



UNIVERSITAT
POLITÈCNICA
DE VALÈNCIA



Instituto
Ingeniería
Energética



ESCUELA TÉCNICA
SUPERIOR INGENIEROS
INDUSTRIALES VALENCIA

TRABAJO FIN DE MÁSTER

TECNOLOGÍA ENERGÉTICA PARA DESARROLLO SOSTENIBLE

**“DISEÑO Y SIMULACIÓN DE SISTEMA
HIBRIDO (DIESEL - FOTOVOLTAICA)
PARA EL MUNICIPIO DE PUERTO
NARIÑO, EN LA AMAZONIA
COLOMBIANA”**

AUTOR: FRAGOSO PISSIOTTI, GARY ANDRÉS

TUTOR: PÉREZ NAVARRO, ÁNGEL

Curso Académico: 2016-17

“SEPTIEMBRE/2017”

Dedicado a mis padres.

*“Un hombre es verdaderamente rico cuando sus hijos
corren a sus brazos aunque sus manos estén vacías “*

Gracias por tanto.

RESUMEN

El trabajo recopilado en el presente documento, evalúa y estudia la implementación de una solución energética que incluya energías renovables y sea capaz de sustituir los sistemas de generación eléctrica actuales basados en combustibles fósiles. Por tratarse de una zona no interconectada a la red eléctrica nacional, es obligatorio el uso de un sistema aislado que pueda garantizar de manera redundante la prestación constante del servicio eléctrico, por lo que se evalúan las alternativas de forma que pueda incrementarse la eficiencia del sistema, reducir los costos de operación y mantenimiento e incrementar la autonomía energética de la región, pasando de la dependencia total de combustibles fósiles a la autosuficiencia energética usando recursos que pueden ser captados y gestionados de manera local, consiguiendo así mejorar la opción de prestación del servicio actual y de igual manera las condiciones ambientales de la zona.

El estudio se realiza para el municipio de Puerto Nariño, ubicado al sur de Colombia, en la región de Amazonas, Puerto Nariño fue el primer municipio en Colombia en recibir la certificación como destino de turismo sostenible (NTS-TS 001-1). Dentro del marco de la sostenibilidad y el uso responsable de los recursos, las autoridades locales buscan alternativas para la generación de energía eléctrica que sustituya el actual sistema de generación basado en combustibles fósiles por alternativas ecológicamente responsables que cubran de manera parcial o total la demanda energética del casco urbano municipal y los corregimientos aledaños.

La solución de la hibridación plantea un escenario perfecto, ya que con su implementación sería posible cubrir gran parte de la demanda energética a partir de energías limpias sin afectar los contratos de concesión vigentes para la prestación del servicio eléctrico. Como consecuencia, se seguirían usando los grupos electrógenos de manera parcial como parte integral del sistema híbrido, cumpliendo de esta manera los objetivos de transición al uso de energías limpias y sostenibilidad energética del gobierno local.

Este trabajo de fin de máster plantea el diseño y la simulación de un sistema híbrido diesel-fotovoltaica, analizando las diferentes variantes y haciendo una selección justificada de la más adecuada para satisfacer la demanda energética del municipio las 24h del día.

Palabras Clave: Fotovoltaica, sistemas híbridos, sostenibilidad energética, energías renovables, Amazonas, Colombia.

DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFM

1. LISTADO DE FIGURAS
2. LISTADO DE TABLAS
3. CAPÍTULO 1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS
4. CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE SISTEMA ACTUAL
5. CAPÍTULO 3. SISTEMA HÍBRIDO PROPUESTO
6. CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN Y RESULTADOS
7. CAPÍTULO 5. PRESUPUESTO
8. ANEXOS

ÍNDICE

RESUMEN	5
DOCUMENTOS CONTENIDOS EN EL TFM	7
ÍNDICE	8
LISTADO DE FIGURAS	9
LISTADO DE TABLAS	11
CAPÍTULO 1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS.....	13
1.1. INTRODUCCIÓN	13
1.2. JUSTIFICACIÓN	16
1.2.1. <i>CONTRIBUCION A LA POLITICA PUBLICA NACIONAL</i>	18
1.3. OBJETIVOS	20
1.4. ANTECEDENTES REGIONALES	21
CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE SISTEMA ACTUAL.....	23
2.1. PUERTO NARIÑO	23
2.2. SISTEMA DE GENERACIÓN ACTUAL	26
2.3. ESQUEMA TARIFARIO.	27
CAPÍTULO 3. SISTEMA HÍBRIDO PROPUESTO.....	29
3.1. CURVA DE CARGA Y CONSUMOS MENSUALES	29
3.2. POTENCIAL SOLAR.....	32
3.3. DATOS DE PARTIDA PARA EL ANALISIS GENERAL	37
3.3.1. <i>COMPONENTE SOLAR</i>	37
3.3.2. <i>INFLACIÓN Y TASA DE INTERÉS.</i>	38
3.3.3. <i>COMBUSTIBLE</i>	39
3.3.4. <i>COSTOS DE ADMINISTRACION Y MANTENIMIENTO</i>	42
3.3.4.1. <i>COSTOS DE SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO</i>	42
3.3.4.2. <i>COSTOS DE MANTENIMIENTO DE SISTEMA DE GENERACION CON DIESEL</i>	43
3.3.4.3. <i>COSTOS DE ADMINISTRACION, OPERACION Y MONITORIZACIÓN.</i>	44
CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN Y RESULTADOS	46
4.1. RESULTADOS SIMULACIÓN CASO BASE	47
4.1.1. <i>RESULTADOS SIMULACIÓN SISTEMA HÍBRIDO ÓPTIMO</i>	53
4.1.2. <i>RESUMEN DE RESULTADOS</i>	67
4.1.3. <i>TOPOLOGIA DE SISTEMA PROPUESTO</i>	68
4.1.4. <i>CALCULOS ELECTRICOS</i>	69
CAPÍTULO 5. PRESUPUESTO.....	82
CONCLUSIONES	84
BIBLIOGRAFIA	86
ANEXOS	88

LISTADO DE FIGURAS

Figura 1. Uso de energía primaria para la generación de electricidad, año 2014, IEA.	13
Figura 2. Uso de energía primaria a nivel global, año 2014, IEA.	14
Figura 3. Uso acumulado de energías renovables a nivel mundial, datos BP.	14
Figura 4. Mapa de Colombia con zonas no interconectadas en verde, IPSE.	17
Figura 5. Sistema híbrido diesel-fotovoltaica de Palmeras. ENAM.	21
Figura 6. Zona de cobertura de red eléctrica de Puerto Nariño.	25
Figura 7. Vista general de sistema actual de generación, Puerto Nariño. CNM-IPSE.	26
Figura 8. Demanda media diaria por meses año 2016. CNM-IPSE.	29
Figura 9. Consumo mensual histórico. CNM-IPSE.	30
Figura 10. Consumo mensual promedio Extrapolado	31
Figura 11. Curva de demanda actual y proyectada	31
Figura 12. Irradiación global horizontal media diaria, año 2014. IDEAM.	33
Figura 13. Detalle de convención, mapa de radiación, 2014. IDEAM.	34
Figura 14. Radiación global horizontal anual, Solargis.	34
Figura 15. Radiación solar media diaria por meses, NASA.	36
Figura 16. Tendencia de precios del diesel en las principales ciudades del país. ECOPELROL.	41
Figura 17. Arquitectura de sistema base simulado	47
Figura 18. Distribución anual de gastos por tipo de costo, caso base.	49
Figura 19. Distribución anual de gastos por componente, caso base.	50
Figura 20. Comportamiento de los grupos electrógenos a lo largo de la línea temporal.	51
Figura 21. Evolución del factor de capacidad de los 3 generadores a lo largo de la línea temporal.	51
Figura 22. Consumo de combustible de los grupos electrógenos en la línea temporal.	52
Figura 23. Emisiones sistema base y proyección de emisiones en la línea temporal.	53
Figura 24. Arquitectura básica de sistema híbrido simulado.	54
Figura 25. Distribución anual de gastos por tipo de costo, caso base contra sistema híbrido.	58
Figura 26. Distribución anual de gastos por componente, caso base contra sistema híbrido.	59
Figura 27. Diferencia de los flujos de caja anualizados, sistema híbrido menos caso base.	60
Figura 28. Flujos de caja acumulados, caso base y sistema híbrido.	61
Figura 29. Exceso de energía generada por el sistema contra energía total suministrada.	62

Figura 30. Muestra de comportamiento eléctrico del sistema en julio. Año 10.	63
Figura 31. Excesos de energía con incremento en bancada de baterías.	64
Figura 32. Emisiones sistema híbrido y proyección de emisiones en la línea temporal.	66
Figura 33. Ejemplo topología de sistema híbrido diesel-solar con almacenamiento en baterías.	
Fuente, LEONICS.	69

LISTADO DE TABLAS

Tabla 1. Participación por tecnología en la matriz eléctrica nacional, año 2016, UPME.	16
Tabla 2. Inventario de grupos electrógenos en el municipio. Alcaldía Puerto Nariño.	24
Tabla 3. Esquema tarifario por estratos en dólares americanos, para el departamento del Amazonas, Mayo del 2017. ENAM.	27
Tabla 4. Consumos medios diarios por meses, para el año 2016 y consumo medio diario extrapolado para el año 2027.	32
Tabla 5. Radiación global horizontal diaria media.	35
Tabla 6. Potencia Fotovoltaica necesaria para cubrir la demanda propuesta, presentada en intervalos de 10%.	37
Tabla 7. Inflación histórica en Colombia, DANE.	38
Tabla 8. Tasas de interés bancario históricas. BANREP.	39
Tabla 9. Especificaciones técnicas Biodiesel B10. UPME.	41
Tabla 10. Costo de mantenimiento de generador Cummins de 180 kW.	44
Tabla 11. Costo de mantenimiento de generador Cummins de 280 kW.	44
Tabla 12. Costos estimados de administración y monitorización.	45
Tabla 13. Resumen de desempeños económicos incluyendo variaciones multianuales	48
Tabla 14. Detalle de costo neto presente del sistema óptimo seleccionado.	48
Tabla 15. Resumen, desempeños económicos de alternativas sin tomar en cuenta el crecimiento de la demanda, inflación e incremento en el precio de los combustibles.	49
Tabla 16. Resultados consumo total de combustible, sistema base.	52
Tabla 17. Rangos de búsqueda de simulación	55
Tabla 18. Resumen de desempeños económicos de las alternativas evaluadas.	56
Tabla 19. Detalle de costo neto presente del sistema híbrido seleccionado.	56
Tabla 20. Comparativa resultados financieros caso base contra sistema híbrido.	57
Tabla 21. Resumen beneficios económicos sobre el caso base.	60
Tabla 22. Resumen de desempeños económicos de sistema híbrido seleccionado y sistema híbrido con capacidad de almacenamiento ampliada.	64
Tabla 23. Resumen beneficios económicos de sistema híbrido seleccionado y con capacidad de almacenamiento ampliada contra sistema base.	65
Tabla 24. Ahorro de combustible de sistema híbrido sobre sistema base.	65
Tabla 25. Tabla comparativa de reducción de emisiones, caso base contra caso híbrido.	67
Tabla 26. Resumen general de resultados.	68

CAPÍTULO 1. JUSTIFICACIÓN Y OBJETIVOS

1.1. INTRODUCCIÓN

En las últimas décadas diversos estudios han demostrado abiertamente la relación estrecha que existe entre el índice de desarrollo humano y el acceso y uso de la energía por parte de las sociedades: Si se analiza el panorama global actual es inevitable notar que los países industrializados o de primer mundo son aquellos que cuentan con mayor índice de consumo de energía per cápita, por tanto es acertado afirmar que una sociedad que está en capacidad de hacer mayor uso de la energía y de los recursos energéticos puede ofrecer en mayor medida bienestar a sus habitantes, caso que se ve inmediatamente reflejado si se compara la situación en los países desarrollados (acceso a la salud, educación, seguridad, nivel de vida) con la de los países en vías de desarrollo.

En este contexto, a nivel global se realizan esfuerzos por incrementar los niveles de industrialización y acceso a la energía de sus sociedades de forma que también puedan mejorar el nivel de vida de sus ciudadanos, en medio de este gran auge de la globalización, la incesante demanda de energía y de recursos energéticos también se han empezado a evidenciar los efectos colaterales que ha tenido la continua y desmedida demanda de combustibles fósiles como vehículo de desarrollo.

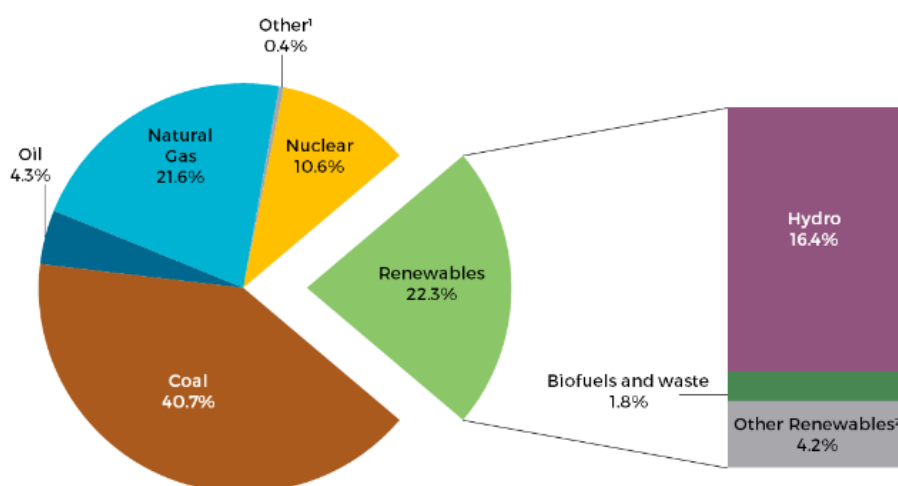


Figura 1. Uso de energía primaria para la generación de electricidad, año 2014, IEA.

Hasta el año 2014, según la IEA o Agencia Internacional de la energía, por sus siglas en inglés, calculaba que aproximadamente el 66% de la electricidad producida en el mundo provenía del uso de hidrocarburos como fuente de energía primaria (Figura 1), cifra que asciende hasta un 81% (Figura 2), si se considera el consumo de energías primarias para otras actividades, situación que muestra la fuerte dependencia y uso actual de los hidrocarburos y, por

consiguiente, un gran impacto sobre el ambiente consecuencia del uso extensivo de estas fuentes de energía.

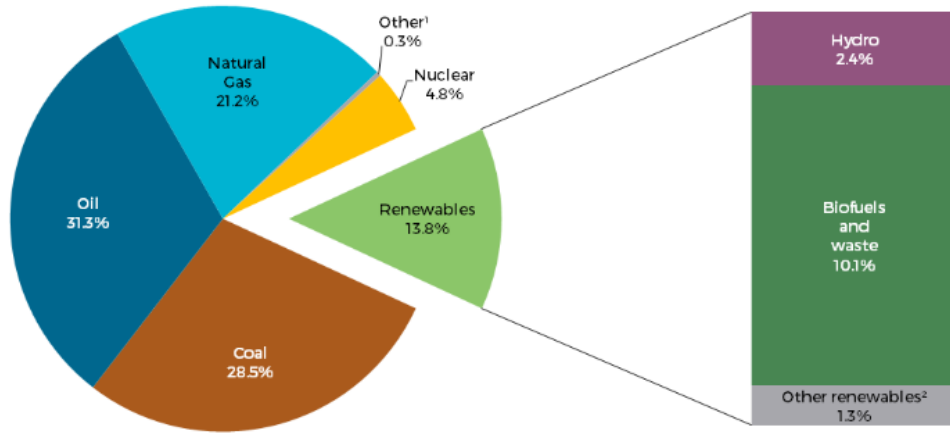


Figura 2. Uso de energía primaria a nivel global, año 2014, IEA.

A nivel mundial se han establecido iniciativas y acuerdos para promocionar e impulsar el uso de las energías limpias como fuentes primarias de generación de energía en un marco de desarrollo sostenible, de manera que el impacto ambiental producido por el incesante desarrollo humano pueda ser reducido, lo que aunado a factores como al abaratamiento de las tecnologías para el aprovechamiento de los recursos naturales para la generación de energía, junto con la creciente conciencia general del daño ocasionado por los gases de efecto invernadero, han logrado que el uso de las energías alternativas a nivel mundial se haya incrementado de manera casi exponencial en las últimas décadas.

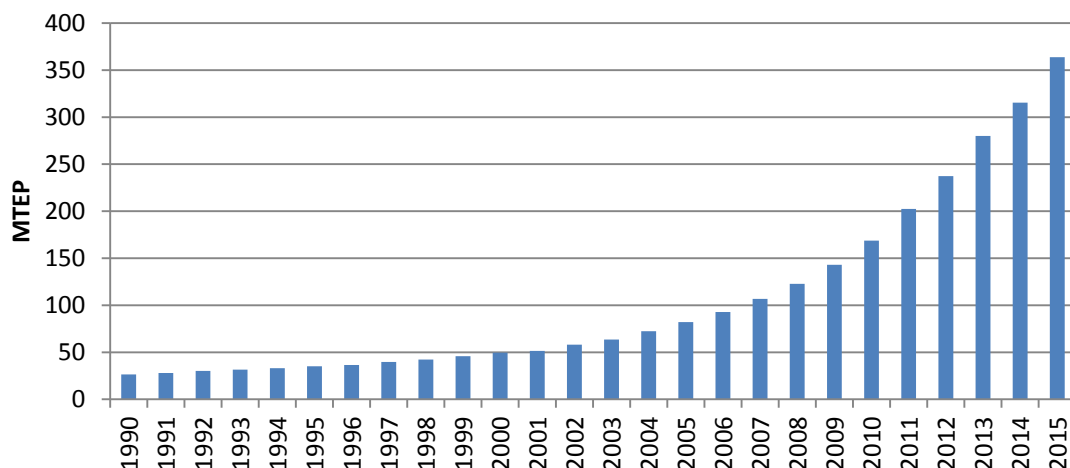


Figura 3. Uso acumulado de energías renovables a nivel mundial, datos BP.

