiento de la demanda, para forzar el diseño de la microred, a responder mediante estrategias de gestión y control, a los requerimientos que pueda presentar en cualquier instante la mencionada demanda, difiriendo así de los sistemas convencionales. Para complementar y realimentar estas estrategias, llevando al sistema a una máxima eficiencia, se ha optado además por integrar estrategias donde sea la demanda quien da respuesta a las necesidades del sistema, es decir estrategias de gestión de la demanda.

Se ha presentado de manera amplia, los aspectos que se deben considerar en la explotación óptima de una microred, como las mencionadas estrategias de operación y de control, la gestión de la demanda, y la agregación de cargas; siendo estos conceptos tratados por otros autores de forma separada. Así, mediante el análisis presentado en este capítulo, estas partes dejan de ser piezas

sueltas y se convierten en un potente engranaje que impacta en eficiencia, costos y calidad de servicio para el usuario de una microred.

El estudio aquí desarrollado no sólo ha mencionado los aspectos generales, ha ido más allá, al presentar conceptos que son tratados comúnmente en redes convencionales, pero que a nivel de microredes cambian, o se “adaptan” como lo es el caso de la reserva operativa, la capacidad de escasez, la probabilidad de pérdidas de carga, la probabilidad de pérdidas de suministro, el porcentaje de carga no servida. También las estrategias de operación de una microred, que difieren de las utilizadas en una red convencional, y sumadas a los conceptos mencionados anteriormente, ofrecen la información necesaria para poder operar de manera óptima una microred.

CAPÍTULO 6

APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

En el capítulo 2, se ha presentado las características de las Zonas no Interconectadas de Colombia, haciendo un análisis concienzudo de estos precedentes, se ha identificado que las zonas costeras de Colombia corresponden a un porcentaje importante y tienen unas determinadas características en común, especialmente en lo referente a sus recursos y actividades socio-económicas, en las que se ve la oportunidad de explotación de la energía. Por lo tanto, la opción de desarrollar un proyecto donde se aplique la metodología de planificación, que sirva como referencia para este tipo de zonas es totalmente viable. En el presente capítulo se procede a la aplicación de la metodología de planificación de soluciones energéticas definida en el capítulo 4.

Dentro del tipo de zonas objeto de esta tesis, y de acuerdo a las características que se presentan a continuación; se ha decidido aplicar la metodología a la zona de la vereda Nueva Pampa, corregimiento del Totumo, Municipio de Necoclí. Este municipio de la costa colombiana, ubicado en el Golfo de Urabá, pertenece al departamento de Antioquia y limita con los Municipios de Turbo, Arboletes y San Juan de Urabá; su población presenta un problema de acumulación de madera residual, proveniente principalmente del río Atrato, que desemboca en sus playas. De esta manera, se presenta una gran oportunidad de impactar positivamente tanto en la comunidad como en el medio ambiente, dada la alta suficiencia de biomasa que se deposita en las playas, produciendo impactos negativos, especialmente sobre la población que realiza actividades de diversa índole (turismo, pesca, etc). Tales impactos se pueden mitigar aprovechando

esta madera para la producción de energía a fin de brindar a la comunidad suministro energético y resolver el problema de contaminación visual y medioambiental que se inducen, ya que al verse las playas cubiertas de residuos, la población procede a disponer de estos quemándolos, con el respectivo impacto sobre medio ambiente y la calidad de vida de la comunidad. La investigación sobre esta zona permite obtener resultados fiables ajustados a las condiciones y necesidades reales, al encontrarse esta zona a cargo del IPSE de Colombia, esta entidad estableció un convenio con la Universidad Politécnica de Valencia para la realización de investigación de soluciones energéticas sobre la zona, mediante el cual ha sido posible la obtención de información in situ, lo que hace posible trabajar con datos y características reales. De igual manera ha sido un laboratorio para la experimentación, al contar con un gasificador de biomasa, y brindar la opción de adquirir mediciones de consumo de esta zona, como de las demás zonas aisladas de manera remota, desde el centro nacional de monitoreo, información, que se ha complementado y contrastado con las obtenidas por medio de actividades de investigación. Para contar con una idea de la situación geográfica de la zona, se presenta la figura 6.1, esta es la imagen desplegada por la aplicación de datos atmosféricos de la Nasa, al situar la zona para la obtención de los datos meteorológicos que se utilizan en el desarrollo de este capítulo.

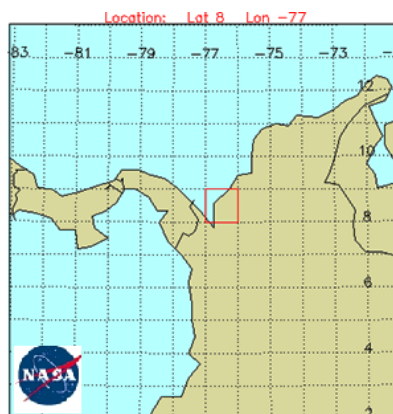


Fig.6.1.Situación geográfica de la zona aislada en estudio.

A continuación se aplican los pasos definidos en la de la metodología.

6.1 Caracterización e identificación de necesidades energéticas.

Las características generales más importantes de esta zona, son:

- Es una población de 250 habitantes.
- Al clasificarla de acuerdo la escala definida por la unidad de planeación minero energética de Colombia, se ubica en el rango de Mediana.
- Consta de 48 viviendas.
- El número medio de personas por vivienda es de 5.
- El número medio de habitaciones por vivienda está en torno a 4 (incluyendo el salón).
- La conexión a la red fue evaluada en su momento por el distribuidor que opera en la región, pero fue negada por ser considerada una zona de difícil acceso.
- En principio, las fuentes energéticas en esta zona, se basan en la madera y el butano para cocción de alimentos. Se utiliza linternas, radios y otros elementos de baterías, un par de viviendas cuenta con generadores a base de gasóleo y gasolina de unos cuantos kilovatios, normalmente encendidos en las horas de la noche.
- Hay algunos postes de alumbrado público funcionando con paneles solares, pero en menos de un 10% de las vías, las demás no poseen ningún tipo de iluminación.
- La zona más cercana para la obtención de combustibles y baterías, queda a unos 15 kilómetros de distancia.

- Las viviendas son en su mayoría de madera. Se encontró, en menor cantidad viviendas de ladrillo con tejas de asbesto o de barro, en algunos casos el tejado es una placa de hormigón que se usa como terraza
- No se tiene ningún plan especial para la disposición de residuos provenientes de las fuentes existentes, como el caso de baterías. La mayor contaminación la produce la incineración de la madera.
- En cuanto a horarios de consumo, los mayores picos se proyectan para las horas nocturnas, dada la necesidad de iluminación, y por ser las horas en que las familias se encuentran en su casa. El horario en que se permanece sin luz solar es entre las 6:30Pm y las 6.30Am.
- Respecto a la eficiencia energética, se encuentra que los usuarios que utilizan energía, a base de generadores diesel o gasolina, usan bombillas de bajo consumo.

De acuerdo a las visitas a campo realizadas, y la información recibida por parte del IPSE, las principales necesidades energéticas detectadas en la comunidad son:

- Necesidad de iluminación pública nocturna, que aporte seguridad frente a robos de los elementos de pesca de los pescadores durante la noche, igualmente la prevención de accidentes en el desplazamiento nocturno, incluida las mordeduras de ofidios, las cuales se dan debido a que no es posible observarlos por falta de iluminación.
- Conservación de vacunas y demás elementos que requieren energía eléctrica en la atención en salud, incluyendo la iluminación del centro de atención.

- Iluminación del colegio, ya que es primordial para el desempeño de los estudiantes.
- Necesidades básicas de la comunidad para la información y entretenimiento como la televisión, y radio.
- Iluminación en las viviendas, especialmente para mejorar el rendimiento escolar de los estudiantes, a la hora de realizar sus deberes.
- Refrigeración para tecnificar la actividad de pesca, dado que la falta de elementos para la conservación de los productos de la pesca produce que se deterioren prematuramente y se puedan generar condiciones de salud e higiene inadecuadas. De esta manera se podrá mejorar la calidad y volumen de producto.
- Refrigeración básica en vivienda para la conservación de alimentos, especialmente debido a las altas temperaturas que se presentan en zonas tropicales al nivel del mar.
- Mejoramiento de la calidad y volumen de producción de temas relacionados con el tratamiento de la madera.
- La posibilidad de incursionar en nuevas industrias, como la láctea, considerando el potencial lechero que se presenta en la zona, que puede ser aprovechada en productos como el queso, actividad que requiere de la energía eléctrica para tecnificarse.

6.2 Cálculo de las necesidades energéticas.

6.2.1 Estimación del consumo.

Se ha aplicado los pasos de la Metodología, para obtener el consumo medio diario L_{md} estimado para la zona, tal como se presenta en la tabla 6.1, en esta estimación se ha dejado un margen para actividades comerciales e industriales que surjan tras la aplicación de la solución energética.

CONSUMO RESIDENCIAL						
	Potencia Unitaria (W)	Unidades	Potencia Vivienda (W)	Total 48 Viviendas (kW)	Horas/día	Energía Diaria (kWh)
Bombillas	60	5	300	14,4	7	100,8
Radio	20	1	20	0,96	6	5,76
Frigorífico*	150	1	150	7,2	10	72
Ventilador	70	3	210	10,08	5	50,4
TV	120	1	120	5,76	5	28,8
Otros	300	1	300	14,4	8	115,2
Total vivienda			1100			
Viviendas	48		52800	52,8		372,96
CONSUMO ALUMBRADO PÚBLICO + INDUSTRIAL + COMERCIAL						
	Potencia Unitaria (W)	Unidades	Potencia Total (kW)		Horas/día	Energía Diaria (kWh)
Alumbrado Público (6.30 pm a 6:30am)	150	18	2,7		12	32,4
Frigoríficos industriales*	1000	5	5		8	40
Otros Consumos Industriales-Comerciales (Reprogramables)*	1000	3	3		8	24
Otros Consumos Industriales-Comerciales (No reprogramables)	1000	6	6		8	48
Consumo Industrial-Público			16,7			144,4
*Cargas con flexibilidad de gestión (reprogramables, desplazables)						
DEMANDA TOTAL ZONA			POTENCIA (kW)		ENERGIA (kWh)día	
			69,5		517,36	

Tabla 6.1. Estimación de la demanda en la zona.

6.2.2 Clasificación de los consumos totales según prioridad.

De acuerdo con el tipo de cargas potenciales y las características propias de la zona, se decidió establecer dos niveles de prioridad. Un primer nivel, compuesto por las cargas críticas, acompañado de un segundo nivel, compuesto por cargas flexibles, que podrían clasificarse como cargas con posibilidad de reprogramación o cargas aplazables. Específicamente, para esta zona, este segundo tipo de cargas consisten en sistemas de refrigeración y enfriamiento (refrigeradores, congeladores, enfriadores). Las cargas que presentan flexibilidad de operación, son resaltadas en la tabla 6.1; y el porcentaje que ocupa la energía proyectada para estas cargas dentro del total de la demanda, se muestra en la figura 6.2.

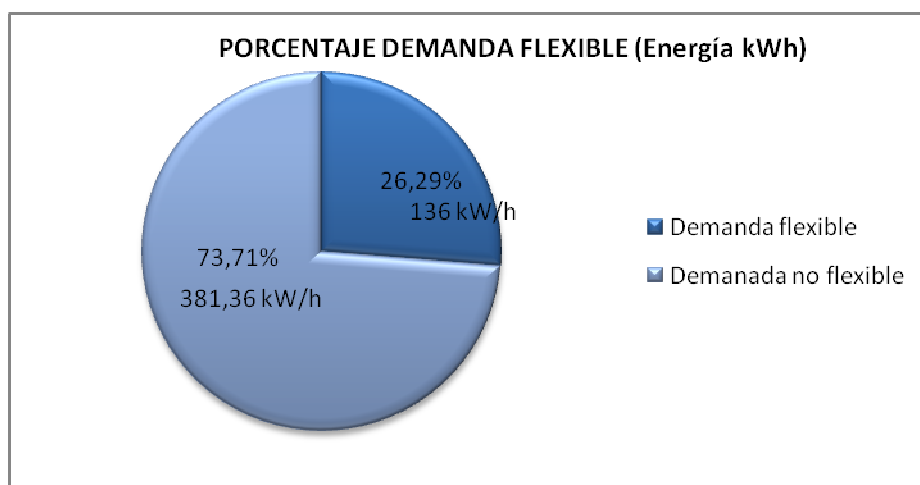
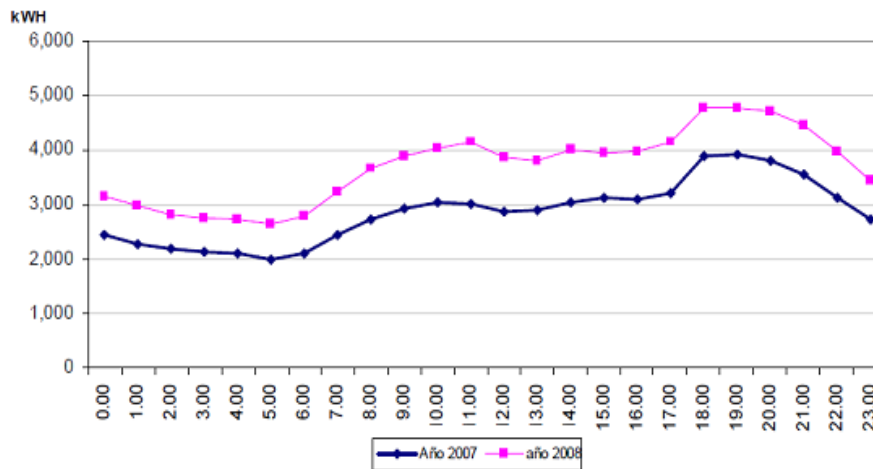


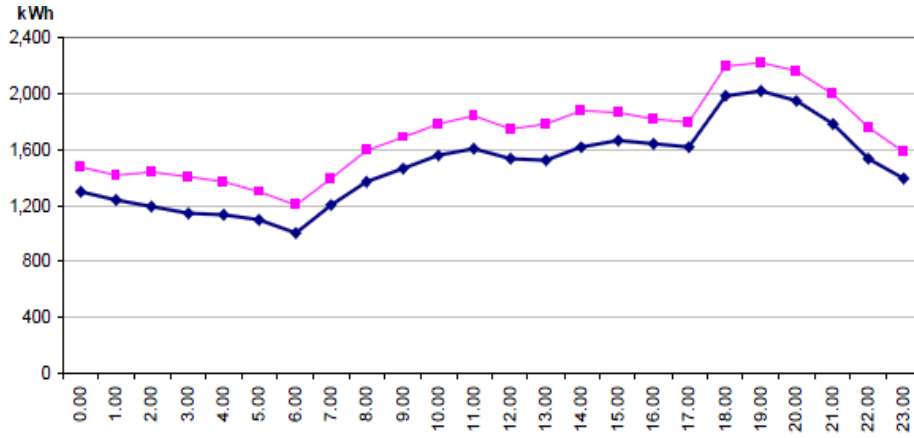
Fig.6.2.Relación porcentual entre la demanda crítica y la demanda flexible.

6.2.3 Proyección de la curva de carga.

Para la proyección de la curva de carga, se ha obtenido las curvas de carga de un día medio para otras zonas no interconectadas de Colombia, estas curvas han sido contrastadas, encontrando que presentan un patrón similar, como se puede observar en la figura 6.3 para las zonas de Leticia y Puerto Carreño. De otro lado, se ha obtenido mediante consulta al operador de la red eléctrica de Colombia (la compañía XM), la curva de demanda diaria promedio de Colombia para un día laboral, expresada en porcentaje (figura 6.4), si se contrasta esta curva con la de las zonas aisladas, se concluye que se conserva la similitud en el patrón de consumo, y que es viable aplicar la curva de consumo nacional a la zona no interconectada.



(a)



(b)

Fig.6.3. Curvas de carga de dos zonas aisladas de Colombia. (a)Leticia. (b)Puerto Carreño.

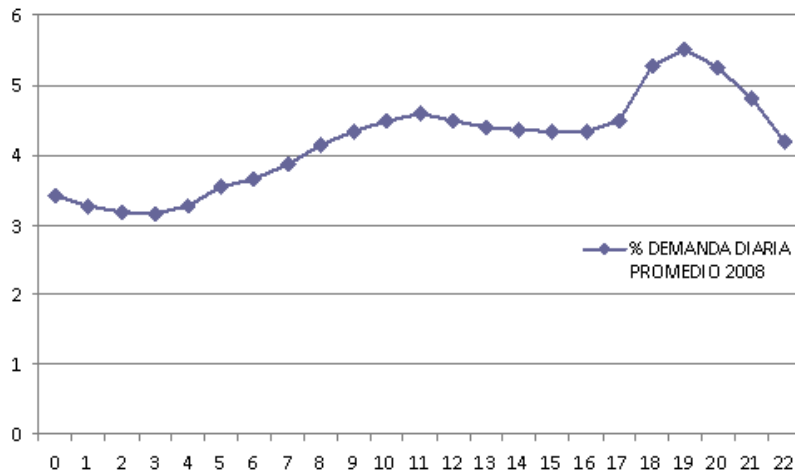


Fig.6.4. Curvas de demanda promedio de Colombia, expresada en porcentaje. (Cortesía Operador del mercado eléctrico en Colombia-XM)

Aplicando los porcentajes, a la demanda calculada en la tabla 6.1, se obtiene la siguiente curva de carga para la zona en estudio:

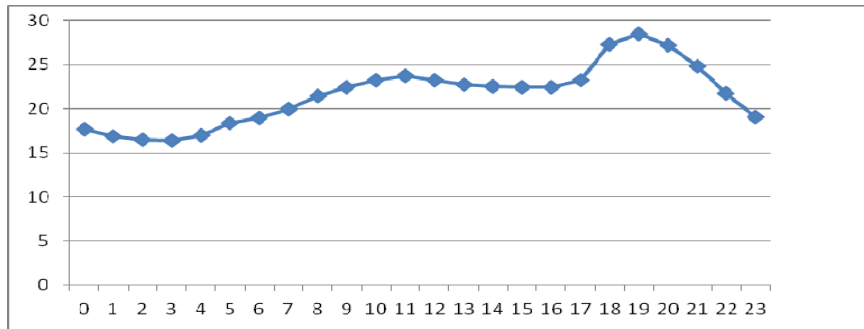


Fig.6.5.Curva de demanda estimada para la zona aislada Nueva Pampa-Necoelí.

Revisando estudios desarrollados por otros autores, se encontró, que este tipo de comportamiento de la demanda es muy similar en gran parte de las zonas aisladas a nivel mundial, incluso, Vasiljevska y otros [160], en su metodología para control de micredes, han utilizado la curva de carga de Portugal, en la que se observa un comportamiento de la demanda similar a la que se ha proyectado para la zona del Totumo-Necoelí, en este caso los autores han planteado un control de la micred, utilizando técnicas de decisión multicriterio, y orientando la respuesta a los precios del mercado para una Microgrid conectada a red difiriendo del caso de análisis de esta tesis que corresponde a una zona aislada.

6.3 Determinación y caracterización del potencial energético renovable.

En este apartado, se determina para la zona aislada, el potencial del recurso eólico, solar y de la biomasa residual procedente de la madera transportada por río Atrato, y depositada en las playas. La producción energética, y las fuentes de generación más viables, se determinarán posteriormente, mediante la simulación el uso de la herramienta HOMER.

6.3.1 Determinación del recurso eólico.

Para determinar las velocidades medias mensuales del viento v_{mes} y la velocidad media anual $v_{año}$ en la zona, se ha recurrido a la base de datos de la Nasa, obteniendo la distribución de la figura 6.6.

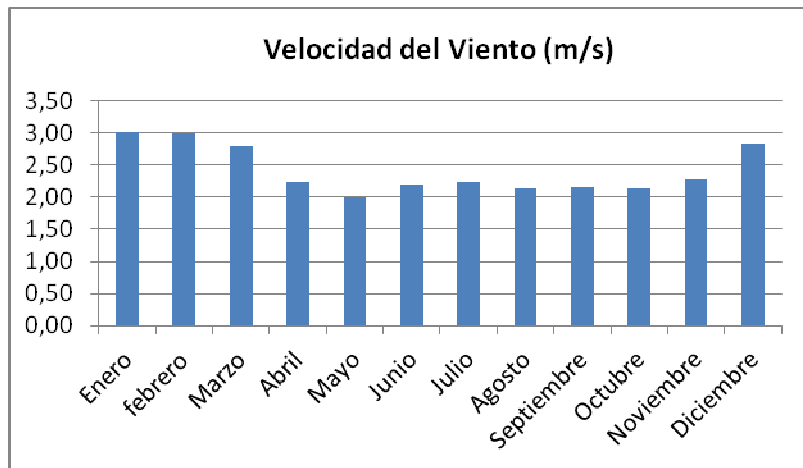


Fig.6.6.Distribución de velocidades del viento para la zona aislada.

Para esta distribución, se calculo la velocidad media anual, $\bar{v}_{año} = \frac{2,41m}{s}$.

Posteriormente, se modeló la frecuencia y velocidad del viento, aplicando la distribución de Weibull se obtuvo que el mejor ajuste corresponde a $k = 1,99$ y $c = \frac{2,73m}{s}$, la distribución se muestra en la figura 6.7.

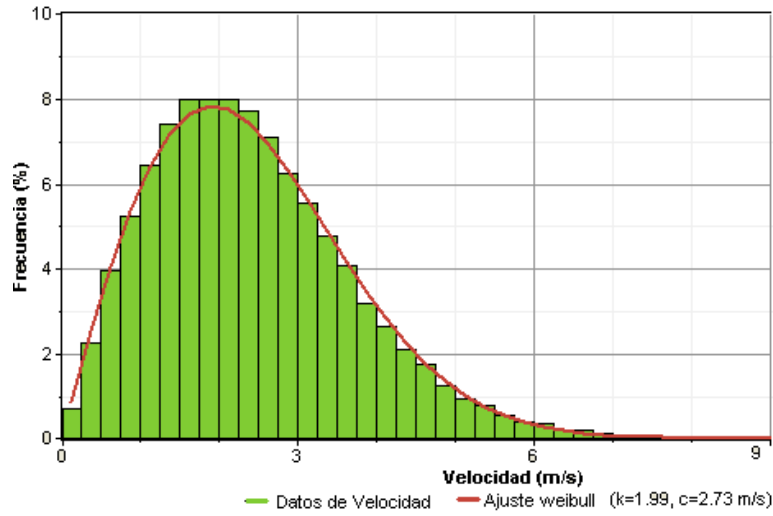


Fig.6.7. Ajuste de la distribución de Weibull.

Tras analizar la frecuencia de velocidades desplegadas en el modelo, se puede apreciar que prevalecen las velocidades comprendidas entre 1 y 3m/s, siendo estos valores poco convenientes en la generación eólica, para este tipo de velocidades se debe considerar turbinas de poca potencia (unos cuantos kilovatios). Este análisis, y la información obtenida son fundamentales para la selección de la turbina, y el cálculo de la energía generada mediante simulación en el software HOMER, que se desarrolla en el apartado correspondiente a la simulación de las posibles configuraciones de generación.

6.3.2 Determinación del recurso solar.

Para hallar la radiación solar media diaria G_{dm} sobre superficie horizontal, se ha determinado las coordenadas de la zona, y con estas se consultó en la base de datos de la NASA. Respecto a los ángulos α, β , considerando que la latitud es 8° Norte, el campo solar tendrá los módulos orientados al sur para que $\alpha = 0$; para esta orientación, los módulos se tendrán que instalar de manera casi horizontal, es decir $\beta \approx 0$ (como se ha comentado, los módulos se deberán

colocar a una inclinación mínima de $\beta = 5$ para efectos de acumulación de residuos), por lo tanto, la radiación sobre superficie horizontal será la adecuada para los cálculos en esta zona. La G_{am} es presentada, junto con el respectivo índice de claridad (obsérvese el efecto del índice de claridad sobre la radiación recibida en superficie), en la figura 6.8.

Por ser una zona tropical no se presenta un marcado comportamiento estacional, hecho que se refleja en el mapa de datos de la figura 6.9.

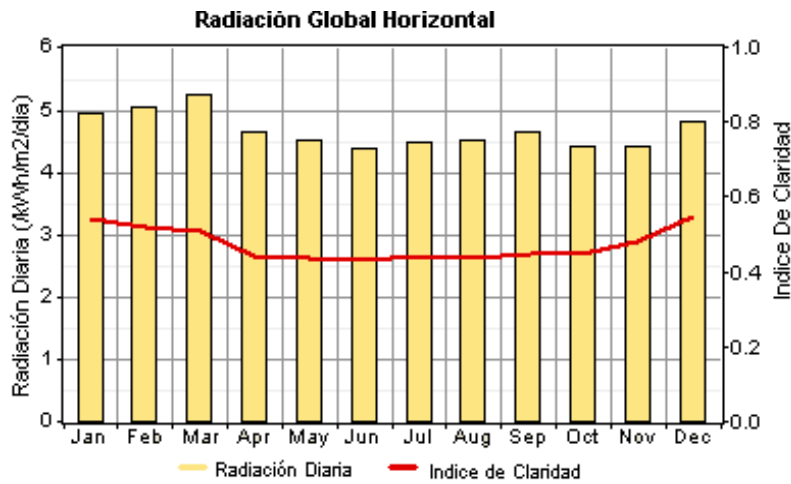


Fig.6.8.Gráfica de radiación sobre superficie horizontal.

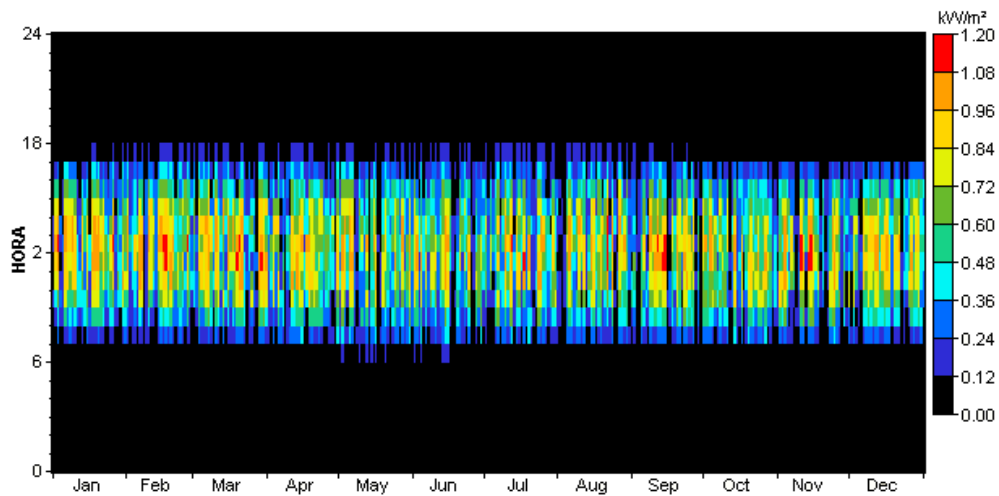


Fig.6.9.Mapa de datos de radiación sobre superficie horizontal.

La radiación media anual para esta, zona es de $4,7\text{kwh/m}^2$ día, siendo este un valor que indica un buen potencial para la producción energética.

6.3.3 Determinación del recurso de la biomasa.

La determinación del recurso de la biomasa, presenta para este caso una característica particular, estamos hablando de biomasa leñosa, pero no procedente de cultivos, actividades forestales ni madereras.

La determinación del potencial de este tipo de recurso se realiza desarrollando un muestreo previo que permita su tipificación y caracterización. Una vez caracterizada la biomasa y observada su viabilidad energética, se planteó un segundo estudio que concluyera la disponibilidad teórica y la real. Finalmente, se detectó la gasificación como tecnología a utilizar, y se aplicó el rendimiento de esta tecnología para conocer la potencial producción energética.