Según datos de la British Petroleum (Figura 3) la producción energética a partir de energías renovables ha ido de 26.41 MTEP en 1990 a 363.72 MTEP en 2015, lo que representa un aumento de 1277% si se toma como referencia la cifra de uso de energías renovables de 1990. Sin embargo, a pesar del impresionante incremento en el uso y aprovechamiento de las fuentes de energía renovable en las últimas décadas, éstas aun representan una fracción mínima del conglomerado de generación de energía eléctrica, que según cifras de la IEA en 2014 se ubicaban en 22.3%, lo cual es poco si se toma en cuenta que más del 70% de esta cantidad (16.4%) está compuesta por energía hidráulica, que sustancialmente no representa una tecnología no convencional o que haya registrado un aumento importante en las últimas décadas.

Gran parte de los países en América latina han realizado grandes esfuerzos para incrementar la participación de las energías renovables en la región, desde reformas legislativas hasta incentivos tributarios, abriendo la posibilidad tanto para el sector público como el privado de contar con un mercado competitivo que permita el acceso y la masificación en el uso de estas tecnologías, caso que se ve reflejado en países como Brasil, Paraguay o Uruguay, donde la penetración de las energías limpias han alcanzado niveles altísimos e incluso en algunos casos como el de Costa Rica se encuentran bastante cerca de lograr un abastecimiento 100% basado en energías renovables.

En Colombia, gracias a su amplia disponibilidad de recursos hídricos, la participación de la hidráulica como energía renovable compone cerca del 70% de su portafolio energético (Tabla 1), sin embargo, en los últimos años debido a los efectos del cambio climático y la constante variabilidad climática, esta alta dependencia en los recursos hídricos ha afectado seriamente a la estabilidad energética nacional. Las prolongadas épocas de sequía en el verano impactan de manera directa y negativa los niveles de reservas hídricas de los embalses y, como consecuencia, la capacidad de generación de las centrales hidroeléctricas, por esta razón y como estrategia de desarrollo nacional, el país explora la diversificación de las fuentes de generación de energía, y en gran parte del territorio, el aprovechamiento y uso de los recursos renovables disponibles, enfocando los esfuerzos en identificar los potenciales energéticos locales, de forma que las necesidades energéticas de muchas poblaciones no integradas a la red eléctrica nacional puedan ser suplidas *in situ* de manera autónoma, lo que cumpliría el doble propósito de brindar mayor nivel de confiabilidad a las poblaciones, reduciendo la dependencia propia de consumo de combustibles fósiles y mejorar la calidad de vida de millones de personas que actualmente no tienen acceso a un servicio eléctrico de calidad.

Tecnología/Recurso	Capacidad Efectiva Neta [MW]	Capacidad Efectiva Neta [%]
ACPM	931.0	5.61%
AGUA	11,606.4	69.93%
BAGAZO	91.8	0.55%
BIOGAS	2.3	0.01%
BIOMASA	1.7	0.01%
CARBON	1,355.5	8.17%
COMBUSTOLEO	187.0	1.13%
GAS	2,093.0	12.61%
JET-A1	46.0	0.28%
MEZCLA GAS - JET-A1	264.0	1.59%
VIENTO	18.4	0.11%
Total general	16,597.0	100.00%

Tabla 1. Participación por tecnología en la matriz eléctrica nacional, año 2016, UPME.

La implementación de sistemas autónomos para la generación de energía eléctrica se ha centrado en el desarrollo de zonas apartadas donde la red eléctrica nacional no tiene presencia conocidas localmente como “zonas no interconectadas” o ZNI, aprovechando las potenciales fuentes de energía disponibles localmente para brindar soluciones energéticas económicamente competitivas al medio y largo plazo, lo cual es una solución acertada si se toma en cuenta que los costos de operación de los sistemas actuales basados en combustibles fósiles, reciben subsidios gubernamentales que van desde el 75% al 100%, sobre tarifas que en algunas zonas tiene un costo de entre 3 y 5 veces superior al de una área metropolitana común.

1.2. JUSTIFICACIÓN

Colombia, como país firmante de diversos acuerdos y tratados globales para la mitigación de los efectos del cambio climático, ya sea el protocolo de Kyoto o el más reciente, acuerdo de París, en los últimos años ha incurrido en un proceso de transformación de sus políticas, estableciéndose nuevas normas y marcos institucionales, de forma que pueda cumplir con los compromisos pactados en los convenios de los que es miembro. Sin embargo a pesar de su enorme responsabilidad, no puede desconocer su condición de país en vías de desarrollo, en consecuencia, aun se encuentra en proceso de garantizar acceso completo a los servicios públicos de todos sus ciudadanos, es así como al día de hoy, alrededor de un millón y medio de habitantes aun no tienen acceso a servicios de energía eléctrica de calidad, y en este contexto, ya sea que se hable de zonas urbanas convencionales o zonas rurales apartadas, la nación debe garantizar una transición de tecnologías ya establecidas, basadas en el uso de hidrocarburos, a tecnologías más amigables con el medio ambiente.

A nivel nacional el *Instituto de Planificación y Soluciones Energéticas para las Zonas no Interconectadas* - IPSE, funciona como el ente gubernamental encargado de proveer soluciones de energía eléctrica a las poblaciones no interconectadas a la red eléctrica nacional cuyos prestadores de servicio son inexistentes o deficientes, asegurándose que a través de la

formulación de proyectos y estudios en las diferentes localidades pueda garantizarse la prestación de un servicio competente y de calidad, aprovechando en la medida de lo posible, los potenciales recursos energéticos de cada lugar, cumpliendo así con las políticas de sostenibilidad ambiental planteadas por el gobierno nacional.

A pesar de que gran parte de la población se encuentra concentrada en los centros urbanos, una parte importante de los ciudadanos, que generalmente son la población más vulnerable, vive en zonas rurales que se ubican habitualmente en las ZNI. Según cifras del IPSE, el 52% del territorio Colombiano (representado por las regiones de color verde en la Figura 4) está compuesto por zonas no interconectadas a la red eléctrica nacional, lo que representa un reto importante para el gobierno, que debe estar en capacidad de brindar las herramientas necesarias para garantizar que todas las poblaciones dentro del territorio nacional tengan acceso a la energía y a un servicio eléctrico de calidad.

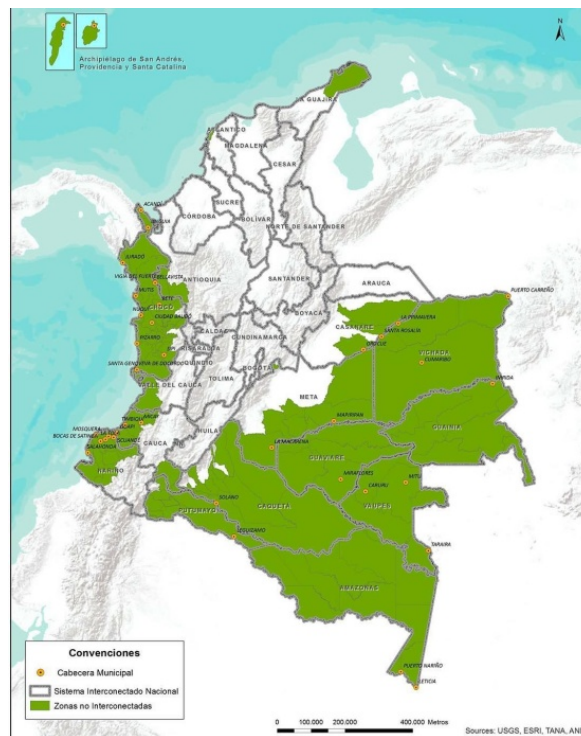


Figura 4. Mapa de Colombia con zonas no interconectadas en verde, IPSE.

El IPSE dentro de su esquema organizativo en regiones, dependiendo de las horas de prestación de servicio eléctrico en cada localidad, divide las zonas de país en 5 sectores, la primera zona comprende a las poblaciones que reciben entre 0 y 6 horas de servicio, la segunda de 7 a 12 horas, la tercera de 13 a 18 horas de servicio, la cuarta de 19 a 23 horas y por último las zonas que cuentan con servicio eléctrico las 24 horas del día, dentro de esta distribución regional, Puerto Nariño, la población seleccionada para el estudio, se encuentra en el último grupo con 24 horas de servicio.

La razón por la que Puerto Nariño es importante para el estudio, es porque a pesar de que actualmente en el municipio ya opera una empresa concesionada para prestar servicio

eléctrico de 24 horas, este sistema de generación está basado 100% en generadores diesel, el cual demanda un consumo algo mayor de 8000 galones por mes para cubrir la demanda del municipio y las poblaciones circundantes, todo esto toma importancia si considera que Puerto Nariño destaca a nivel nacional por haber sido el primer municipio en recibir la certificación como destino de turismo sostenible (NTS-TS 001-1). Desafortunadamente, a pesar de su certificación ambiental por turismo en el marco de sostenibilidad y el uso responsable de los recursos, la energía consumida por la población aun sigue proviniendo de una fuente contaminante.

Como estrategia que garantice la continuidad de la visión del gobierno local de impulsar el turismo sostenible, se propone diseñar un sistema que aproveche los recursos energéticos locales, de forma que la cuota de consumo de diesel pueda ser reducida o eliminada en el mejor de los casos, consiguiendo disminuir de manera inmediata la carga económica que implica para la población y para el gobierno una de las tarifas energéticas más altas del país.

1.2.1. CONTRIBUCION A LA POLITICA PUBLICA NACIONAL

En relación con las nuevas fuentes de suministro y ahorro energético, el presente proyecto busca complementar los esfuerzos del Estado por hacer de este sector una pieza clave dentro del propósito de lograr “aumentos continuos y permanentes de productividad, sino con el potencial de arrastrar el crecimiento y la generación de empleo en los demás sectores de la economía, especialmente, a través de sus encadenamientos productivos con actividades conexas”, tal como se encuentra establecido en el Plan Nacional de Desarrollo 2010 - 2014 “Prosperidad para Todos” (Plan Nacional de Desarrollo - PND).

De este modo, el proyecto se enmarca en la estrategia de “Crecimiento Sostenible y Competitividad” (Capítulo III del PND), en la cual el sector energético (Desarrollo minero y expansión energética) está definido como una de las “Cinco locomotoras de crecimiento”, considerado así como un sector que “va a definir el rumbo que tome la economía colombiana en los próximos años”, puesto que cuenta con “el potencial de mejorar continuamente el uso y la combinación eficiente de factores como el capital, el trabajo o los recursos naturales”.

El sector de energía (minero-energético), visto así como locomotora para el crecimiento y la generación de empleo y de acuerdo con el PND “representa la oportunidad que tenemos de aprovechar de manera responsable nuestra riqueza en recursos naturales para generar crecimiento sostenible y mayor equidad social, regional e inter-generacional”.

En términos específicos del sector energético en lo relativo a las deficiencias en cobertura en las regiones, el PND establece la necesidad de “asignar con criterios regionales los recursos destinados al aumento de la cobertura y mejora de la calidad del servicio de energía eléctrica, priorizando las regiones apartadas y la población más vulnerable; además de “asignar con criterios regionales los recursos destinados al aumento de la cobertura y mejora de la calidad del servicio de energía eléctrica, priorizando las regiones apartadas y la población más vulnerable”. De esta forma, el PND establece la necesidad de priorizar la generación basada en ENERGÍAS RENOVABLES, para la electrificación de zonas no interconectadas, en concordancia

con “las políticas de uso limpio y eficiente de la energía, y los planes de expansión de generación” para estas zonas.

A destacar que el proyecto igualmente se enmarca en la Política Nacional Ambiental, en particular en el componente de “Gestión ambiental sectorial y urbana”, el cual busca, entre otros propósitos, “mejorar la calidad ambiental en las ciudades y hacerlas más amables” a través de “promover la eficiencia energética y las energías renovables en las viviendas”, el “cambio en los patrones insostenibles de producción y consumo” mediante la promoción de “la utilización de energías alternativas (solar, eólica, geotérmica, entre otras)”.

La propuesta que se pretende desarrollar se enmarca dentro de las políticas públicas nacionales relacionadas con el Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía – PROURE, en su Plan de acción Indicativo 2010 – 2015, el cual está amparado por ley 697 de 2001; mediante la cual se fomenta el uso racional y eficiente de la energía, se promueve la utilización de energías alternativas, las cuales están reglamentadas en los decretos 3683 de 2003 y 2501 de 2007 donde se plantea la promoción de prácticas con fines de uso racional y eficiente de energía y lineamientos generales del PROURE.

De igual forma, la resolución 180919 de 2010 promueve el uso racional y eficiente de la energía eléctrica y demás formas de energía no convencionales, con el fin de contribuir a asegurar el abastecimiento energético pleno y oportuno, la competitividad de la economía colombiana, la protección al consumidor y la promoción del uso de energías no convencionales de manera sostenible con el ambiente y los recursos naturales.

En la misma medida, se relaciona con “El Plan Energético Nacional 2006 – 2025” cuyo objetivo es maximizar la contribución del sector energético al desarrollo sostenible del País, para lo cual uno de sus temas transversales son las FUENTES NO CONVENCIONALES - FNCE Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA – URE ante la necesidad de alternativas de suministro que mitiguen la grave situación mundial actual de impactos al medio ambiente y las economías, ocasionada por las emisiones de fuentes energéticas fósiles, las sociedades desarrolladas del mundo se están orientando por una política que busca reducir los riesgos del suministro externo y realizan grandes esfuerzos para aprovechar las fuentes energéticas locales renovables, estimulando y facilitando los medios de infraestructura técnica, científica y económica.

Es importante resaltar que el proyecto busca responder al propósito definido en el PND, en el cual se argumenta que “la diversificación de la matriz energética a través de energías alternativas se concebirá como un proceso de conocimiento, aprendizaje, e innovación en el uso de tecnologías limpias, a partir de las distintas potencialidades de cada región”. Vale la pena mencionar igualmente, que el PND considera como fundamental para incrementar el valor agregado del aparato productivo del país “promover el desarrollo de este sector emergente con base en la innovación” y transformarlo un “sector de talla mundial”. De esta manera, el sector energía (energía y recursos naturales) es denominado como un “Área estratégica e innovadora” hacia la cual se puede mover el país.

En términos de los “nuevos sectores basados en la innovación” definidos en el PND, se busca “focalizar la capacidades de ciencia, tecnología e innovación” en el sector de energía como “área estratégica”, que fue priorizado a través de la Política Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación.

Como ultimo avance en este campo el 13 de Mayo de 2014 se dio a conocer la Ley 1715, por medio de la cual se regula la integración de las energías renovables no convencionales al sistema energético nacional. La cual cita en su Art. 9 la sustitución de generación con diesel en las ZNI. El Gobierno Nacional implementará un programa destinado a sustituir progresivamente la generación con diesel en las ZNI con el objetivo de reducir los costos de prestación del servicio y las emisiones de gases contaminantes. Y en su Art. 34. Se citan las soluciones híbridas. El Ministerio de Minas y Energía promoverá el desarrollo de soluciones híbridas que combinen fuentes locales de generación eléctrica con fuentes diesel y minimicen el tiempo de funcionamiento de los equipos diesel en coherencia con la política de horas de prestación del servicio de energía para las ZNI.

1.3. OBJETIVOS

El objetivo principal del proyecto es proponer un sistema que logre reducir el consumo de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica en Puerto Nariño, esto sin desaprovechar tanto los recursos físicos como naturales disponibles en el lugar, de forma que se pueda aprovechar el sistema de generación actual, reduciendo la inversión e integrando los recursos en un nuevo sistema que contenga el componente de energía renovable.

Como algunos objetivos específicos se propone:

- Evaluar diferentes alternativas de diseño, tomando en cuenta las características intrínsecas de la zona así como la ubicación geográfica y la disponibilidad de recurso solar para a través de un proceso iterativo de simulación y análisis técnico-económico, seleccionar la o las opciones que sean más convenientes para la población beneficiada desde el punto de vista de inversión de capital inicial así como de los costos de operación y mantenimiento del sistema.
- Plantear una alternativa de abastecimiento energético que esté acorde con las políticas de turismo y sostenibilidad energética locales.
- Determinar el régimen de funcionamiento del generador diesel más conveniente para el funcionamiento del conjunto híbrido solar-diesel, desde el punto de vista de gasto de combustible.
- Validar por medio de simulación la estabilidad del sistema propuesto, para verificar que sea capaz de cubrir la demanda en los escenarios planteados.
- Proponer un sistema que cumpla con los requerimientos técnicos exigidos por la empresa en concesión, de forma que el sistema propuesto sea capaz de acoplarse con la infraestructura ya establecida.
- Presentar un modelo de sistema basado en las necesidades locales, que pueda ser replicado en los diferentes poblados y corregimientos pertenecientes al departamento del Amazonas que se encuentran cubriendo sus necesidades energéticas con sistemas basados en el uso de hidrocarburos.

Cabe resaltar que el planteamiento se centra solo en la parte de generación y planteamiento del proyecto por lo que no se analizan temas relacionados con la distribución ni pérdidas no asociadas con la generación eléctrica para la población en estudio.

1.4. ANTECEDENTES REGIONALES

En la región el antecedente más estudiado se tiene la comunidad de Palmeras, instalado en el 2013, seguido por las comunidades indígenas de los Yaguas (11.7 kWp), el Vergel (13.5 kWp), Loma Linda (13.5 kWp), Santa Teresita (3.6 kWp) y Palmeras, situadas sobre la riera del río Amazonas, que fueron instaladas en el año 2015. De estos casos el mejor documentado por su antigüedad en la zona es el de la población de Palmeras. Ubicada a unos 62 kilómetros de la ciudad de Leticia, cuenta con una población de alrededor de 150 habitantes, quienes previamente y por un espacio de 8 horas diarias abastecían sus necesidades energéticas con un generador diesel, administrado por la empresa de Energía para el Amazonas S.A E.S.P – ENAM, dicha empresa en un intento por incursionar en el uso de las energías renovables realizó un proyecto piloto en esta población ejecutado por la empresa GEPSA S.A.S.



Figura 5. Sistema híbrido diesel-fotovoltaica de Palmeras. ENAM.

Se trata de un sistema híbrido diesel-fotovoltaica compuesto por un generador diesel de 27KVA y un sistema fotovoltaico compuesto por 32 módulos policristalinos con una capacidad de generación conjunta de 9.6 kWp, todo conectado a una bancada de baterías compuesta por 48 vasos de 2V de tipo OPzS de 1278Ah en C10, configuradas en 2 bancadas conectadas en paralelo, lo que suma una capacidad total instalada en baterías de cerca de 120kWh.

El sistema es gestionado por 3 equipos Sunny Island de marca SMA de 6kWp cada uno, que en conjunto brindan una potencia trifásica máxima de 18kW, en este esquema el grupo

electrógeno es controlado directamente por los Sunny Island, que establecen el régimen de funcionamiento del grupo dependiendo de las condiciones externas del sistema como pueden ser la demanda energética o las condiciones climatológicas.

La implementación de todos los sistemas según datos de la ENAM ha duplicado la capacidad de servicio en las comunidades quienes ahora gozan de 16 horas de servicio eléctrico diario de manera continua, a pesar de que la información de los proyectos en las otras localidades es escaso se presume que el resultado de la implementación de los sistemas es similar al obtenido en Palmeras, partiendo del hecho de que todas son comunidades muy cercanas que cuentan con un censo poblacional similar y necesidades energéticas equivalentes.

Estas 5 comunidades demuestran que la implementación de sistemas de este tipo en esta región es factible y que dimensionado de manera correcta es capaz de satisfacer las necesidades energéticas de la población local.

CAPÍTULO 2. DESCRIPCIÓN DE SISTEMA ACTUAL

2.1. PUERTO NARIÑO

Puerto Nariño, ubicado en las coordenadas 03° 54' Latitud Sur y 70° 17' Longitud Oeste, es el segundo municipio del departamento del Amazonas en Colombia, solo superado en población por Leticia, que es la capital del departamento. Con una extensión total de 1876 Km², y una extensión urbana de aproximadamente 2 Km², Según proyecciones estadísticas basadas en el censo poblacional del año 2005, realizado por el Departamento Administrativo Nacional de Estadística – DANE, para el año 2015 la población que habita en la zona urbana municipal está cerca de los 2100 habitantes, ascendiendo a mas de 8000 si se incluyen las 22 comunidades adscritas al municipio.



Ilustración 1. Vista aérea del municipio de puerto Nariño. Diario El Tiempo.

El municipio se encuentra en la zona más austral de Colombia, colindando con el país vecino de Perú, el municipio se encuentra situado a unos 87 Km de Leticia, siendo el río Amazonas, la única vía de comunicación con la capital del departamento, por lo que en época de sequía se dificulta el ingreso de combustible y suministros, su población es mayormente indígena, compuesta por 3 etnias dominantes, los Cocama, Yagua y Ticuna, su economía se basa mayormente en el turismo, seguido por la pesca y cultivos agrícolas a los que localmente se les conocen como chagras, que son principalmente dedicados al autoconsumo.

En cuanto a energía eléctrica se refiere, solo 13 de las comunidades circundantes cuentan con planta generadora propia o debido a su proximidad, se abastecen energéticamente por interconexión con el sistema de distribución perteneciente a la planta de Puerto Nariño, por lo

tanto, si se quisiera numerar las plantas eléctricas independientes del sistema básico interconectado, solo se contaría con cuatro en mal estado, en este contexto, desde el 1 de enero de 2012, solo el casco urbano y las comunidades cercanas cuentan con energía las 24 horas.

N°	Comunidad	Energía	
		Generador	Estado
1	Atacuari	Si	Regular
2	7 de Agosto	No	N/A
3	Boyahasu	Si	Regular
4	Naranjales	Si	Regular
5	Pozo Redondo	No	N/A
6	Valencia	No	N/A
7	Puerto Esperanza	Pto/Ño	Bueno
8	20 de Julio	Pto/Ño	Bueno
9	Patrullero	Pto/Ño	Bueno
10	Ticoya	Pto/Ño	Bueno
11	Tarapoto	No	N/A
12	San francisco	Pto/Ño	Bueno
13	Nuevo Paraíso	Si	Bueno
14	Santa Teresita	Si	Regular
15	Villa Andrea	Si	Bueno
16	Soco	No	N/A
17	12 de Octubre	Si	Regular
18	Puerto Rico	No	N/A
19	Santarem	No	N/A
20	Tipisca	Si	Regular

Tabla 2. Inventario de grupos electrógenos en el municipio. Alcaldía Puerto Nariño.

El sistema eléctrico del municipio, además de suplir las necesidades energéticas propias, también suple las necesidades de las poblaciones de San Francisco, Patrullero, 20 de Julio, Ticoya y Puerto Esperanza, por lo que la cobertura de las redes, delineada de color amarillo en la Figura 6, se extienden desde el punto de generación, ubicado muy cerca de Patrullero, identificado con el marcador naranja, hasta las poblaciones de los extremos que son San Francisco y Puerto Esperanza.

La solución de generación de energía eléctrica en la zona, ha permanecido sin cambios desde la década del 50, desde entonces la energía para el municipio ha sido abastecida por medio de plantas eléctricas, siendo el único cambio sustancial, las horas de prestación de servicio eléctrico. El diesel para su funcionamiento, viene desde Leticia, que también se abastece con un sistema de plantas con una capacidad bastante mayor. Según cifras de la ENAM, el departamento del Amazonas tiene un cupo asignado de 270.000 galones de diesel por mes, de

los cuales aproximadamente 12.247 galones corresponden a la cabecera municipal de Puerto Nariño, adjudicados mediante la resolución 852 del 2008 de la UPME.



Figura 6. Zona de cobertura de red eléctrica de Puerto Nariño.

La generación de energía eléctrica en el municipio de Puerto Nariño se encuentra bajo la responsabilidad de la ENAM, quien ha suscrito un contrato de concesión con el IPSE, para la prestación del servicio eléctrico en el municipio, como la disolución unilateral del contrato no es posible sin penalizaciones, para fines del sistema propuesto, lo ideal sería implantar un sistema de generación de energía eléctrica basado en renovables que suplante de manera parcial sin que esto implique un detrimento contractual para el prestador de servicio actual.

2.2. SISTEMA DE GENERACIÓN ACTUAL

El sistema de generación actual se compone por 3 grupos electrógenos Cummins con una potencia conjunta de 640 kW. Estos equipos se encienden de forma intercalada y/o conjunta, de manera que se pueda cubrir la demanda en todo momento sin exigir demasiado a los grupos, cabe aclarar que debido a que los detalles del modelo de operación del sistema actual son desconocidos (a pesar de que la zona está en la jurisdicción del IPSE, la prestación del servicio eléctrico esta concesionado a una empresa privada) la información específica concerniente al régimen de funcionamiento, modelo de operación, personal contratado como los sistemas involucrados en su funcionamiento es mayormente incierta.

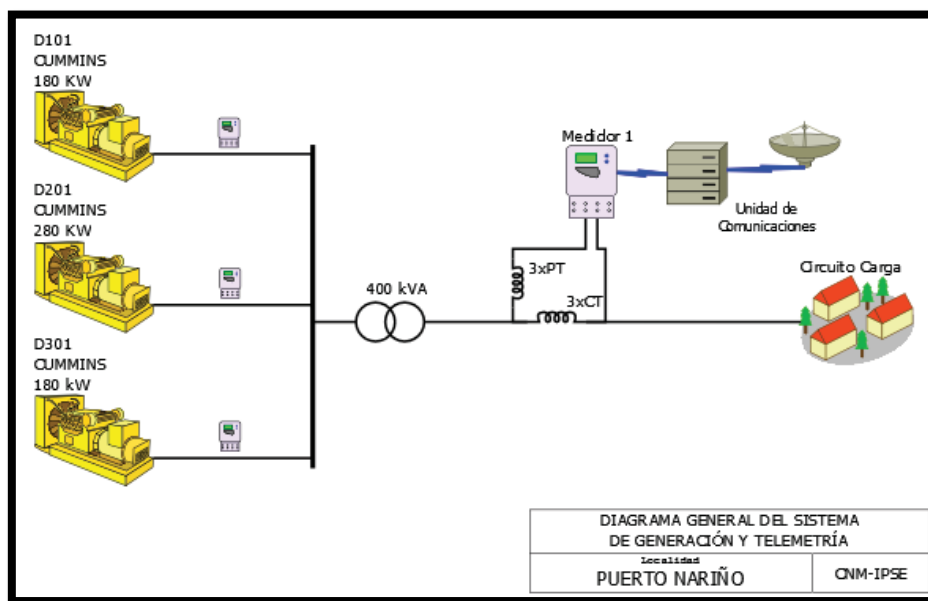


Figura 7. Vista general de sistema actual de generación, Puerto Nariño. CNM-IPSE.

Para su operación cada grupo electrógeno se encuentra equipado con una tarjeta de sincronismo que le permite funcionar de manera conjunta con los demás equipos en caso de que la demanda lo exija. Esto, siguiendo una directiva de reducción de desgaste mecánico de los equipos así como de un gasto óptimo de combustible.

El grupo de generación cuenta con un sistema de almacenamiento de diesel en taques externos con una capacidad de alrededor de 20.000 galones, lo que le permite operar de manera autónoma por más de 30 días, incluido el periodo de reserva, el cual corresponde a un exceso de diesel almacenado en los tanques, que puede ser usado en caso de que por razones fortuitas el reabastecimiento de diesel no se diera con la regularidad habitual. El concesionario actual se reabastece con una frecuencia no mayor a 30 días, siendo la ciudad de Leticia el punto de despacho de dicho combustible, punto desde donde parte la barcaza, la cual debe realizar un viaje río arriba de aproximadamente a 85 kilómetros para llegar al municipio de Puerto Nariño.

Este grupo de generación abastece a un sistema de distribución en media tensión de 13.2 kV, el cual sirve como medio para cubrir las necesidades energéticas de la cabecera municipal y otros 5 corregimientos aledaños, que también se encuentran conectados a través del sistema de distribución, al centro de generación actual.

2.3. ESQUEMA TARIFARIO.

Para poner en contexto el esquema tarifario en el Amazonas Colombiano, es necesario entender que en el país existe un esquema de estratificación socio económica a través de la cual se regula el cobro de los servicios públicos, la estratificación va en niveles del 1 al 6, siendo 1 el más bajo y el 6 el más alto, el estrato es asignado por unidad residencial, lo cual quiere decir que no depende del ingreso de quienes habitan la vivienda sino más bien el entorno en donde esta se encuentra ubicada, por lo que el estrato de una vivienda generalmente está determinado por la calidad del barrio o la localidad donde esta se encuentra situada. Este sistema de estratos permite grabar de forma diferencial los servicios públicos de manera que puedan aplicarse subsidios a las clases sociales o estratos menos favorecidos y de modo análogo, cobrar contribuciones a los usuarios de estratos más altos, de esta forma quienes cuentan con una capacidad económica más alta, a través de un cobro mayor por los mismos servicios públicos, es posible subsidiar a los usuarios de los estratos bajos.

Puerto Nariño se rige por el esquema tarifario establecido por la ENAM, el cual se actualiza mensualmente para todo el departamento del Amazonas. En este municipio, poblado fundamentalmente por indígenas, la mayoría de los predios están registrados como viviendas de estrato 1, que según la Resolución 18 1272 del 05 de Agosto de 2011 y la Resolución 40719 del 27 de Julio de 2016 del Ministerio de Minas y Energía, reciben subsidios por consumos de hasta 800kWh/mes, como se aprecia en la Tabla 3, el nivel del subsidio varía según el estrato y el consumo energético mensual, sin embargo el costo unitario del kWh no tiene cambio de estrato a estrato, esto quiere decir que lo que cambia en la tarifa no es el costo del kilovatio si no la fracción del costo unitario que es cubierta por el estado en forma de subsidio.

RESIDENCIALES	CU \$/kWh	TARIFAS Y SUBSIDIOS MENSUALES A USUARIOS			
		HASTA 173 kWh		Entre 174 kWh y 800 kWh	
		\$/kWh	% SUBSIDIO	\$/kWh	% SUBSIDIO
ESTRATO 1	0.36	0.082	77.17%	0.217	39.80%
ESTRATO 2	0.36	0.098	72.79%	0.217	39.80%
ESTRATO 3	0.36	0.184	48.83%	0.217	39.80%
ESTRATO 4	0.36	0.217	39.80%	0.217	39.80%
ESTRATO 5	0.36	0.260	27.76%	0.260	27.76%

Tabla 3. Esquema tarifario por estratos en dólares americanos, para el departamento del Amazonas, Mayo del 2017. ENAM.

Según el artículo 55 de la resolución N° 161 del 22 de diciembre de 2008 del ministerio de minas y energía, determina que la fórmula tarifaria para las áreas de servicio exclusivo conformadas, para todas las actividades del servicio público de energía eléctrica en las zonas no interconectadas viene dada por:

$$\text{Costo}(CU) = IAOM + \frac{CG}{(1 - P)} + M$$

Donde:

IAOM: Corresponde a la remuneración de la inversión y de los gastos de administración, operación y mantenimiento en generación, distribución y comercialización, para el mes. En estos gastos no se considera el combustible utilizado en la operación, el valor es expresado en (\$/kWh).

CG: Remuneración de los costos de combustible puestos en el sitio de operación de las plantas del Parque de Generación para el mes facturado, el valor es expresado en (\$/kWh)

M: Cargo de la Actividad Monitoreo, para el mes, el valor es expresado en (\$/kWh).

P: Pérdidas de Energía para el mes. Este nivel de pérdidas será el ofertado por el adjudicatario de la obligación de prestación del servicio en la propuesta que presente en el Proceso Competitivo. El valor de *P* se expresa como una fracción.

Si bien los componentes de la tarifa al usuario final (costo unitario de la energía menos el subsidio) son solo relevantes para este estudio en términos comparativos, es importante aclarar que por tratarse de poblaciones indígenas la Ley 505 del 25 de junio de 1999 dispuso, en su artículo 16, que los resguardos, reservas, parcialidades y comunidades indígenas que se encuentran en la zona rural del país se eximen de estratificación, pero ordena al departamento nacional de planeación o DNP clasificarlos y establecer un régimen tarifario de servicios públicos domiciliarios acorde con sus condiciones sociales, económicas y culturales. Caso que queda definido en la Ley 732 de 2002 que establece que se consideren clasificados en estrato 1. En este sentido, Puerto Nariño implica una carga económica especialmente importante para el estado en términos de subsidios, carga que se vería aliviada en la medida en la que el sistema propuesto sea capaz de reducir los costos de operación y mantenimiento necesarios para producir la energía, reduciendo la porción del costo cubierta por el gobierno sin que el precio cubierto por el usuario final se vea alterado.

CAPÍTULO 3. SISTEMA HÍBRIDO PROPUESTO

3.1. CURVA DE CARGA Y CONSUMOS MENSUALES

El municipio de Puerto Nariño, por encontrarse fuera del alcance y cobertura de la red eléctrica nacional es considerado como zona no interconectada o ZNI. En consecuencia, es el “centro nacional de monitoreo” competencia del IPSE “Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas”, el encargado de recopilar y analizar los datos de consumo eléctrico de esta población a través de la empresa prestadora de servicios local ENAM. Por ser una entidad gubernamental, el centro nacional de monitoreo a través del IPSE, pone a disposición del público los informes de consumo de las diferentes poblaciones bajo su jurisdicción. Al promediar las demandas mensuales del año 2016 se obtiene la curva de carga diaria promedio, resaltada como una línea punteada en la Figura 8.

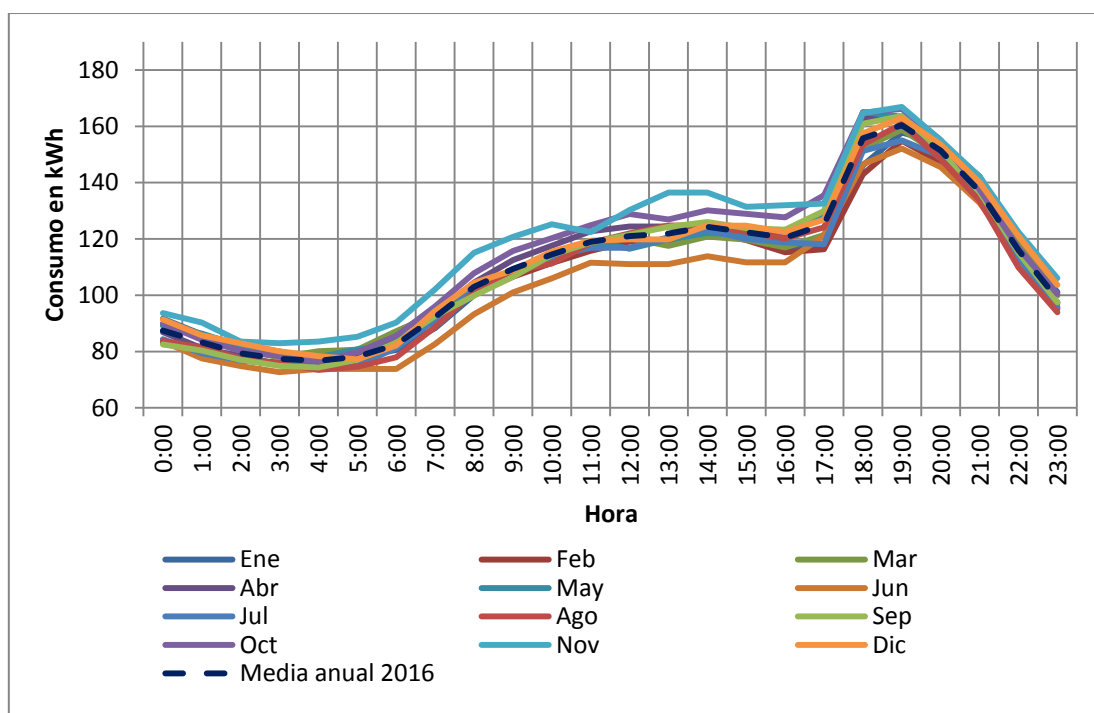


Figura 8. Demanda media diaria por meses año 2016. CNM-IPSE.

A pesar de que a nivel nacional se han realizado diversos estudios con el fin de estimar el crecimiento de la demanda energética a mediano y largo plazo, se considera que el uso de dichos datos para la estimación del crecimiento de la demanda local sería inapropiado. Principalmente porque la región en cuestión se ubica en una zona del país muy apartada, dificultando así que las proyecciones de crecimiento nacionales se adapten a la realidad de la economía y demanda locales, por lo que la estimación del incremento de la demanda basado

en estudios generales sería impreciso. Por esto es indispensable analizar el panorama local, evaluando el crecimiento energético histórico de la zona, de forma que pueda garantizarse que el sistema es capaz de cubrir efectivamente la carga actual así como el incremento en la demanda energética a mediano y largo plazo, que dentro de los objetivos generales del sistema, se propone sea de 20 años.