6.3.3.1 Caracterización de la biomasa.

De acuerdo como se define en la metodología, lo inicial es tener conocimiento del tipo biomasa con que se cuenta, mediante una caracterización. Para realizar la caracterización se realizó un muestreo previo, que permitió identificar el tipo de especies forestales que se depositan en las costas, y dentro de estas, las más significativas, para ser caracterizadas energéticamente.

Para la realización del muestreo, se definieron cuatro zonas potenciales donde se encontraban las parcelas a evaluar, según se muestra en la figura 6.10.



Fig.6.10.Situación geográfica de las parcelas.

Posteriormente, se definió las parcelas en las que se realizaría el muestreo para cada zona, obteniendo un total de 45 parcelas, tal como se presenta en la tabla 6.2.

Localidad	No de parcelas de muestreo
La Ceibita	9
El Totumo	20
Casa Blanca	5
Cabecera Municipal	11
Total	45

Tabla.6.2. Número de parcelas para muestreo clasificadas por zona.

Una vez realizado el muestreo, se clasificaron según la frecuencia de aparición, lo que permitió identificar las especies predominantes, siendo la más representativa el Guarumo, seguido por el Suan y el Balso. (Ver Figura 6.11).

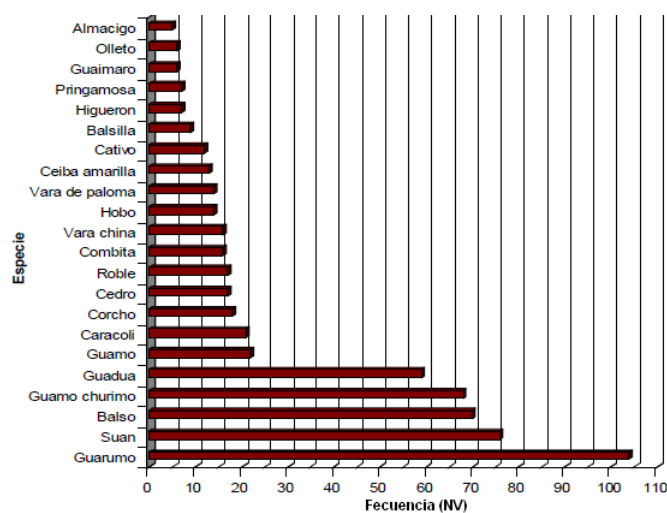


Fig.6.11. Situación geográfica de las parcelas.

Posteriormente, se procedió a la caracterización energética, de los parámetros más significativos para la producción energética, determinándose un bajo contenido de cenizas y un poder calorífico LHV comprendido en el rango de 18-20MJ/kg de materia seca, lo que indica buenas propiedades para múltiples alternativas de aprovechamiento energético. En la tabla 6.3 se muestran los valores de la caracterización.

Especie	Volátiles	Carbono Fijo	Cenizas	Humedad
guarumo	73.97%	19.51%	1.12%	5.41%
suan	75.23%	18.99%	0.7%	5.08%
balso	75.88%	18.55%	0.85%	4.73%
caracolí	69.32%	22.20%	1.56%	6.93%
Mezcla ponderada	73.83%	18.85%	1.01%	6.30%

Tabla.6.3.caracterización de la biomasa. (Cortesía laboratorio de Biomasa UPV)

Otro aspecto que se incluyó, pensando en la forma de transporte y el futuro corte, o triturado inherentes a un proceso de gasificación, fue el diámetro medio de los troncos (Tabla 6.4).

	Diámetro (cm)
Promedio	14.1
Mediana	11.5
Varianza	85.4
Desviación Estándar	9.2
Error Estándar	0.2
Mínimo	2.5
Máximo	115.8
Coefficiente de variación (%)	0.7

Tabla.6.4.Diametro medio de las muestras.

6.3.3.2 Identificación y cuantificación de la biomasa disponible con su potencial energético.

Se cuantificó la biomasa para cada una de las zonas, en un barrido de un área de 14,4 hectáreas, el coeficiente de rendimiento teórico medio/anual de biomasa se estimó en 61 ton/ha. Sin embargo, se estudió paralelamente las opciones de transporte, encontrando que debido a la ausencia de vías pavimentadas, el transporte se debería hacer por medio de animales de tiro. Se estima que bajo esta circunstancia, lo más conveniente es considerar únicamente las parcelas más cercanas a la zona aislada, siendo estas las de las zonas 1 y 2.

Una vez seleccionadas las zonas que se considerarán, para la obtención de recurso, se calcula el potencial teórico de biomasa para cada zona.

Para la zona 1, se tiene el coeficiente de rendimiento de residuos $Y_1 = 30 \text{ ton/ha}$, y un área $A_1 = 4,5 \text{ ha}$, el potencial teórico de biomasa para esta zona será:

$$B_1 = 30 \frac{\text{ton}}{\text{ha}} / \text{año} * 4,5 \text{ ha} = 135 \text{ ton/año}$$

Para la zona 2, se tiene $Y_2 = 29 \text{ ton/ha}$ y $A_2 = 6 \text{ ha}$, para un potencial teórico de:

$$B_2 = 29 \frac{\text{ton}}{\text{ha}} / \text{año} * 6 \text{ ha} = 174 \text{ ton/año}$$

Entonces la disponibilidad teórica de biomasa total será

$$B_{TH} = 135 \frac{\text{ton}}{\text{año}} + 174 \frac{\text{ton}}{\text{año}} = 309 \text{ ton/año}$$

Para conocer el factor de disponibilidad de la biomasa, se tiene que la comunidad cuenta con otras fuentes para la obtención de madera para su demanda, por lo que la madera de estas parcelas específicas se destinaría totalmente para la producción de biomasa, sin embargo, se dará un margen de disponibilidad $a_{1,2} = 95\%$ previendo casos puntuales, respecto a la eficiencia en recolección, se estima que el método de recolección será el mismo que se efectuó para los muestreos, por lo que la eficiencia se podría tomar un 100%, sin embargo, se dará un margen del 5%, definiendo un rendimiento de recolección $f_{1,2} = 95\%$, por lo que se tiene que la biomasa disponible total es:

$$B_{AV} = 0,95 * 309 \frac{\text{ton}}{\text{año}} * 0,95 = 291,6 \text{ ton/año}$$

Aplicando el poder calorífico de $LHV=19 \text{ MJ/kg}$ se tiene un potencial de energía anual disponible de:

$$E_{AV} = 291,6 \frac{\text{ton}}{\text{año}} * 19 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}$$

O bien:

$$E_{AV} = 291600 \frac{\text{kg}}{\text{año}} * 19 \frac{\text{MJ}}{\text{kg}}$$

Resolviendo, se tiene que:

$$E_{AV} = 427.5MW$$

Con un coeficiente medio por hectárea de:

$$C_{AV} = \frac{427.5MW}{10,5ha} = 4,7MW/ha$$

6.3.3.3 Cuantificación de la producción energética.

A continuación se calcula la producción energética potencial, sin embargo, la producción energética final, se calculará de acuerdo a la participación que le merezca en el mix energético diseñado con el software HOMER.

La tecnología seleccionada para la producción energética será la de gasificación, por lo que se utiliza una eficiencia de conversión de biomasa a gas de $\eta_c=0,65$, según especificaciones técnicas del fabricante del gasificador a considerar. Se puede utilizar el calor residual del proceso para secar la biomasa.

Aplicando el coeficiente de conversión, se tendrá una energía de:

$$E_c = 427.5MW * 0,65 = 277,875MW$$

La producción eléctrica del proceso se calcula aplicando una eficiencia para el generador $\eta_e=0,3$.

Por lo que se tendrá potencial para una producción anual de:

$$E_{ef} = 277,875MW * 0,3$$

$$E_{ef} = 83,362 MW(e)$$

6.4 Análisis de la posible utilización de fuentes convencionales.

Se considera utilizar un generador diesel para el apoyo a la generación, sin embargo, dado que la generación por biomasa no es intermitente, existe la posibilidad de conseguir estabilidad en el sistema sin recurrir al generador. Considerando además los costos el combustible, los costos de almacenamiento, la distancias para obtenerlo del orden de 20Km, y la contaminación producida por esta fuente; se plantea como restricción limitar el consumo de diesel a 5000 Litros/año y la potencia a un máximo del 40% de la potencia nominal determinada en la curva de carga.

Se incluirá dentro de la simulación un Generador Diesel de 11,2kW para cumplir las restricciones de potencia y consumo de combustible.

La selección del generador como parte del sistema dependerá del diseño óptimo realizado con HOMER.

6.5 Preselección de fuentes energéticas con posible viabilidad.

Luego de evaluar el potencial energético, se ha decidido que se considerará como posibles candidatas para participar del mix energético se las siguientes

fuentes (se listan primero las renovables de mayor a menor potencial energético, luego aparece el diesel como alternativa de apoyo):

1. Biomasa.
2. Solar
3. Eólica
4. Diesel

6.6 Determinación de costes asociados a las fuentes preseleccionadas y al almacenamiento.

Para cada una de las fuentes primarias de generación preseleccionadas, se ha propuesto como alternativa, unidades de generación y almacenamiento, encontradas consultando fabricantes. Se presentan diferentes alternativas de potencia y capacidad de almacenamiento, cuyas dimensiones están acorde con los valores de demanda determinados para la zona (Tabla 6.5), para que sean consideradas en las iteraciones realizadas mediante el proceso de optimización que definirá la combinación de alternativas más adecuada.

Campo FV (kW)	TurbEolica 7,5kW (Cantidad)	Downdraft (kW)	Updraft (kW)	GDies (kW)	Batería L16P (Cantidad)	Inversor-Rectificador (kW)
10	1	20.00	10.00	11.20	8	10.00
20	3	40.00			16	15.00
30	5				24	20.00
	8				32	30.00
					40	
					48	
					88	

Tabla.6.5.Alternativas de unidades de generación y almacenamiento.

Para obtener los costos de las unidades de generación y almacenamiento preseleccionadas, se utilizó precios suministrados por los fabricantes, y costos obtenidos de proyectos similares, incluyendo instalación y otros costos asociados a su puesta en marcha. Se utilizó también los valores propuestos por

Freris y otros [161], que adicionalmente han propuesto precios de operación y mantenimiento de las tecnologías de generación.

La tabla 6.6 muestra los costos de capital, correspondientes a la inversión inicial, los costos de reemplazo de cada unidad al cumplir su vida útil (que resultan al descontar costos asociados a las infraestructuras realizadas para alojar las unidades y elementos que nos se deben cambiar al realizar la sustitución), así como los costos de operación y mantenimiento para cada un valor de potencia o capacidad base. Son costos conservadores, considerando margen para otros costos imprevistos, importación, capacitación de personal en zona, etc.

Se han generado las curvas de evolución de costos para cada tipo de unidad, de donde se pueden extrapolar los costos asociados a unidades de generación de diferente tamaño. Ver Figura 6.12.

GENERACION	Potencia (kW)	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$)
Gasificación Downdraft	40	180.000	160.000	0,900 /hr
Gasificación Updraft	10	45.000	40.000	0,350 /hr
Eólica	7,50	15.000	12.000	200 /año
Fotovoltaica	10	40.000	35.000	100 /año
Inversor-Rectificador	10	7.000	7.000	350 /año
Generador Diesel	11	6.500	5.200	0,250 /hr
ALMACENAMIENTO	Capacidad (kW/h)	Capital (\$)	Reemplazo (\$)	O&M (\$)
Batería	2,16	200	200	20 /año

Tabla.6.6.Costos Asociados a las Fuentes Preseleccionadas.

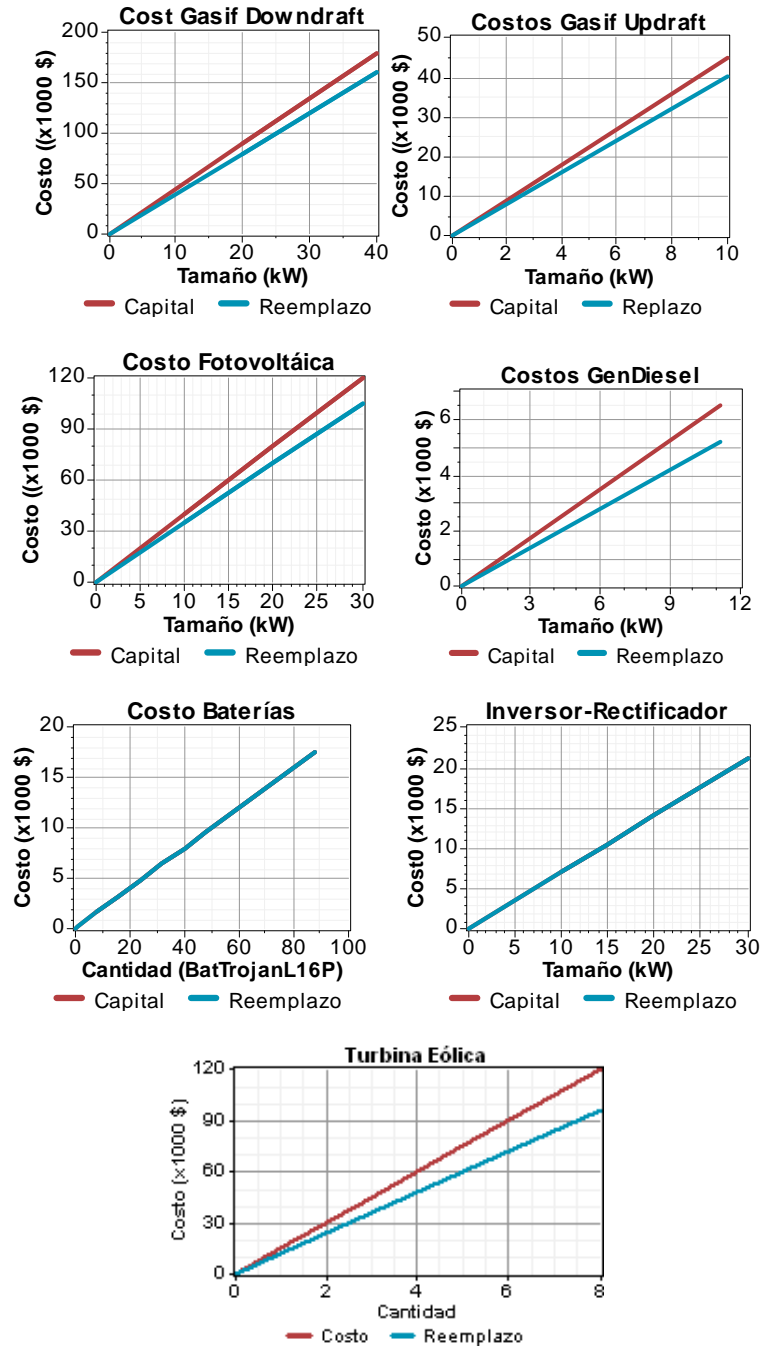


Fig.6.12.Curvas de costos asociados a las Fuentes Preseleccionadas.

6.7 Selección del sistema con el mix energético de generación óptimo.

Esta etapa, se efectuó utilizando el apoyo de la herramienta HOMER, y ha entregado como resultado el sistema con el mix energético óptimo.

6.7.1 Simulado de posibles configuraciones para el sistema.

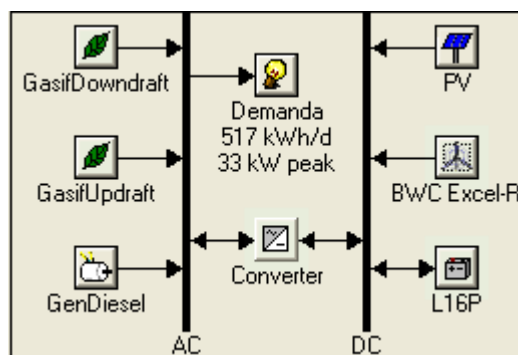


Fig.6.13.Esquema general del sistema simulado.

Cuando se utiliza el software HOMER, la simulación y optimización se realizan paralelamente, la configuración del sistema simulado se puede observar en la figura 6.13, aquí se incluye todas las alternativas de generación, almacenamiento; y la demanda, con sus correspondientes especificaciones técnicas. Para el bus DC, se define trabajar a 48V en lugar de 24V, a fin de reducir las pérdidas por efecto joule, así que las unidades se deben seleccionar para operar a esta tensión. A continuación se, presenta las características técnicas de las unidades simuladas.

Para la generación fotovoltaica, se utiliza módulos poli-cristalinos con una eficiencia de 13%, y con las características de potencia presentadas en la figura 6.14.

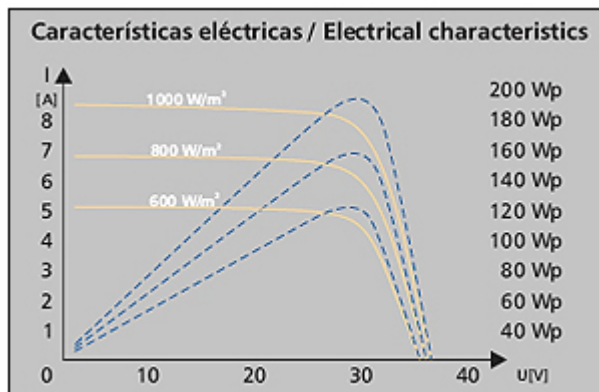


Fig.6.14.Curvas características de los módulos fotovoltaicos. Cortesía SOLAICO.

Para la producción eólica, se consideró turbinas de 7,5 kW BWC Excel R, del fabricante Bergey, este tipo de turbina que genera en 48V D.C., y su curva de potencia se presenta en la figura 6.15. En número máximo considerado fue de ocho, según la potencia máxima prevista de la demanda en la zona (Caso crítico 60kW).

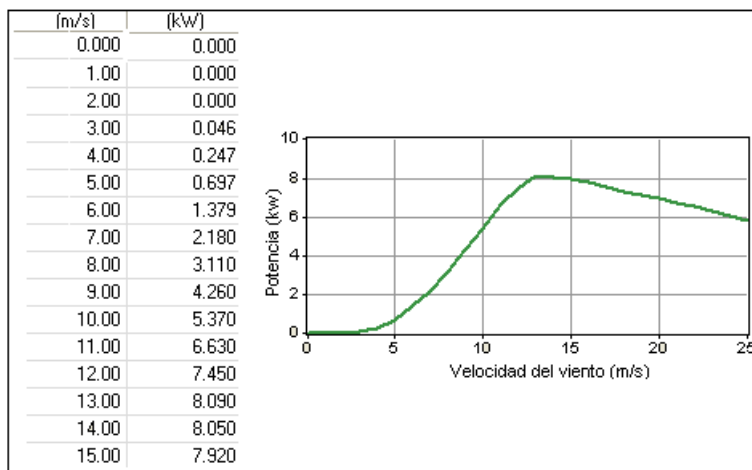


Fig.6.15.Curva de potencia de la turbina seleccionada.

Las unidades de almacenamiento estarán compuestas por una agrupación de baterías del tipo L16P del fabricante Trojan, de 360Ah cada batería opera a 6V, por lo que se simulará series de 8 baterías para cumplir la tensión del bus D.C. La curva de descarga obtenida de la base de datos de HOMER es la siguiente:

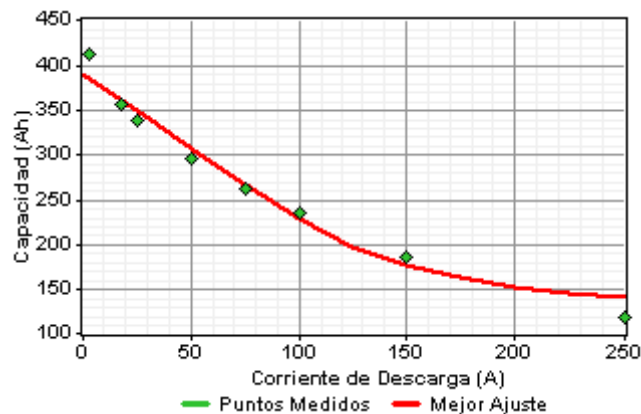


Fig.6.16. Curva de descarga de la batería en función de la corriente del consumo.

Se incluye dos unidades de generación de biomasa, estas son un gasificador tipo Downdraft y otro Tipo Updraft.

El gasificador Downdraft escogido, es el WBG 80 del fabricante Ankur, se considerará dos dimensiones 40 y 20kW, este gasificador opera con partículas de madera que no excedan un diámetro de 25 - 50 mm, y Largo de 50 - 60mm, la curva de eficiencia se ha obtenido con ayuda de HOMER, para este caso se ha considerado recuperar un 20% de calor para secado de biomasa. La curva de eficiencia se presenta en la figura 6.17, donde se puede observar que se alcanza una eficiencia eléctrica de un 21% si se considera únicamente generación eléctrica, y un 38% en el escenario de recuperación de calor propuesto.

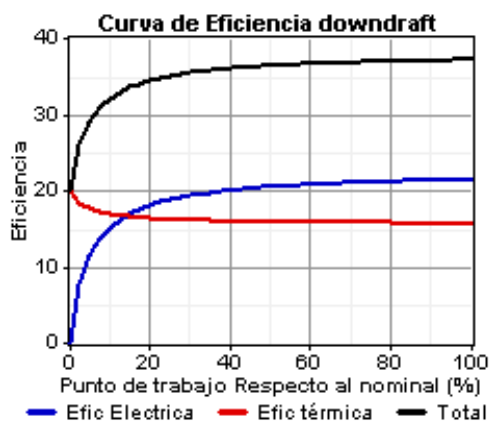


Fig.6.17.Curva de eficiencia del gasificador Downdraft.

El gasificador Updraft, incluido en esta simulación, es un gasificador de 10kW, trabaja con astillas de madera, para lo cual la madera deberá atravesar una astilladora, la curva obtenida por medio de HOMER, considerando un 30% del excedente térmico, se muestra en la figura 6.18.

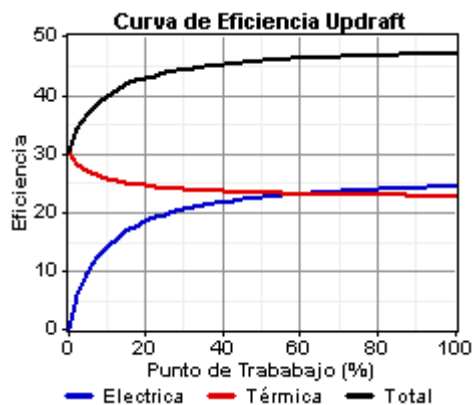


Fig.6.18.Curva de eficiencia del gasificador Updraft.

Respecto al generador Diesel, se considera un generador Caterpillar de 11,2kW, la curva de carga que representa la eficiencia del generador utilizada para la simulación, se presenta en la figura 6.19.

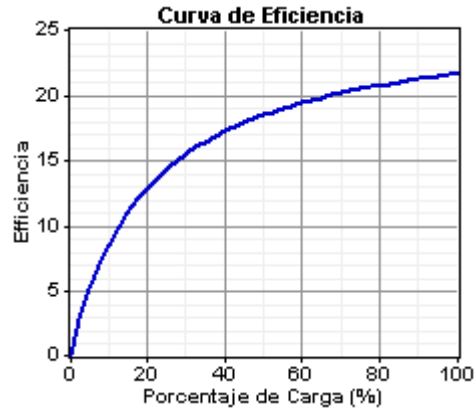


Fig.6.19.Curva de eficiencia del generador diesel.

6.7.2 Optimización.

El escenario simulado para aplicar el proceso de la optimización, considera un precio de 0,92 \$/L para el Diesel, una disponibilidad de Biomasa de 0,75 t/d, y una disponibilidad del sistema del 100%, es decir que toda la demanda sea suplida en el año. Desde el punto de vista económico, se define un tiempo de vida estimado del proyecto de 25 años, y una tasa de descuento del 6% anual. Se ha realizado iteraciones con todas las combinaciones posibles para las unidades de generación y almacenamiento presentadas en la tabla 6.5, obteniendo como resultado un ranking de configuraciones ordenadas de mayor a menor NPC, tal como se muestra en la Tabla 6.7, que presenta las 20 primeras configuraciones del ranking.

	FV (kW)	Turb Eólica	Biom 1 (kW)	Biom 2 (kW)	GDies (kW)	Baterias L16P	Inver. (kW)	NPC TOTAL	Costo En (\$/kWh)
			20	10		16	10	\$ 500,368	0.207
			20	10	11.2	16	10	\$ 506,244	0.210
	10		20	10		8	10	\$ 510,789	0.212
	10		20	10	11.2	8	10	\$ 517,042	0.214
		1	20	10		24	10	\$ 517,949	0.215
			20	10	11.2			\$ 518,019	0.215
		1	20	10	11.2	32	10	\$ 523,791	0.217
	10	1	20	10		8	10	\$ 529,869	0.220
	10	1	20	10	11.2	8	10	\$ 535,892	0.222
	10		20		11.2	48	10	\$ 538,880	0.223
		1	20	10	11.2		10	\$ 550,934	0.228
	10	1	20		11.2	40	10	\$ 555,655	0.230
	10		20	10	11.2		10	\$ 555,675	0.230
	20		20			88	15	\$ 560,609	0.232
			20		11.2	40	10	\$ 563,358	0.234
		1	20		11.2	40	10	\$ 572,388	0.237
	10	1	20	10	11.2		10	\$ 573,853	0.238
	20	1	20			88	15	\$ 579,754	0.240
			20		11.2			\$ 602,945	0.250
	10		20		11.2		10	\$ 619,640	0.257

Tabla.6.7 Configuraciones más óptimas, obtenidas con HOMER.

Analizando los resultados, se puede observar lo siguiente:

- Todas las configuraciones seleccionadas incluyen el gasificador de biomasa downdraft, y la que ofrece menor NPC, es la que combina únicamente los dos gasificadores y almacenamiento. Esto es debido a los bajos costos de obtención de biomasa residual. Sin embargo es conveniente analizar diferentes escenarios de disponibilidad de biomasa.
- Al evaluar el recurso eólico, se identificó que el potencial era considerablemente bajo, lo que se refleja en los resultados, ya que la alternativa que incluye generación eólica empieza a aparecer en quinto lugar.

- La energía fotovoltaica presenta un potencial interesante, ya que las soluciones que la involucran ocupan tercer y cuarto lugar, y aparece en un 55% de las 20 configuraciones más óptimas
- El apoyo con diesel es viable para las condiciones de este estudio, ya que se incluye en un 70% de las soluciones, sin embargo debe hacerse un análisis de sensibilidad para ver el comportamiento a diferentes precios del diesel.

Se puede concluir de manera parcial, que en este escenario el diseño más óptimo comprende dos gasificadores, un downdraft de 20kW y un updraft de 10kW, un inversor de 10kW, y 16 baterías (dos series de 8). Sin embargo es necesario hacer un análisis de sensibilidad previendo posibles escenarios.

6.7.3 Análisis de sensibilidad.

De acuerdo con la amplia participación de la biomasa en el mix energético óptimo, y la incertidumbre en su disponibilidad asociada a la característica innovadora de la obtención de la biomasa para este proyecto. El análisis de sensibilidad se ha realizado considerando variaciones en la disponibilidad diaria de biomasa (0,4-1 ton/día), y en su precio (30-60 \$/t). Otra variable que se debe considerar es el cambio del precio del diesel, para esto, se ha realizado el análisis de sensibilidad en dos escenarios, a precios de 9,2\$/L, y 1,7\$/L. Ver figura 6.20.