Según datos del CNM, el crecimiento de consumo energético en el mes de enero comparado con el mismo periodo del año anterior fue de un 21,24%, así mismo la potencia pico se incremento un 6.51% comparada con el mismo periodo del año anterior (Centro nacional de monitoreo, CNM, 2017) Ubicando el consumo del mes de enero de 2016 en 81.466 kWh y un pico de potencia máxima de 172.66 kWh. Si bien el incremento en la potencia pico no es representativo si lo es el incremento en la energía consumida, al existir fluctuaciones tan grandes en la demanda es necesario realizar un análisis histórico de la demanda de forma que se pueda garantizar la fiabilidad del estudio. En la Figura 9 se muestra el histórico de consumos mensuales que ha tenido puerto Nariño desde el año 2013 hasta la fecha¹.

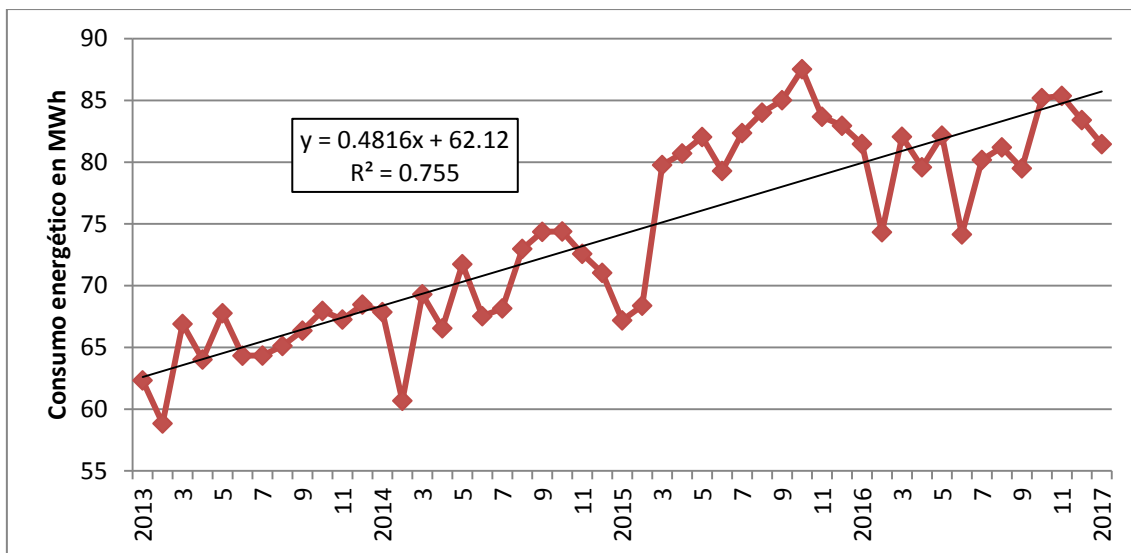


Figura 9. Consumo mensual histórico. CNM-IPSE.

Al analizar los valores de consumo de los últimos 4 años, bajo la presunción de que la tasa de crecimiento se mantendrá de manera sostenida a lo largo del tiempo, se realiza una extrapolación lineal de los datos que se puede observar en la Figura 10, que muestra que para enero del año 2027 la demanda media mensual estaría ubicada alrededor de los 142 MWh y 199 MWh para el año 2037. Por lo que dichas cifras se constituyen como valores de diseño que serán tomados como referencia para el dimensionamiento del sistema.

¹ http://190.216.196.84/ps_cnm/

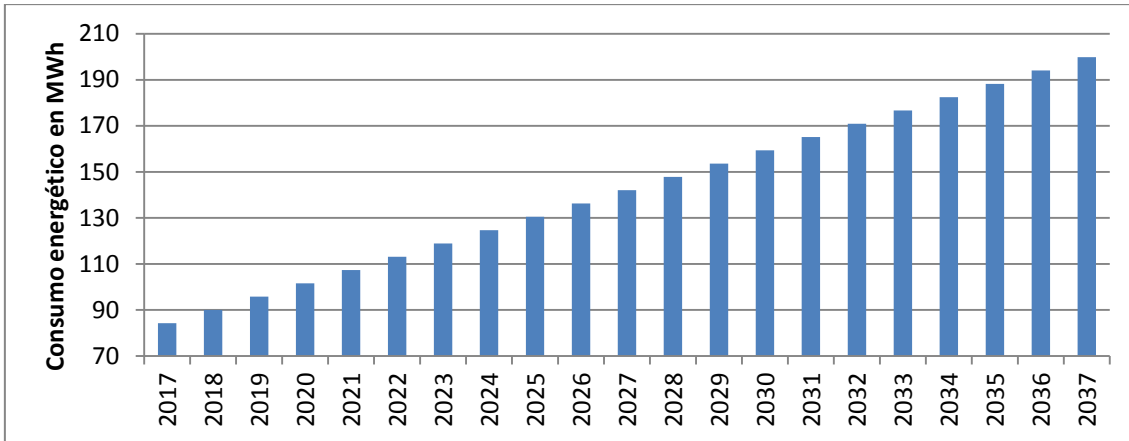


Figura 10. Consumo mensual promedio Extrapolado

Asumiendo que el perfil de carga no se ve afectado o no sufre modificaciones fuertes durante el periodo proyectado las curvas correspondientes a la media mensual del año 2016 y a las proyectadas para los años 2027 y 2037 serian las que se muestran en la Figura 11.

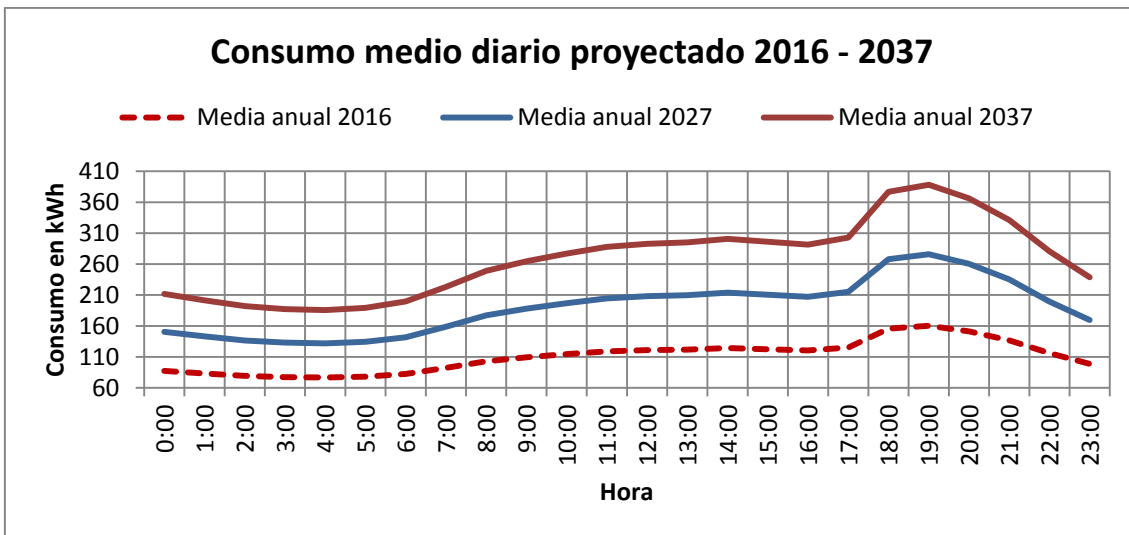


Figura 11. Curva de demanda actual y proyectada

Las curvas son el resultado de tomar los valores que conforman la línea promediada obtenida en la Figura 8 y multiplicarla por un factor tal que realizar la sumatoria horaria de la energía consumida en cada caso (área bajo la curva) y multiplicarla por 31 días diera una cifra aproximada a los datos de consumos energéticos mensuales correspondientes a enero de 2016 y el valor proyectado para enero de los años 2027 y 2037 que se muestra en la Figura 10.

Con base en los datos de la Figura 8 y los datos conseguidos luego de la extrapolación de datos de la Figura 11, en la Tabla 4 se presentan los datos correspondientes a los consumos diarios medios del año 2016 así como el valor del consumo medio diario estimado para los años 2027 y 2037.

Mes (2016)	Consumo medio diario kWh
Enero	2640.0
Febrero	2579.2
Marzo	2651.0
Abril	2679.8
Mayo	2673.5
Junio	2491.3
Julio	2595.6
Agosto	2611.1
Septiembre	2656.0
Octubre	2758.0
Noviembre	2851.3
Diciembre	2697.5
Media anual	2657.0
Media Extrapolada 2027	4570.1
Media Extrapolada 2037	6443.8

Tabla 4. Consumos medios diarios por meses, para el año 2016 y consumo medio diario extrapolado para el año 2027 y 2037.

3.2. POTENCIAL SOLAR

A pesar de que los sistemas para el aprovechamiento de la energía fotovoltaica han sufrido una caída importante en los costos asociados para su implementación y en consecuencia un incremento sustancial en su demanda, en muchas partes del mundo estas tecnologías se encuentran en una etapa bastante temprana de implementación, contrario al caso de gran parte de Norteamérica y Europa, en América latina, la mayoría de la información disponible se remite a los grandes centros urbanos, esto aunado al escaso estudio del recurso a nivel continental, el tamaño de la región y a que gran parte de sus territorios son zonas no habitadas o de difícil acceso, imposibilita que se cuente con información precisa y actualizada acerca de la disponibilidad del recurso solar asociado a las diferentes regiones geográficas, razón por la que se dificulta garantizar la fiabilidad de las previsiones acerca de los rendimientos que una instalación fotovoltaica puede ofrecer en un lugar determinado.

En Colombia la entidad encargada del manejo de la información obtenida a través de los equipos meteorológicos del estado y todos los datos climatológicos asociados es el “Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales” IDEAM, quien recopila y presenta en la Figura 12 el mapa de radiación global horizontal medio diario para el año 2014, siendo las zonas más cercanas a la escala del rojo las que presentan mayor potencial solar y en caso contrario las que están más cerca de la escala del marrón son las que presentan menor potencial a nivel nacional.

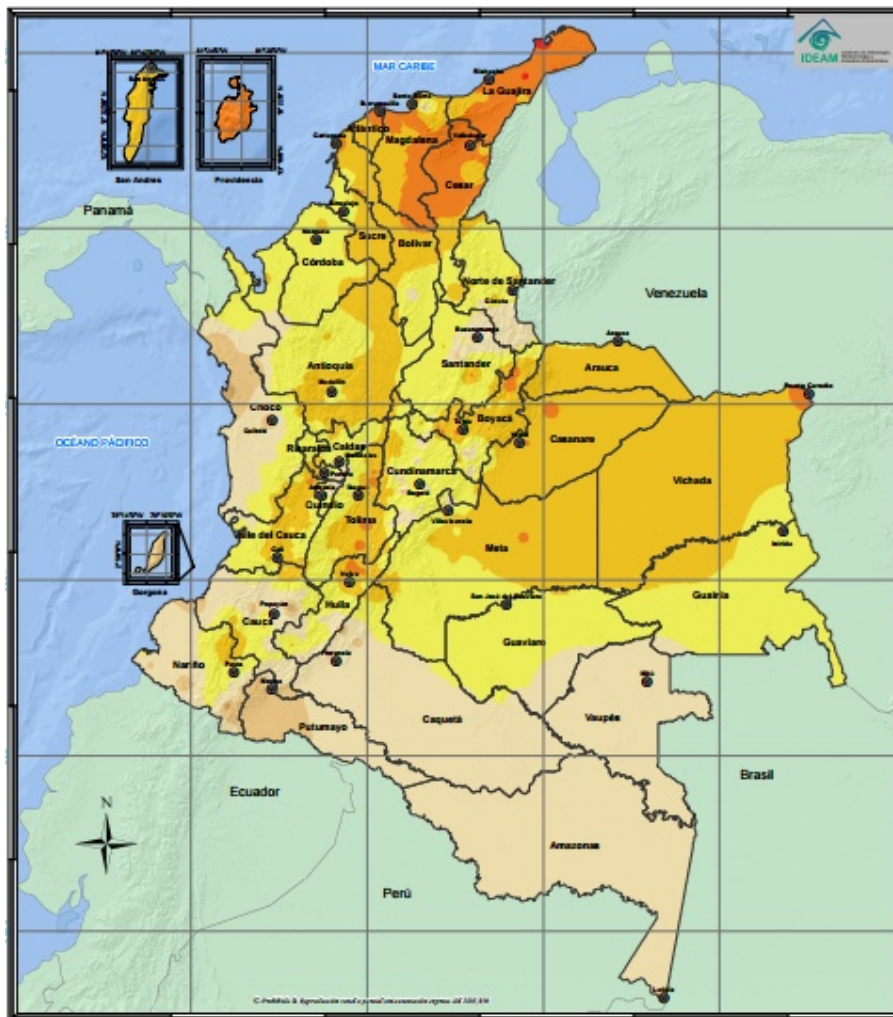


Figura 12. Irradiación global horizontal media diaria, año 2014. IDEAM.

En el mapa se puede determinar rápidamente que las zonas con mayor potencial solar se encuentran concentradas en el centro y el norte del país principalmente, siendo allí donde se concentran la mayoría de los centros y equipos de adquisición de datos relacionados con el recurso solar disponible en el país, desafortunadamente el Amazonas no cuenta con un potencial que destaque a nivel nacional (región ubicada en el extremo sur del mapa), que como se puede observar con ayuda de la Figura 13. Comparada con las demás regiones, el Amazonas se encuentra dentro de los índices de radiación más bajos que se pueden encontrar en el país, convirtiéndola en una zona vista como poco atractiva para la explotación solar por los entes nacionales y por ende sufre de una importante falta de disponibilidad de información, lo que hace difícil obtener datos detallados y específicos con el uso de fuentes locales.

Es por esto que se hace necesario comparar y corroborar los datos de varias fuentes externas de forma que se pueda garantizar que las proyecciones de rendimiento energético se encuentren lo más cercanas posibles a la realidad local de la zona en estudio.

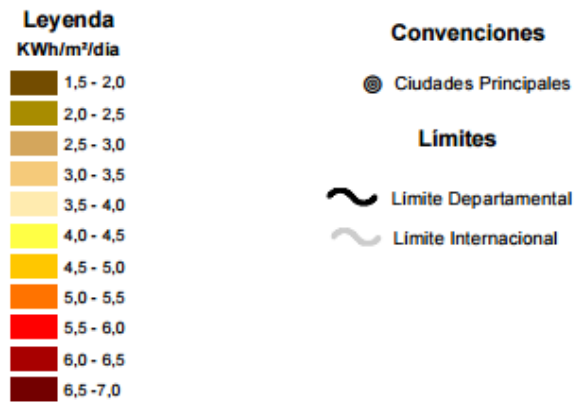


Figura 13. Detalle de convención, mapa de radiación, 2014. IDEAM.

La región del amazonas es una zona ideal para la implementación de un sistema híbrido de este tipo ya que si bien se encuentra muy cerca de la línea ecuatorial, lo que garantiza poca variabilidad en los niveles de radiación a lo largo del año (diferencias menores entre los promedios mensuales mínimos y máximos), la región en su calidad de selva húmeda, también presenta una alta volatilidad climática, lo que representa una necesidad casi obligatoria de implementar el uso de varias fuentes de generación integradas con el fin de poder brindar servicio eléctrico ininterrumpido las 24 horas del día, los 7 días de la semana.

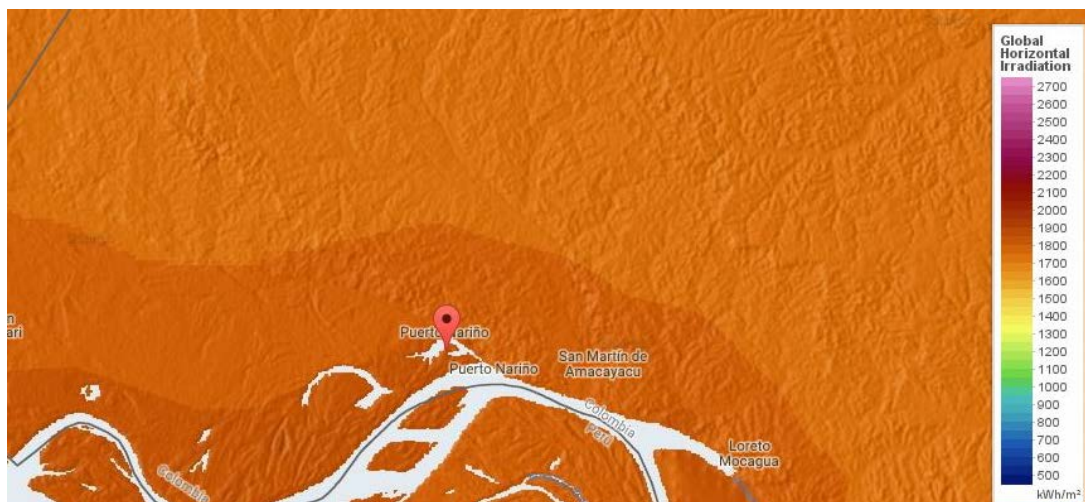


Figura 14. Radiación global horizontal anual, Solargis.

El servicio internacional de SOLARGIS², que se presenta en la Figura 14 corresponde al detalle de la zona en estudio, que indica que Puerto Nariño presenta una radiación global horizontal anual promedio de alrededor de 1817 kWh/m², lo que da un primer acercamiento del rendimiento que una instalación fotovoltaica podría llegar a tener en el lugar, dividiendo esta cifra entre los 365 días del año se obtiene que en promedio la zona tiene un índice de radiación de alrededor de 4.98kWh/m² día, sin embargo, para poder diseñar un sistema de

² <https://solargis.info/imaps/>

forma adecuada es necesario conocer como mínimo los índices medios de radiación medida mes a mes, de manera que pueda tomarse en cuenta la variabilidad mensual dentro del diseño y no el promedio anual, esto garantizara que el sistema se comporte de manera predecible incluso en meses en los que la radiación media este por debajo del promedio diario obtenido del valor de radiación global horizontal anual.

Para esto se han consultado otras fuentes, las cuales se presentan a continuación:

	NASA³	METEONORM⁴	NSRDB⁵
	kWh/m2/d	kWh/m2/d	kWh/m2/d
Enero	4.50	4.84	4.49
Febrero	4.37	4.60	4.42
Marzo	4.52	5.45	4.52
Abril	4.34	5.33	4.40
Mayo	4.16	4.84	4.22
Junio	3.97	4.87	4.03
Julio	4.33	4.97	4.50
Agosto	4.77	5.29	4.97
Septiembre	5.01	5.70	5.09
Octubre	4.86	5.26	4.98
Noviembre	4.76	5.07	4.77
Diciembre	4.52	4.94	4.52
Promedio anual	4.51	5.10	4.58

Tabla 5. Radiación global horizontal diaria media.

La Tabla 5 reúne los datos disponibles en las fuentes consultadas para las coordenadas -3.8°N, -70.4°E, de las 3 fuentes, los datos menos favorables corresponden al “*Atmospheric Science Data Center*” de la NASA, los cuales arrojan los promedios más bajos correspondientes a la media anual y al promedio mensual. La razón por la que se elijen los datos con los promedios menos favorables responde a la necesidad de garantizar que el sistema es capaz de responder incluso en las peores condiciones, lo que se garantiza al comparar los datos provenientes de diferentes fuentes y elegir de entre estos los que presenten un mayor desafío en términos de diseño, si bien los datos de las diferentes fuentes incluyen un nivel de incertidumbre, al elegir la fuente con los promedios más bajos se puede asegurar que el sistema en teoría sería capaz de responder ante una eventual escasez del recurso solar disponible.

³<https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>

⁴ Software Ver. 7.1.11

⁵ <https://nsrdb.nrel.gov/data-sets>

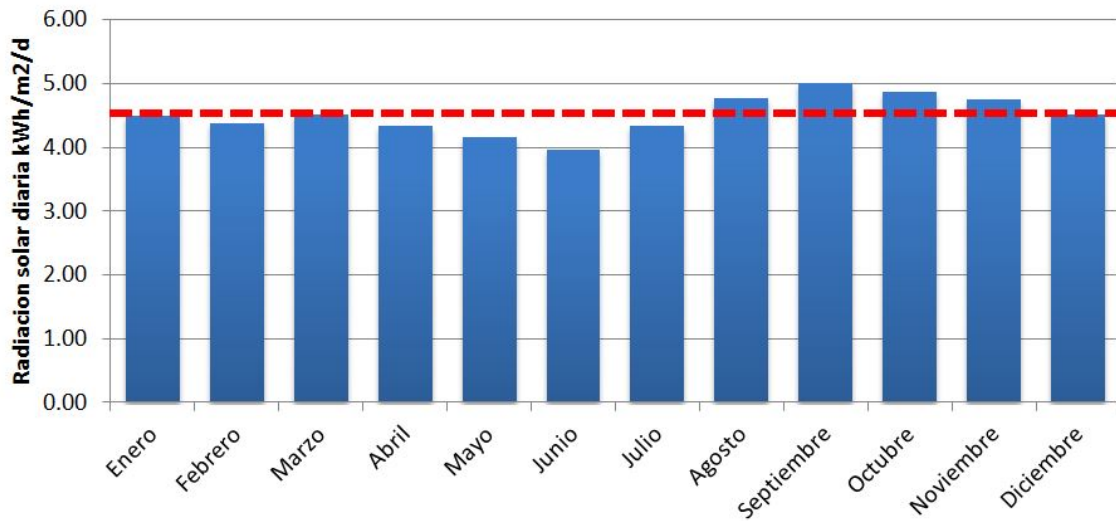


Figura 15. Radiación solar media diaria por meses, NASA.

En la Figura 15, presentados de otra forma, los datos recopilados de la NASA muestran que la variabilidad de la radiación en los diferentes meses del año es poco significativa, desviándose muy poco de la media anual mostrada con una línea punteada de color rojo, esto era de esperarse ya que por la ubicación geográfica de la instalación no existe un impacto grande por parte de la variabilidad estacionaria sobre la incidencia media diaria de la radiación en la zona a lo largo del año.

3.3. DATOS DE PARTIDA PARA EL ANALISIS GENERAL

Previo al proceso de simulación, es necesario recopilar todos los datos con los que se pretende realizar el análisis inicial de los posibles escenarios a estudiar. De forma que el carácter económico del estudio pueda ser comprendido con mayor facilidad y debido a que todos los precios e indicadores económicos son publicados y calculados en moneda nacional, para fines del análisis técnico-económico de las propuestas, los precios presentados han sido convertidos de pesos Colombianos a dólares Americanos, calculados en la fecha de extracción de los datos a una tasa de cambio de \$2900 pesos Colombianos por cada dólar americano.

3.3.1. COMPONENTE SOLAR

Dentro de los componentes del sistema híbrido a evaluar se encuentra el sistema solar, si se pretende evaluar las alternativas que mas convengan al aspecto económico de la instalación, a manera de guía, es necesario corroborar las cantidades de energía fotovoltaica necesaria para cubrir la demanda energética en diferentes proporciones, según los datos de NASA en la Tabla 5, la radiación media anual de la zona en estudio es de 4.51 kWh/m², sin embargo, con el fin de incrementar el nivel de confiabilidad, se tomará como base para el cálculo, el método del mes más desfavorable, que en este caso corresponde al mes de junio con una radiación media mensual diaria de 3.97 kWh/m², para una demanda diaria media de 2657 kWh y una demanda diaria media extrapolada de 4570 kWh (año 2027), asumiendo una eficiencia máxima de módulos del 17.3% (TrinaSolar TSM-PE14A 335Wp), se obtienen las proporciones de fotovoltaica necesaria para cubrir la totalidad de la demanda en incrementos de 10% presentadas en la Tabla 6.

Radiación solar mínima kWh/m ²	Demanda energética diaria kWh	Porcentaje de demanda	Energía Eq. kWh	Energía Eq. extrapolada kWh	Pot. FV Necesaria kWp	Pot. FV Necesaria 10 años kWp
3.97	2657	10.0%	265.7	457	66.8	114.9
		20.0%	531.4	914	133.6	229.8
		30.0%	797.1	1371	200.4	344.7
		40.0%	1062.8	1828	267.2	459.6
		50.0%	1328.5	2285	334.0	574.5
		60.0%	1594.2	2742	400.8	689.4
		70.0%	1859.9	3199	467.6	804.3
		80.0%	2125.6	3656	534.4	919.2
		90.0%	2391.3	4113	601.2	1034.1
		100.0%	2657	4570	668.0	1149.0

Eficiencia	Energía proyectada
17.3%	4570

Área m ²	Potencia módulo Wp
1.94	335

Tabla 6. Potencia Fotovoltaica necesaria para cubrir la demanda propuesta, presentada en intervalos de 10%.

Dichas cantidades de potencia fotovoltaica necesaria se calculan mediante:

$$P_T = \frac{E}{A_G \cdot \eta_G \cdot G_d} \cdot P_M$$

Donde:

P_T : Potencia fotovoltaica pico.

E : La energía que se pretende generar.

A_G : Área del modulo en m².

η_G : Eficiencia del módulo.

G_d : El valor medio de la radiación diaria incidente sobre la superficie del módulo.

P_M : Potencia del modulo seleccionado

3.3.2. INFLACIÓN Y TASA DE INTERÉS.

De forma que pueda hacerse un análisis económico de la instalación lo más cercano posible a la realidad, dentro de los cálculos y previsiones económicas es necesario tener en cuenta factores como la inflación o las tasas de interés, estas permiten calcular los costos de instalación y O&M durante la vida útil del proyecto, considerando no solo el valor temporal del dinero si no también el riesgo o incertidumbre de los flujos de caja futuros. En esencia la viabilidad se evalúa tomando el valor de los flujos de caja proyectados a lo largo de la evaluación temporal menos el precio de compra de los equipos o inversiones involucradas en el estudio económico.

En Colombia la entidad encargada de la regulación de las tasas de interés así como de regular la política inflacionaria del país es el banco de la republica, quien para el caso específico de la inflación, publica boletín donde presenta el valor actualizado mes a mes. Al estar ligado estrechamente con economía nacional y ahora también con la economía global, puede en ocasiones comportarse de manera volátil, de forma que para poder obtener un valor representativo de la inflación útil para el estudio, a partir de los datos históricos del DANE se toma el valor promedio de los índices inflacionarios de los últimos 15 años, comprendidos desde enero del año 2002 hasta el mes de diciembre del año 2016 mostrados en la Tabla 7.

Año	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	Promedio
Inflación Promedio	6.99%	6.49%	5.50%	4.85%	4.48%	5.69%	7.67%	2.00%	3.17%	3.73%	2.44%	1.94%	3.66%	6.77%	5.75%	<u>4.74%</u>

Tabla 7. Inflación histórica en Colombia, DANE.

En el caso análogo, el banco de la república también publica series históricas con los indicadores correspondientes a las tasas de interés históricas desde el año 2008 (Tabla 8), esta tasa corresponde al interés de referencia a corto plazo, que refleja el precio al que los bancos prestan o captan recursos del mercado monetario.

Año	2016	2015	2014	2013	2012	2011	2010	2009	2008	Promedio
Tasa de interés promedio	7.10%	4.69%	3.84%	3.40%	5.01%	4.05%	3.16%	5.65%	9.77%	5.18%

Tabla 8. Tasas de interés bancario históricas. BANREP.

3.3.3. COMBUSTIBLE

Como se expuso en el numeral 2.2 el sistema actual de Puerto Nariño funciona con 3 grupos electrógenos que funcionan de manera combinada o intercalada para prestar el servicio eléctrico 24 horas, para su consumo mensual, el municipio tiene un cupo de combustible de 12.247 galones por mes, este cupo que es establecido por la UPME, según el inciso cuarto del artículo 19 de la ley 191 de 1995, modificado por la ley 681 de 2001, es un volumen de combustible exento de IVA, arancel e impuesto nacional al diesel , por lo que las comunidades o entidades beneficiadas con estos cupos pueden gozar de una reducción en sus costos, mitigando así el impacto que tendría para el usuario final el acceso a este tipo de combustibles en zonas tan remotas sin esta clase de ventajas.

Según la resolución 091 del 2007 de la comisión de regulación de energía y gas – CREG, por la cual “se establecen las metodologías generales para remunerar las actividades de generación, distribución, y comercialización de energía eléctrica y las formulas tarifarias generales para establecer el costo unitario de prestación de servicio público de energía eléctrica en zonas no interconectadas “

Si bien los precios de los combustibles se encuentran dentro de un esquema tarifario regulado, estos siguen dependiendo de los precios promedio en los centros de abasto regional, con base en estos precios, el galón de combustible en el sitio para el generador en el mes evaluado se calcula mediante:

$$PC = PA + T + Calm$$

Donde:

PA: precio promedio del combustible para la planta de abasto más cercana al generador en el mes evaluado (\$/gal)

T: Costo de transporte de combustible desde la planta de abasto más cercana (Leticia) hasta el generador en el mes evaluado, establecido mediante los anexos de la resolución 091 de 2007, que para el caso de la zona del amazonas corresponde a \$0.344/gal.

Cal_m: Costo de almacenamiento de combustible reconocido por galón, en el mes evaluado, calculado mediante.

$$Cal_m = (Cal_{m_0}) * \frac{IPP_{m-1}}{IPP_0}$$

Donde:

Cal_{m0}: Cargo máximo de almacenamiento definido por la CREG y expresado en precios de la fecha base (Diciembre de 2006), correspondientes a \$0,0283/gal.

IPP_{m-1}: Índice de precios al productor total nacional reportado por la autoridad competente para el mes (m-1)

IPP₀: Índice de precios al productor total nacional reportado por la autoridad competente para la fecha base del cargo de almacenamiento *Cal_{m0}*.

Según el DANE⁶ el índice de precios al productor total nacional, correspondiente a la fecha base del cargo de almacenamiento (Diciembre de 2006) es igual a 74.37, por otra parte, el índice de precios al productor correspondiente a la fecha a la que se pretende actualizar el valor (diciembre de 2016) es igual a 111.34, por tanto el valor actualizado del costo de almacenamiento por galón es de:

$$Cal_m = \$0.0283/gal * \frac{111.34}{74.37} = \$0.0423/gal$$

Finalmente el valor de *PA* está regulado por la Empresa colombiana de petróleos S.A – ECOPETROL, quien publica periódicamente la estructura de precios para los electrocombustibles en las ZNI, quien especificó que para diciembre del año 2016⁷ en la estructura de precios de combustibles para actividades de generación de energía eléctrica en ZNI con cupo ZDF (Zona de frontera), se estipula que el precio máximo de Biodiesel (B10) en la planta de la ciudad de Leticia es de \$1.41/gal. Por lo que el costo unitario final del combustible en la zona sería:

$$PC = \$1.41/gal + \$0.344/gal + \$0.0423/gal$$

$$PC = \$1.80/gal \text{ o } \$0.474/l$$

⁶ <http://www.dane.gov.co/index.php/precios-e-inflacion/indice-de-precios-al-productor>

⁷ http://www.ecopetrol.com.co/documentos/cliente/GREH16_AMAZONAS.xlsx

En la Tabla 9 se presentan las especificaciones técnicas del combustible que será usado para la simulación del sistema.

Poderes caloríficos	MJ/Kg
Poder calorífico superior	45.275
Poder calorífico inferior	42.4185
Volumen de gas quemado	m3/Kg
Gas quemado estequiométrico	10.9748
Volumen de aire requerido	11.0934
Volumen de gases real	10.9748
Componentes del Diesel	Porcentaje
Carbono	85.89%
Hidrogeno	13.09%
Nitrógeno	0.37%
Azufre	0.01%
Oxigeno	0.64%
Datos adicionales	Factor
Densidad(Kg/l)	0.8519

Tabla 9. Especificaciones técnicas Biodiesel B10. UPME.

Fuera del esquema tarifario propuesto por la CREG, si se analiza el precio histórico de los últimos 13 años de los combustibles en las principales ciudades del país se evidencia un crecimiento sostenido de 1.15% (Figura 16), el cual se aproxima bastante a la serie de datos real obtenida de los precios históricos nacionales.

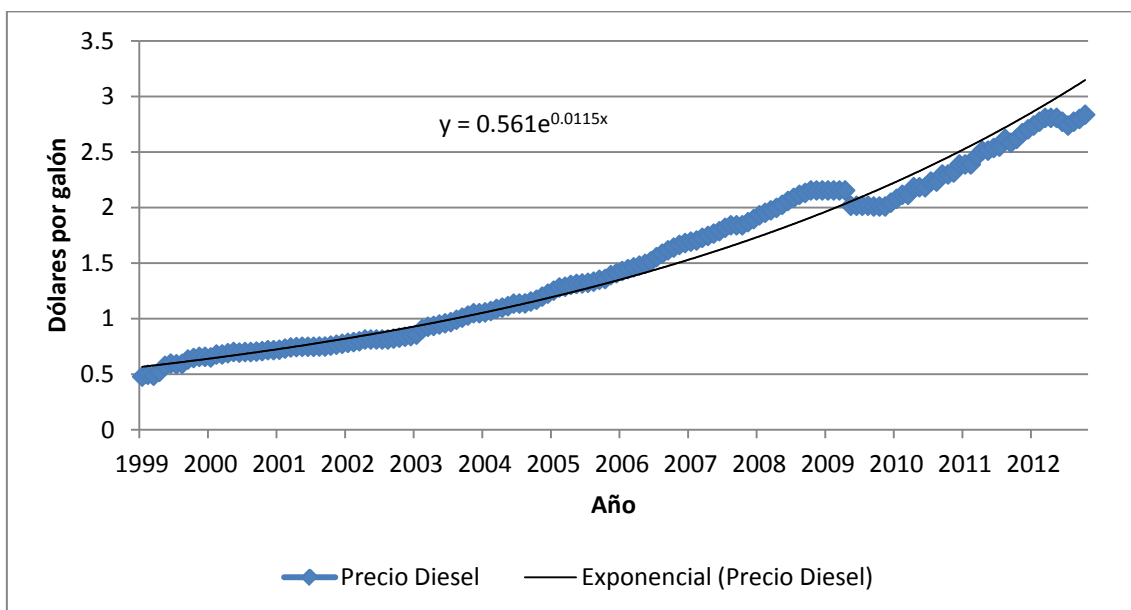


Figura 16. Tendencia de precios del diesel en las principales ciudades del país. ECOPETROL.

3.3.4. COSTOS DE ADMINISTRACION Y MANTENIMIENTO.

Los costos de administración, operación y mantenimiento, corresponden a una serie de gastos de carácter fijo y/o variable, necesarios para que el sistema de generación se mantenga en buen estado, garantizando sus capacidades operativas durante su vida útil. Debido a las características del sistema que se pretende proponer se hará una diferenciación en los costos de A&M, si bien el sistema híbrido funciona como un conjunto, sus componentes, debido a su naturaleza, tienen regímenes de mantenimiento con costos que varían ampliamente de tecnología a tecnología, por lo que se plantearán los costos en 2 grupos, el primero relacionado al sistema fotovoltaico y el segundo al sistema de generación eléctrica basado en grupos electrógenos, de manera que en el momento de calcular el costo de la energía, éste se haga teniendo en cuenta la proporción en el uso de cada tecnología de generación, partiendo del hecho de que en la medida en que se haga mayor uso de los grupos electrógenos los costos de mantenimiento por kWh serán mucho mayores si se comparan con los de un sistema fotovoltaico común.

3.3.4.1. COSTOS DE SISTEMA FOTOVOLTAICO AISLADO

Por su simplicidad, los sistemas fotovoltaicos no requieren gastos elevados en temas de mantenimiento y al tratarse de un sistema automatizado los costos de operación son mínimos y se consideraran despreciables, dentro su estructura de O&M figuran costos de limpieza y mantenimiento de espacios, sustitución y mantenimiento de baterías (agua destilada) y costos de monitorización.

La mayoría de los costos asociados con el mantenimiento de las instalaciones de este tipo corresponde a gastos fijos, compuestos en gran parte por bienes fungibles o suministros, a continuación se hace una diferenciación de los gastos asociados a cada componente.

La CREG en el documento de complementación a su resolución 091 de 2007⁸, en el numeral 4 establece que el cargo máximo para la remuneración de los gastos de administración operación y mantenimiento para sistemas fotovoltaicos centralizados aislados de la red sin acumulación será de \$0.0015/Wp-mes (Diciembre de 2006), que actualizado a valores de diciembre de 2016, usando el mismo factor que se usó para actualizar el costo de almacenamiento de combustibles (IPP_{m-1}/IPP_0), se obtiene un valor máximo de AO&M de **\$0.00225/Wp-mes**, que correspondería a todos los gastos asociados al mantenimiento preventivo de los grupos de inversores y módulos fotovoltaicos.