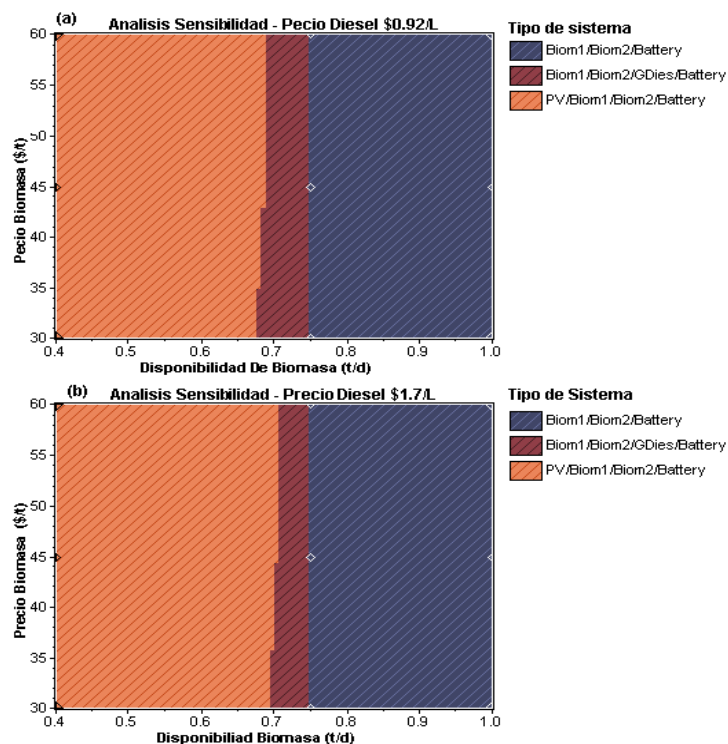


Fig.6.20.Escenarios Análisis de Sensibilidad. (a)Diesel \$9.2/L. (b) Diesel \$1,7/L

No.	Campo FV (kW)	Turbina Eólica (Cantidad)	Downdraft (kW)	Updraft (kW)	GDiesel (kW)	Bateria L16P (Cantidad)	Inversor-Rectificador (kW)
1	-	-	20	10	-	16	10
2	-	-	20	10	11.2	16	10
3	20	-	20	10	-	16	15.00

Tabla.6.8.Configuraciones más óptimas para cada escenario.

En este análisis, se puede observar que:

- Aparecen tres configuraciones óptimas, que prevalecen en ambos escenarios (el detalle de estas configuraciones se presenta en la Tabla

6.8), en este caso coinciden con las tres primeras del ranking resultante de la optimización.

- En ambos escenarios se da como óptimo, independiente del precio del diesel al sistema que consta únicamente de dos gasificadores de biomasa y batería, siempre que haya disponibilidad de biomasa superior a 7,5 ton/día.
- La segunda configuración, que incluye el generador diesel, presenta un rango muy estrecho de preferencia, que va disminuyendo en cuanto aumenta el precio de la biomasa, como se podría prever, se observa una notable disminución del rango de preferencia cuando se pasa del escenario de \$9,2/L al de \$1,7/L.
- El tercer sistema, que presenta amplia preferencia, es el que involucra fotovoltaica y biomasa, su preferencia se da en valores de baja disponibilidad de biomasa, y aumenta en cuanto sube el precio del diesel.

Revisando la observaciones presentadas, se puede concluir, que la configuración más versátil, es la tercera (Ver características en No.3, tabla 6.8), es decir la que involucra fotovoltaica, ya que permite responder a los precios de subida de precio de la biomasa, y del diesel; así como a cualquier escasez de biomasa que se pudiese presentar, asociada especialmente a la novedad de la aplicación, las técnicas rudimentarias de transporte y potenciales eventos que puedan afectar la recolección o el transporte. El almacenamiento que plantea esta configuración de vital importancia, dada la intermitencia de la fotovoltaica.

6.8 Conclusiones.

Se ha aplicado los pasos de la metodología de planificación de suministro para las zonas aisladas, desarrollada en el capítulo 4. En una zona con características

especiales en cuanto al recurso de la biomasa, que difiere de las formas convencionales de obtención, demostrando que la metodología se puede aplicar incluso en este tipo de variantes.

En la aplicación, se ha determinado las características de la zona, y se ha evaluado las necesidades energéticas de la población. Esta determinación de necesidades ha incluido un análisis de cargas que prevé las futuras actividades que se desarrollarán tras el suministro de energía de la zona, mostrando que es posible hacer una predicción de cargas que pueden presentar flexibilidad, y ser susceptibles de participar del programa de gestión de la demanda que se desarrolle.

Mediante el estudio de una zona real, se ha mostrado la importancia de analizar el potencial de energías renovables, previo a la propuesta de soluciones que concluyan con la determinación de un posible mix energético. El punto que lo refleja en este caso, ha sido la evaluación del recurso eólico, para el que se determinó inicialmente un bajo potencial; posteriormente al simular las posibles configuraciones, se incluyó dentro de estas, una turbina eólica diseñada para velocidades bajas, aun considerando una participación modesta de la eólica, ésta no consiguió tomar lugar en las configuraciones más óptimas.

Se demostró la importancia del análisis de sensibilidad en el diseño del mix energético óptimo, dado que la configuración que en un principio se había encontrado como óptima, pasó a ser desplazada por la tercera del ranking luego de analizar escenarios con diferentes valores en las variables de sensibilidad. Tras el análisis de sensibilidad, se pudo observar. Cómo el incremento en el precio de los combustibles fósiles va abriendo espacio a las fuentes renovables.

Se demostró así, que la manera apropiada de llegar a una solución óptima y refinada en la planificación del mix energético, luego de determinar el potencial de energías renovables y convencionales en la zona, es mediante la aplicación

de tres pasos, que son la simulación, optimización y análisis de sensibilidad. Se ha demostrado la potencia de la herramienta HOMER para la obtención de este mix energético óptimo.

6.9 Aportaciones del capítulo.

Este capítulo aporta la aplicación práctica de la metodología de planificación de soluciones de suministro energético para zonas aisladas.

Rescatando uno de los aportes más significativos de este documento, en este capítulo se abordó un caso particular de determinación del potencial de la biomasa mediante la implementación de la metodología, diferente a los estudiados por otros autores. Se trató una aplicación pionera de la producción de energía a partir de biomasa, donde se utilizan residuos de madera depositados en la playa, como consecuencia del arrastre del río y su desembocadura en el mar. Este escenario difiere de los analizados en los escenarios presentados en otros estudios, donde los residuos provienen de cultivos, podas, o actividades madereras. Siendo este un precedente valioso para futuras aplicaciones similares que puedan replicar este tipo de aprovechamiento.

La aplicación de la metodología en la zona mencionada, apoyando el proceso de planificación con la herramienta HOMER, genera un conocimiento sobre el potencial de esta herramienta, que puede ser capitalizado por los planificadores de este tipo de soluciones energéticas.

CAPÍTULO 7

APLICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO DE IMPLANTACIÓN DE LA SOLUCIÓN ENERGÉTICA

El presente capítulo tiene como fin aplicar la propuesta de implantación de la solución de al mix energético resultante de emplear el proceso de planificación en la zona interconectada del Totumo-Necoclí.

La elaboración de esta propuesta deberá estar orientada hacia las actividades que presenten mayor influencia sobre la demanda total de la zona, estas habrán sido identificadas mediante la aplicación de la metodología de planificación y operación, ya que cada zona aislada involucra unas características particulares.

De esta manera, se ha realizado un análisis de la implementación de dos conceptos fundamentales como son la *Agregación* en sistemas de suministro eléctrico, y la *Gestión de la Demanda*, específicamente orientada a los sistemas de suministro energético de zonas aisladas. La utilización de estos mecanismos de respuesta a la demanda, ayudará a encajar con mayor exactitud, la explotación del sistema a la generación disponible, en un modelo óptimo. Una vez analizadas las actividades más impactantes sobre el consumo, se encontró que en la zona objeto de estudio, los sistemas de refrigeración son elementos claves en la explotación de la microred, y presentan un alto potencial de aporte en el proceso de gestión de la demanda, para demostrar la viabilidad de utilizar estos elementos en la estrategia de respuesta a la demanda, se hace uso de la herramienta de simulación energética TRNSYS.

Pensando en brindar una cuantificación más real del beneficio presentado por la agregación de cargas en una zona aislada. Se ha decidido aplicar tal análisis a

una zona aislada que se encuentre operando, ya que es posible obtener las curvas de carga medidas en algunas zonas no interconectadas de Colombia, y cuantificar los beneficios frente a una solución donde no se hubiesen agregado los usuarios.

7.1 Estrategia de Operación.

El sistema seleccionado, cuenta con dos generadores despachables (gasificadores de biomasa), un campo fotovoltaico se comporta como un generador no despachable, y un sistema de acumulación de baja capacidad, del que se puede disponer de manera programada.

La estrategia de operación se ha planteado para suplir la demanda anual en su totalidad, es decir, el sistema se ha diseñado para una fiabilidad del 100% ($disp = 1$), además debe ofrecer la capacidad suplir un 10% sobre el valor demanda proyectado, para ofrecer así una reserva operativa del 10%.

La estrategia que cumple estos requisitos en el sistema seleccionado, es la mostrada en la figura 7.1 y se describe a continuación.

- La estrategia se basa en el punto de estado de carga de la batería (SOC), el cual se ha definido en 80%, con el fin de aumentar su vida útil. Esta estrategia se seleccionó frente a la estrategia de seguimiento a la carga, ya que al simular las dos estrategias, la estrategia de SOC alarga la vida de las baterías, consiguiendo una reducción del 40% en el costo presente neto del proyecto.
- El sistema opera buscando mantener un estado de carga de la batería mínimo del 80%, tal como se observa en la parte superior de la figura 7.1. La batería es cargada por el gasificador downdraft, apoyado por el campo solar, en períodos de bajo consumo, en el período de mayor

demanda (punta de 17-22h), se descarga. Se puede observar en la gráfica, cómo los instantes donde las puntas de potencia entregada por el inversor superan la potencia fotovoltaica, coinciden con las de descarga de la batería.

- Los dos generadores de biomasa trabajan siempre cerca de su potencia nominal, para ofrecer un punto de trabajo óptimo. El generador downdraft permanece supliendo la energía demanda por la carga, y la reserva operativa, se observa cómo en el intervalo 0-6h la potencia suministrada por el downdraft supera la demandada por la carga, después de la 6h la reserva se mantiene gracias al apoyo de la solar.
- Al aparecer la energía solar, esta coincide con el punto de carga del medio día, apoyando al downdraft que reduce su potencia entregada hacia un 75% de la nominal.
- El gasificador updraft opera únicamente al presentarse la punta de demanda nocturna, debido a que la punta máxima de potencia demandada es de 31kW, y los dos gasificadores trabajando juntos a potencia nominal llegan a 30kW, la batería aporta 1kW, cubriéndose así el total de la carga.
- El sistema presenta un máximo aprovechamiento de los recursos, esta eficiencia es maximizada, ya que los excesos de energía son almacenados, y los generadores operan a su potencia nominal. No hay demanda desatendida.

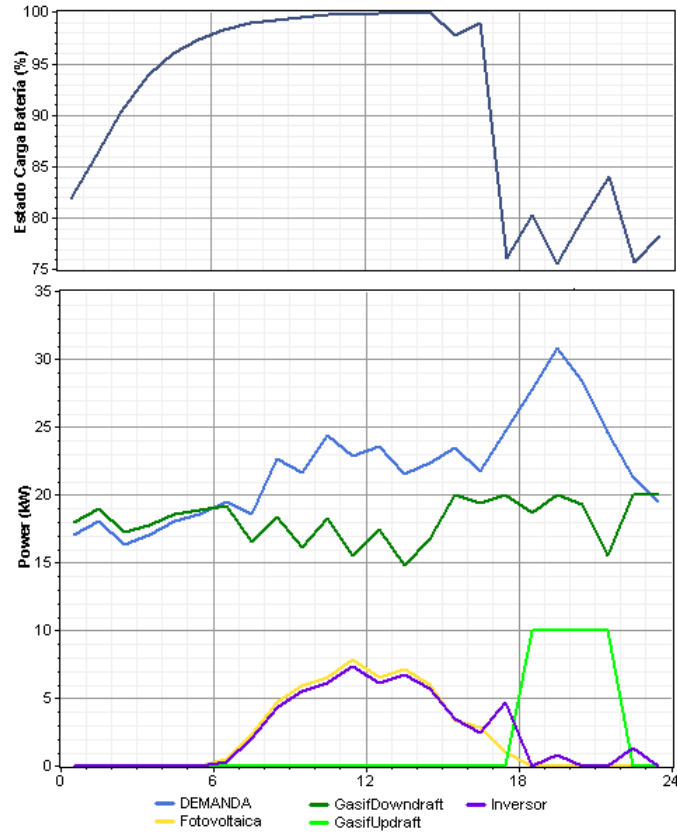


Fig.7.1 Estrategia de operación del mix energético.

Otro escenario ha sido analizado para ver los efectos de la variación del coeficiente de fiabilidad de la microrred, este segundo escenario, considera una fracción máxima de capacidad de escasez del 5%, es decir una disponibilidad $disp.=95\%$.

El sistema óptimo para este escenario, pasa a ser el conformado por un campo fotovoltaico de 10kW, un Gasificador Downdraft de 20kW, y un banco de 24 baterías (capacidad de 1080Ah). Este sistema presenta una reducción en el costo presente neto del 4,5%, siendo este un valor muy proporcional a la pérdida de fiabilidad del sistema.

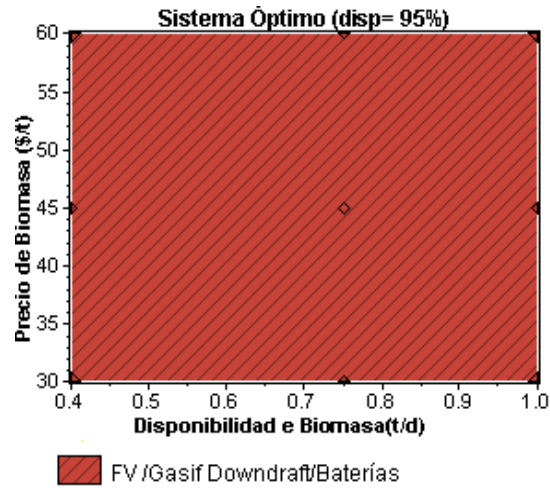


Fig.7.2 Resultado del análisis de sensibilidad para disponibilidad del 95%.

Se efectuó un análisis de sensibilidad, obteniendo que para los dos valores de precio del diesel (0,92 y 1,2 \$/L) resulta el diagrama de sensibilidad presentado en la figura 7.2, de este diagrama se puede concluir que para todos los valores de las variables de sensibilidad el sistema óptimo es el mismo.

Merece mencionar que al realizar la optimización para este valor de sensibilidad, la fotovoltaica formó parte de los 10 primeros sistemas del ranking, de los cuales tres comprendían también eólica. Lo que demuestra que al reducirse la exigencia de fiabilidad del sistema, se abre paso a fuentes intermitentes de generación renovable.

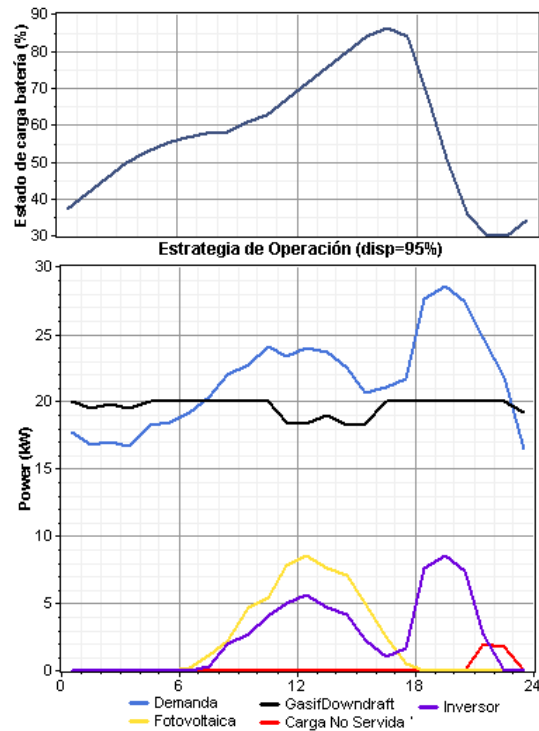


Fig.7.3 Estrategia de despacho para disponibilidad del 95%.

La estrategia de despacho para este escenario, es presentada en la figura 7.3, se puede observar la siguiente operación:

- Aparece un componente de carga no servida a final de la hora punta, sin que sea este un comportamiento periódico, ya que en día con buen aporte solar, en que las baterías no bajen su carga, no se llega a desatender demanda.
- De nuevo, quien pone la energía base de la microred, es el gasificador downdraft, operando a potencia nominal, la cual reduce únicamente en instantes de máxima generación solar. El excedente de la energía suministrada por el gasificador en las horas de bajo consumo se debe a la reserva operativa definida en 10%.

- La energía solar continúa con un máximo aprovechamiento dado que coincide con la punta de consumo de medio día.
- La batería hace el aporte al gasificador downdraft para cubrir la punta de demanda máxima presentada luego de las 17:30 horas, tal como se releja en su curva de descarga.
- El inversor opera entregando inicialmente la potencia entrada por la fotovoltaica, y luego la proveniente de las baterías, de esta manera suple la energía faltante para asumir la carga. Se puede observar como la energía entregada por el inversor sigue la forma de la demanda punta.

7.2 Estrategia de control de la microred.

De acuerdo a lo presentado en el capítulo 5, una de las estrategias más adecuadas para el control de la microred, es realizar un control por fuente de voltaje (VSI) sobre los inversores, emulando la respuesta de una máquina síncrona, para mantener la frecuencia, aplicando el denominado “Droop Control”.

En la revisión realizada, se ha encontrado que el fabricante SMA ha desarrollado un inversor que ha sido utilizado en microredes con un reconocido desempeño, ya que presenta diseño específico para conformar microredes y ejecutar el control, incluyendo diferentes tipos de fuentes de generación, incluso generadores Diesel. El inversor-controlador de carga que realiza este tipo de control es el Sunny Island que se encarga de mantener la frecuencia y el voltaje de la microred, operando en conjunto con los inversores Sunny Boy, mediante el “ajuste de potencia vía frecuencia”, aplicando la respuesta presentada en la figura 7.4.

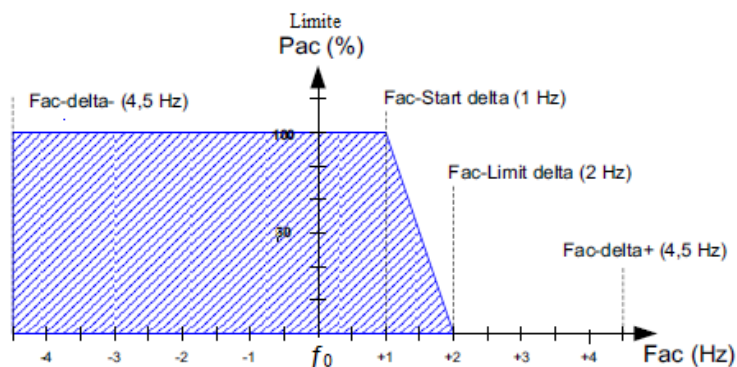


Fig.7.4 Estrategia de control de frecuencia (droop control) definida para el sistema.

Las consideraciones del control de potencia vía frecuencia son:

- f_0 se refiere a la frecuencia básica de la microred formada por el Sunny Island, en este caso 60Hz.
- Fac-delta- y Fac-delta+ se refieren al rango máximo en el cual el Sunny Boy está activo, con relación a f_0 (60 Hz).
- Fac-star delta se refiere al aumento de frecuencia con relación a f_0 a la que empieza la regulación de potencia a través de la frecuencia.
- Fac-Limit delta se refiere al aumento de frecuencia con relación a f_0 a la que termina la regulación de potencia a través de la frecuencia. Aquí la potencia del Sunny Boy es de 0 W.
- Si los valores quedan por encima del límite "Fac-delta+" y por debajo del límite "Fac-delta-", los inversores Sunny Boy se desconectan de la red.

De acuerdo con la potencia fotovoltaica definida en la presente microred, se ha seleccionado el controlador Sunny Island 5048, en configuración trifásica, el inversor utilizado, en igual configuración es el Sunny Boy SMC5000. El generador de biomasa será controlado por medio del relé

programable del Sunny Island, que se programará por configuración de estado de carga (SOC).

Se obtiene de esta manera, el diseño de microred presentado en la figura 7.5.

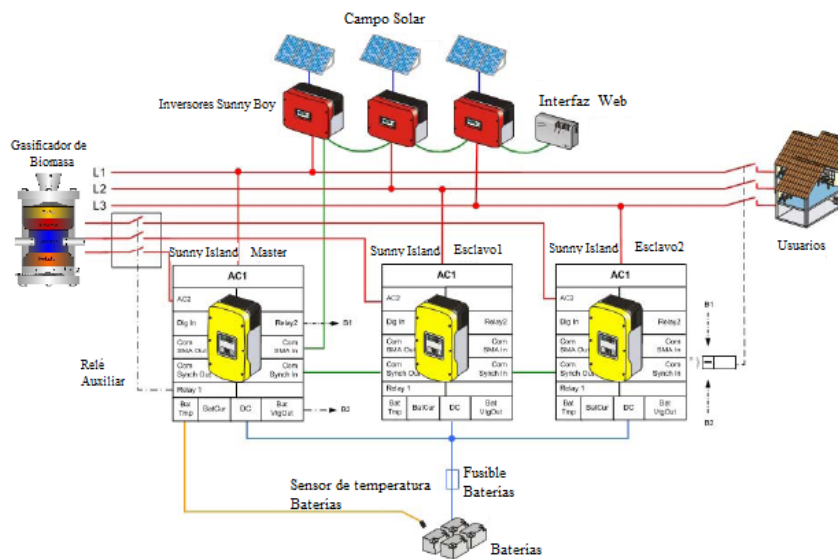


Fig.7.5 Diseño de la microred controlada.

7.3 Control de frecuencia del gasificador de biomasa.

Dentro del proceso de aplicación experimental de la metodología, en lo referente a control de frecuencia propio de los generadores, se analizó una red rural basada en un gasificador de biomasa de las características del considerado en la microred simulada en la presente tesis. El análisis permitió detectar problemas en la estabilidad de la frecuencia de la red, en la que se llegaron a identificar desviaciones superiores al $\pm 10\%$ respecto a la frecuencia de consigna de 60Hz. La causa principal de estos problemas radicaba en la carencia de automatización del control de frecuencia de la unidad de biomasa.

Para abordar este problema, se planteó un modelamiento físico del sistema de gasificación de biomasa, el cual se usó para diseñar el sistema de control.

7.3.1 Descripción física del Sistema.

La facilidad consiste en un generador síncrono impulsado por un motor de combustión interna (MCI), que se alimenta del gas de síntesis provisto por un gasificador de biomasa downdraft. La figura 7.6 muestra imágenes del sistema; y las especificaciones del gasificador son presentadas en la Tabla 7.1.



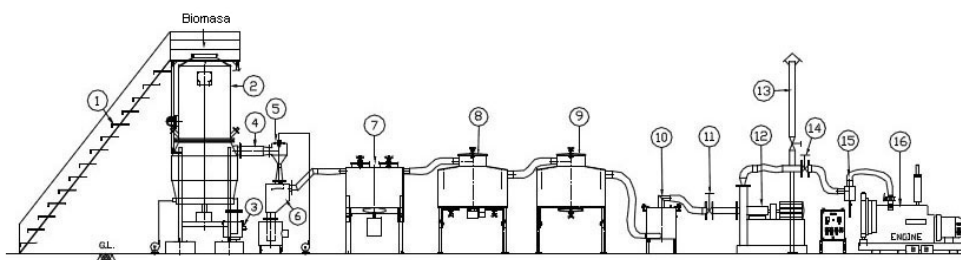
Figura 7.6. Gasificador y conjunto MCI-gasificador.

	Especificaciones Gasificador
Modelo	ANKUR WBG-80
Modo de Operación	Gas limpio y enfriado
Potencia Eléctrica	40 kW
Tipo de Gasificador	Downdraft
Temperatura del gasificador	1,050 – 1,100°C
Flujo de Gas	200 m ³ /h
Poder calorífico medio	1,000 kcal/m ³
Sistema de limpieza y enfriamiento	Venturi Scrubber, filtro de gruesos, filtro de finos y filtro de seguridad
Arranque	A través de la bomba del scrubber y el blower

Tipo y tamaño del combustible	Residuos de Madera con dimensiones máximas: diámetro 25-50 mm y longitud 50-60mm
Consumo de combustible	1.3-1.4 kg/kW. Madera con humedad menor a 20%
Humedad Permitida	5 – 20%
Consumo nominal por hora	60 – 65 kg/h
Descarga de cenizas	5 – 6%
Eficiencia de conversión	>75%
Composición del gas	N ₂ :50%, CO:19±3%, H ₂ : 18±2%, CO ₂ : 10±3%, CH ₄ :<3%

Tabla 7.1. Especificaciones del gasificador de biomasa.

Un esquema del sistema se presenta en la figura 7.7, donde además se identifican sus componentes. La biomasa es alimentada a la doble puerta alimentadora del sistema y almacenada en la tolva.



No	Descripción	No	Descripción
1	Alimentador	9	Filtro Pasivo
2	Gasificador	10	Filtro de Seguridad
3	Tubo de drenaje	11	Válvula de Control de Gas
4	Acople	12	Blower de Gas
5	Venturi Scrubber	13	Antorcha con Válvula
6	Caja de drenaje	14	Válvula del MCI
7	Filtro de gruesos	15	Caja de separación
8	Filtro activo	16	Generador

Figura 7.7. Esquema del sistema del gasificador de biomasa.

Una cantidad limitada de aire para realizar la combustión parcial entra a través de las válvulas de aire hasta la garganta o corazón del sistema, (zona de combustión) para asegurar la producción de un gas relativamente limpio y de buena calidad.

El reactor mantiene un lecho de carbón que permite la reducción (o gasificación) de los productos parcialmente quemados, mientras que facilita la salida de las cenizas a través de una pared perforada; a su turno, las cenizas son empujadas a la cámara de recolección de cenizas. La salida del gas está conectada con la planta de generación a través del Vénturi Scrubber, de los Filtros de Gruesos, Activo de Finos, Pasivo de Finos, Filtro de seguridad, Antorcha con válvula, y Válvula de apagado de la Planta, consiguiendo así la limpieza del gas y la operación adecuada.

Una vez el gas de síntesis (syngas) generado por el sistema de gasificación ha superado los filtros, pasa a través de la válvula de control de gas (11 en Fig. 2), succionado por el blower (12 en Fig. 2), finalmente atraviesa la válvula de cierre del motor para acceder al motor de combustión interna acoplado al generador.

Según el análisis experimental de Sheth y otros [162], la energía generada por la planta (motor-generador) dependerá del poder calorífico y el caudal de gas a su entrada, estos parámetros a su vez serán función del agente gasificante (Aire) que ingrese al proceso.

En el caso del gasificador en estudio, el aire ingresa al proceso por las boquillas de aire de la tolva, y la cantidad que ingrese será a su vez función del blower y de la válvula de control de gas.

Para determinar el comportamiento de la frecuencia generada por la instalación, se debe conocer el comportamiento de cada uno de los elementos que componen el sistema. Para ello se ha recurrido a valores experimentales obtenidos a través de otros autores, así como mediante experimentos, simulaciones y modelos propios.

7.3.2 Metodología de modelado y diseño del control

La metodología usada para realizar el modelamiento físico del sistema e implementar la arquitectura de control de frecuencia es mostrada en la figura 7.8.