8

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/cb4b18663a49fd9e05257b5000526ffd/\\$FILE/D-004-13%20SISTEMAS%20SOLARES%20FOTOVOLTAICOS%20EN%20ZNI.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/cb4b18663a49fd9e05257b5000526ffd/$FILE/D-004-13%20SISTEMAS%20SOLARES%20FOTOVOLTAICOS%20EN%20ZNI.pdf)

BATERIAS

Debido a que el modelo para el cálculo de costos de AO&M de la CREG no contempla sistemas fotovoltaicos con almacenamiento es necesario establecer una tarifa complementaria para el sistema de baterías que será usado como parte del sistema híbrido. Tarea que es especialmente complicada de estimar, ya que por su naturaleza electroquímica, el almacenamiento en baterías es altamente susceptible a factores como temperatura, condiciones de almacenamiento y régimen de demanda, además de depender, en el caso de la tecnología de plomo ácido abierto, de las condiciones constructivas y aditamentos que puedan instalarse en las mismas para reducir las pérdidas de líquido, como es el caso de las tapas tipo “*Hydro Cap*” o “*Water miser*”, las que mediante diferentes procesos permiten reducir la pérdida de agua entre un 50% y un 60%.

Para el caso de las baterías que requieren un suministro periódico de agua, asumiendo que las baterías no cuentan con ninguno de los sistemas de ahorro de agua y tomando en consideración que el abastecimiento de suministros se hace desde Leticia vía río Amazonas, lo cual incrementa su precio y obstaculiza la disponibilidad, se utilizara un sistema de deshumidificación en sitio, que aprovechando el altísimo índice de humedad local, condensara el vapor de agua presente en el ambiente para que este sea usado posteriormente para rellenar las baterías.

De los sistemas disponibles se toma como referencia la unidad *Frigidaire FAD504DWD*, la cual establece en sus especificaciones técnicas que tiene una capacidad extracción de 50 pintas de agua o 23.6 litros/día, con una demanda energética de 0.460 kWh, si se asume un consumo de agua por batería de 1L mensual. La unidad deshumidificadora, funcionando 24h por día durante un mes, podría producir los requerimientos de líquido de 708 vasos, con un consumo energético de 331.2 kWh/mes, los cuales si se facturasen a precio de la Tabla 3 sin subsidio, sumarian un valor de \$119.23, a esto último si se agrega la amortización del costo del equipo (\$196) durante su vida útil estimada en 3 años (\$5.44 mensual), se tendría un costo de \$124.67 para 708 elementos o **\$0.176 Batería/mes**, valor que se considera máximo en el entendido de que se realizan las estimaciones asumiendo el peor de los casos.

En el caso de otros tipos de baterías como las SLA, VLRA o Ion-litio, se considera un costo de mantenimiento muy bajo o nulo por ser libres de mantenimiento, sin embargo esto es compensado en costos por unidad de almacenamiento mayores si se comparan con las de plomo ácido abierto, escenarios que serán simulados de forma que se pueda evaluar cuál de estas tecnologías representa mayor relación costo-beneficio para el proyecto.

3.3.4.2. COSTOS DE MANTENIMIENTO DE SISTEMA DE GENERACION CON DIESEL

La resolución 091 de 2007 de la CREG, en su artículo 24, numeral 24.1 posee un modelo para el cálculo unificado de los costos de administración, operación y mantenimiento que se resume como la suma de los costos de combustible en función de la energía generada y la energía neta entregada al sistema, lubricante y los gastos administrativos, sin embargo para poder hacer una análisis seccionado de variables se ha estimado el valor de estas variables de manera

independiente, acercando el modelo propuesto por la CREG que solo contempla el gasto de lubricante, a un costo mucho más aproximado al real, que incluya otros insumos necesarios para el correcto funcionamiento del sistema.

Frecuencia en horas	Elemento motor tipo QSB7, 260BHP	Precio medio	Precio por Hora
250	Aceite lubricante 15W40 (18.9L) y Filtro	\$118.00	\$0.472
500	Filtros de aire y combustible / separador agua	\$220.00	\$0.440
1000	Correas de alternador y ventilador	\$63.00	\$0.063
2000	Filtro respirador cigüeñal	\$61.00	\$0.031
3000	Termostato sistema de refrigeración	\$33.00	\$0.011
6000	Liquido refrigerante (26L) Mezcla 50/50	\$78.00	\$0.013
Costo estimado total por hora			\$1.030

Tabla 10. Costo de mantenimiento de generador Cummins de 180 kW.

Dentro de los procedimientos de mantenimiento recomendados por Cummins para los grupos electrógenos descritos, se reúnen los más importantes en la Tabla 10 y Tabla 11, el valor se determina tomando el costo total del concepto entre el número de horas a las que este debe efectuarse, al sumar los resultados de cada procedimiento se tiene el costo total por hora estimado para cada grupo electrógeno.

Frecuencia en horas	Elemento motor tipo QSL9, 402BHP	Precio medio	Precio por Hora
250	Aceite lubricante 15W40 (26.5L) y Filtro	\$209.00	\$0.836
500	Filtros de aire y combustible / separador agua	\$220.00	\$0.440
1000	Correas de alternador y ventilador	\$67.00	\$0.067
1500	Filtro liquido refrigerante	\$65.00	\$0.043
2000	Filtro respirador cigüeñal	\$81.00	\$0.041
3000	Termostato sistema de refrigeración	\$37.00	\$0.012
6000	Liquido refrigerante (36L) Mezcla 50/50	\$112.00	\$0.019
Costo estimado total por hora			\$1.458

Tabla 11. Costo de mantenimiento de generador Cummins de 280 kW.

3.3.4.3. COSTOS DE ADMINISTRACION, OPERACION Y MONITORIZACIÓN.

Se entienden como costos de administración, los montos generados por la gestión y manejo del sistema, que en este caso estarán mayormente compuestos por los salarios del personal necesario para la el mantenimiento y operación, se contemplara que el personal que se considera necesario e indispensable para la operación de los grupos electrógenos y sus

sistemas de gestión también efectuara labores de administración sobre el componente renovable una vez esté instalado el sistema híbrido, por lo que la estimación del costo de administración comprenderá los costos fijos anuales para el manejo del conjunto de sistemas.

Tomando como referencia el estudio para la *determinación de inversiones y gastos de administración, operación y mantenimiento para la actividad de generación en zonas no interconectadas utilizando recursos renovables*, presentado por la corporación EMA⁹, en diciembre de 2002, se estima que como personal mínimo requerido para operar un sistema de este tipo se requiere:

- Ingeniero Administrador (tiempo completo)
- Técnico Operador (tiempo completo)
- Asesor Legal (1/3 de tiempo)
- Asesor Contable (1/3 de tiempo)
- Asesor Administrativo (1/3 de tiempo)

Teniendo el personal necesario, para completar la matriz de gastos se agrega a la estimación de costos administrativos el costo de monitorización que en este caso particular se refiere al costo del servicio que prestaría la empresa de datos móviles o internet por proveer un canal mediante el cual el equipo de telemetría conectado al sistema híbrido enviará los datos a un portal o a un servidor externo donde la información pueda transmitida y almacenada, para su revisión o procesamiento posterior, dicho servicio podría contratarse bien con una empresa de internet satelital o con un proveedor de servicios local, escogiendo este ultimo por temas de economía y disponibilidad en la prestación del servicio. La empresa de telefonía celular local es CLARO COLOMBIA, la que por **\$18.60 al mes** ofrece un plan de datos de 3Gb, que se considera más que suficiente para cubrir las necesidades de los servicios de telemetría.

Obteniendo el valor fijo mensual de administración y monitorización de la siguiente manera:

Cargo	Salario	Costo real	Dedicación	Total
Ingeniero Administrador (tiempo completo)	\$827.59	\$1,215.35	100%	\$1,215.35
Técnico Mecánico (tiempo completo)	\$482.76	\$742.69	100%	\$742.69
Técnico Electricista (tiempo completo)	\$413.79	\$641.41	100%	\$641.41
Asesor Legal (1/3 de tiempo)	\$637.93	\$637.93	33%	\$210.52
Asesor Contable (1/3 de tiempo)	\$724.14	\$724.14	33%	\$238.97
Asesor Administrativo (1/3 de tiempo)	\$586.21	\$586.21	33%	\$193.45
Monitorización				
Plan de datos mensual 3Gb	\$18.59	\$18.59	N/A	\$18.59
Ordenador 8h diarias 100Wh / \$0.33/kWh	\$7.92	\$7.92	N/A	\$7.92
Papelería y oficina				
Gastos de oficina	\$70.00	\$70.00	N/A	\$70.00
TOTAL GASTO ADMINISTRATIVOS, GESTION Y MONITORIZACIÓN/MES				\$3,338.89

Tabla 12. Costos estimados de administración y monitorización.

⁹ http://www.corpoema.net/web/IMG/pdf/informe_zni_renovables.pdf

Dentro del análisis de costos, se evaluaron las remuneraciones medias dentro del país, de los cargos administrativos y profesionales requeridos, agregando a la estimación de personal realizada por CORPOEMA, la contratación de un técnico mas, labor que se considera necesaria si se toma en cuenta que se requiere personal especializado tanto en el área de generación diesel como en la parte eléctrica, como nota aclaratoria la columna “Salario” corresponde a la remuneración recibida por el empleado y la columna “Costo real” presenta el valor neto que tiene para la empresa la contratación del personal, que correspondería a la suma del salario devengado por el empleado más la carga prestacional cubierta por el empleador y correspondiente a cada salario, regla que no aplica a los profesionales con porcentaje de ocupación parcial quienes serian contratados bajo la figura de prestación de servicios, en la que el empleado es contratado por obra o labor y es él mismo, quien asume la carga prestacional, por lo que el valor de la remuneración y el costo real para la empresa serian los mismos.

CAPÍTULO 4. SIMULACIÓN Y RESULTADOS

Para el proceso de simulación, dentro de la variedad de programas disponibles en le mercado se ha elegido el software HOMER Pro®, principalmente por características especiales que lo hacen de especial interés y utilidad para este estudio. El software ofrece la posibilidad de evaluar variedad de configuraciones de sistemas, mediante una análisis iterativo y combinatorio de casos de sensibilidad específicos, teniendo en cuenta factores tanto de índole económico, como la inflación, tasas de interés, incremento sostenido en los costos fijos, entre otros, como de índole técnica como crecimiento de la demanda en el tiempo, degradación de rendimiento de módulos fotovoltaicos, vida útil y depreciación de equipos etc. De forma que entre las posibilidades dadas, pueda seleccionarse la que guarde mayor equilibrio entre los factores que intervienen durante la vida útil del proyecto, es de vital importancia resaltar que la razón por la que se selecciona este programa y no otro software es porque HOMER posee la posibilidad de introducir dentro de las variables del sistema, el crecimiento porcentual o lineal de la demanda, así como el incremento sostenido del precio de los combustibles y de los costos fijos de administración y operación debido a la inflación, lo que lo hace una herramienta con una precisión elevada, para determinar cuáles serian los resultados tanto financieros como de desempeño de los sistemas propuestos en la ventana de tiempo sugerida como vida útil del proyecto.

Después de reunir todas las variables que tienen influencia sobre el sistema, el procedimiento para el proceso de simulación parte del planteamiento de un modelo o sistema base como el que ya se tiene instalado en Puerto Nariño, cuya exactitud se evalúa al comparar el costo de la energía obtenido en el sistema simulado contra el costo real de la energía, el cual fue presentado en la Tabla 3, de manera que pueda ser usado como caso de referencia, con el que se pueda comparar el beneficio que tendría la implementación de la hibridación planteada.

4.1. RESULTADOS SIMULACIÓN CASO BASE

Para el caso base se simuló un sistema de respuesta a la demanda basado en 3 grupos electrógenos conectados en paralelo, tal como se presentó en la Figura 7, dentro de los datos que no se encuentran especificados en el capítulo de valores iniciales, se especifican como costos de “compra” \$28.000/\$30.000 y \$38.000/\$41.000 como costos de “compra y sustitución” de los grupos electrógenos con capacidad prime de 180kW y 280kW respectivamente, los cuales fueron estimados tomando los costos promedio del mercado para grupos electrógenos de características similares a los de la instalación actual, valores que son necesarios para poder incluir el costo del capital inicial así como los costos de sustitución de los grupos electrógenos, el cual se ha fijado cada 15.000 horas, por lo que cada vez que un grupo electrógeno cumpla esta cantidad de horas de servicio, se incluirá un gasto dentro de los flujos de caja correspondiente al costo de sustitución del grupo electrógeno desgastado por un grupo nuevo.



Figura 17. Arquitectura de sistema base simulado

El software, una vez alimentado con los datos de partida (datos de partida completos en el anexo 1), dentro de los resultados financieros conseguidos (Tabla 13) se obtuvieron 3 opciones factibles que contemplan el uso de combinaciones de 2 y 3 grupos electrógenos conectados en paralelo, siendo la opción con 3 grupos (2 grupos de 180 kW y uno de 280 kW) la que tiene un mejor desempeño basado en su costo neto presente o **NPC** así como un costo de operación y costo nivelado de energía o **COE** menor comparado con las otras 2 opciones. Las posibilidades de funcionamiento con un solo grupo electrógeno no fueron factibles debido a que los resultados de las simulaciones toman en cuenta el crecimiento sostenido de la demanda (según el modelo presentado en la Figura 9) por lo que satisfacer las necesidades energéticas de la población con un solo grupo a lo largo del tiempo no era técnicamente posible, ya que en algún punto en la línea temporal la potencia pico de la demanda superaría la capacidad operativa de la planta por lo que no sería posible suplir la demanda en su totalidad.

Dentro de los resultados obtenidos el seleccionado como el más óptimo desde el punto de vista económico, tiene un COE de \$0.218, lo cual representa cerca del 66% de la tarifa que actualmente factura la empresa de energía eléctrica local, lo cual se acepta como válido y cercano al punto de funcionamiento actual si se tiene en cuenta que este estudio no incluye dentro de su análisis de costos los gastos en los que incurre la empresa por comercialización y distribución de la energía así como los costos que genera el mantenimiento de la red ni el factor de utilidad económica para el generador, por lo que se fija como punto de partida y comparación un COE de \$0.218, el cual, por lo anteriormente descrito se considera bastante cercano a la realidad económica actual del prestador de servicios eléctricos local.

Opciones Generación			Resultados financieros 20 años			
Gen 1	Gen 2	Gen 3	COE (\$)	NPC (\$)	Costo operación (\$)	Capital inicial (\$)
180	180	280	\$ 0.218	\$ 6,656,495.00	\$ 342,790.20	\$ 94,000.00
180	N/A	280	\$ 0.219	\$ 6,665,903.00	\$ 344,744.20	\$ 66,000.00
N/A	180	280	\$ 0.219	\$ 6,665,903.00	\$ 344,744.20	\$ 66,000.00

Tabla 13. Resumen de desempeños económicos incluyendo variaciones multianuales

Componente	Capital	Sustitución	O&M	Combustible	S/Recuperado	Total
Gen 180-1	\$28,000.00	\$173,610.38	\$100,253.07	\$2,003,502.54	(\$6,262.90)	\$2,299,103.09
Gen 180-2	\$28,000.00	\$27,673.26	\$16,342.74	\$262,651.79	(\$23,782.10)	\$310,885.69
Gen 280	\$38,000.00	\$193,704.18	\$111,923.56	\$2,499,318.55	(\$22,467.01)	\$2,820,479.28
Administración	\$0.00	\$0.00	\$1,226,026.66	\$0.00	\$0.00	\$1,226,026.66
Total	\$94,000.00	\$394,987.83	\$1,454,546.03	\$4,765,472.87	(\$52,512.00)	\$6,656,494.73

Tabla 14. Detalle de costo neto presente del sistema óptimo seleccionado.

Como ejemplo del impacto de la introducción de variables que fluctúan con el tiempo, en la Tabla 15 se muestran los resultados financieros de la simulación de un sistema con exactamente la misma topología, tasas de interés e inflación, costos fijos anuales, costos de operación y mantenimiento así como de combustibles, pero sin tomar en cuenta factores como crecimiento anual de la demanda, incremento de costos operativos y de mantenimiento por inflación así como el incremento del costo de los combustibles dentro de la línea temporal de la simulación. Lo que se puede observar directamente en la Tabla 15, es que el mismo sistema, dentro de los mismos parámetros, simulado sin tomar en cuenta los factores mencionados, arroja niveles de NPC y costos de operación mucho menores, lo que tiene como consecuencia valores de COE ligeramente menores que los planteados en los resultados de la Tabla 13.

Opciones Gen			Resultados financieros sin crecimiento de demanda			
Gen 1	Gen 2	Gen 3	COE (\$)	NPC (\$)	Costo operación (\$)	Capital inicial (\$)
180	N/A	280	\$ 0.214	\$ 3,951,701.00	\$ 202,968.60	\$ 66,000.00
N/A	180	280	\$ 0.214	\$ 3,951,701.00	\$ 202,968.60	\$ 66,000.00
180	180	280	\$ 0.214	\$ 3,952,666.00	\$ 201,556.40	\$ 94,000.00
180	180	N/A	\$ 0.215	\$ 3,966,104.00	\$ 204,243.20	\$ 56,000.00
N/A	N/A	280	\$ 0.239	\$ 4,406,593.00	\$ 228,192.30	\$ 38,000.00

Tabla 15. Resumen, desempeños económicos de alternativas sin tomar en cuenta el crecimiento anual de la demanda, inflación e incremento en el precio de los combustibles.

Otro aspecto interesante de los resultados en la simulación, es que al obviar todos los factores que establecen el comportamiento económico y técnico del sistema a lo largo de la línea temporal propuesta, el software califica como válido un escenario en el que una sola planta es capaz de suplir la demanda, tal y como se ve en el último caso de la Tabla 15, a pesar de que de todas las opciones es la menos conveniente económicamente, al ser calificarla como válida, constituye un claro ejemplo de la importancia de incluir los factores anteriormente descritos dentro de las simulaciones si se pretende que la factibilidad del sistema propuesto se aproxime y mantenga al real durante la vida útil del proyecto.

En cuanto a el esquema de costos, como se observa en la Figura 18, a lo largo de la línea temporal, el gasto que tiene mayor efecto dentro de los costos de operación, es el uso de combustible que crece año a año, efecto de la suma del crecimiento lineal de la demanda y el incremento porcentual del precio de los combustibles (calculado teniendo en cuenta las tendencias en los precios del diesel en las principales ciudades del país en los últimos 13 años como se muestra en la Figura 16) que combinados hacen que el costo representado por el gasto de combustible sea el factor que mayor impacto tiene en los costos relacionados con el mantenimiento del sistema.

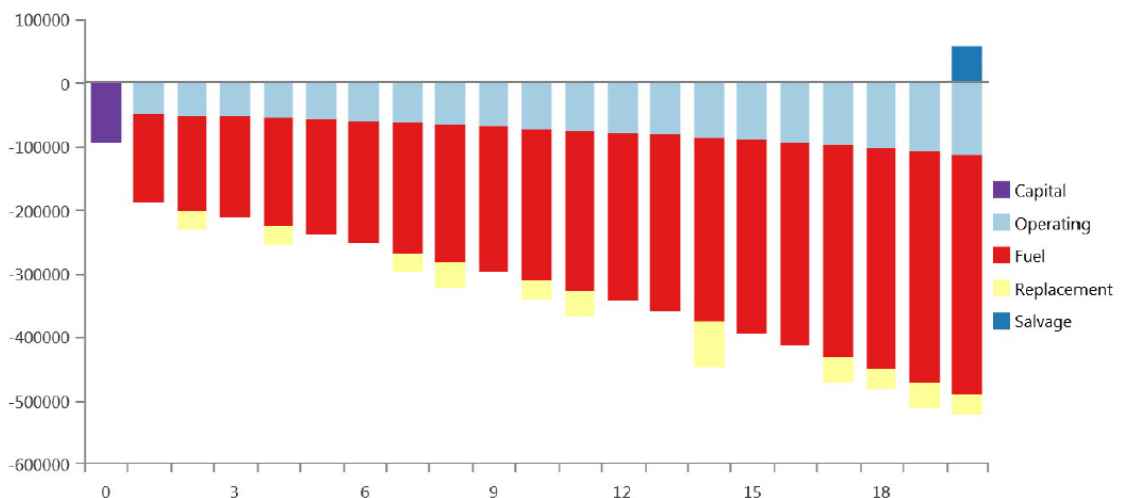


Figura 18. Distribución anual de gastos por tipo de costo, caso base.

Si se hace un análisis de los gastos generados por cada componente del sistema, se puede observar en la línea temporal, que bajo un régimen de control de seguimiento de la demanda, un grupo de 180 kW suplente la demanda hasta el segundo año, a partir de ahí el grupo de 280 kW entra a apoyar permanente e incrementalmente el abastecimiento eléctrico, no es sino hasta el año 10 donde entra a trabajar el segundo grupo de 180 kW, por lo que la inversión del segundo grupo de 180 kW no es necesaria si no hasta después del año 9. Otra cosa que también se puede observar es que el software determina que para mejorar el esquema de costos la base de la demanda debe ser cubierta por los grupos electrógenos más pequeños y el exceso por el grupo electrógeno mas grande, hecho que guarda relación con los costos de sustitución y O&M de cada equipo.

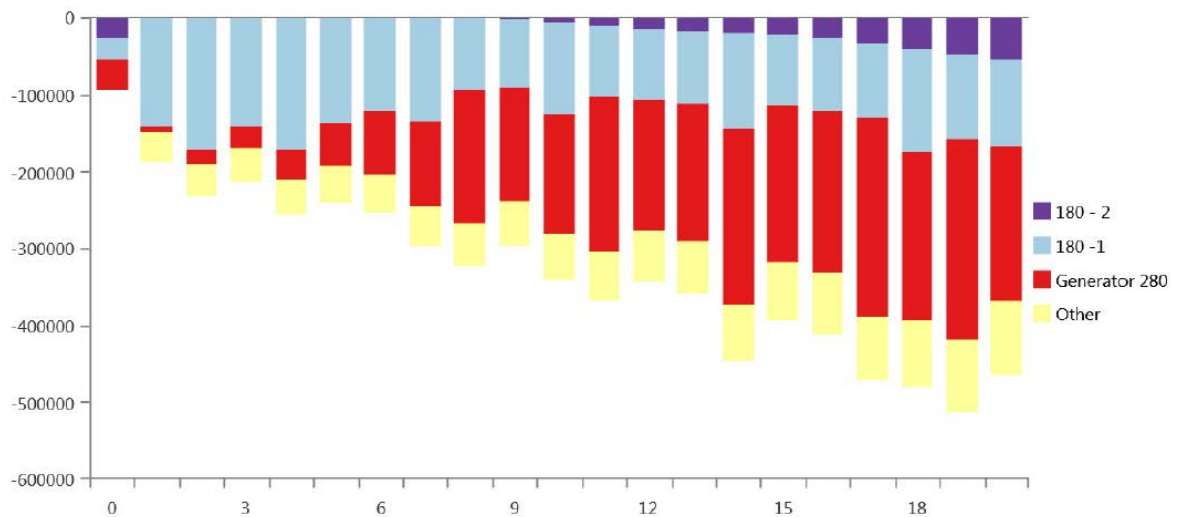


Figura 19. Distribución anual de gastos por componente, caso base.

Situación que se puede evidenciar directamente en la Figura 20, donde se puede apreciar de manera más detallada la transferencia paulatina de la carga de generación desde uno de los grupos de 180 kW hacia el grupo de 280 kW con una capacidad evidentemente mayor, finalmente se observa que el factor de capacidad de los 3 grupos tiende a converger en un punto cercano al 50% (Figura 21) lo que indica que según los datos obtenidos mediante simulación, es mucho más eficiente que los equipos trabajen en conjunto a carga parcial, esto si se compara con un solo grupo que esté trabajando de manera exclusiva con un régimen de carga mucho mayor.

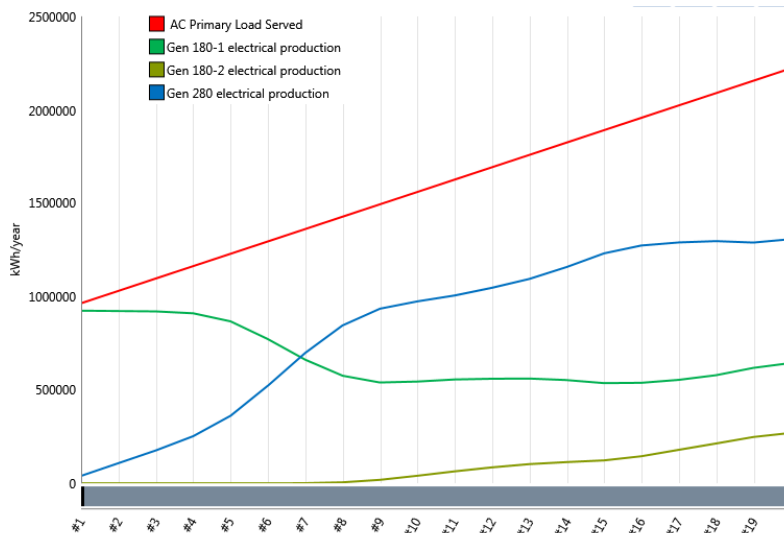


Figura 20. Comportamiento de los grupos electrógenos a lo largo de la línea temporal.

Si bien, la relación entre la potencia mecánica del motor (y por consiguiente la energía eléctrica generada) y el consumo de diesel es lineal, no lo es la curva que representa la eficiencia del generador, que es de tipo logarítmico, lo que significa que al demandar más energía de un grupo se puede tener un impacto fuerte en el consumo de combustible mas no un aumento considerable en su eficiencia, por lo que es lógico asumir que bajo un régimen de funcionamiento conjunto y constante lo ideal sería que los grupos convergieran en un punto de distribución de carga donde eficiencia y consumo de combustible se equilibran, teniendo en cuenta que los 3 equipos de generación trabajan juntos y debido a esta relación, los cambios de régimen de un grupo puede afectar positiva o negativamente la eficiencia de los demás, factor que es tenido en cuenta por el software y se evidencia mediante la tendencia de convergencia de los factores de carga de los 3 grupos.

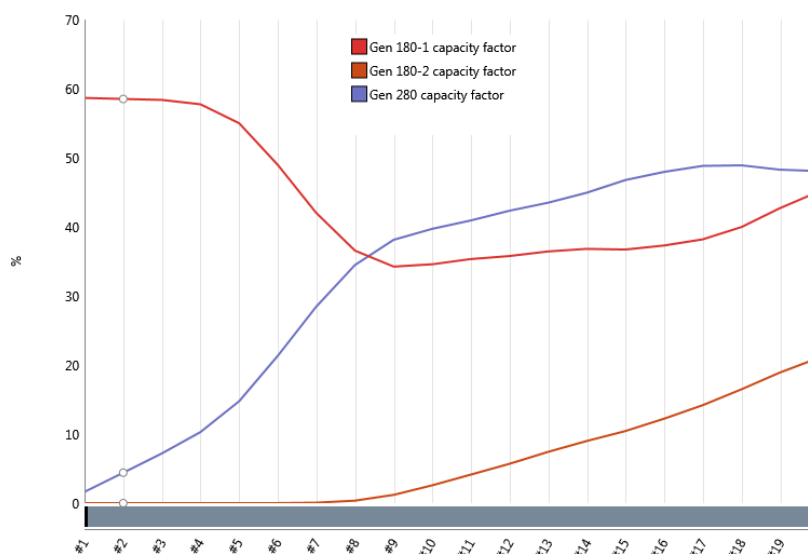


Figura 21. Evolución del factor de capacidad de los 3 generadores a lo largo de la línea temporal.

En cuanto al combustible, el patrón de consumo es muy parecido al de generación, lo que demuestra una obvia relación entre los 2 factores, durante los 20 años de simulación el sistema base consumió cerca de 9 millones y medio de litros de combustible, consumo que fue compartido entre los 3 grupos en las proporciones de la Tabla 16, esto servirá como punto de referencia una vez se comparen los datos obtenidos en el sistema base con los del sistema híbrido propuesto, cuyo impacto se verá reflejado de manera directa en los costos operativos del sistema así como en las emisiones del sistema propuesto, ya que la mayor, si no la única contribución a los indicadores de emisiones se debe precisamente al uso de los grupos electrógenos.

	Gen 180-1	Gen 180-2	Gen 280	Total
Kilolitros	3999.12	499.83	4859.65	9358.60
Porcentaje del total	42.73%	5.34%	51.93%	100.00%

Tabla 16. Resultados consumo total de combustible, sistema base.

Como se indicó, el comportamiento de las curvas es similar al de la Figura 22, el cual es liderado en los primeros años por el grupo de 180kW, que debido a su tamaño genera unos costos operativos menores que el grupo de 280kW, si bien la demanda podría haber sido cubierta con el segundo grupo más pequeño (180kW), la simulación indica que en términos de frecuencia, en el esquema de costos utilizado para el caso base, el sistema empezaría usando el grupo de 180kW para cubrir la totalidad de la demanda usando el grupo de 280kW como apoyo en momentos en los que el factor de carga de la planta de base sea del 100%, encontrando un punto de inflexión a partir del año cuarto, donde es el grupo de 280kW el que incrementa su participación en el conjunto de generación, siendo apoyado finalmente por el segundo grupo de 180kW a partir del año octavo.

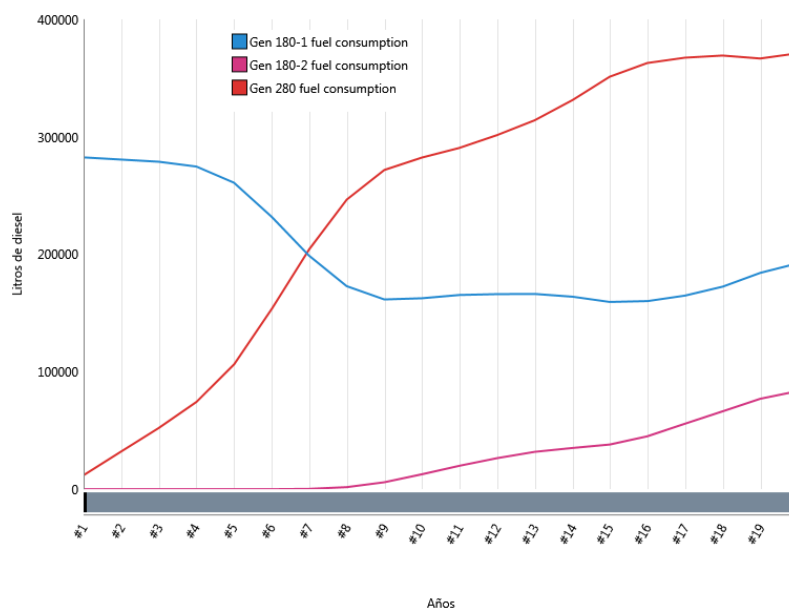


Figura 22. Consumo de combustible de los grupos electrógenos en la línea temporal.

Por último, como resumen de emisiones para el sistema base se presenta la Figura 23, que representa los datos referentes al funcionamiento del sistema base en el año #1 y la grafica de tendencia de crecimiento multianual de las emisiones generales, que especifica cuál sería el crecimiento de estos indicadores como porcentaje de los valores del año 1, sobre la línea temporal del estudio, por lo que para el sistema actual se esperaría un incremento de todos los indicadores de cerca de 220% para el año 20.

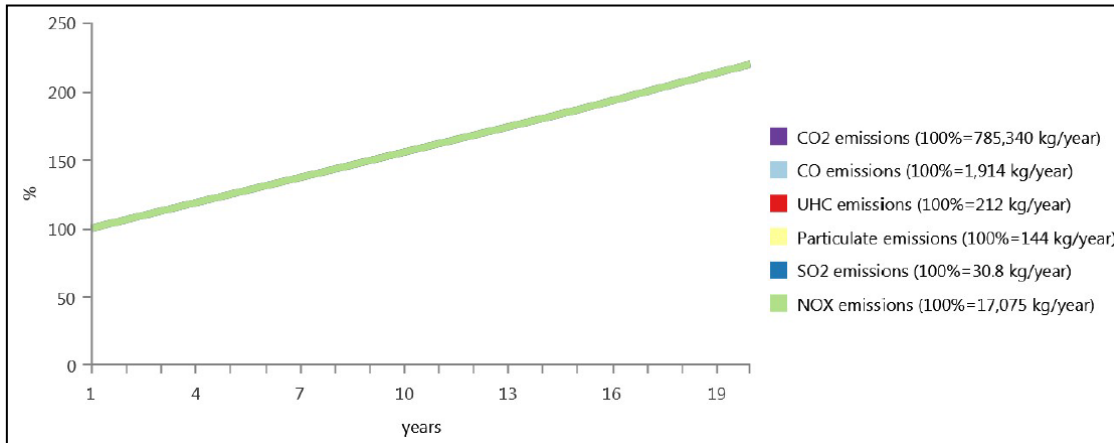


Figura 23. Emisiones sistema base y proyección de emisiones en la línea temporal.

4.1.1. RESULTADOS SIMULACIÓN SISTEMA HÍBRIDO ÓPTIMO

Previo a la presentación de los resultados es necesario entender que no existe una única solución al problema planteado, las soluciones difieren fundamentalmente de los intereses del inversor, que bien pueden ser económicos o ambientales y que varían en amplia medida en función de qué beneficio es el que se desea obtener en mayor proporción, es así como un proyecto altamente ecológico podría no ser necesariamente rentable y viceversa, la solución propuesta sugiere un equilibrio entre el potencial beneficio ambiental que podría obtenerse al incluir las energías renovables dentro del conglomerado de generación energética y el beneficio económico que podría obtener quien realiza la inversión del proyecto.

Dentro de las consideraciones que se tomaron para la simulación de la hibridación propuesta figuran:

- Los costos de operación y mantenimiento fueron considerados nulos para sistema de inversores cargadores e inversores de red, el costo de operación total fue agregado directamente en relación a la cantidad de potencia fotovoltaica considerada, asumiendo que los costos generales de mantenimiento se derivan de los necesarios para mantener el parque solar, tal y como lo especifica el esquema tarifario de la CREG expuesto en el numeral 2.6.4.1.
- En las alternativas evaluadas se explora la viabilidad en el uso de tecnologías de almacenamiento tanto de litio como de plomo ácido, para las baterías de plomo ácido se utilizó el esquema tarifario desarrollado en el numeral 2.6.4.1. En el caso de las

baterías de litio al ser libres de mantenimiento se uso un valor estimado de \$5 por elemento (11kwh) por año.

- Para la simulación de las hibridaciones se admiten factores de carga menores al 30% en los grupos electrógenos.
- El régimen de despacho del sistema que gestión de energía funciona en modo de seguimiento de la demanda, por lo que su prioridad es cubrir las necesidades energéticas dejando el estado de carga de las baterías en segundo plano.
- Se incluye el efecto de la temperatura sobre el rendimiento de los módulos fotovoltaicos en la operación y asume una degradación porcentual anual de los módulos de 0.89% (un 20% de pérdida de rendimiento en 25 años, según garantía del fabricante).
- Se toman en cuenta factores de variación de la demanda, incremento en precio de los combustibles e incremento de los costos de operación y mantenimiento idénticos a los del caso base.

La simulación consideró la siguiente topología base para la simulación de las alternativas de sistema híbrido:

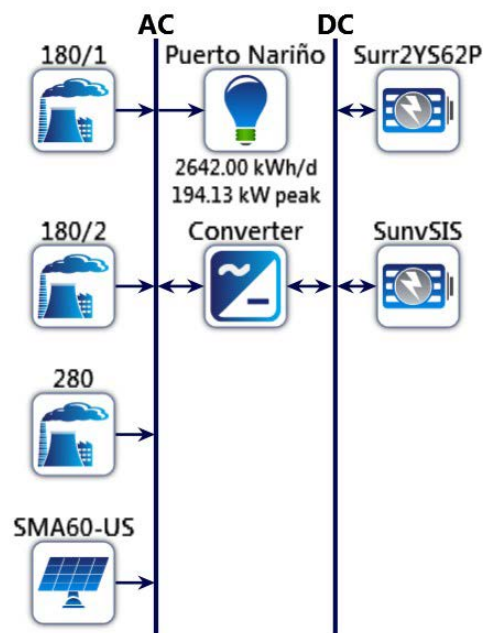


Figura 24. Arquitectura básica de sistema híbrido simulado.