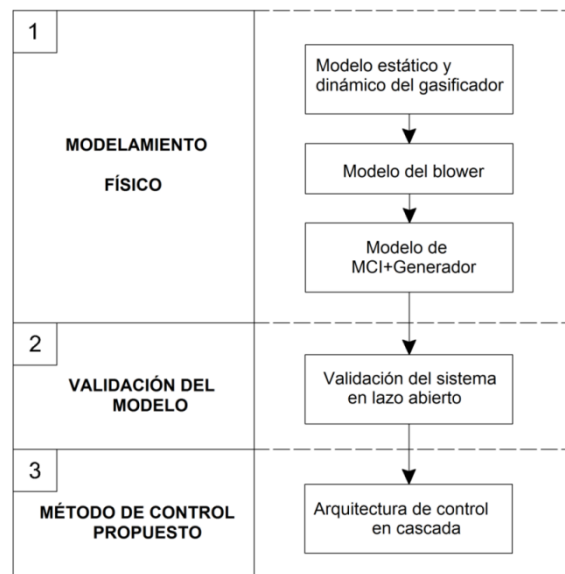


Figura 7.8. Metodología para desarrollar el control de frecuencia.

El primer paso de la metodología propuesta consiste en un modelamiento físico de todo el sistema. Donde se tiene como partes principales: el gasificador (el modelo considera comportamiento estático y dinámico), el blower (que controla el flujo de gas), y el conjunto MCI-generador.

Posteriormente se realiza la validación del modelo en lazo abierto, usando medidas obtenidas del sistema real.

Finalmente, se propone un lazo de control en cascada para efectuar el control de frecuencia usando el modelo obtenido en los pasos previos.

7.3.3 Modelamiento Físico del gasificador downdraft.

La gasificación es el proceso termoquímico a altas temperaturas que transforma un combustible sólido o líquido en un combustible gaseoso. Esta técnica es conocida desde hace siglos, y ha sido utilizada para obtener un combustible más limpio y versátil a partir de combustibles inadecuados para ciertos fines. La gasificación, así como los gasificadores en los cuales tiene lugar, pueden clasificarse en dos grupos: gasificación en lecho fluido y gasificación en lecho fijo. Dentro de la gasificación de lecho fijo, se encuentran 2 clasificaciones según el sentido de circulación de la biomasa y de los gases: la de flujo contracorriente o updraft, y la de flujo paralelo o downdraft. Esta última es la técnica más extendida, pues presenta un gas más limpio que el resto de técnicas, a pesar de tener un rendimiento termodinámico inferior. Los procesos físicos y químicos que sufre una partícula de combustible sólido durante la gasificación pueden esquematizarse de este modo:

1. *Secado*: Proceso mediante el cual el combustible sólido pierde su humedad
2. *Pirólisis primaria*: este proceso es la descomposición térmica del combustible, liberando gases como CO, CO₂, H₂O, H₂, CH₄ y multitud de hidrocarburos, siendo los de cadena larga llamados alquitranes, según se define en [163], [164], [165]. El residuo sólido carbonoso que queda del proceso es el carbón. Este proceso tiene un balance energético complicado, siendo endotérmico o ligeramente exotérmico dependiendo de la naturaleza del combustible.
3. *secundaria*: si se dan las condiciones de temperatura, los alquitranes liberados sufren una segunda descomposición térmica, liberando CO, CO₂, H₂O, H₂, CH₄ y formando partículas de coque (carbono). Este proceso es endotérmico [163], [164], [165].

3. *Reacciones de los gases*: si existe oxígeno y si la temperatura es la adecuada, se produce la combustión de los gases liberados durante la pirólisis primaria y secundaria. Además pueden darse reacciones de reducción y de metanación dependiendo de la temperatura [164], [165].

4. *Reacciones del carbón*: el carbón residual de las reacciones anteriores se quema en presencia de oxígeno liberando CO y CO₂, además de producirse la reducción del CO₂ a CO y la formación de CH₄ a partir de H₂ si la temperatura es la adecuada [164], [165].

Dentro de un gasificador downdraft, pueden definirse diferentes zonas en las cuales tienen lugar las diferentes reacciones, tal como muestra la Figura 7.9. Estas zonas pueden diferenciarse fácilmente por la temperatura a la que se encuentra el gasificador.

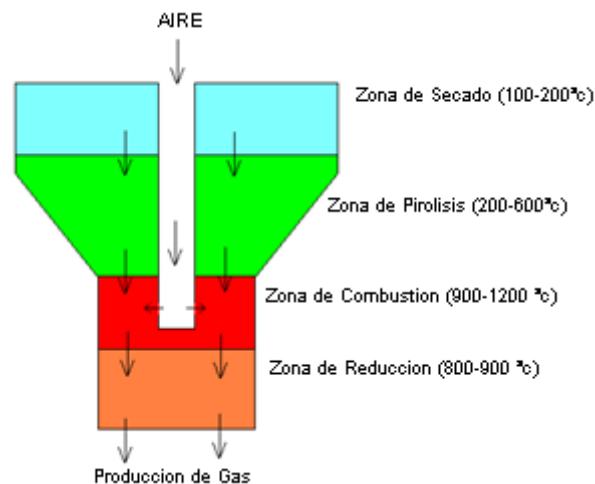


Fig 7.9. Zonas dentro de un gasificador downdraft.

La calidad del gas producido por un gasificador downdraft puede predecirse estimativamente, mediante cálculo numérico y aproximando el modelo de reacciones químicas a la teoría de cinética química [166] o mediante valores experimentales [167]. En este artículo se hace hincapié en el comportamiento

dinámico de la producción de gas del gasificador. Habitualmente en la literatura, los valores experimentales de las instalaciones estudiadas se dan en valores medios durante muchos minutos para los diferentes rangos estequiométricos de combustión o ER (ER es la relación estequiométrica de aire necesaria para producir la combustión completa de la madera, donde ER=1 corresponde a 5.22 Nm³/kg de madera [162]).

De los datos obtenidos en [162] se ha podido calcular una función para el poder calorífico del gas en función del caudal de entrada de aire por kilogramo de madera (Figura 7.10). Por lo tanto ma tiene unidades de Nm³/kg.

$$HHV(ma) = 0.5e^{-\left(\frac{ma-1.3}{0.22}\right)^2} + 1.6e^{-\left(\frac{ma-1.07}{0.13}\right)^2} + 4.8*(1 - e^{-6(ma-0.5)})$$

Esta correlación sólo es válida entre los valores de caudal de aire $0.87 < ma < 1.89$.

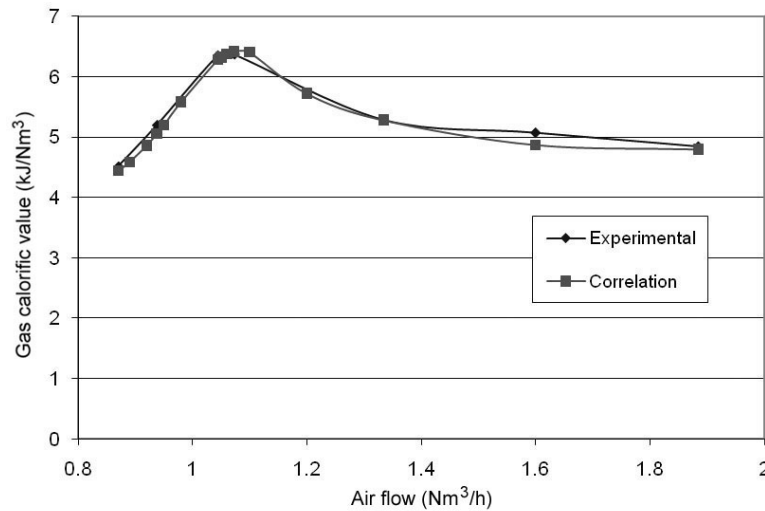


Fig 7.10 Poder calorífico del gas en función del caudal de aire por kg de madera.

La figura 7.11 muestra el diagrama de bloques desarrollado en Matlab-Simulink para simular el poder calorífico (HHV) del gas.

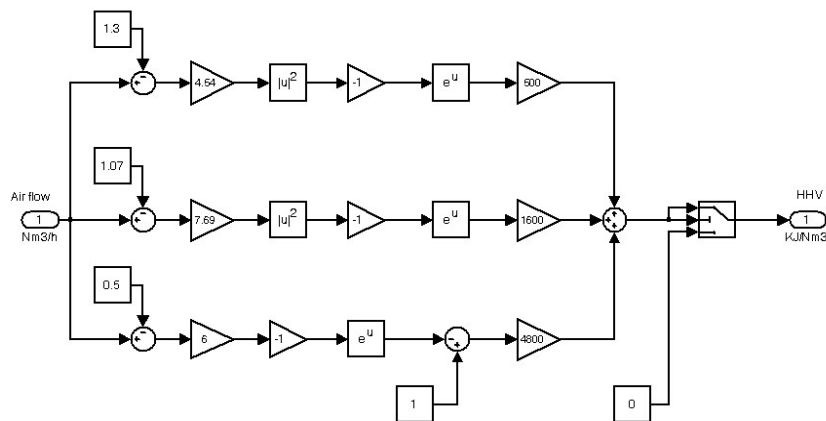


Fig 7.11. Diagrama de bloques para el HHV usando Matlab-Simulink.

De otro lado, el flujo de gas producido por un flujo de aire durante la gasificación, es mostrado en la figura 7.12 para el gasificador analizado. El flujo de gas producido, puede ser entonces estimado de acuerdo a la correlación lineal:

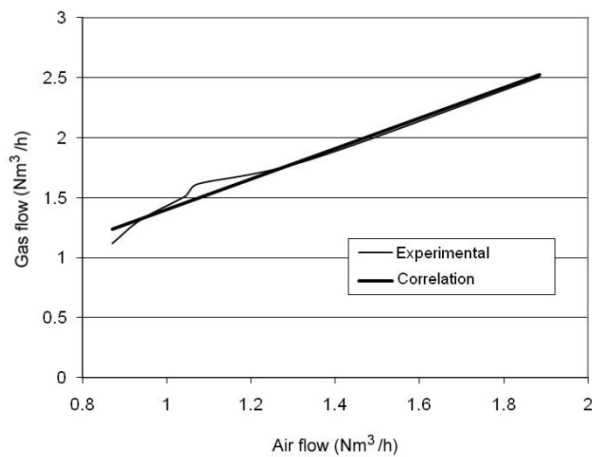


Fig 7.12. Caudal de gas en función del caudal de aire.

7.3.4 Modelamiento del Blower.

El blower es el elemento sobre el cual se ha decidido actuar como elemento de control de la frecuencia de red, ya que variaciones de su régimen de giro influyen directamente sobre el caudal de gas de síntesis que entra en el MCIA y en el poder calorífico del gas que proporciona el gasificador.

Deducir el comportamiento dinámico del flujo de aire inducido al aumentar el régimen de giro del blower requiere hacer un análisis de mecánica de fluidos complejo, debido a la cantidad de elementos que hay en la instalación y a que el gasificador se comporta ante el paso del aire como un medio poroso. Además, la respuesta de una maquina asíncrona ante variaciones de la frecuencia de alimentación es sub-amortiguada. Por lo tanto se ha optado por realizar un ensayo real de la respuesta dinámica de una instalación de gasificación downdraft, en laboratorio, midiendo el caudal de entrada con un caudalímetro de hilo caliente. La variable de control es el régimen de giro del motor asíncrono que mueve el blower y se ha medido el caudal de aire trasegado a la entrada del gasificador. El ensayo se realizó en caliente; la función de transferencia obtenida experimentalmente para el valor del caudal de aire de entrada en el punto de funcionamiento nominal del gasificador downdraft es:

$$Gma_{blower}(s) = \frac{0.017334}{s^2 + 0.321s + 0.18} [Nm^3 / h \cdot Hz]$$

La respuesta experimental y la generada por el bloque de Matlab SIMULINK, ante escalón de 10 Hz se muestra en la figura 7.13.

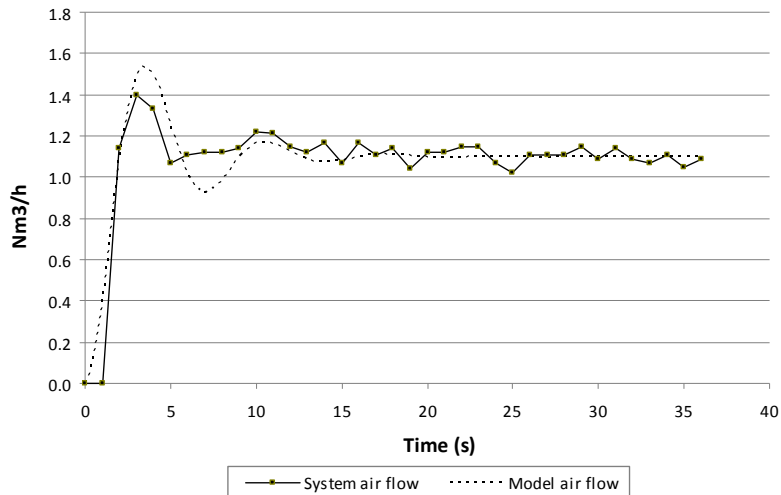


Fig 7.13. Flujo de aire obtenido para un escalón de 10Hz de frecuencia del blower

7.3.5 Modelo del Motor de combustión Interna Alternativo-Generador.

El comportamiento dinámico de la velocidad de giro de un motor de combustión interna alternativo MCIa depende de 4 variables: potencia de combustible, caudal de aire, carga sobre el motor, adelanto de chispa.

Es posible realizar el control variando el caudal de combustible, que como se mostró en el apartado anterior, hace variar la composición del gas obtenido en el gasificador. Para analizar como varía el comportamiento de un motor MCIa ante variaciones de la alimentación de combustible debemos estudiar los aspectos que se presentan a continuación.

La respuesta del motor para diferentes velocidades y para diferentes potencias en función de consumo de combustible viene dado por las rectas de Willans.(figura 7.14)

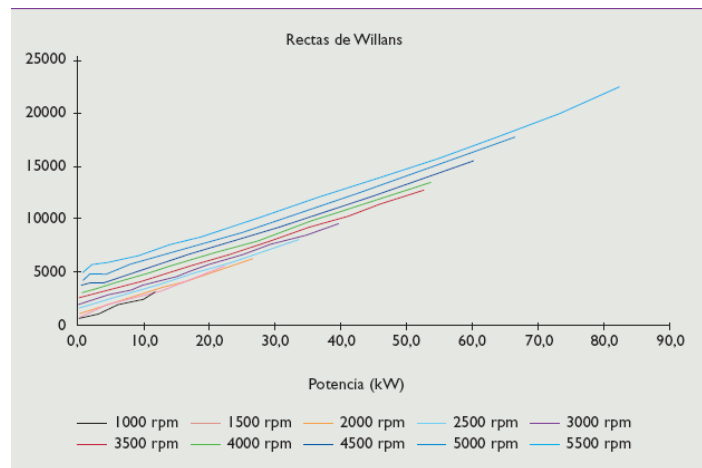


Fig 7.14. Rectas de Willans (eje vertical consumo de combustible)

Se aprecia que un MCIA aumenta linealmente el consumo de combustible para un determinado régimen de giro. Dado que todas las rectas tienen la misma pendiente, y dado que el control se realiza en diferencias, podemos afirmar que el valor final del consumo de combustible es directamente proporcional con la potencia demandada (en diferencias). De aquí se deducen los fenómenos:

- 1- Cuando el motor recibe un aumento de carga para un consumo de combustible dado, éste se frena y reduce su velocidad rápidamente.
- 2- Una vez en ese estado de carga y velocidad, se puede aumentar el consumo de combustible para recuperar la velocidad inicial.

En bibliografía aparecen varios modelos del comportamiento dinámico de la velocidad de un MCIA. Hrovat and Sun [168] proponen un sistema sencillo de

sistemas de segundo orden para adelanto de chispa, apertura de válvulas y par de carga. Crossley y Cook [169] presentan un modelo que ha sido escogido por su simplicidad como punto de inicio de este trabajo. El modelo ha sido modificado para incluir el punto de apertura de la válvula, el HHV del gas, y el flujo de gas como variables de entrada. (figura 7.15).

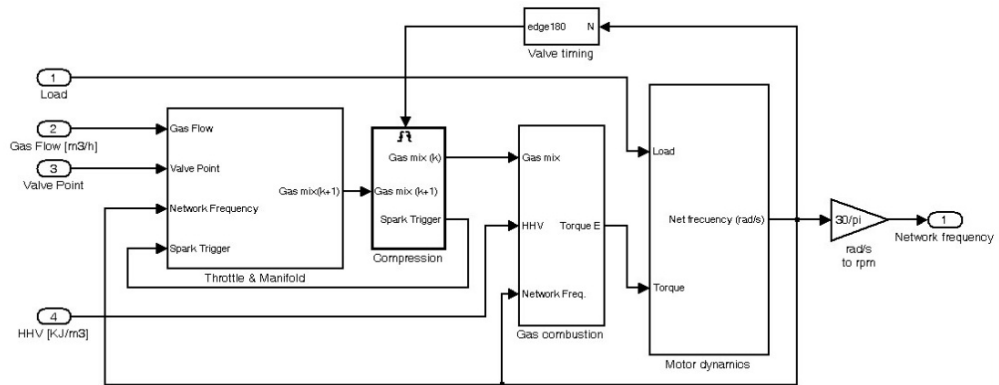


Fig 7.15. Modelo propuesto para el MCI.

El acelerador ha sido modelado como una inyección de gas no lineal que depende de dos variables: el punto de apertura de la válvula, y la presión de entrada, expresadas por:

$$m_m = f(\theta)g(P_m)$$

$$f(\theta) = [2.82 - 0.052\theta + 0.103\theta^2 - 0.0006\theta^3] \cdot [0.025mg - 0.25]$$

$$g(P_m) = \begin{cases} 1 & P_m \leq \frac{P_{amb}}{2} \\ \frac{2}{P_{amb}} \sqrt{P_m P_{amb} - P_m^2} & \frac{P_{amb}}{2} \leq P_m \leq P_{amb} \\ -\frac{2}{P_m} \sqrt{P_m P_{amb} - P_{amb}^2} & P_{amb} \leq P_m \leq 2P_{amb} \\ -1 & P_m \geq 2P_{amb} \end{cases}$$

Donde:

- m_m es la tasa de flujo del gas (g/s)
- θ es el punto de apertura de la válvula (grados)
- P_m es la presión del colector (bar)
- P_{amb} es la presión atmosférica (bar)

La presión del gas a la entrada es modelada como una ecuación diferencial en la cual la diferencia entre el flujo de gas que llega a la entrada, y la cantidad de gas que entra en el cilindro gobiernan el cambio en la cantidad de masa con respecto al tiempo. La variación de masa con respecto al tiempo, de acuerdo con la ley del gas ideal, es proporcional a la derivada de la presión a la entrada. Adicionalmente, el monto de masa de combustible entrando al cilindro, es función de la presión a la entrada, y la velocidad de la máquina.

El torque generado es modelado desde una ecuación dada por Crossley and Cook [169], que relaciona la masa de aire en el cilindro, el radio gas/aire, el adelanto de chispa, la velocidad del motor, y el HHV de la mezcla de gas. Siendo esta la siguiente expresión:

$$T_E = [-181.3 + 379.36m_m + 21.91(A/F) - 0.85(A/F)^2 + 0.26\sigma - 0.0028\sigma^2 + 0.027N - 0.000107N^2 + 0.00048N\sigma + 2.55\sigma m_m - 0.05\sigma^2 m_m] \cdot [0.00025HHV]$$

Donde:

- m_m es la tasa de flujo de mezcla de gas en el cilindro (g)
- A/F es el radio aire/gas.
- σ es el Adelanto de chispa (grados)
- T_E es el torque producido por el motor (Nm)
- N es la velocidad del motor (rad/s)

Una vez es conocido el torque generado por el motor, la aceleración es obtenida por el torque de resistencia, y la inercia rotacional del motor, utilizando la siguiente expresión:

$$J \cdot \dot{N} = T_E - T_L$$

Donde:

- J es el momento de inercia rotacional del motor ($\text{kg} \cdot \text{m}^2$)
- \dot{N} es la aceleración del motor (rad/s^2)
- T_L es el torque producido por la carga (Nm)

El generador es un maquina síncrona cuya velocidad de rotación n (rpm) está rígidamente relacionada con la frecuencia de la potencia generada de acuerdo con la expresión :

$$N = \frac{60f}{p}$$

donde p es el número de pares de polos de la máquina [168]. Así, voltaje y frecuencia de energía generada son definidos por la velocidad del MCI.

7.3.6 Estrategia de control Propuesta.

Mediante la aplicación del modelamiento del sistema que se ha presentado, se ha seleccionado un control de frecuencia cascada, para controlar la frecuencia del blower y una electroválvula ubicada en el colector (figura 7.16). La arquitectura de control en cascada es usada para maximizar los beneficios por decremento en la energía de las acciones de control, e incrementando la velocidad de respuesta [171,172].

El controlador PID1 obtiene la frecuencia del blower desde el error de velocidad del MCIA. El PID2 obtiene el punto de la válvula desde el error de frecuencia del blower.

Este control actúa en estado estacionario abriendo la válvula. Como resultado, la frecuencia del blower es constante en estado estacionario, lo que es conveniente, ya que fluye un flujo constante al gasificador, haciéndolo operar en un punto de operación constante.

La regulación constante de presión, usando una válvula mecánica asegura que el flujo de gas que abandona el gasificador sea constante, sin considerar la subsecuente reducción de flujo debida al punto de la válvula.

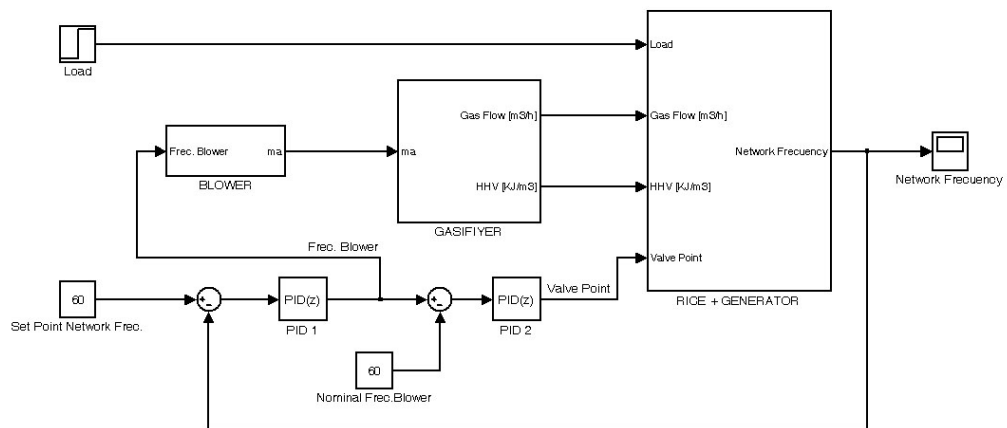


Fig 7.16. Diagrama de bloques de la arquitectura de control

7.3.7 Resultados.

Mediante el uso de MAtlab-Simulink es posible simular la respuesta temporal del sistema modelado en arquitecturas de control de lazo abierto y lazo cerrado.

Debido a que el sistema es razonablemente similar al sistema real (Figura 7.17), se ha calculado los valores de los drivers, y probado el modelo en una configuración de lazo cerrado.

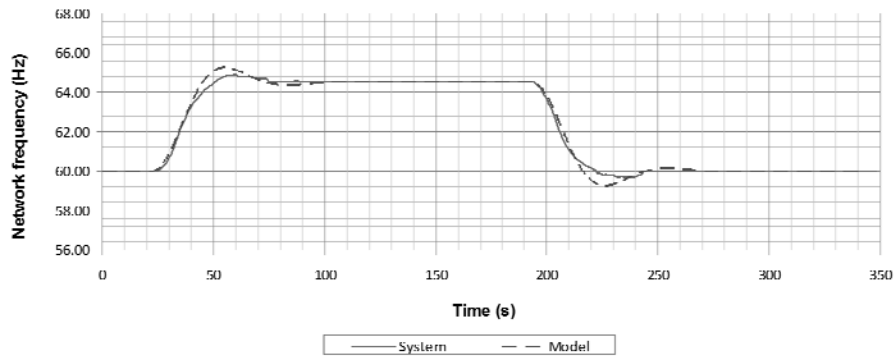


Fig 7.17. Respuesta en lazo abierto del modelo y del sistema real.

Se ha diseñado un control en cascada, para controlar la frecuencia de la microred rural, de modo que el exceso y el tiempo de establecimiento se reducen al mínimo. En el estado de equilibrio, el punto de la válvula es diferente para cada nivel de la carga y la frecuencia del ventilador se fija en el punto nominal que mejora la estabilidad del gasificador.

Se puede observar en la Figura 7.18 que el modelo es estable en lazo cerrado, igualmente la frecuencia de la red y la frecuencia del ventilador son controladas. El flujo de aire en el gasificador es controlado por el punto de la válvula. Para un escalón de 10 kW de carga, se requiere de 120 segundos para estabilizar por completo.

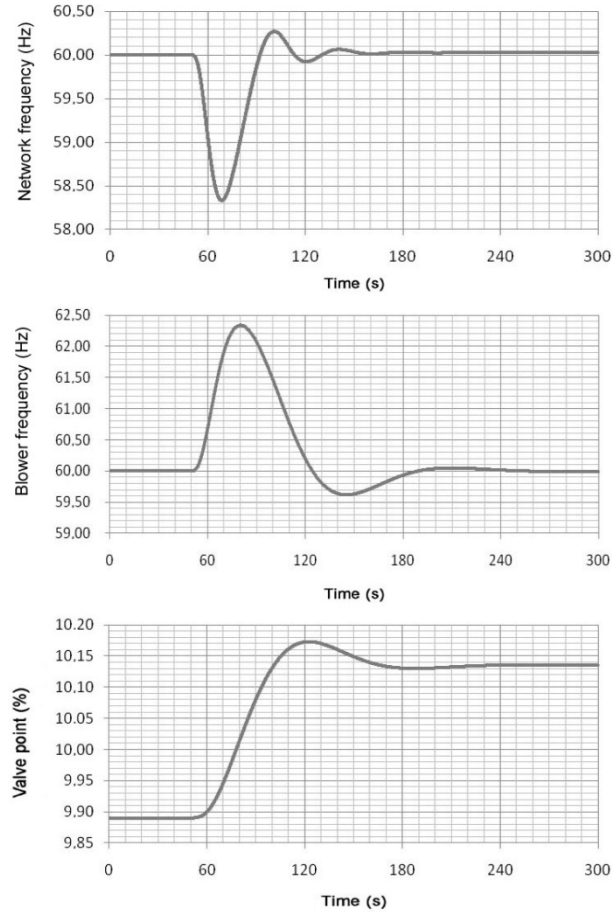


Fig 7.18. Respuesta del modelo en lazo cerrado.

7.4 Estudio de la Agregación y caracterización de la demanda en una zona con electrificación aislada en Colombia.

En el capítulo 5, se ha introducido el concepto de agregación, detallando sus características y efectos, tras considerar que actualmente es un concepto aplicado en la red convencional (basada en generación centralizada), analizando casos internacionales dentro de los cuales se ha identificado ventajas que pueden ser aprovechadas en las zonas aisladas. Este numeral, en contraste con

lo analizado en el capítulo 5, cambia la orientación inicial del concepto, haciendo énfasis en los efectos de la agregación en las zonas aisladas.

A la hora de proceder a aplicar estrategias de respuesta a la demanda, un factor clave es tener un amplio conocimiento de la demanda en la zona en cuestión, la caracterización de la demanda es la técnica clave para contar con esta información.

Para dar respuesta con este estudio al tipo de zona de interés, se ha realizado un levantamiento de información que conlleva a la caracterización de la demanda en una zona aislada de Colombia, la información ha sido obtenida mediante mediciones in situ de las que obtuvo la curva de carga de la zona, llegándose al detalle de obtener la curva de carga de una vivienda. Una vez obtenida esta información, mediante una comparación de las curvas de demanda a nivel de zona y vivienda, se ha procedido a analizar los efectos que presenta la agregación en este caso. Se pretende que esta información sea una base importante para las aplicaciones de generación o demanda en suministro energético que se lleven sobre este tipo de zonas.

Para seleccionar la zona a caracterizar, se determinó en primera instancia, que formase parte del sistema de telemetría del instituto de planificación de soluciones energéticas IPSE Colombia, esto como requisito para poder obtener los datos referentes a la demanda total. Bajo este criterio, se solicitó al IPSE un informe sobre las características de las zonas que forman parte de esta red de telemetría, para tal efecto se obtuvo el resumen de prestación de servicio en estas localidades para el 2008. Ver Tabla 7.2. Tras revisar este resumen, se ha seleccionado como zona de estudio el municipio colombiano de de Puerto Inírida, por tener una prestación de servicio las 24 horas del día (se encontró cuatro zonas que cumplen con este criterio, pero Puerto Carreño y Murindó son interconexiones con red eléctrica), posteriormente, se comparó con Leticia, zona que se desestimó por presentar una potencia instalada muy superior a la

media de las ZNI, Inírida se acerca más a esta media, y su curva de carga es muy similar a la mayoría de zonas aisladas en el país, de esta manera encaja mejor en el perfil de zona tipo. El municipio está ubicado en el departamento del Guainía, con una población, según el censo nacional de 2005 [173], de 15.676 habitantes de los cuales 10.891 están ubicados en la cabecera municipal y 4.785 en las áreas rurales del municipio. Según este censo, el número medio de habitantes por vivienda es de 4.

Localidad	Capacidad Instalada [kW]	Potencia Máxima Mensual [kW]	Fecha Potencia Máxima	Demanda Anual [kWh]	Demanda promedio día [kWh]	Horario Prestación de Servicio	Promedio diario prestación de servicio
Mitu (Vaupés)	2,250	1,402.1	miércoles 5 de noviembre a las 18:30 horas	4,257,471	11,632	Lun - Vie 11:00 am - 11:00 pm Sab-Dom 12:00 m - 12:00 pm	12
Puerto Leguizamo (Putumayo)	2,500	1,124.6	Miércoles, Septiembre/24/2008 13:15:00	3,242,554	8,859	Lun - Dom 12:00 m - 12:00 am	12
Guapi (Cauca)	3,675	1,741.5	Miércoles, Diciembre/31/2008 19:30:00	6,365,755	17,393	Lun - Dom 07:00 am - 01:00 am	18
Acandí (Chocó)	3,000	491.6	Dic. 24, Mié 19:30	486,445	5,287	Lun - Vie 08:00 am - 02:00 am Sab-Dom 09:00 am - 03:00 am	18
Capurganá [1] (Chocó)	980	179.2	Dic. 8, Lun 18:50	360,497	3,918	Lun - Vie 08:00 am - 02:00 am Sab-Dom 09:00 am - 03:00 am	18
Inírida (Guainía)	5,850	2,145.9	Martes, 8 Abril 18:45 horas	9,636,482	26,329	24 Horas	24
Leticia (Amazonas) [2]	18,990	5,943.8	Miércoles 3 de diciembre a las 18:30	31,657,203	86,495	24 Horas	24
Puerto Carreño (Vichada) [3]	2,500	2,510.6	jueves, 13 de Noviembre a 18:15	13,136,470	35,892	24 Horas	24
Murindó (Antioquia)	Interconexión	76.8	Dic. 20, Sáb 20:15	72,991	793	24 Horas	24

Tabla 7.2 Resumen de datos pertenecientes a las ZNI del sistema de monitoreo remoto IPSE.

En primera instancia, tomando como base el análisis que se realizó para el sector residencial en Reino Unido, se obtuvo la curva de carga en una vivienda tipo del municipio, para esto se utilizó un analizador de red colocado 24 horas, la medida se realizó para cada uno de los días laborales de una semana y se observó que se seguía un patrón similar. Este registro se muestra en la figura

7.19, y se puede observar que es un perfil bastante irregular, el pico máximo de carga, llega al valor de 745,3W, un valor es 15,46 veces más alto que el mínimo, que se registró en 48,2W y considerablemente mayor que el valor medio que estaría en 218,56W.

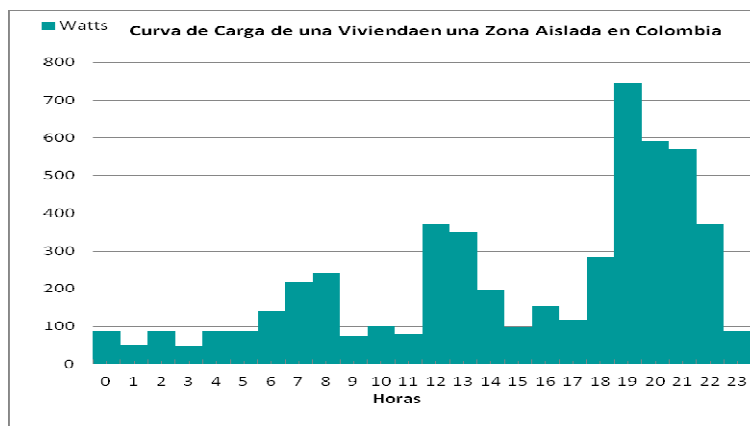


Fig.7.19 Curva de carga registrada en una vivienda tipo de la zona aislada de Inírida-Colombia.

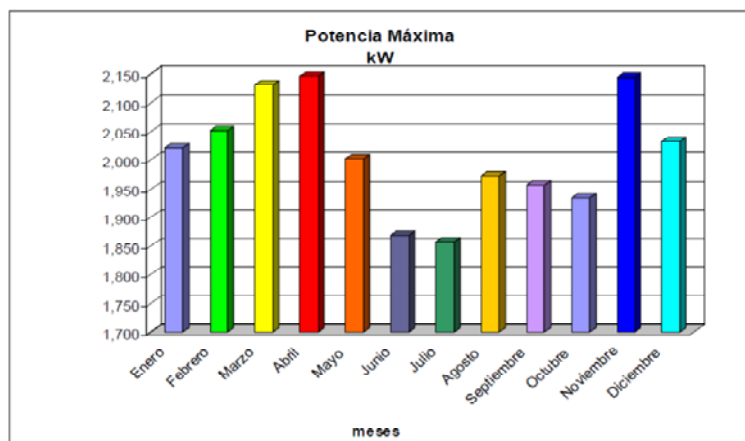


Fig.7.20. Valores de potencia máxima mensual registrada en la zona de Inírida-Colombia.

Para la obtención de la información correspondiente a la demanda total en la zona (demanda agregada), se recurrió al registro sistema de telemetría remota del IPSE, mediante el cual se pudo obtener los valores de potencia máxima mensual para el 2008. Ver figura 7.20. La curva de carga media por día de la semana (figura 7.3) y una gráfica con la media anual de la curva de carga diaria para el 2008, incluyendo también la del 2007, año en el que se dejó de generar entre 1:00Am y 5:00Am, por limitación de combustible (figura 7.21).

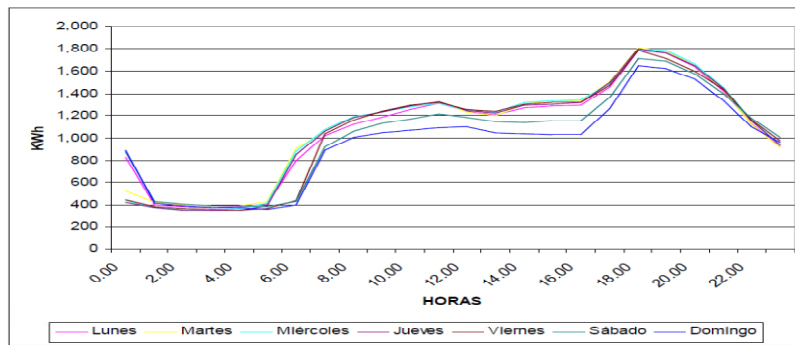


Fig.7.21 Curva de demanda media diaria en la zona de Inírida-Colombia, presentada por día de la semana para el año 2008.

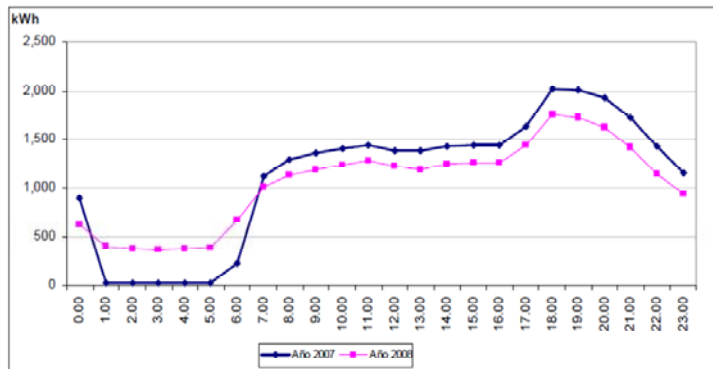


Fig.7.22 Curva de demanda media diaria en la zona de Inírida-Colombia para el año 2008 presentada junto con la del 2007.

En primera instancia, si se compara la curva de carga de una vivienda (figura 7.19), con la Total (agregada) media para la Inírida en 2008 de la figura 7.22, se observa notablemente el suavizado en la curva agregada. La potencia mínima en la agregación, está en el orden de 400, y la máxima de 1760, así su relación es de unas 4,4 veces, un valor mucho menor a las 15,46 veces que hay de diferencia entre la carga máxima y mínima medida en una vivienda de esta zona.

Para poder calcular la potencia total requerida, considerando sistemas independientes, es necesario tener un estimado del número de viviendas en la zona. Se ha mencionado que según censo se han registrado 15.676 habitantes, y la ocupación por vivienda es del orden de 4, luego se podrá calcular una buena aproximación al número de viviendas como:

Número de Viviendas = Número de Habitantes / Habitantes por vivienda.

Número de viviendas = 15.676 / 4

Número de viviendas = 3919

Haciendo un análisis a nivel de potencia máxima, sin considerar la demanda de energía, se puede decir, que si se considera diseñar sistemas individuales para cubrir la demanda máxima en cada vivienda, con base en el valor medido de sobre una vivienda de 745,3W, la potencia total a instalar sería de:

Potencia para carga máxima = Carga máxima por vivienda x número de viviendas

Potencia para carga máxima = 745,3 x 3919

Potencia Máxima a Instalar = 2919,6Kw

Recurriendo a los valores instantáneos de la curva de carga de 2008, se ha obtenido que el valor de potencia máximo demandada en la zona fue de 2145,92Kw, si comparamos con el valor calculado de 2919,6Kw, hablando únicamente de potencia, se podría decir que se debería instalar una capacidad del 26% mayor, en caso de no haber agregado las cargas y haber diseñado sistemas individuales de suministro. Se obvia que si se hubiese considerado la capacidad para asumir la demanda de energía diaria (KWh), este porcentaje se incrementaría considerablemente, dado el efecto de suavizado en la curva de carga agregada. Habría también un impacto interesante en el costo de la instalación por el incremento en capacidad de almacenamiento si se considerase sistemas como paneles solares, o en el costo del combustible si se recurriese a generadores Diesel.

De esta manera, se demuestra la conveniencia de agregar las cargas y conformar una microred, sobre los sistemas de suministro independiente en viviendas que aún son muy utilizados.

Un aspecto que merece ser mencionado, dentro de lo detectado en la caracterización de la demanda de Inírida, por su importancia a la hora de la explotación de la microred, es la gestión de la energía reactiva, puesto que los valores de factor de potencia en este caso son inferiores todo el tiempo a 0,95 (Figura 7.23), siendo este el valor mínimo que conviene registrarse según normas internacionales, citando el caso de España, en donde clientes con valores inferiores a 0,95 son penalizados. De esta manera, es conveniente a la hora de plantear consumos en explotación, hacer una consideración previa de los equipos que pueden afectar el factor de potencia, y revisar cuáles deberían ser las características de estos para no salirse del valor adecuado, por otro lado, en caso que sea necesario, se deben de considerar soluciones que compensen este efecto, como baterías de condensadores. En lo referente al operador de la microred, deberá exigir a los usuarios un factor de potencia mínimo de manera

que lo controlen, especialmente aplicará para usuarios que realicen actividades de explotación industriales o comerciales, ya que los equipos del sector residencial tienen muy poco impacto en este aspecto.

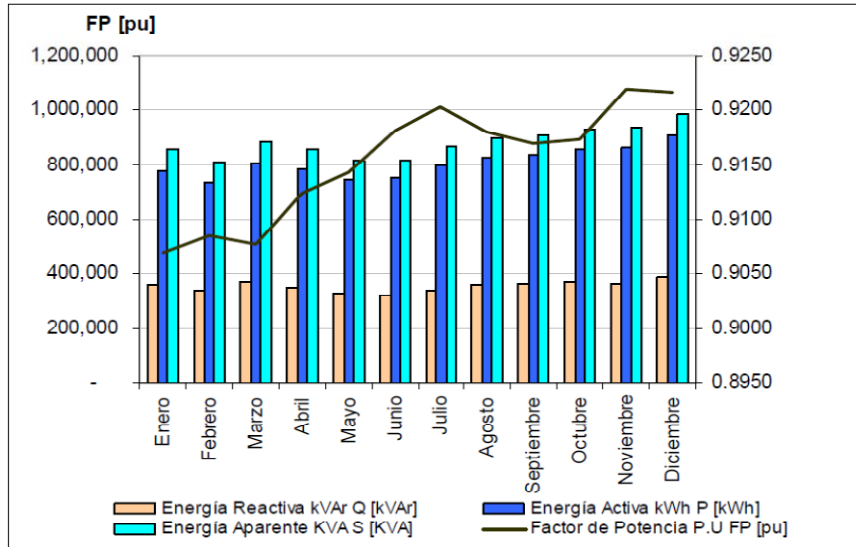


Fig.7.23 Gráfica mensual de energías Activa, Reactiva, Aparente, y factor de potencia en Inirida para el 2008.

7.5 Principales actividades en la zona y focos de consumo claves para la explotación eficiente.

Entrando a evaluar el tipo de zona en estudio, se puede decir que la mayor parte de la demanda corresponde al componente residencial. Respecto al campo industrial y comercial, se tiene como principal actividad la pesca. En orden de prioridades, aparece también una actividad emergente, y con gran potencial en este tipo de zonas, como es el turismo, donde habría que considerar la rama hotelera, que se encuentra en auge, especialmente impulsada por la presencia de playas. Se presentan en los siguientes renglones actividades como ganadería y

la agricultura, donde es inminente la posibilidad de incursionar en nuevas industrias, como la láctea, considerando el alto potencial de producción de leche que se presenta en la zona, que puede ser aprovechado especialmente en la producción productos como el queso que es u producto altamente demandado en la región.

De acuerdo con este orden de actividades, se identificó las cargas más relevantes, y los puntos clave donde debe impactar las estrategias de gestión de la demanda en la explotación, estos son los siguientes:

- Conociendo que la principal actividad de la zona es la Pesca, y esta presenta potencial de tecnificación por medio del suministro de energía eléctrica, especialmente en la conservación del producto mediante refrigeradores, necesarios para mejorar la calidad y volumen de producto, la refrigeración se debe considerar como una carga que presenta especial impacto sobre el consumo de la microred. Se debe considerar además del alto componente refrigeración industrial requerido, la componente del consumo residencial, donde se espera una masificación en la utilización de refrigeradores (neveras) una vez se cuente con suministro energético, siendo esta una necesidad básica para la conservación de alimentos, especialmente debido a las altas temperaturas que se presentan durante todo el año en zonas tropicales al nivel del mar, como se observa en la figura 7.24. Otras aplicaciones como la conservación de vacunas o medicinas en centros médicos requerirán también de equipos de refrigeración. La refrigeración presenta un interesante potencial para la aplicación de sistemas de gestión dinámica de la demanda.
- Dado el amplio potencial que presenta el turismo, se plantea la posibilidad de construcción de hoteles que puedan brindar unas comodidades mínimas a los turistas, obtenidas gracias a las posibilidades que brinda el suministro eléctrico. Los hoteles deberán

contar con una eficiencia energética aceptable, para lo cual se deberá aplicar criterios de eficiencia energética en sus instalaciones.

- Entrando a analizar el tercer renglón como lo es el de la explotación de actividades ganaderas mediante la industria láctea.
- Es importante considerar también, las necesidad de iluminación pública nocturna, que aporten seguridad frente a robos de los elementos de pesca de los pescadores durante la noche, igualmente la prevención de accidentes en el desplazamiento nocturno. Adicionalmente, la iluminación es una carga que tendrá una interesante participación a nivel residencial. Considerando que la iluminación no es una carga ideal para hacer acciones de control dinámico de demanda, tal como se presentará en el desarrollo de este capítulo, es necesario aplicar criterios de iluminación energéticamente eficiente a la hora de implementar las soluciones de iluminación en este tipo de comunidades.

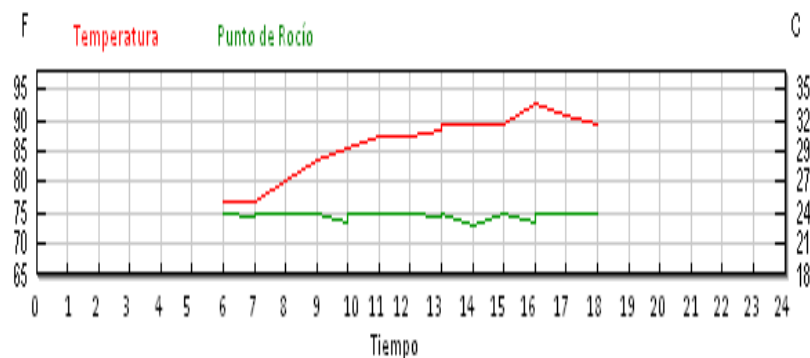


Fig.7.24 Gráfica mensual de temperatura y punto de rocío medidas de 6am a 6pm, en la zona de Necoclí para un día de Mayo de 2008.

7.6 Gestión de la demanda: Control de Frecuencia mediante aplicación de Control Dinámico de la Demanda (DDC).

Para optimizar la energía del sistema y reducir los costos de generación, se aplica la gestión de la demanda, en una aplicación orientada a aportar al control de frecuencia de la microred.

7.6.1 Identificación de las cargas gestionables para responder a la demanda.

Se procede a analizar el tipo de cargas que se presentan en la demanda de la microred, retomando las cargas que se han considerado para la zona aislada que tenemos.

- Iluminación residencial y pública
- Ventiladores
- Refrigeradores residenciales
- Frigoríficos Industriales
- Televisores
- Radios
- Otros (corresponde a cargas no habituales que no se incluyan en este apartado, como planchas, hornos, etc.)

Dentro de este listado de cargas, la que se encuentra con posibilidad de reprogramación es la de equipos de conservación de alimentos, es decir refrigeradores y frigoríficos industriales, este colectivo presenta una aportación superior al 20% del total de la carga prevista para la instalación. Este aspecto, sumado a lo presentado en el capítulo 5, donde se menciona los estudios

realizados por Short y otros [174], en los que se demuestra la viabilidad de los refrigeradores para la realización del control de frecuencia, dada su disponibilidad de responder en cualquier momento sin afectar sus objetivos de conservación de productos, llevan a considerar la posible la utilización de estos equipos en la respuesta dinámica a la demanda, dentro de la microgrid en estudio.

7.6.2 Caracterización y modelado de las cargas seleccionadas.

Se ha determinado que los equipos de conservación de alimentos, como lo son, los refrigeradores residenciales, y frigoríficos industriales y residenciales, son las cargas adecuadas para formar parte del control dinámico de la demanda para el control de frecuencia de la microrred. Se procede a la obtención del modelo para simularlo y conocer su respuesta dentro del DDC.

El modelo fue realizado mediante el software de simulación de sistemas energéticos TRNSYS (que proviene del término anglosajón TRansient SYstems Simulation program), es un programa de simulación con una estructura modular, sus librerías incluyen muchos de los componentes comúnmente encontrados en sistemas de energía térmicos y eléctricos, así como rutinas para manipular entradas como datos climáticos, o cualquier función dependiente del tiempo. Por su reconocida solvencia, TRNSYS se posiciona como un software de referencia para investigadores e ingenieros alrededor del mundo.

Para el caso de los refrigeradores residenciales, que combinan un compartimento de congelamiento con uno de conservación, se ha considerando el estudio realizado de Short y otros [174], este estudio ha sido presentado en el capítulo 5 mostrando las características y resultados del modelado, donde se concluye la viabilidad de los refrigeradores para la aplicación DDC. De acuerdo con lo mencionado, la simulación en TRNSYS que se efectuada no considera

este tipo de refrigeradores y se orienta a Frigoríficos industriales (cámaras de congelación), y considera también frigoríficos de menor tamaño, que pueden ser utilizados a nivel de pequeños supermercados, o inclusive a nivel residencial, en esta zona aislada.

Para la elaboración del modelo, se considera un único compartimento que corresponde a la cámara de congelación. La pantalla mostrada por la interfaz de usuario de TRNSYS para este modelo se muestra en la figura 7.25.

Se ha mencionado la necesidad de tecnificar el almacenamiento en la actividad económica de la pesca, por lo tanto se ha consultado las características del pescado, como producto en estudio.

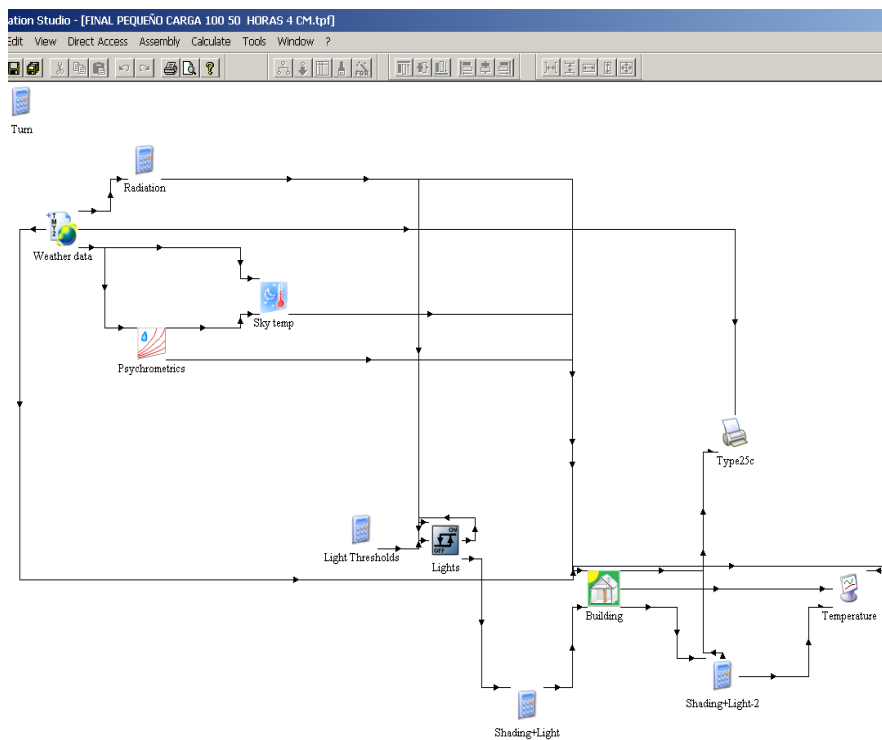


Fig.7.25 Pantalla de la interfaz de TRNSYS que muestra los bloques de programación del modelo de la cámara de congelación.

El calor específico fue tomado de la tabla elaborada en el instituto federal de conservación de alimentos de Moscú por Riedel [175], donde se ha calculado el calor específico en base a la entalpía de los peces en temperatura de congelación, según esta, calor específico para el pescado a temperatura de -15°C es de $0,75 \text{ kcal/kg } ^{\circ}\text{C}$.

Para estimar el coeficiente de conductividad calorífica del pescado λ (Kcal/m h $^{\circ}\text{C}$), se ha investigado en literatura científica, encontrando que Watzinger [176], según sus ensayos concluye que se puede trabajar en la zona de temperatura entre -1°C y -20°C , con coeficientes de $\lambda=1,15$ para peces grasos y $\lambda=1,05$ para peces no grasos. Considerando una temperatura de -15°C , y una característica estándar de los peces, se ha optado por trabajar con un $\lambda=1,10$.

Para determinar el peso específico del pescado, se recurrió a estudios realizados por Chatschaturow [177], donde se determina que es posible trabajar con un peso específico aproximado de 1kg/l para el pescado congelado a -15°C .

Para la obtención de la temperatura ambiente a utilizar en la simulación, se consultó las bases de datos meteorológicas para Colombia, de las que se tomó la temperatura diaria del municipio de Apartadó, este el más cercano a la zona en estudio para el que existe este tipo de registros, y cuenta con unas condiciones de altura y ubicación muy similares a esta zona. Las respuestas se han obtenido para las condiciones más críticas, es decir considerando la mayor temperatura ambiente. El perfil de temperatura usado en el modelo de TRNSYS para el mes más cálido, se observa en la figura 7.26.

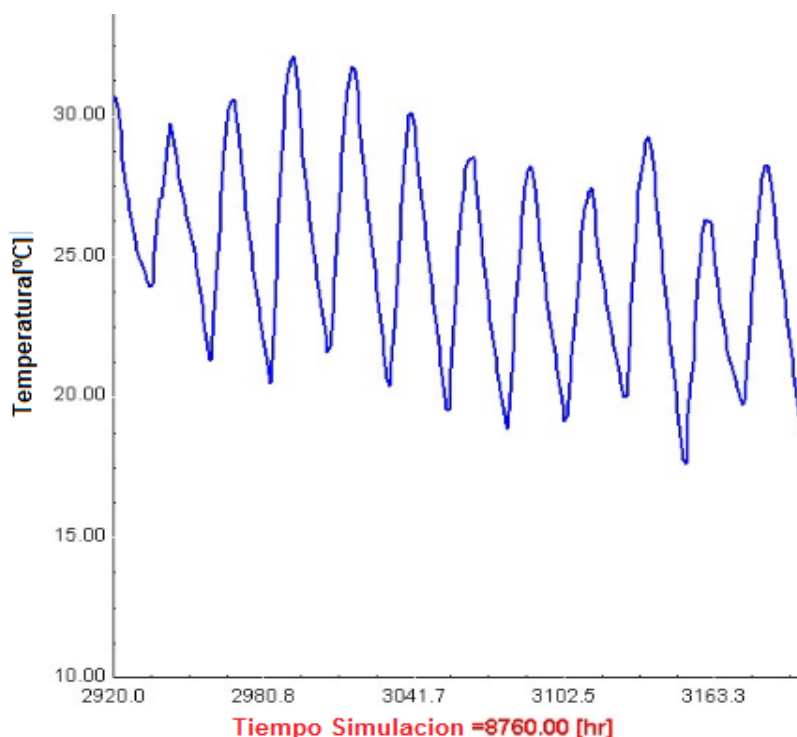


Fig.7.26 Perfil mensual de temperatura ambiente incluido en el modelo en TRNSYS.

Las dimensiones de la cámara de congelación simulada, son de 2,22m x 2,01m x 2,22m y se ha considerado un espesor de los aislamientos en sus paredes se ha considerado un espesor de 0,08m (este valor considera pérdidas por juntas en la puerta u otro tipo de pérdidas, el espesor dado por el fabricante es de 0.10cm). La potencia eléctrica de la cámara según fabricante es de 1000W y el EER=2,5.

El otro elemento simulado, ha sido un congelador de la marca Haier Europe, modelo BD-203GAA, con dimensiones 0,56m x 0,94m x 0,845m, espesor de paredes de 6,5Cm (se trabajó un espesor de 5,5cm para considerar las pérdidas por las juntas de la puerta), la potencia eléctrica de este elemento es de 100W, y el fabricante plantea una autonomía de 50 horas sin energía con un aumento máximo de su temperatura a -9 °C considerando una operación a -15 °C con carga completa.

7.6.3 Determinación de la estrategia de control.

Para elaborar la estrategia de control de la cámara de congelación, se ha obtenido inicialmente la estrategia de operación normal, definiendo un valor nominal de temperatura de operación de la cámara de $-18\text{ }^{\circ}\text{C}$, el límite de temperatura superior es de $-17\text{ }^{\circ}\text{C}$, esta estrategia es la presentada en la figura 7.27.

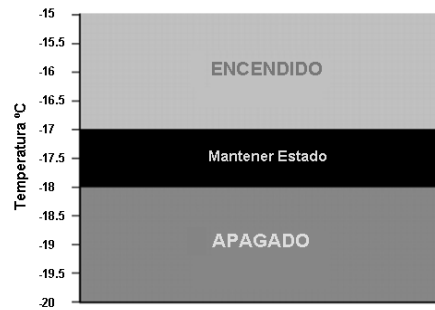


Fig.7.27 Estrategia convencional de operación de la cámara congeladora.

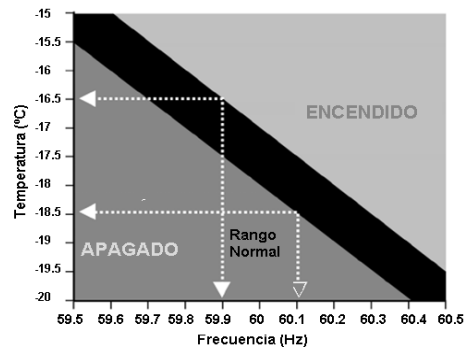


Fig.7.28 Estrategia de operación propuesta para el control dinámico en la cámara.

Como estrategia de control para la variación de frecuencia, se ha planteado que, el control desplace las consignas de encendido y apagado de la cámara, de manera que el punto de encendido se dé a una mayor temperatura, en cuanto menor sea la frecuencia, obediendo una función lineal de aumento de $0.5\text{ }^{\circ}\text{C}$

en la consigna de temperatura de encendido de la cámara por cada 0,1Hz de disminución de frecuencia en la microrred; y disminuya 0,5 °C en la consigna de temperatura de apagado para un aumento de la frecuencia de 0,1Hz. Esta estrategia de controles la que se muestra en la figura 7.28, donde se puede ver como la temperatura de encendido de los equipos sube de -17 °C para la frecuencia de 60Hz (valor de la estrategia convencional de operación) a -16,5 °C en caso de una reducción de frecuencia a 59.9Hz, y la temperatura de apagado baja de -18 °C (funcionamiento convencional a 60Hz) a -18,5 °C en caso de un aumento de frecuencia a 60.1Hz.

De esta manera, tras una bajada de frecuencia, consecuencia del aumento de demanda, empezarán a apagarse las cámaras que estén a menor temperatura, y en cuanto la frecuencia se restablezca dentro de su valor de consigna de 60Hz, se comenzará a conectar las cámaras de congelación que tengan la temperatura más alta, de esta manera, la estrategia protege la aplicación de congelación del producto, evitando en todo caso que se supere el valor límite de temperatura que en este caso estaría en -15 °C.

7.6.4 Obtención de la respuesta de la aplicación a la estrategia de control.

La respuesta de la aplicación de congelación de pescado las acciones del control dinámico de la demanda para la estabilización de la frecuencia de la microrred, se ha conocido mediante simulación de la temperatura del aire y del producto en el interior de la cámara usando el modelo realizado en TRNSYS.

Se realizó la simulación de un escenario para la cámara de congelación con una ocupación del 50%, y para el frigorífico dos, un escenario consideró una ocupación del 50% de producto congelado, y el segundo una ocupación del 100%. Como podrá observarse, el escenario de ocupación de 50% es más crítico, ya que se tiene menos almacenamiento de frío asociado el producto, sin

embargo en el caso del frigorífico se decidió simular una carga del 100%, para contrastar con el dato de autonomía del fabricante referenciado a carga total.

El efecto más significativo en este proceso, es el aumento de temperatura durante el apagado del congelador, conociendo este incremento se puede definir si es viable o no el DDC, desde el punto de vista de la aplicación. Para esto se obtuvo la repuesta de la temperatura a un apagado de una hora sobre la cámara y el frigorífico conociendo que las acciones de control de frecuencia no llegan a superar este tiempo, y otra considerando un apagado de 50 horas para coincidir con el período de autonomía referencia planteado por el fabricante del frigorífico y validarlo. En el caso de la cámara de conservación, con una ocupación del 50%, tras el apagado de una hora, la temperatura del aire en el interior incrementó de -20 °C a unos $-18,7\text{ °C}$, mientras la temperatura del producto se mantuvo casi estable, con una variación mínima de $0,046\text{ °C}$, como se puede observar en la figura 7.29.

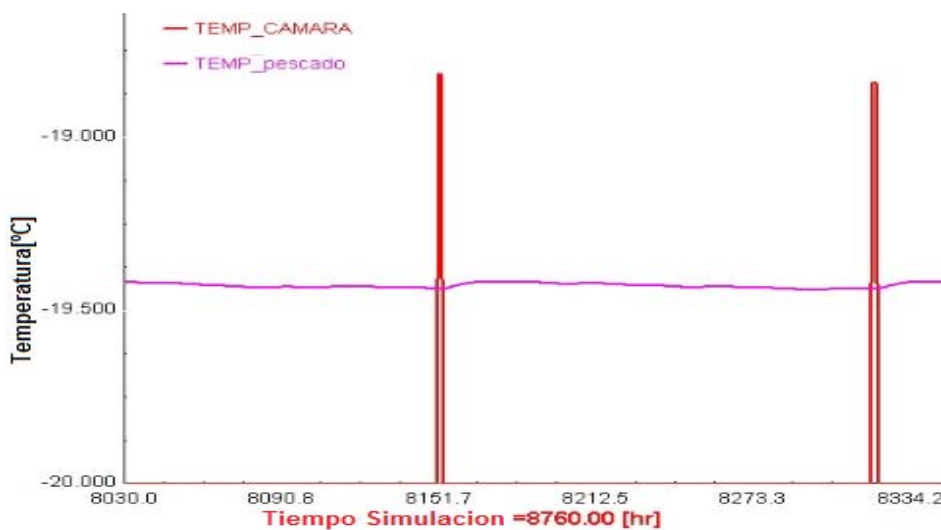


Fig.7.29 Perfil de temperaturas para acciones de apagado de una hora, de la cámara de conservación ocupada en un 50% de producto congelado.

Para la cámara de congelación ocupada en un 50% de producto, al aplicarle una acción de apagado 50 horas, la temperatura del aire en la cámara incrementa de $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$, a $-13\text{ }^{\circ}\text{C}$, siendo el incremento de $7\text{ }^{\circ}\text{C}$ (como se observa en la figura 7,30 a), mientras la temperatura del producto aumenta de $-18,5\text{ }^{\circ}\text{C}$ a $-16,8\text{ }^{\circ}\text{C}$, por lo que el incremento sería únicamente de $-1,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ (tal como se muestra en la figura 7. 30 b).

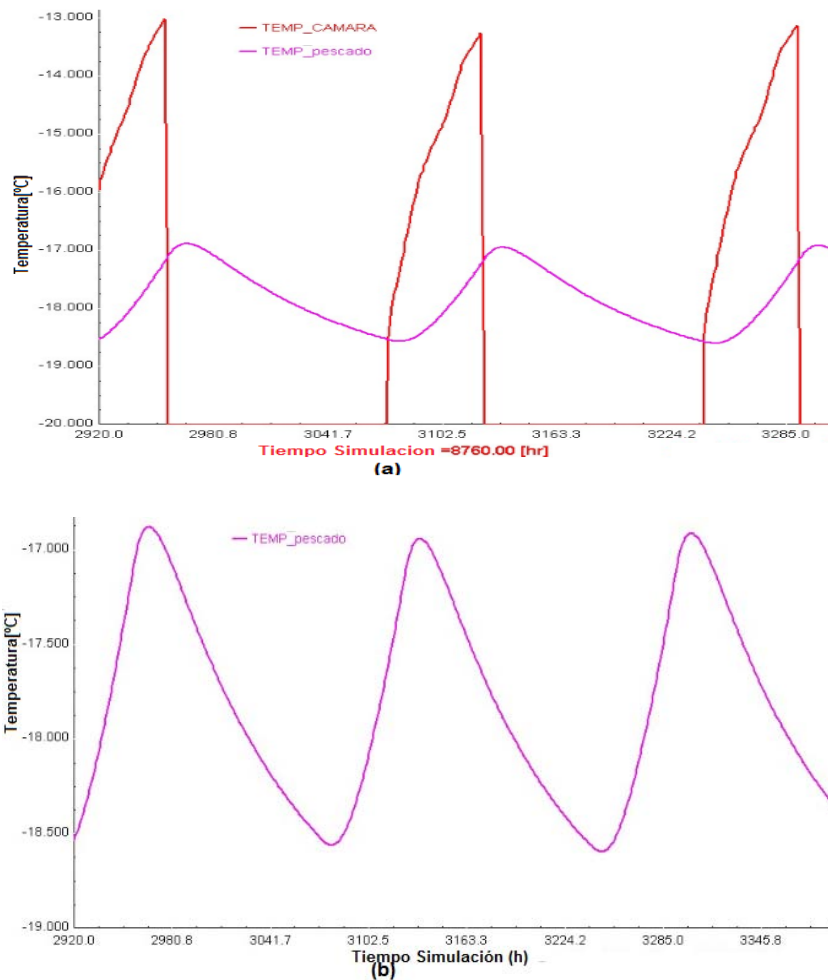


Fig.7.30 Perfil de temperaturas para acciones de apagado de 50 horas, de la cámara de conservación ocupada en un 50% de producto congelado. (a) Temperatura del aire y de producto, (b) Temperatura de producto.

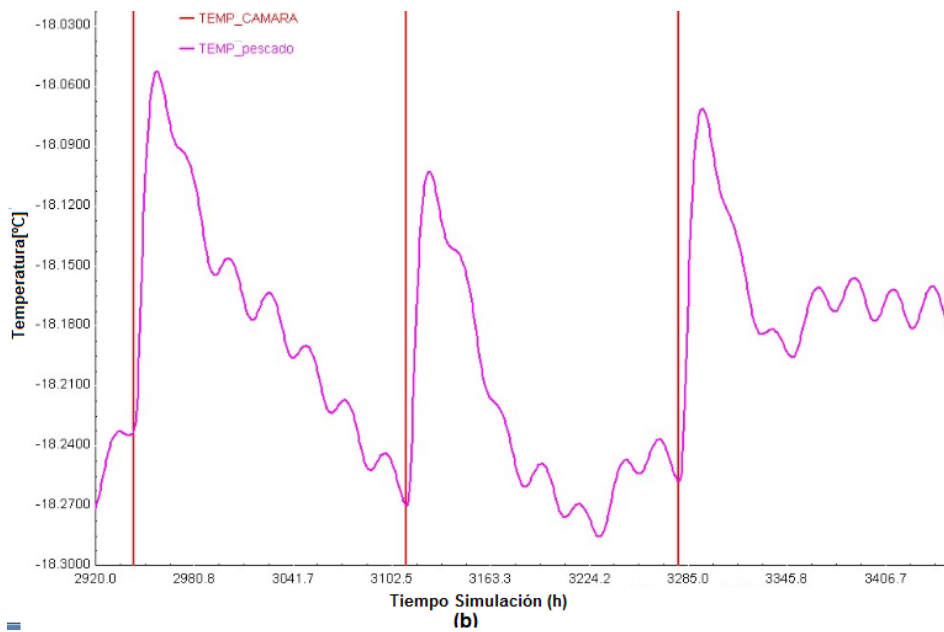
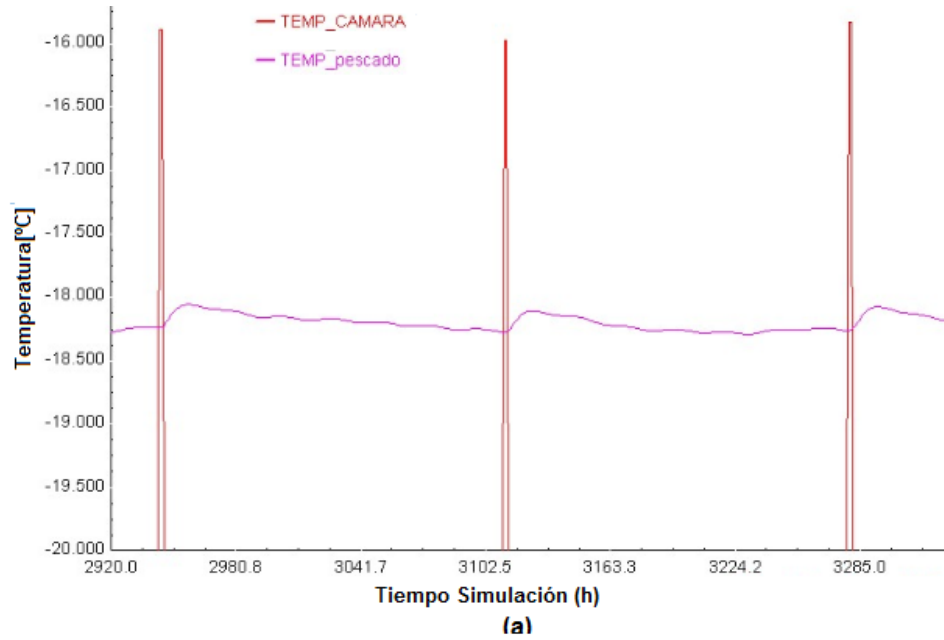


Fig.7.31 Perfil de temperaturas para acciones de apagado de una hora, del frigorífico ocupado en un 50% de producto congelado.(a) Cámara y Pescado, (b) Pescado.

Para el caso del frigorífico, en el primer escenario, con una ocupación del 50% y una acción de apagado de una hora, la temperatura en la cámara aumenta de -20 °C a $-15,8\text{ °C}$ ($4,2\text{ °C}$ de incremento), mientras el producto incrementó de $-18,27\text{ °C}$ a $-18,05\text{ °C}$ ($0,20\text{ °C}$ de incremento). Ver figura 7,31 (a) y (b) respectivamente.

En el escenario donde se simuló una acción de apagado en el frigorífico con 100% de ocupación, se obtuvo un aumento de la temperatura del aire en el interior del frigorífico, de -20 °C a $-17,7\text{ °C}$, siendo el incremento de $2,3\text{ °C}$; la temperatura del producto se incrementó en $0,11\text{ °C}$. Si se comparan estos incrementos con los obtenidos a capacidad del 50% se verá que son aproximadamente la mitad, es decir, aumentando en un 50% la cantidad de producto, la acumulación de frío inherente al producto reduce proporcionalmente el incremento en caso de apagado de frigorífico, esto considerando que el producto está congelado. El perfil de temperaturas para este caso se muestra en la figura 7.32.

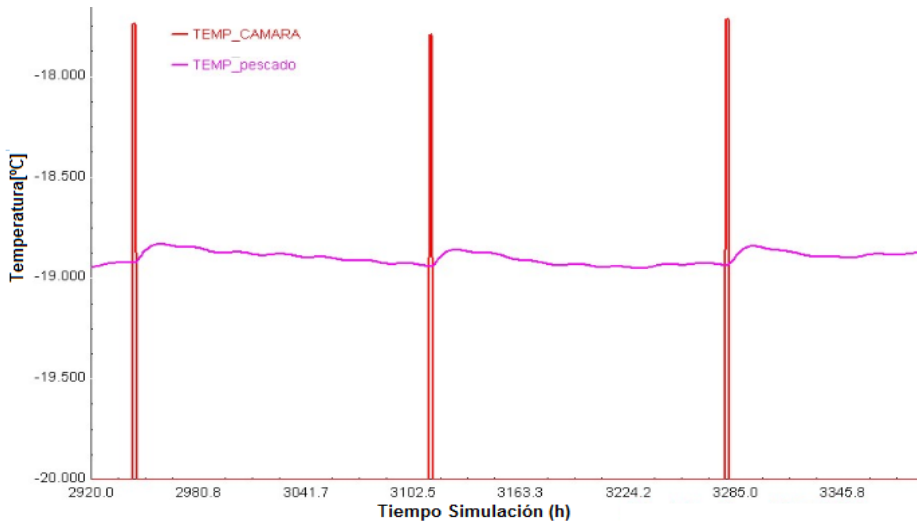


Fig.7.32 Perfil de temperaturas para acciones de apagado de una hora, del frigorífico llenado en un 100% de producto congelado.

El último escenario simulado, para conocer el comportamiento de las temperaturas en el aire y el producto del frigorífico ocupado en un 100% para una acción de apagado de 50 horas. El resultado obtenido se muestra en la figura 7.33, la temperatura del aire ha subido de -20 °C a $-10,5\text{ °C}$, es decir el incremento ha sido de $9,5\text{ °C}$, siendo este valor muy cercano al de 9 °C definido por el fabricante para la misma cantidad de horas y ocupación del frigorífico, de esta manera, se comprueba la fidelidad del modelo, ya que hay una variación del orden del $5,3\%$, un valor aceptable, considerando que en el caso simulado, la temperatura ambiente es superior es mayor a la de la considerada en las pruebas del fabricante. En cuanto al producto, en este caso el incremento de temperatura fue únicamente de 4 °C .

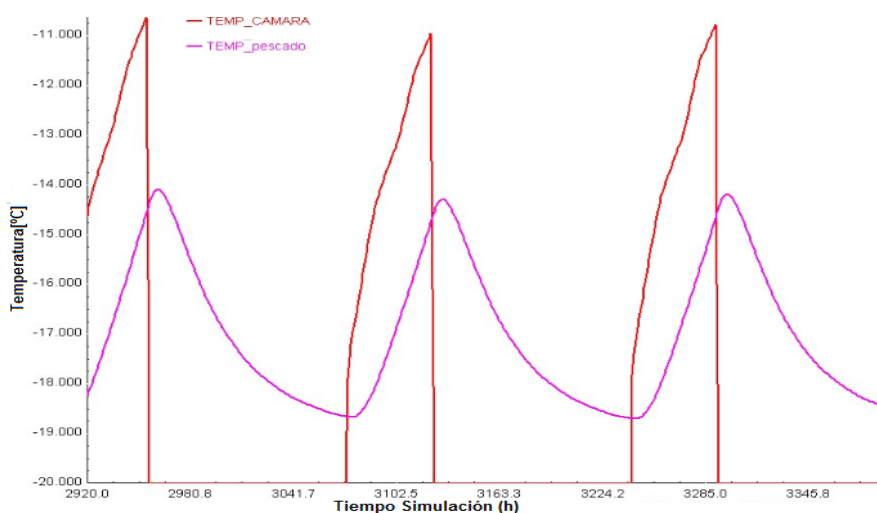


Fig.7.33 Perfil de temperaturas para acciones de apagado de 50 horas, de un frigorífico con un llenado del 100% de producto congelado.

Si se analiza las respuestas obtenidas a las acciones de apagado de una hora, efectuadas sobre la cámara de congelación y el frigorífico, los aumentos de temperatura sobre el producto de $0,047$ y $0,2$ respectivamente en estos dos elementos, se pueden considerar casi despreciables respecto a la repercusión del

estado de conservación del pescado, según las características de conservación de peces magros por encima de su punto de congelación investigadas por Lobsin [178]. Se concluye la total viabilidad de la utilización de las cámaras de congelación y los frigoríficos en el control dinámico de la demanda, incluso, se ha demostrado que en caso de cámaras y frigoríficos en condiciones adecuada de aislamiento se cuenta con autonomías para períodos muy superiores a una hora, para algún caso eventual. El estudio realizado consideró un estado donde el producto en el interior de los elementos de congelación se encuentra ya en la temperatura de congelación ideal, sin embargo pueden presentarse una serie de condiciones aleatorias como el ingreso de producto sin congelar, la apertura de puertas u otros, que a pesar de incidir en el comportamiento térmico, no afectan la viabilidad de la utilización de estos elementos de congelación, gracias a las autonomías mencionadas, y los márgenes dados en la simulación, especialmente en el caso de los aislamientos considerados.

7.6.5 Obtención de la respuesta de la frecuencia de la microred a la estrategia de control.

Se ha obtenido la respuesta del control sobre la frecuencia de la red, mediante la simulación en matlab, donde se ha introducido las ecuaciones de modelamiento de demanda, generación y red presentadas en el capítulo 5. En la figura 7.34 se puede observar el efecto de la actuación del sistema de control dinámico de la demanda en la frecuencia de la microred, tras una caída repentina de generación en un 10%, se observa que la respuesta del DDC es considerablemente suave, llegando a restaurarse en un período comprendido entre 10 y 15 minutos.

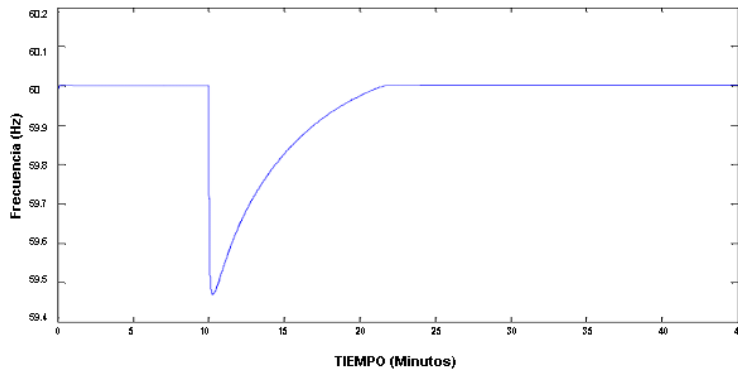


Fig.7.34 Frecuencia simulada resultante de la actuación del sistema de control dinámico de la demanda aplicado a refrigeradores, para estabilización de la frecuencia de la microred.

7.6.6 Operación de la microred tras aplicar Gestión de la Demanda.

Para conocer el efecto en la estrategia de operación de la microred, una vez aplicado la gestión de la demanda, se simuló en HOMER un escenario, donde se configuró dos tipos de carga una prioritaria no flexible y una gestionable o flexible, cada valor corresponde a los porcentajes definidos en el análisis propuesto en el capítulo 6.

Para esta simulación se tomo la configuración óptima ya analizada que comprende los dos gasificadores más el campo fotovoltaico y las baterías con su inversor. Al aplicar la gestión de la demanda para esta configuración, se obtiene un NPC de USD \$389.719, lo que significa una reducción del 22%. La estrategia de operación de la microred obtenida, se puede observar en la gráfica de la figura 7.35, la cual se puede describir así:

- El sistema opera en función de suplir en todo momento la demanda prioritaria, es decir la no flexible.
- La generación base la ofrece el gasificador de 20kW, que deja de operar en las horas punta de sol, dando paso al gasificador de 10kW para que complemente la potencia entregada por el campo solar, cubriendo así la demanda principal.
- Para la punta de las 18:00h, entran a trabajar ambos gasificadores, ya que se encuentran sin el aporte de la energía solar.
- La demanda gestionada se adapta a la operación descrita, cubriéndose con los excesos de generación, inicialmente opera en las horas de bajo consumo (entre las 22:00h y las 6:00h apróx) aprovechando los excesos del generador de 20kW, luego se vuelve a cubrir con los excesos de la energía solar (en la gráfica se observa como sigue la forma de la generación solar), al caer la generación solar la demanda también cae, y vuelve a aumentar al activarse el gasificador de 10kW para cubrir el pico de las 16:00h, presentando una leve caída que coincide con la punta máxima de la 19:30h. Consiguiéndose así un máximo aprovechamiento de la energía generada.

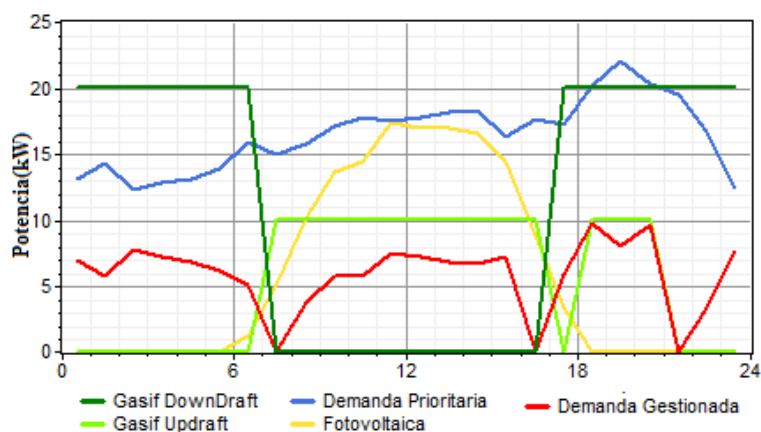


Fig.7.35 Operación de la microred aplicando gestión de la demanda.

7.6.7 Determinación del sistema para realizar el control.

El software del sistema consiste en un algoritmo de medida y un algoritmo de control difuso, el algoritmo de medida es de cruce por cero, y suministra al algoritmo de control estimaciones de frecuencia de la microred y tasas de cambio, siendo estas las entradas del controlador difuso de cargas, la salida del controlador indicará a los controladores de carga cual acción es la más viable, encendido, apagado, o permanecer en el estado actual, el esquema del software de control se presenta en la figura 7.36.

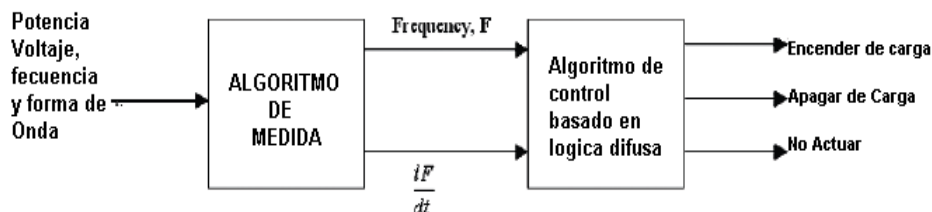


Fig.7.36 Diagrama de bloques del software de control de carga utilizado para control dinámico de la demanda en la microred.

Para comunicar los controladores de carga con el controlador central se utiliza un enlace de comunicaciones vía radio (RF), el enlace es bidireccional, este comprende un transceiver (transmisor-receptor) asociado con cada controlador de carga en la microred. La información fluye en ambas direcciones permitiendo flujo de información, comandos y datos de mediciones desde los controladores de carga hacia el controlador central, así como los comandos de orden del controlador central hacia los controles de carga. El diagrama del sistema bidireccional requerido para la aplicación se muestra en la figura 7.37.

Los controladores de carga del sistema, realizan la conmutación por medio de un TRIAC (figura 7.38), este fue seleccionado mediante una investigación en la que se demostró que el TRIAC es la opción técnica y económicamente más

viable, ofreciendo ventajas sobre el IGBT o el FET, dado que al ser un interruptor AC presenta menor resistencia en circuito cerrado, además, el TRIAC se encuentra garantizado para 5 millones de operaciones y puede conmutar hasta a frecuencias de 70KHZ, mientras que los relés electromagnéticos sólo son garantizados hasta 100.000 operaciones y una conmutación alrededor de los 70Hz. De esta manera el controlador de carga va a realizar operaciones de conmutación más frecuentes y rápidas que los sistemas convencionales de desconexión de cargas gobernando el sistema de una manera más adecuada. La configuración del TRIAC incorpora un optoaislador que le permite aislar la electrónica del controlador de la potencia de la etapa de conmutación en los controladores de las cargas.

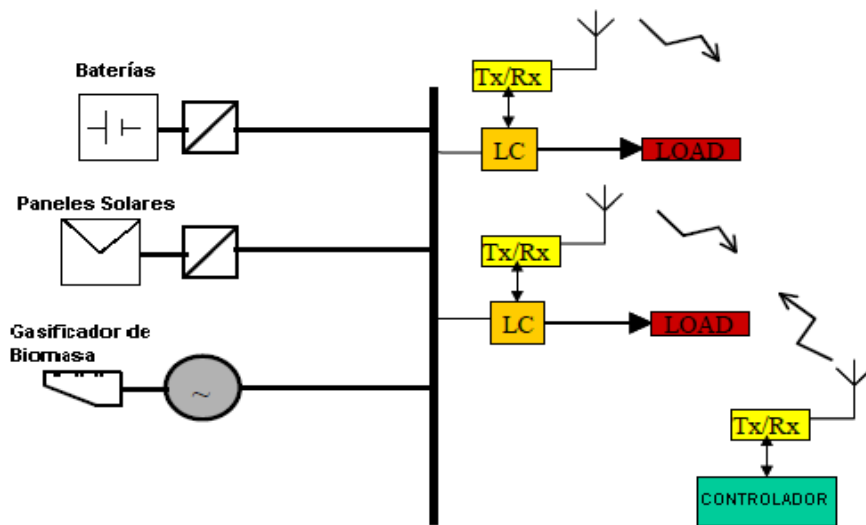


Fig.7.37 Esquema de comunicaciones del control de carga utilizado para control dinámico de la demanda en la microrred.

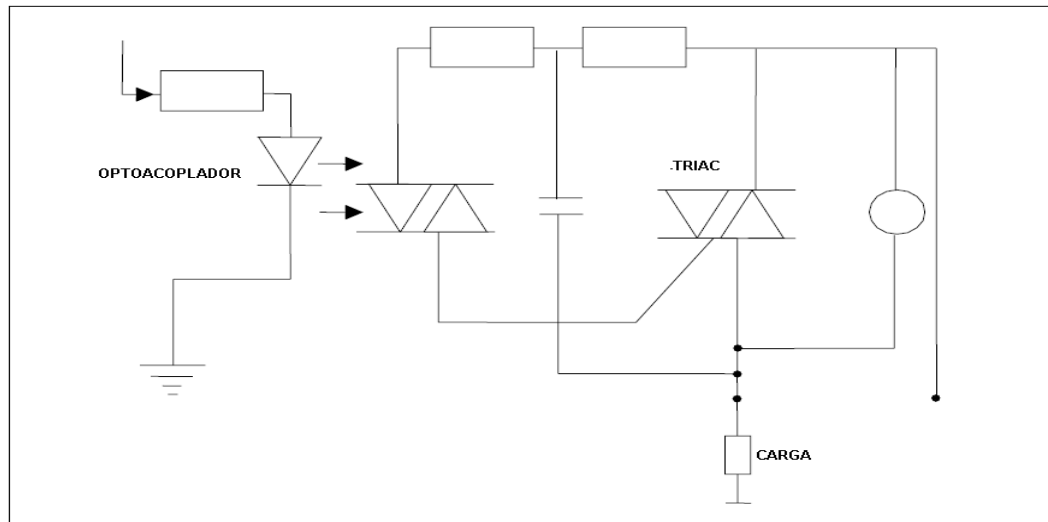


Fig.7.38.Circuito de conmutación del control de carga, basado en triac.

7.7 Conclusiones.

Se han revisado las diferentes estrategias de operación de la microred para la zona aislada en estudio, determinándose que la más adecuada es la del estado de carga de la batería (SOC), ya que al aumentar la vida útil de las baterías, refleja menores costes para el tiempo de vida del proyecto.

Para aplicar la estrategia de control por fuente de voltaje (VSI) sobre los inversores, con el fin de mantener controlada la frecuencia de la microred, emulando la respuesta de una máquina síncrona, aplicando el Droop Control; se analizó los equipos existentes en el mercado, encontrando que la firma SMA, cuenta con inversores diseñados para realizar este tipo de control, operar en la estrategia de SOC sobre los acumuladores, y actuar controlando tanto paneles solares, como con otro tipo de unidades, como generadores diesel o gasificadores de biomasa. Por tal motivo, se ha realizado el diseño de una

microred óptima, basada en los inversores y controladores de carga de este fabricante.

Se ha determinado que cuando se requiere una alta fiabilidad en la microred, el sistema óptimo tiende a requerir la participación de generadores diesel, o bien la participación de fuentes renovables no intermitentes, como los gasificadores de biomasa, y mayor capacidad de almacenamiento. En cuanto las exigencias de fiabilidad del sistema se reducen, se da mayor oportunidad a las fuentes renovables intermitentes, como la solar o la eólica, un caso similar ocurre cuando se cuenta con demanda gestionable, puesto que esta demanda se puede adaptar a la generación de las fuentes intermitentes.

Se ha demostrado en esta aplicación que es viable técnica, cómo económicamente, la implementación de una red basada únicamente en energías renovables y que opera de manera óptima, tanto desde el punto de vista de la generación como de la demanda. De igual manera, se demostró que es posible aplicar la gestión de la demanda para el control de frecuencia de la microred, utilizando equipos de refrigeración y congelación, sin afectar el producto.

7.8 Aportaciones de capítulo.

La principal aportación de este capítulo, ha sido el diseño de una microred, involucrando estrategias de control y operación óptima de los generadores adaptadas a la demanda. Por otro lado, se ha presentado los análisis que demuestran la viabilidad de la incorporación de gestión de la demanda en microredes rurales, actuando sobre los refrigeradores industriales, aportándose también características del diseño adecuados para implementar el control de frecuencia. Esta información es de alta relevancia para zonas aisladas donde se

deseo tecnificar actividades, especialmente las que requieran congelación industrial para su tecnificación.

Otro aporte significativo, fue el modelamiento, diseño e implantación del control de frecuencia para un gasificador de biomasa tipo downdraft, este trabajo se materializó en una recopilación científica que está en proceso de aprobación para su publicación en una reconocida revista.

Dentro de la bibliografía consultada, no se encontró ningún estudio que analice las ventajas de la Agregación de cargas en sistemas aislados, ni en la planificación y explotación de microrredes, el análisis que se ha efectuado en este capítulo ha profundizado en un amplio detalle en las ventajas que presenta este concepto dentro de las estrategias de suministro energético para zonas aisladas. Desvelando así, las debilidades que plantea la implementación de sistemas de suministro energético individuales para viviendas (o cualquier tipo de usuario aislado), que actualmente son una opción ampliamente considerada especialmente en zonas aisladas de países en vía de desarrollo.

CONCLUSIONES

Este capítulo presenta las principales conclusiones y aportaciones a las que se ha llegado tras la realización de esta tesis doctoral. Se incluye el detalle de las líneas de investigación asociadas al tema desarrollado, que se proyectan a futuro.

8.1 Conclusiones

La presente tesis ha analizado el esquema convencional de planificación de soluciones energéticas, encontrando que corresponde a un esquema de planificación centralizada que no cubre completamente las necesidades energéticas de las zonas rurales, ya que su ejercicio no llega a prestar suficiente atención a los factores socio-económicos y medioambientales de las regiones, lo que impacta negativamente en cualquier proyecto de suministro energético y se aleja del óptimo aprovechamiento de los recursos en la zona. Para dar respuesta a las necesidades del contexto actual en este tipo de zonas, se ha procedido a definir una metodología general que considera detalladamente los criterios, procedimientos y estrategias necesarias para la planificación y operación óptima de los recursos energéticos en una zona aislada. Mediante su aplicación, es posible realizar la explotación de manera óptima desde los recursos energéticos en generación y almacenamiento, hasta la demanda, involucrando los aspectos técnicos, sociales y económicos, que conllevan a obtener la calidad de servicio deseada y responder a las necesidades de la comunidad o usuarios.

Al efectuar el análisis del estado del arte de las soluciones de suministro energético que se han venido ofreciendo convencionalmente a estas necesidades, se identificaron dos opciones para suministro energético, siendo estas, la extensión de la red eléctrica, y la generación distribuida local. El análisis ha expuesto que gran parte de las zonas aisladas cuenta con muy pocos habitantes y se encuentran a grandes distancias de la red nacional de energía, aspectos que hacen inviables la extensión de la red, y precisan buscar soluciones basadas en generación local.

Al evaluar la generación local convencional, se encontró una gran participación de sistemas basados en generadores diesel, y algunos sistemas híbridos usando además del diesel, energía hidráulica, eólica u otra fuente.

Se realizó análisis paralelo que comparó técnica y económicamente ambas soluciones (diesel vs híbrido), mediante el que se mostró que debido a las desventajas en los sistemas diesel, como el alto costo del combustible, la falta de autonomía, asociada a las dificultades en su consecución y transporte, así como la contaminación de este tipo de fuentes. Lo más adecuado es conformar un sistema híbrido o mix energético que integre diferentes fuentes de energía, y busque dar prioridad a los recursos renovables.

Dada las características de las zonas aisladas, se halló necesario que el sistema de generación híbrido configurase una red flexible, óptimamente gestionada en generación y demanda. Para obtener esta red flexible, se evaluó las características de la generación distribuida, esta evaluación arrojó como resultado que el concepto que mejor se adapta a las necesidades es un concepto más evolucionado y completo que la generación distribuida, como lo es el de Microred, este concepto incluye generación y almacenamiento gestionadas de manera avanzada, brindando la respuesta más óptima para las necesidades de los usuarios; se identificó también la posibilidad de gestionar la demanda dentro de este esquema de microred.

El análisis realizado sobre el estado del arte en planificación de microrredes, mostró una marcada tendencia de utilizar técnicas de decisión multicriterio, también se identificó desarrollos de software que además de estas técnicas de decisión, utilizan procedimientos que permiten optimizar las soluciones. Siendo lo más adecuado, la utilización de una herramienta de soporte a la planificación energética, y no una técnica de selección multicriterio como tal.

Para seleccionar la herramienta más adecuada, se realizó una revisión de herramientas de soporte a la decisión en planificación energética aislada, dentro de las que se consideraron herramientas como DER-CAM, Hybrid2, RETSCREEN, entre otros. Se analizó de manera comparativa, sus características, y se contrastaron con análisis realizados por otros investigadores, concluyendo que la lógica de simulación de HOMER limita la complejidad, permitiendo un cálculo más ágil y práctico; es uno de los más flexibles en cuanto a los sistemas que permite simular, y optimizar su operación, además de haber sido desarrollada y validada por una entidad reconocida, como lo es el departamento de energía de los Estados Unidos.

Para la elaboración de la metodología de planificación de soluciones energéticas para zonas aisladas, se identificaron las principales características de la planificación de sistemas que operan de manera aislada y que les hacen diferir de la planificación de sistemas convencionales; sobresale una relación entre el nivel de fiabilidad de suministro/costo del sistema mucho más pronunciada, y un mayor impacto de la forma de la curva de demanda sobre el dimensionamiento del sistema. Se definieron características intrínsecas a las fuentes renovables, como intermitencia y difícil predicción, que implican una mayor habilidad del sistema para mantener un balance entre generación y consumo.

Se elaboró una propuesta de metodología para la que se determinó tres etapas generales:

- Caracterización e identificación y cuantificación de necesidades energéticas de los usuarios: esta etapa permite obtener la curva de carga de la zona, con la caracterización de las cargas, se puede tener una idea de qué demanda presenta potencial flexibilidad para ser gestionada.
- Identificación y caracterización del potencial energético renovable y requerimientos de apoyo con energías convencionales: esta etapa incluye el procedimiento para evaluar y cuantificar el potencial energético de las fuentes renovables con mayor potencial para las zonas aisladas, como son la fotovoltaica la biomasa y la eólica. Estos resultados se complementan con un estudio del potencial de implementación de fuentes convencionales para apoyar la generación renovable.
- Determinación del mix energético óptimo: Se realiza un procedimiento en el que se trabaja con ayuda de un software de planificación energética, incluyendo todos los datos de generación con su potencial, características técnicas de las posibles unidades de generación y costos asociados para el tiempo de vida estimado del proyecto. Esta información se complementa con las curvas de demanda crítica y flexible, para pasar a realizar la simulación de la operación de la microred con diferentes combinaciones de las fuentes energéticas propuestas. Por medio del procedimiento de optimización se identifica la combinación que cumpla los requisitos técnicos ofreciendo menor costo en el período de vida del proyecto y se realiza finalmente un análisis de sensibilidad para conocer el comportamiento al cambio de diferentes variables.

Se elaboró un procedimiento para explotar de manera eficiente la microred, que consiste en forzar las estrategias de control y operación a responder a la

demanda, y adicionalmente identificar la demanda flexible para gestionarla, de manera que complemente la operación eficiente del sistema. De este desarrollo, se puede concluir que la estrategia de despacho de las unidades del mix energético es una de las decisiones más complejas de la microrred; para conseguir la más óptima, es necesario conocer con qué generadores se puede planificar un despacho, y cuáles deben ser utilizados en un instante específico. La estrategia de despacho debe ser capaz de alcanzar una fiabilidad o disponibilidad en período de tiempo en la microrred; en la operación, el sistema debe ser capaz de asumir los cambios repentinos de carga, para lo cual debe contar con una reserva operativa.

El despacho de las fuentes depende de la carga instantánea, de las fuentes renovables intermitentes que se generen en ese instante, del estado de carga de la batería, y de la disponibilidad de combustible según las limitaciones que se presenten. Se identificaron dos estrategias, una enfocada a servir la carga directamente, y otra enfocada a servirla manteniendo un almacenamiento mínimo denominada estrategia de estado de carga (SOC).

Respecto a las estrategias de control, se determinó que las estrategias de control sobre el inversor, tales como la estrategia VSI, son las más convenientes. En lo referente al control de frecuencia, la estrategia de control de potencia activa vs frecuencia por pendiente, “droop control” es la que se ajusta mejor a la necesidad de una microrred.

El procedimiento de explotación ha considerado la agregación de las cargas de los usuarios de la zona aislada, que conlleva a beneficios como la utilización de equipos más eficientes, mejor predicción de la demanda y reducción de la potencia nominal instalada.

La metodología fue aplicada y validada en una zona aislada en Colombia, que fue seleccionada por presentar la posibilidad de obtener información histórica,

mediciones remotas e información in situ, gracias al convenio con el IPSE. Para determinar la zona, se efectuó una evaluación previa de las zonas aisladas, esta evaluación mostró como resultado la existencia de un alto porcentaje de zonas no interconectadas a red ubicadas en áreas costeras, implicando actividades, necesidades y condiciones similares. De acuerdo con este resultado, se decidió seleccionar la zona de Necoclí, siendo esta una zona que cumple con este tipo de características.

La implementación de la metodología consideró para esta zona una aplicación no convencional de la biomasa, que consiste en la utilización de la madera residual depositada por la desembocadura en las costas al realizar su encuentro con el mar. El estudio involucró la cuantificación, caracterización y cálculo del potencial energético de la biomasa, demostrando que este tipo de aplicación novedosa es viable, y que su configuración óptima se obtiene al utilizarla en conjunto con un campo fotovoltaico que incluya baterías para almacenamiento, esto gracias a las características de radiación de la zona. Esta aplicación permite solucionar problemas de contaminación de las costas utilizando los residuos para la producción energética. Se demostró también la versatilidad de la metodología para ser aplicada con diferentes variantes energéticas.

Se demostró la importancia del análisis de sensibilidad en el diseño del mix energético óptimo, en este análisis, se pudo observar, cómo el incremento en el precio de los combustibles fósiles va abriendo espacio a las fuentes renovables.

Tras la aplicación de la metodología, se observó, que luego de determinar el potencial de energías renovables y convencionales en la zona, la manera apropiada de llegar a obtener el mix energético óptimo, es mediante la aplicación de tres pasos, que son la simulación, optimización y análisis de sensibilidad. Se ha comprobado la potencia de la herramienta HOMER para este fin.

Mediante la aplicación del procedimiento de explotación en la zona de estudio y revisando las diferentes estrategias de operación de la microred, se ha comprobado que la más adecuada es la del estado de carga de la batería (SOC), ya que al aumentar la vida útil de las baterías, refleja menores costes para el tiempo de vida del proyecto.

Para la realización del control de frecuencia sobre una microred basada en generadores de biomasa, se realizó el modelamiento de un gasificador downdraft, y del conjunto MCIA-generator, concluyéndose que la forma adecuada de mantener la frecuencia controlada, es actuar sobre este último conjunto, mediante un control cascada que se efectúa controlando simultáneamente el punto de una electroválvula a la entrada de gas del MCIA, y el ventilador que afecta el flujo y la mezcla de aire en el gas.

Para la aplicación de la metodología de planificación, y el procedimiento de explotación, se realizaron visitas y mediciones en campo, que han permitido obtener información fiable de necesidades energéticas, recursos disponibles y características de los equipos de generación, como es el caso del gasificador de biomasa que se modeló y controló.

Se realizó un diseño completo de una microred óptima, utilizando los criterios definidos para generación y demanda. Donde, tras un estudio de desarrollos existentes, se seleccionó inversores y controladores capaces de efectuar el control y permitir programar la operación óptima de la microred; de igual manera, fue efectuada una revisión de las tecnologías de gestión de la demanda, que complementan el diseño.

Se ha determinado que cuando se requiere una alta fiabilidad en la microred, el sistema óptimo tiende a requerir la participación de generadores diesel, o bien la participación de fuentes renovables no intermitentes, como los gasificadores de

biomasa, y la capacidad de almacenamiento aumenta, impactando en los costos del sistema.

Cuando se cuenta con demanda gestionable, se da mayor oportunidad a las fuentes renovables intermitentes, como la solar o la eólica, puesto que esta demanda se puede adaptar a la generación de las fuentes intermitentes.

Se ha demostrado en esta aplicación que es viable técnica, cómo económicamente la implementación de una red basada únicamente en energías renovables operando de manera óptima, tanto desde el punto de vista de la generación como de la demanda.

Se ha mostrado la potencia del software TRNSYS para la simulación de sistemas energéticos. Con su utilización se realizó el modelamiento y simulación de un equipo de congelación industrial, exponiendo la posibilidad de almacenamiento de energía a manera de frío, la cual es posible, gracias a la inercia térmica en el interior del equipo, conseguida gracias a la baja conductividad térmica de su envolvente, y a la capacidad de almacenamiento de frío del producto, en este caso pescado; al respecto se pudo observar que la inercia térmica aumenta en proporción a la presencia de producto en el interior.

Es posible aprovechar el almacenamiento de frío para recortar los picos de demanda durante períodos de una hora, por desconexión de los equipos de congelación, con incrementos inferiores a 0,5°C en la de temperatura del producto, para una ocupación de la cámara del 50%. La recuperación se realizaría en períodos de menor demanda, lo que demuestra que es posible aplicar la gestión de la demanda tanto para la optimización de la operación de la microred, como para su control de frecuencia, utilizando equipos de congelación industrial, sin afectar el producto.

Mediante la simulación en HOMER, se ha mostrado como con la gestión de la demanda es posible operar los generadores en su punto óptimo, consiguiendo incrementar la eficiencia del sistema.

8.2 Aportaciones

El desarrollo de la presente tesis entrega una serie de aportaciones de valiosa importancia para el estado del arte de la planificación y operación de los recursos energéticos en zonas aisladas.

Las aportaciones que se han detallado al final de cada capítulo, se pueden resumir en cuatro principales:

1. Una metodología para la planificación de soluciones energéticas que permite identificar las necesidades en la zona aislada, el potencial energético en fuentes renovables, la necesidad de operar con fuentes convencionales, y la configuración óptima que responde a las necesidades planteadas. Siendo esta una metodología que difiere de las existentes, que suelen dar respuesta a algunos de los aspectos por separado, pero que no los integran de manera global, para conseguir un sistema integral eficiente.
2. Un procedimiento de implantación de la solución energética, que considera las estrategias operación y control para el diseño de la microred; se consideran también criterios que optimizan el consumo, como la agregación de cargas, y la gestión de la demanda. Planteando los análisis necesarios para el aprovechamiento de la mencionada gestión de la demanda en aplicaciones como el control de la frecuencia.
3. El diseño de una microred completamente sostenible, con una aplicación novedosa del aprovechamiento de la biomasa, en la que se optimizan los recursos de generación, y se aplican estrategias de

consumo, aplicando la metodología de planificación, y operando según el procedimiento de explotación.

4. El diseño del control de frecuencia para un sistema basado en gasificadores de biomasa, que incluye el modelamiento de este tipo de sistemas.

8.3 Futuras líneas de investigación

La investigación producida en esta tesis desvela la oportunidad de seguir investigando en la incorporación de fuentes de generación que conlleven a un sistema de suministro energético completamente sostenible y respetuoso con el medio ambiente, que continúe cubriendo las necesidades energéticas de los usuarios con la calidad de la energía esperada, tal como se ha logrado en el desarrollo presentado. Dada la marcada necesidad de incluir generadores a base de combustibles fósiles cuando se requiere mayores niveles de fiabilidad, es importante buscar alternativas de generación.

Aspectos de la operación de la microrred, que optimicen los recursos como la planificación de recursos de generación por potencial energético de fuentes renovables,

De acuerdo a lo introducido, las líneas futuras de investigación y desarrollo se agrupan de la siguiente manera:

Generación:

- Uso de biocombustibles como reemplazo de los combustibles fósiles (gasolina o diesel) utilizados en los generadores convencionales que dan apoyo a las fuentes de generación intermitentes, e inclusión en la

planificación del procedimiento de obtención o producción de los biocombustibles en la zona aislada. Esto con el fin de que la capacidad de generación con posibilidad de despacho que necesita la microred para mantener máximos niveles de fiabilidad sea brindada en un entorno sostenible.

- Incorporación en la metodología, de fuentes renovables que se encuentran en menor madurez como la energía undimotriz o termosolar, la producción de frío por energía solar, y otras que puedan resultar viables como la geotermia, la minihidráulica y la energía a partir de hidrógeno.

Diseño y operación:

- Aplicaciones de la metodología usando diferentes sistemas de almacenamiento tales como volantes de inercia u otros de última generación como ultracapacitores.
- Profundización en el diseño de módulos de la metodología que permitan llegar a mayor detalle, como diseño del cableado, disposición de los generadores, y otras que sean de gran valor para la realización de la ingeniería de diseño
- Desarrollo de módulos que permitan realizar un calendario de operación de fuentes, de acuerdo al potencial energético renovable que puede ser proyectado con ayuda de estimaciones meteorológicas, para el caso de fuentes intermitentes, y disponibilidad de recursos como biomasa o biocombustibles en caso de que se utilicen.
- Acople de la línea de investigación de la metodología de planificación y explotación de la microred, con otras líneas que llevan temas de

mejoras técnicas en la en la calidad de la energía como trascientes, huecos de tensión, armónicos etc., llegando a una solución integral.

Gestión de la demanda:

- Aplicaciones de la metodología orientadas a zonas aisladas donde puedan detectarse otro tipo de cargas que presenten flexibilidad de ser gestionadas, con la orientación a incrementar el conocimiento en este tipo de aplicaciones y que se transmita a los planificadores para que puedan identificar de manera más efectiva las oportunidades de gestión de la demanda y las incluyan a la hora de brindar la solución energética.
- Mejoramiento de la eficiencia energética de las instalaciones de los usuarios en las zonas aisladas y los procesos que se tecnifiquen con la energía, que induzcan a un menores dimensiones en los sistemas de generación y a un óptimo aprovechamiento de su energía.

BIBLIOGRAFÍA.

- [1] OECD/IEA, 2010, Energy Poverty-How to make modern energy access universal?. Pp 3-35
- [2] El-Khattam, W., Salama, MMA., 2004. Distributed generation technologies, definitions and benefits. Electric Power Systems Research 71 (2004), 119-128.
- [3] Mohammed, F., H, Koivo. System Modelling and Online Optimal Management of MicroGrid with Battery Storage Using Multiobjective Optimization," the first International Conference on Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG07)., 12--14 April 2007, Setubal, Portugal.
- [4] OECD/IEA, 2010. World Energy Outlook, disponible en www.iea.org/books. [
- [5] OECD/IEA, 2010. Energy Poverty-How to make modern energy access universal?. Disponible en www.iea.org/books.
- [6] World Energy Council, 2010, Interconnectivity: Benefits and Challenges. Disponible en www.worldenergy.org.
- [7] Alliance for Rural Electrification (ARE), 2008. Hybrid power systems based on renewable energies. Disponible en www.ruralelec.org.
- [8] Iyer Ch, Sharma R, Khanna R, and V. Laxman A, 2010. India Infrastructure Report. Capítulo 11. "Decentralized Distributed Generation for an Inclusive and Low Carbon Economy for India".
- [9] Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., D'haeseleer, W., 2005. Distributed generation: definition, benefits and issues. Energy policy 33, 787-798.
- [10] Chaurey, A., Ranganathan, M., Mohanty, P., 2004. Electricity access for geographically disadvantaged rural communities - technology and policy insights. Energy policy 32, 1963-1705.
- [11] Pep WB (World Bank), 1996. Best Practices for Photovoltaic Household Electrification Programs.

- [12] Nassén, J., Evertsson, J., Andersson, B., 2002. Distributed Power Generation Versus Grid Extension: An Assessment of Solar Photovoltaics for Rural Electrification in Northern Ghana. *Progress In Photovoltaics: Research and Applications*, 495-510.
- [13] Hochmuth, G. Financial analysis of different PV off-grid options for electrification of rural households and enterprises in South Africa. *Proceedings of the 14th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Barcelona, 30 June–4 July 1997*.
- [14] Vallvé, X., Gafas, G., Arias, C., Mendoza, J.J., Torra, C., 2001. Electricity Costs Of PV-Hybrid VS Diesel In Microgrids for Village Power. *17th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition. Munich October 2001*.
- [15] J. Schmid, F. Raptis, P. Zacharias, *PV Hybrid Plants State of the Art and Future Trends-*, *PV Hybrid Power Systems 2000, Aix en Provence, July 20th 2001*.
- [16] Mills, E., 2000. Global lighting energy use and greenhouse gas emissions. *Report, International Association for Energy-Efficient Lighting and Lawrence Berkeley National Laboratory. Berkeley, CA*.
- [17] Sánchez, T., Williams, A., Smith, N. 2006. The critical factors for success of stand alone energy schemes. *Proceedings of the International Conference on Renewable Energy for Developing Countries-2006 (Columbia District University), Washington. D.C*.
- [18] ITDG., 2009. Soluciones Prácticas para erradicar la pobreza. <http://www.itdg.org.pe/publicacionessp>
- [19] K. Binder et al ‘Photovoltaik-Diesel/Benzin-Hybrid- Systemen’, *Common Study of the University Karlsruhe & Siemens Solar, Munich, Karlsruhe (1994)*.
- [20] P. Jourde, Y. Cyphelly, *Examples of “Parallel” PV Hybrid Power Systems, PV Hybrid Power Systems 2000, Aix en Provence, July 20th 2001*.
- [21] Singala, S.K., Varunb., Singha R.P. 2007. Rural electrification of a remote island by renewable energy sources. *Renewable Energy* 32, 2491–250.
- [22] Martinez, H., 2006. *Plan Energético Nacional 2006-2025. 194 -199. Ministerio de Minas y Energía de Colombia*.

- [23] Plan Indicativo de cobertura eléctrica 2006-2010. Ministerio de Minas y Energía de Colombia.
- [24] Silva, D., Nakata, T., 2009. Multi-objective assessment of rural electrification in remote areas with poverty considerations. *Energy Policy* 37, 3096–3108.
- [25] Unidad de Planeación Minero Energética, 2000. Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las Zonas No Interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado. Centros poblados, caracterización energética y agrupación. UPME, Bogotá, Colombia.
- [26] Unidad de Planeación Minero Energética, 2000. Línea base geo-referenciada para la formulación del plan de suministro energético en las Zonas No Interconectadas de Colombia. UPME, Bogotá, Colombia.
- [27] Silva, D., Nakata, T., 2008. Renewable technologies for rural electrification in Colombia—a multiple objective approach. *International Journal of Energy Sector Management* 2(1), 139–154.
- [28] International Energy Agency (IEA), 2002. Distributed generation in liberalised electricity markets. Ed. IEA. New York. 1-125.
- [29] Ackermann, T., Andersson, G., Söder, L. 2001 'Distributed generation: a definition'. *Electric Power Systems Research*. Vol. 57. 195-204.
- [30] Strachan, N., Farrell, A. 2006 'Emissions from distributed vs. centralized generation: The importance of system performance'. *Energy Policy*. Vol. 34. 2677-2689.
- [31] Brown, J., Hendry, C., Harborne, P. 2006 'An emerging market in fuel cells? Residential combined heat and power in four countries'. *Energy Policy*. Vol. 35. 2173-2186.
- [32] Pecas, J., Hatziairyriou, N., Mutale, J., Djapic, P., Jenkins, N. 2007 'Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities'. *Electric Power Systems Research*. Vol. 77. pp. 1189-1203.
- [33] Gullí, F. 2006. Small distributed generation versus centralised supply: a social cost-benefit analysis in the residential and service sectors. *Energy Policy*. Vol. 34. pp. 804-832.

- [34] Greene, N., Hammerschlag, R. 2000. Small and clean is beautiful: exploring the emissions of distributed generation and pollution prevention policies. *The Electricity Journal*. Vol. 13. pp. 50-60.
- [35] Banerjee, R. 2006. Comparison of options for distributed generation in India. *Energy Policy*. Vol. 34. pp. 101-111.
- [36] Gordijn, J., Akkermans, H. 2007. Business models for distributed generation in a liberalized market environment'. *Electric Power Systems Research*. Vol. 77. pp. 1178-1188.
- [37] Strachan, N., Dowlatabadi, H. 2002. Distributed generation and distribution utilities. *Energy Policy*. Vol. 30. pp. 649-661.
- [38] Budhraj, V. 1999. The future electricity business. *The Electricity Journal*. Vol. 12. pp. 54-61.
- [39] CIRED. 1999. Dispersed generation, Preliminary report of CIRED working group WG04, June, p. 9 + Appendix (p.30).
- [40] Pepermans, G., Driesen, J., Haeseldonckx, D., Belmans, R., D'haeseleer, W. 2005 Distributed generation: definition, benefits and issues. *Energy Policy*. Vol. 33. 787-798.
- [41] Dondi, P., Bayoumi, D., Haederli, C., Julian, D., and Suter, M., 2002, Network integration of distributed power generation, *Journal of Power Sources*, vol. 106. 1-9.
- [42] Chambers, A., 2001. *Distributed Generation: A Nontechnical Guide*, PennWell, Tulsa, Oklahoma. 283.
- [43] Farret F, P., Godoy, M., 2006, *Integration of Alternative Sources of Energy*. Capítulo 13, *Distributed Generation*. 333-335
- [44] Ackermann, T., Andesson, G., and Soder, L., 2001. Distributed generation: a definition, *Electric Power Systems Research*, vol. 57, p. 195-204.
- [45] Dondi, A., Borbely, J., Kreider. 2001. *Distributed Generation: the power paradigm for the new millennium*. CRC Press LLC. 1-384.
- [46] El-Khattam, W., Salama, M., 2004. 'Distributed generation technologies, definitions and benefits'. *Electric Power Systems Research*. Vol. 71.119-128.

- [47] Barker, P.P., De Mello, R.W., 2000. Determining the impact of distributed generation on power systems. I. Radial distribution systems. Proceedings of the Power Engineering Society Summer Meeting IEEE, vol. 3. 1645–1656.
- [48] Xu, D., Girgis, A.A., 2001. Optimal load shedding strategy in power systems with distributed generation. Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting IEEE, vol. 2. 788–793.
- [49] El-Khattam., Salama, M.M.A. 2002 Impact of distributed generation on voltage profile in deregulated distribution system. Proceedings of the Power Systems Conference, Impact of Distributed Generation, Clemson, SC, USA, March 13–15.
- [50] Thomas, A., Göran, A., Lennart, S. 2001. Distributed generation: a definition, Electric Power Syst. Res. 57 (3) 195–204.
- [51] Alvarado, F.L., 2001. Locational aspects of distributed generation, in: Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting IEEE, vol. 1. 140.
- [52] Ilic, M., 2001. The information technology (IT) role in future energy generation. Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting IEEE, vol. 1. 196–198.
- [53] Coles, L., Beck, R.W. 2001. Distributed generation can provide an appropriate customer price response to help fix wholesale price volatility. Proceedings of the Power Engineering Society Winter Meeting IEEE, vol. 1. 141–143.
- [54] InternationalEnergyAgency,(IEA).Empoweringvariable renewables.Options for flexible electricity systems.OECD/IEA2008.http://www.iea.org/g8/2008/Empowering_Variable_Renewables.pdfS.
- [55] Borges CLT, Falcao DM. 2006. Optimal distributed generation allocation for reliability, losses and voltage improvement. Electrical Power and Energy Systems (28). 413–20.
- [56] Silvestri, A., Berizzi, A., Buonanno, S. 1999. Distributed generation planning using genetic algorithms, in: Proceedings of the Electric Power Engineering International Conference PowerTech, Budapest. 257
- [57] Bayod-Rujula AA. 2008. Future development of the electricity systems with distributed generation. Energy. doi:10.1016/j.energy.2008.12.008.

- [58] Lasseter, R., Akhil, A., &my, C., Stephens, I., Dagle, J., Guttromson, R., Melio-poulous, A. S., Yinger, R., Eto, J., 2002. "Integration of Distributed Energy Resources: The CERTS MicroGrid Concept," white Paper prepared for U. S. Department of Energy, California Energy Commission.
- [59] Lasseter, R., Piagi, P., 2004. "MicroGrid: A conceptual Solution", in Proc. Of the 35th PESC, Germany. 4285-4290.
- [60] B. Kroposki, T. Basso and R. DeBlasio, 2008. Microgrid standards and technologies," in Proc. 2008 IEEE Power and Energy Society General Meeting: Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, PES, July 20 - July 24, 2008.
- [61] A. Domijan, F.,Torres H., and Bel, C. A. 2007. Microgrids: A look into the power delivery system of the future, in Proc. 2007 9th IASTED International Conference on Power and Energy Systems, January 3, – January 5, 2007. 305-307.
- [62] Zoka Y., Sasaki H., Yorino N., Kawahara K., Liu C., 2004. "An interaction Problem of Distributed Generators Installed in a MicroGrid". IEEE International Conference on Electric Utility Deregulation, Restructuring and Power Technologies.
- [63] Lopes, P., T. Saraiva, J., Hatziargyriou, N., and N. Jenkins. 2003. Management of microgrids. Presented at JIEEC. Disponible en: http://microgrids.power.ece.ntua.gr/documents/Microgrids_management_jieec_2003.pdf.
- [64] A. Madureira, C. Moreira, and J. A. P. Lopes, 2005 "Secondary load-frequency control for microgrids in islanded operation," Int. Conf. Renewable Energy Power Quality, Spain.
- [65] Krishnamurthy S., Jahns T.M., Lasseter R.H. 2007. The Operation of Diesel Gensets in a CERTS Microgrid. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE.
- [66] Rigole, T., Vanthournout, K., Deconinck, G. 2007. Resilience of Distributed Microgrid control Systems to Ict faults.19th International Conference on Electricity Distribution CIRED Vienna, 21-24 May 2007.
- [67] Bayod, AA., Mur, J., Sallan, J. 2003. Active system for voltage control in wind generation units. In: Proceedings of the EPE Association European conference on power electronics 2003, Toulouse, France.

- [68] Haesen, E., Espinoza, M., Pluymers. B., Goethals. I., Thong. V., Driesen J., Belmans R., De Moor.B. 2005. Optimal placement and sizing of distributed generator units using Genetic optimization algorithms. *Electrical power quality and utilization*, journal, vol. 11.No.1.
- [69] Mallikarjuna. R., Vallem, Mithra. J. 2005 Siting and Sizing of Distributed Generation for Optimal Micro grid Architecture. *Electrical utility management program*, New Mexico University Las creces, Nm8003, 0-7803- 9255-8/05,2005 IEEE.
- [70] Agalgaonkar. P., Dobariya. C. V., Kanabar. M.G., Khaparde. S.A., and Kulkarni. S.V. 2006. Optimal Sizing of Distributed Generators in MicroGrid. 0-7803-9525-5/06.IEEE.
- [71] Asano. H., Watanabe. H., Bando. S. 2007. Methodology to Design the Capacity of a Microgrid. *IEEE International Conference on. System of Systems Engineering. SoSE '07*.
- [72] Faisal. A.M., Heikki. N. K..2009. Environmental/Economic Power Dispatch of MicroGrid Using Multiobjective Optimization. *International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'09).Valencia (Spain), 15th to 17th April*.
- [73] Jebaraj S, Iniyan S. 2004. A review of energy models. *Renewable and sustainable energy reviews*. 1–31.
- [74] Sagie I. 1989 Computer-aided modeling and planning (CAMP). *Math Comput Model*. 12. 909–10.
- [75] Raja R, Sooriamoorthi CE, Kanniappan P, Ramachandran T. 1997. Energy planning and optimization model for rural development—a case of sustainable agriculture. *Energy Resurces* 21. 527–48.
- [76] Nahman J, Spiri J. 1997. Optimal planning of rural medium voltage distribution networks. *Electric Power Energy Systems* 19. 549–56.
- [77] Singh S, Singh IP, Singh S, Pannu CJS. 1996. Energy planning of a Punjab village using multiple objectives compromise programming. *Energy Conver Manage* 37. 329–42.
- [78] Joshi B, Bhatti TS, Bansal NK. 1992. Decentralized energy planning model for a typical village in India. *Energy* 17. 869–76.

- [79] Beeck NV. 2000. A new method for local energy planning in developing countries.
- [80] Sinha CS, Ramana PV, Joshi V. 1994. Rural energy planning in India: designing effective intervention strategies. *Energy Policy* 22. 403–14.
- [81] Nigim, K., Munier, N., Green, J. 2004. Pre-feasibility MCDM tools to aid communities in prioritizing local viable renewable energy sources. *Renewable Energy*, vol. 29, pp. 1775-1791.
- [82] Georgopoulou, E., Sarafidis, Y., Diakoulaki, D. 1998. Design and implementation of a group DSS for sustaining renewable energies exploitation. *European Journal of Operational Research*, vol. 109, pp. 483-500.
- [83] Georgopoulou, E., Lalas, D., Papagiannakis, L. 1997. A Multicriteria Decision Aid approach for energy planning problems: The case of renewable energy option. *European Journal of Operational Research*, vol. 103, pp. 38-54.
- [84] Pohekar SD, Ramachandran M. 2004. Application of multi-criteria decision making to sustainable energy planning- A review. *Renew Sustain Energy* 8. 365–81.
- [85] State of the art of decision support systems for the choice of renewable energy sources for energy supply in isolated regions.2006. *International journal of distributed energy resources*. Vol 2 Num 2. pp 129-150.
- [86] Zopounidis, C., Doumpos, M. 2000. *Intelligent Decision Aiding Systems Based on Multiple Criteria for Financial Engineering*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, The Netherlands.
- [87] Hiremath, R.B., Shikha, S., Ravindranath N.H. 2007. Decentralized energy planning; modeling and application—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11. 729–752.
- [88] Firestone, R., Marnay, Chris. 2005. *Energy manager design for microgrids*. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- [89] Lambert, T., Gilman, P., Lilienthal, P. 2006. Micropower system modeling with HOMER. In *Integration of alternative sources of energy*, Farret, F.A. and Simões, M.G., John Wiley & Sons, pp. 379-418.
- [90] Firestone, R., Marnay, Chris. 2005. *Energy manager design for microgrids*. Lawrence Berkeley National Laboratory. pp 11-12.

- [91] Hiremath, R.B., Shikha, S., Ravindranath N.H. 2007. Decentralized energy planning; modeling and application—a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11. 729–752.
- [92] Ackermann, T. 2005. *Wind power in power systems*. John Wiley & Sons, Chichester, England. Pp5-22.
- [93] National Technical University of Athens. 2004. Renewables for isolated systems energy supply and waste water treatment. Technical Annex. European Commission, Sixth Framework Programme, RISE Project, Contract number: FP6-INCO-CT-2004-509161.
- [94] Unidad de Planeación Minero Energética, 2000. Establecimiento de un plan estructural, institucional y financiero, que permita el abastecimiento energético de las Zonas No Interconectadas con participación de las comunidades y el sector privado. Centros poblados, caracterización energética y agrupación. UPME, Bogotá, Colombia.
- [95] Camblong, H., Sarr, J., Niang, A., Curea, O., Alzola, J.A., Sylla, E.H., Santos, M. 2009. Micro-Grids project, Part1: Analysis of rural electrification with high content of renewable energy sources in Senegal. *Renewable Energy* 34. pp2141-2150.
- [96] Hontoria, L., Aguilera, J. 2007. Dimensionado de sistemas fotovoltaicos autónomos. En *Fundamentos Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica*. Volumen II, tema 15, pp7-49.
- [97] Farret, F., Simões, M. 2006. *Integration of alternative sources of energy*. John Wiley & Sons, pp. 84-111.
- [98] Cucó, S., 2010. *Gestor de Proyectos e instalaciones Energéticas – Módulo de Energía Eólica*. Pp 42-125.
- [99] Elliott, D., Schwartz, M., Scott, G., Haymes, S., Heimiller, D., George, R. 2004. *Atlas de Recursos Eólicos del Estado de Oaxaca NREL.*, pp 10-15.
- [100] Rodríguez, J., Burgos, J., Arnalte, S. 2003. *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*. Editorial rueda S.L. pp 34-39.
- [101] Instituto para la Diversificación y Ahorro Energético IDAE-España. 2002. *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Aisladas de Red*. pp 8-33.

- [102] Alcor, E. 2003. Instalaciones Solares Fotovoltaicas. Editorial Progensa. pp 10-12.
- [103] Segui, S. 2007. Energía Solar Fotovoltaica-Componentes e Instalaciones. Universidad Politénica de Valencia. pp 20-25.
- [104]. Jarabo, F. 1999. La energía de la biomasa. S.A.P.T. Publicaciones técnicas S.L. pp 67-95.
- [105]. Mc Kendry, P. 2002. Energy production from biomass (part2): overview of biomass. Bioresource Technology 83, pp 47-54.
- [106] Mc Kendry, P. 2002. Energy production from biomass (part1): overview of biomass. Bioresource Technology 83, pp 37-46.
- [107] Faaij A, Doorn J, Curvers T, Waldheim L, Olsson E, Wijk A, Daey-Ouwens C. 1997. Characteristics and availability of biomass waste and residues in the Netherlands for gasification. Biomass and Bioenergy 12(4) pp 225-240.
- [108] Borjesson, P. 1996. Energy analysis of biomass production and transportation. Biomass and Bioenergy 11(4), pp305-318.
- [109] Faaij A, Ree R, Waldheim L, Olsson E, Oudhuis A, Wijk A, Daey-Ouwens C, Turkenburg W. 1997. Gasication of biomass wastes and residues for electricity production. Biomass and Bioenergy 12(6), pp387-407.
- [110] Perpiñá, C., Solar, D., Pérez, A., Peñalvo, E., Vargas, C., Cárdenas, R. 2009. Methodology base on Geographic Information Systems for biomass logistics and transport optimization. Renewable Energy 34, pp 555-565.
- [111] Mc Kendry, P. 2002. Energy production from biomass (part3): gasification technologies. Bioresource Technology 83, pp 55-63.
- [112] Zainal, Z., Rifau, A., Quadir, Seetharamu, G. 2002. Experimental investigation of a downdraft biomass gasfier. Biomass and Bioenergy 23, pp283 – 289.
- [113] Di Blasi, C., Tanzi, V., Lanzetta, M. 1997. A study on the produccion of agricultural residues in Italy. Biomass and Bioenergy 12, No.5, pp321-331.

- [114] Hollingdale, J. 1983. Producer gas fuelling of a 20 kW output engine by gasification of solid biomass. Overseas Development Natural Resources Institute, ISBN 09528245
- [115] Warren, T.J., Poulter, R., Parfitt, R., 1995. Converting biomass to electricity on a farm-sized scale using downdraft gasification and a spark-ignition engine. *Bioresource Technology* 52, pp 95–98.
- [116]. Lambert, T., Gilman, P., Lilienthal, P. 2006. Micropower system modeling with HOMER. En *Integration of alternative sources of energy*, Farret, F.A. and Simões, M.G., John Wiley & Sons, pp. 379 - 418
- [117] Bernal, J., Dufo, R., 2009. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13, pp 2111–2118.
- [118] P. Bailey, O., Chotimongkol, S., Isono, 2007. Demand analysis and optimization of renewable energy - sustainable rural electrification of Mbanayili, Ghana. Department of Natural Resources and Environment, University of Michigan, p. 255.
- [119] Su, W., Yuan, Z., Chow, M, 2010 *Microgrid Planning and Operation: Solar Energy and Wind Energy*. IEE.
- [120] Koutroulis, E., Kolokotsa, D., Potirakis, A., Kalaitzakis, K, 2006. Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy* 80(9), pp 1072–1088.
- [121] Shaahid, S., Elhadidy, MA. 2007. Technical and economic assessment of grid-independent hybrid photovoltaic–diesel–battery power systems for commercial loads in desert environments. *Renew Sustain Energy* 11(8), pp 1794–1810.
- [122] Ashok, S. 2007. Optimised model for community-based hybrid energy system. *Renew Energy* 32(7), pp 1155–1164.
- [123] Yang, H., Lu, L., Zhou, W. 2007. A novel optimization sizing model for hybrid solar-wind power generation system. *Solar Energy* 81(1), pp 76–84.

- [124] Yang, H., Zhou, W., Lou, C. 2009. Optimal design and techno-economic analysis of a hybrid solar–wind power generation system. *Appl Energy* 86(2), pp 163–169.
- [125] Diaf, S., Notton, G., Belhamel, M., Haddadi, M., Louche, A. 2008. Design and technoeconomical optimization for hybrid PV/wind system under various meteorological conditions. *Appl Energy* 85(10), pp 968–987.
- [126] Dalton, G., Lockington, D., Baldock T. 2008. Feasibility analysis of stand-alone renewable energy supply options for a large hotel. *Renew Energy* 33 (7), pp 1475–90
- [127] Berrill, T. 2005. HYBRIDS. 29 Burnett St., Wellington Point, Qld, Australia: Solaris solar powered home.
- [128] Katiraei, F., Iravani, R., Hatziargyriou, N., Dimeas, A. 2008. Microgrids Management – Controls and Operation Aspects of microgrids. *IEE Power & Energy Magazine*. Pp 54 – 65.
- [129] Lambert, T., Gilman, P., Lilienthal, P. 2006. Micropower system modeling with HOMER. In *Integration of alternative sources of energy*, Farret, F.A. and Simões, M.G., John Wiley & Sons, pp. 379-418.
- [130] Yang, H., Zhou, W., Lu, L., Fang, Z. 2008. Optimal sizing method for stand-alone hybrid solar–wind system with LPSP technology by using genetic algorithm. *Solar Energy* 82. pp 354–367.
- [131] Yang, H.X., Burnett, L., Lu, J., 2003. Weather data and probability analysis of hybrid photovoltaic–wind power generation systems in Hong Kong. *Renewable Energy* 28, pp 1813–1824.
- [132] Bernal, J., Dufo, R., 2009. Simulation and optimization of stand-alone hybrid renewable energy systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 13, pp 2111–2118.
- [133] Garcia, R., Weisser, D., 2006 A wind–diesel system with hydrogen storage: joint optimisation of design and dispatch. *Renew Energy* 31(14), pp 2297–320.

- [134] Ohsawa, Y., Emurd, S., Arai, K., 1993. Optimal operation of photovoltaic/diesel power generation system by neural network. Proceedings of the second international forum on applications of neural networks to power systems. pp. 99–103.
- [135] Barley, C., Winn, C., Flowers, L., Green, H., 1995 Optimal control of remote hybrid power systems. Part I. Simplified model. Proceedings of WindPower'95.
- [136] Barley, C., Winn, C., 1996. Optimal dispatch strategy in remote hybrid power systems. Solar Energy 58, pp 165–79.
- [137] HOGA (Hybrid Optimization by Genetic Algorithms). Available from: <http://www.unizar.es/rdufo/hoga-eng.htm>.
- [138] Piagi. P., Lasseter. R.H., 2006 “Autonomous control of Microgrids”. IEEE PES Meeting, Montreal.
- [139] Piagi. P., Lasseter. R.H., 2006 “Control and Design of Microgrid Components” Final Project Report. PSERC Publication 06-03.
- [140] Brabandere, K., Vanthournot, J., Driesen, R., Belmans, G., Deconinck. 2007. Control of Microgrids. IEEE Power Engineering Society General Meeting 2007.1-7.
- [141] Krishnamurthy S., Jahns T.M., Lasseter R.H. 2007. The Operation of Diesel Gensets in a CERTS Microgrid. Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE
- [142] Lopes, J. A. P. Moreira, C. L., Madureira, A. G. 2006 Defining control strategies for analysing microgrids islanded operation. IEEE Transactions On Power Systems, Vol 21.916 – 924.
- [143] Alliance for Rural Electrification (ARE), 2008. Renewable energy Technologies For Rural Electrification. Disponible en www.ruralelec.org.

- [144] Nassén, J., Evertsson, J., Andersson, B., 2002. Distributed Power Generation Versus Grid Extension: An Assessment of Solar Photovoltaics for Rural Electrification in Northern Ghana. *Progress In Photovoltaics: Research and Applications*, 495-510.
- [145] Camblong, H., Sarr, J., Niang, A., Curea, O., Alzola, J.A., Sylla, E.H., Santos, M. 2009. Micro-Grids project, Part1: Analysis of rural electrification with high content of renewable energy sources in Senegal. *Renewable Energy* 34. 2141-2150.
- [146] Dannecker, L., Boehm, M., Fischer, U., Rosenthal, F., Hackenbroich, G., Lehner, W. 2010. Micro Request Based Aggregation, Forecasting and Scheduling of Energy Demand, Supply and Distribution. Specific Targeted Research Project: 248195. D4.1: State-of-the-Art Report on Forecasting. 5-65.
- [147] Weinman, J. 2007. Smooth operator: The Value of Demand Aggregation. Permalink:http://www.JoeWeinman.com/Resources/Joe_Weinman_Smooth_Operator_Demand_Aggregation.pdf.
- [148] Ilic, M., Black, W., Fumagalli, E., Visudhiphan, P., Watz, J. 2001. Understanding Demand: The Missing Link in Efficient Electricity Markets. Massachusetts Institute of Technology Cambridge, Massachusetts 02139-4307. Energy Laboratory Publication # MIT EL 01-014WP
- [149] Freris, L., Infield, D. 2008. *Renewable Energy in Power Systems*. John Wiley & Sons, Ltd. pp 56-58.
- [150] UK Market transformation Programme. 2008. Informe BNXS41: Dynamic demand control of domestic appliances, pp. 1-9.
- [151] Alvarez, C., Gabaldón, A., Molina, A. 2004. Assessment and Simulation of the Responsive Demand Potential in End-User Facilities: Application to a University Customer. *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol. 19, No.2, pp.1223-1231.

- [152] Short, J, A., Infield, D., Freris, L. 2007. Stabilization of Grid Frequency Through Dynamic Demand Control. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 3. Pp 1284 . 1293
- [153] Kundur, P. 1993. Power System Stability and Control. New York: McGraw-Hill, pp. 581–592
- [154] Schweppe, F. C.1979. U.S. patent 4317049. Massachusetts Institute of Technology.
- [155] Hirst, D. Responsive Load Ltd. U.K. Patent GB2361118.
- [156] PNNL, Pacific Northwest National Laboratory. 2006 Grid Friendly™ Controller Helps Balance Energy Supply and Demand. Disponible en: <http://gridwise.pnl.gov/in>.
- [157] White, S. 2005. Development of a Distributed Intelligent load Controller. Project DOSPOWER. Project Highlight No.20. pp 1- 2.
- [158] Zhang, M., Thomas, R., Bohm, M., and Miller, M. 2009. An Integrated Design Approach for Sustainable Community Development. Proceedings of the 42nd Hawaii International Conference on System Sciences
- [159] Fernandez, A., Blumsack, S. 2010. Distributing Electric Energy in Rural America Efficiently and Economically: The Micro-grid Option. Penn State University. Supported by the Ford foundation.
- [160] Vasiljevska, J., Lopes, P., and Matos, M. 2009. IEE Power Conference, Bucharest-Romania, pp 1-8.
- [161] Freris, L., Infield, D. 2008. Renewable Energy in Power Systems. John Wiley & Sons, Ltd. pp 196.
- [162] Sheth PN, Babu BV. Experimental studies on producer gas generation from wood waste in a downdraft biomass gasifier. Bioresource Technology.2009; Vol. 100, 3127-3133.

- [163] Diaz CJ. Understanding Biomass Pyrolysis Kinetics: Improved Modeling Based on Comprehensive Thermokinetic Analysis. Thesis. Universitat Politècnica de Catalunya. 2006.
- [164] Di Blasi C. Modeling chemical and physical processes of wood and biomass pyrolysis. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2008; Vol. 34, 47– 90.
- [165] Di Blasi C. Combustion and gasification rates of lignocellulosic chars. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2009; Vol 35, 121-140.
- [166] Di Blasi C. Dynamic behaviour of stratified downdraft gasifiers. *Chemical Engineering Science*. 2000; Vol. 55, 2931-2944.
- [167] Sharma AK. Experimental study on 75 kWth downdraft (biomass) gasifier system. *Renewable Energy*. 2009; Vol. 34, 1726-1733.
- [168] Hrovat D, Sun J. Models and control methodologies for IC Engine idle speed control design. *Control Engineering Practice*. 1997; Vol. 5, 1093-1100.q°
- [169] P.R. Crossley and J.A. Cook, IEEE International Conference ‘Control 91’, Conference Publication 332, vol. 2, pp. 921-925, 25-28 March, 1991, Edinburgh, U.K.
- [170] Fraile Mora J. Máquinas eléctricas. Ed. Mc Graw Gill, 2003
- [171] Howell MN, Best MC. On-line PID tuning for engine idle-speed control using continuous action reinforcement learning. *Control Engineering Practice*. 2000; Vol. 8, 147-154.
- [172] Paes T. Modelling for control of a biomass gasifier. Technische Universiteit Eindhoven. 2005
- [173] Departamento Nacional De Estadística de Colombia - DANE 2005. Censo Nacional. <http://www.dane.gov.co/censo/files/libroCenso2005nacional.pdf>/Cuadro 2.

Bibliografía

- [174] Short, J, A., Infield, D., Freris, L. 2007. Stabilization of Grid Frequency Through Dynamic Demand Control. IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 22, No. 3. Pp 1284 . 1293.
- [175] Riedel, L. 1956. Kaltechnik. Tomo 8, pp 374.
- [176] Watzinger, A. 1949. Kaltechnik. Tomo 1, pp 189.
- [177] Chatschaturow, A. 1957. Cholodilnaja Technika. T 34, pp 66.
- [178] Lobsin, P. 1939. Propiedades físicas del pescado. Instituto de pesca y oceanografía de la URSS - Moscú. Tomo 13, 1939.