Dentro de esta topología de sistema se simuló el efecto de la variación del tamaño de los componentes principalmente evaluando 3 factores, el COE, el NPC y la penetración de renovables, dejando las emisiones como un punto de evaluación, mas no de control, considerado de esta manera en la medida en la que la reducción de emisiones no tiene un

impacto económico sobre la viabilidad del proyecto, sin embargo, si representa uno de los objetivos propuestos del mismo.

Para la evaluación de posibles sistemas, se alimentó el software con los rangos de búsqueda que se presentan en la Tabla 17, con intervalos de 30 unidades entre opciones, e intervalos de 100 unidades para el caso del sistema fotovoltaico y su inversor, en el caso de los grupos electrógenos, solo se le dio al software la capacidad de simular el uso o la ausencia de alguno de los 3 grupos que se usaron previamente para la simulación del caso base, lo que se ve representado en la Tabla 17, en donde se especifican solo 2 valores para cada grupo electrógeno, el valor 0 representaría un escenario en el que no se usa el generador y el otro valor correspondería a la potencia nominal del generador en caso de que se seleccionase para el caso evaluado. Luego de simular los efectos las interacciones que tienen los distintos componentes se obtuvieron resultados con costos netos presentes muy inferiores a los del caso base, sin embargo al clasificar los sistemas del mejor al peor basado en el NPC, el software no toma en cuenta factores relevantes para el análisis económico comparativo, tales como nivel de inversión inicial, retorno de la inversión o tasa interna de retorno, lo que da como resultado que se presentasen como validos resultados y opciones que no son viables dentro de un esquema de negocios o sostenibilidad económica, muchas de las alternativas con costos netos presentes bajos pero con niveles de inversión extremadamente altos y escasamente recuperables dentro de la vida útil del proyecto lo que no los haría atractivos desde el punto de vista de un inversionista externo.

ESPACIO FINAL DE BUSQUEDA SISTEMA HIBRIDO							
Inv. Cargador kW	Bancadas baterías plomo	Baterías Litio kWh	Generador 1, (kWe)	Generador 2, (kWe)	Generador 3, (kWe)	PV (kWp)	Inversores PV (kWp)
0	0	0	0	0	0	0	0
.	.	.	180	180	280	.	.
.
.
300	40	300				900	900

Tabla 17. Rangos de búsqueda de simulación

Centrando la búsqueda en sistemas mucho más atractivos desde el punto de vista inversionista, se exploran alternativas que tengan retornos de inversión menores a los 8 años. Como se expuso anteriormente, existen variedad alternativas que permiten atacar y dar solución al problema, sin embargo solo algunas cumplen con los límites financieros establecidos, por lo que tomando como referencia el retorno de la inversión máximo de 8 años y el estimado del costo nivelado de la energía se realizó una selección de las 6 primeras configuraciones de sistemas que cumplieron con los estándares propuestos siendo la configuración del primer sistema presentado en la Tabla 18 la que cuenta con mejor desempeño de los sistemas evaluados durante el proceso de simulación.

Opciones sistema hibrido								Resultados Financieros 20 años				
PV kWp	Inv.PV kWp	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Bat. Pb 6950 Ah	Bat. Litio x 11kWh	Inv. Bat. kW	COE (\$)	NPC (\$)	Costo de operación (\$)	Capital inicial (\$)	Penetración renovables
700	620	180	N/A	280	N/A	30	36	\$ 0.177	\$ 5,394,425.00	\$ 249,997.20	\$ 608,391.70	40.44%
700	620	180	180	280	N/A	30	36	\$ 0.177	\$ 5,395,087.00	\$ 248,569.20	\$ 636,391.70	40.44%
700	630	180	N/A	280	N/A	30	100	\$ 0.177	\$ 5,403,146.00	\$ 249,449.20	\$ 627,592.70	41.10%
700	620	N/A	180	280	48	N/A	36	\$ 0.179	\$ 5,453,507.00	\$ 257,790.70	\$ 518,271.70	39.08%
700	620	180	180	280	48	N/A	36	\$ 0.179	\$ 5,454,205.00	\$ 256,364.60	\$ 546,271.70	39.08%
700	620	180	N/A	280	N/A	N/A	N/A	\$ 0.180	\$ 5,474,965.00	\$ 263,413.20	\$ 432,091.70	36.63%
700	620	180	180	280	N/A	N/A	N/A	\$ 0.180	\$ 5,475,726.00	\$ 261,990.30	\$ 460,091.70	36.63%

Tabla 18. Resumen de desempeños económicos de las alternativas evaluadas.

Una razón importante por la que en parte los resultados financieros de la opción híbrida resulta económicamente más rentable que la opción base se debe a que el saldo recuperado del sistema hibrido supera ampliamente al saldo obtenido en el sistema base, esto consecuencia de que al final de la vida útil del proyecto los equipos no alcanzan su depreciación completa, por lo que al totalizar el costo neto presente del proyecto hibrido el valor recuperado por la depreciación parcial de equipos al final de la vida útil del proyecto supera en un 300% a la del caso base, restando alrededor de \$200.000 dólares del NPC final. Siendo las baterías de litio y los módulos fotovoltaicos, los componentes que aportan en mayor medida al saldo recuperado al finalizar la vida útil del proyecto.

Componente	Capital	Sustitución	O&M	Combustible	S/Recuperado	Total
Gen 180-1	\$28,000.00	\$172,132.68	\$92,267.99	\$1,301,629.69	(\$21,256.94)	\$1,572,673.42
Gen 280	\$38,000.00	\$115,253.69	\$67,798.75	\$1,601,557.40	(\$26,844.29)	\$1,795,765.55
Inversor cargador	\$4,425.00	\$4,277.40	\$0.00	\$0.00	(\$2,792.45)	\$5,909.95
Gastos Administrativos	\$0.00	\$0.00	\$1,226,026.66	\$0.00	\$0.00	\$1,226,026.66
Inversor Cargador	\$30,500.00	\$30,081.69	\$0.00	\$0.00	(\$19,638.48)	\$40,943.20
Baterías de litio 11kwh/CU	\$165,000.00	\$0.00	\$2,871.65	\$0.00	(\$61,195.69)	\$106,675.96
Inversor de red 60kw+PV	\$361,666.67	\$0.00	\$361,828.20	\$0.00	(\$68,344.18)	\$655,150.68
Total	\$627,591.67	\$321,645.45	\$1,750,793.26	\$2,903,187.09	(\$200,072.04)	\$5,403,145.42

Tabla 19. Detalle de costo neto presente del sistema hibrido seleccionado.

Al realizar una comparativa económica entre los resultados obtenidos en los 2 casos propuestos (Tabla 20), como es natural, se observa que algunos indicadores tienen un valor superior en el caso hibrido, correspondientes a inversiones de capital y costos de operación y

mantenimiento, los cuales se ven incrementados consecuencia de la inversión realizada para implementar un nuevo sistema de generación con una mayor complejidad y equipos adicionales al sistema actualmente establecido con costos adicionales de O&M asociados, sin embargo, la suma de los beneficios menos las pérdidas demuestran que el sistema híbrido propuesto tiene un desempeño general mejor que el del sistema base, el cual se refleja en un ahorro de cerca del 20% en el valor neto presente total a 20 años, y un costo nivelado de la energía que se ve reducido en la misma proporción.

Componente	Capital	Sustitución	O&M	Combustible	S/Recuperado
Conjunto caso base	\$94,000.00	\$394,987.83	\$1,454,546.03	\$4,765,472.87	(\$52,512.00)
Conjunto hibridación	\$608,391.67	\$303,057.48	\$1,753,506.58	\$2,939,880.57	(\$210,411.35)
Diferencia %	-567.65%	18.57%	-20.37%	39.08%	-281.00%

Componente	COE (\$)	NPC (\$)	Costo operativo total anualizado (\$)	Penetración renovables
Conjunto caso base	\$0.2183	\$6,656,495.00	\$342,790.20	0.00%
Conjunto hibridación	\$0.1772	\$5,403,145.42	\$249,450.00	41.10%
Diferencia %	18.82%	18.83%	27.23%	

Tabla 20. Comparativa resultados financieros caso base contra sistema híbrido.

Si se evalúa el costo operativo de las 2 opciones se obtiene que a pesar de que el sistema propuesto mantiene un valor de O&M ligeramente superior que el del sistema base, cuando se toma en cuenta el consumo de combustible se obtiene una reducción del 27% anual en gastos por concepto de costos operativos, consecuencia de una reducción de cerca de 40% en consumo de combustible necesario para el funcionamiento del sistema híbrido cuando se compara con el sistema base.

Desde el punto de vista técnico, el sistema híbrido propuesto, en las cantidades expuestas en la Tabla 18, permite que el sistema logre conseguir una penetración de renovables considerable, cifra que resulta del cálculo del total de la energía proporcionada por el sistema menos la energía entregada por fuentes no renovables, dejando como resultado la cantidad de energía aportada por las fuentes renovables, que en proporción de la totalidad de energía suministrada llega a una penetración media del 41.1%.

Dentro del esquema de costos anualizado, los flujos de caja clasificados por tipo de costo (Figura 25) demuestran de manera clara que existe una disminución dramática en el consumo de combustible, seguido por un incremento leve en los costos de operación, finalmente las diferencias más notorias entre los 2 flujos es que como se mencionó anteriormente el caso híbrido muestra una fuerte inversión inicial, compensado de manera parcial con una recuperación de capital en el año 20 debido a la depreciación parcial de los equipos al final de la vida útil del proyecto.

A pesar de que se logra reducir en gran proporción el consumo de combustible, este sigue siendo el factor predominante en la generación de costos asociados al funcionamiento del sistema, debido principalmente al incremento gradual de la demanda y al aumento porcentual de los combustibles que para este caso en particular fue fijado en 1.15% según lo expuesto en la Figura 16.

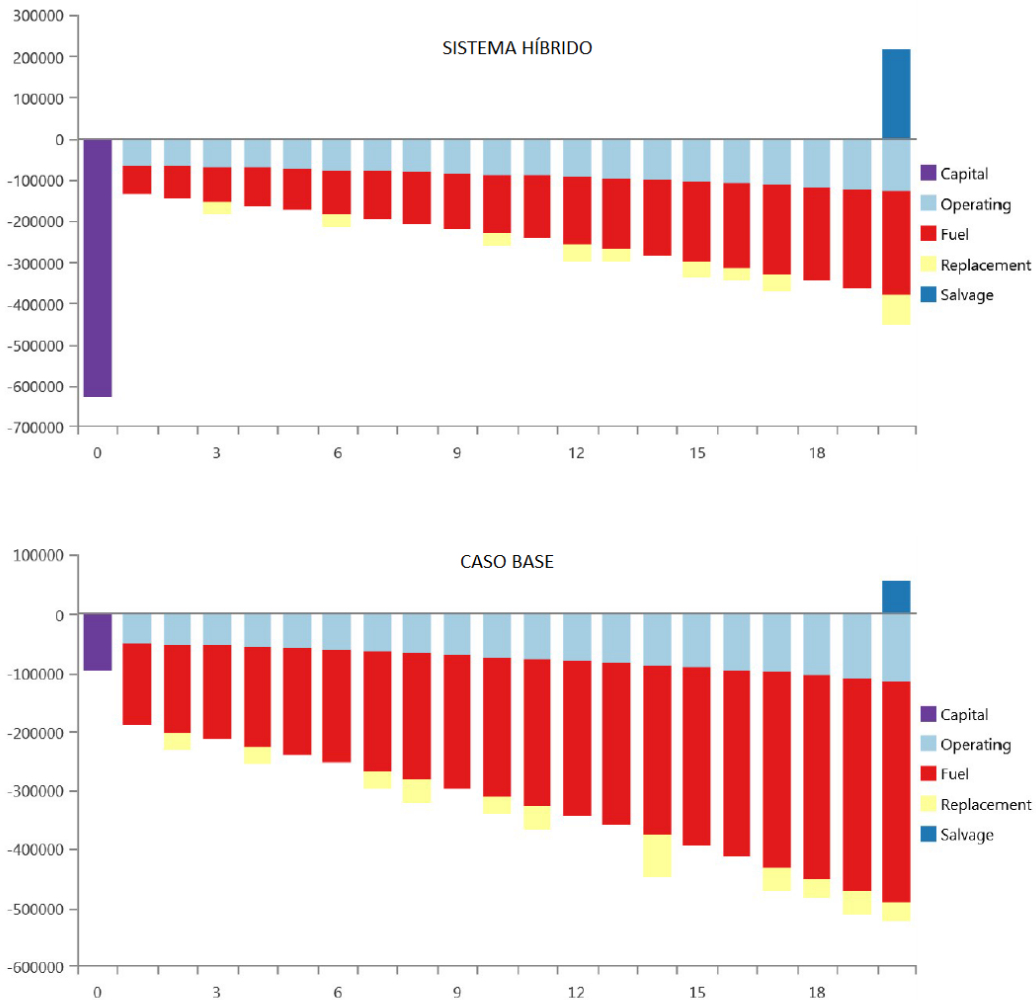


Figura 25. Distribución anual de gastos por tipo de costo, caso base contra sistema híbrido.

En el caso de la distribución de flujos anualizados clasificados por componente (Figura 26), siguen siendo los grupos electrógenos los que en mayor proporción impactan los costos de O&M del sistema, a pesar de que con la implementación del sistema híbrido se evidencia una reducción dramática en los niveles generales de costos, en los dos casos el comportamiento básico es similar, la reducción en el caso híbrido es en parte consecuencia de la utilización de solo 2 grupos electrógenos en comparación del caso base que usa 3, lo que ayuda a disminuir la totalidad de gastos generados, finalmente se puede apreciar de manera clasificada en qué proporción y a que conceptos pertenece el capital inicial y la recuperación de capital en el año

20, compuestos en su mayor parte por las inversiones hechas para la adquisición de el sistema fotovoltaico compuesto por módulos fotovoltaicos e inversores y por el sistema de almacenamiento que usa grupos de baterías de 11kWh, el resto de la inversión inicial se compone por los inversores cargadores de baterías y los costos asociados a la adquisición de los 2 grupos electrógenos asociados al modelo híbrido simulado.

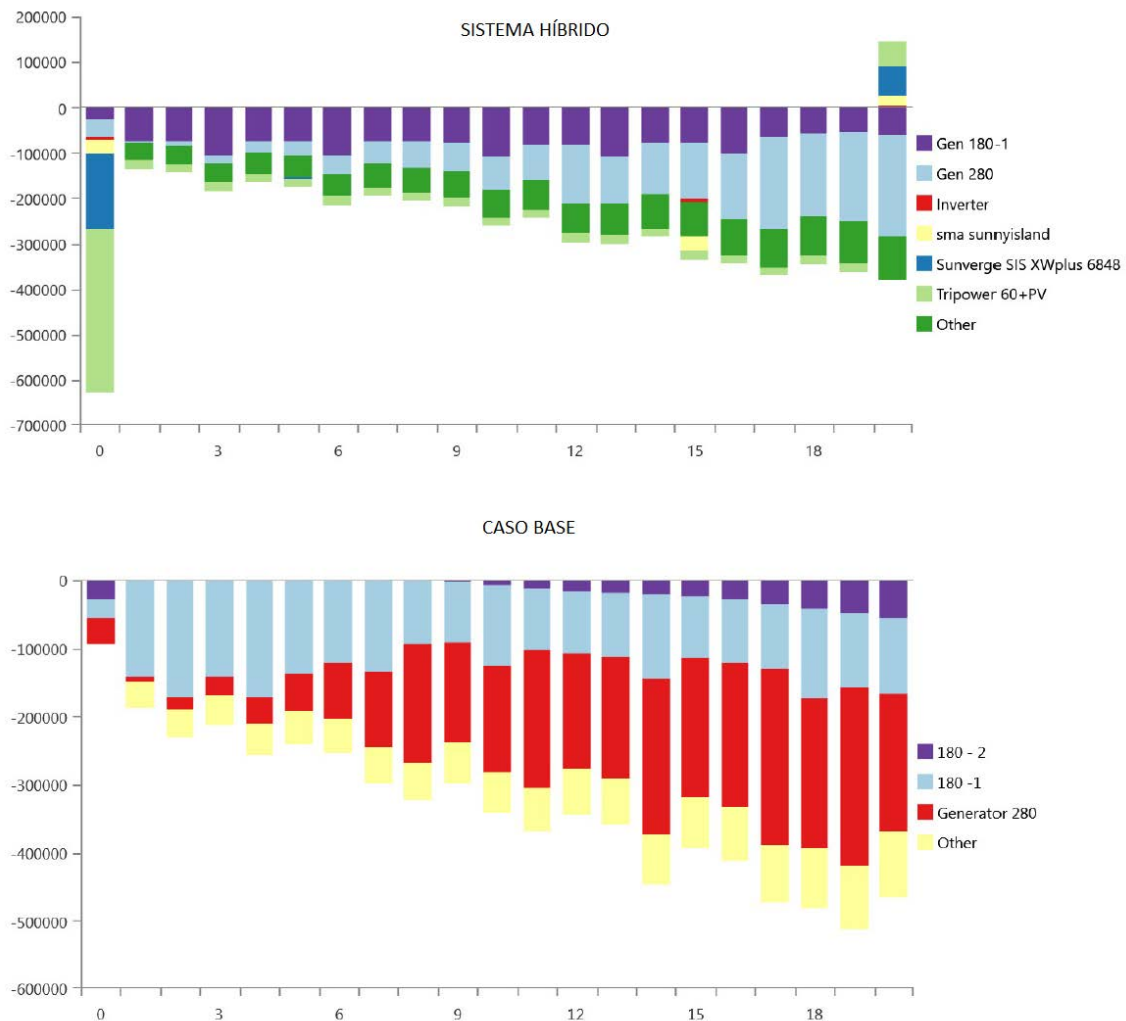


Figura 26. Distribución anual de gastos por componente, caso base contra sistema híbrido.

Desde una óptica diferente, al realizar la resta de los flujos de caja del caso base menos los del caso híbrido propuesto en el esquema de costos, se obtiene que a excepción del año numero 1, a partir de la implementación del sistema, todos los años tienen una retribución económica positiva, que tiene una tendencia incremental sostenida que solo se ve afectada por las sustituciones periódicas de los equipos que como se ve en la Figura 27, que cada 3 años impacta de manera negativa la utilidad , efecto que se ve atenuado al acercarse el final la vida útil del proyecto.

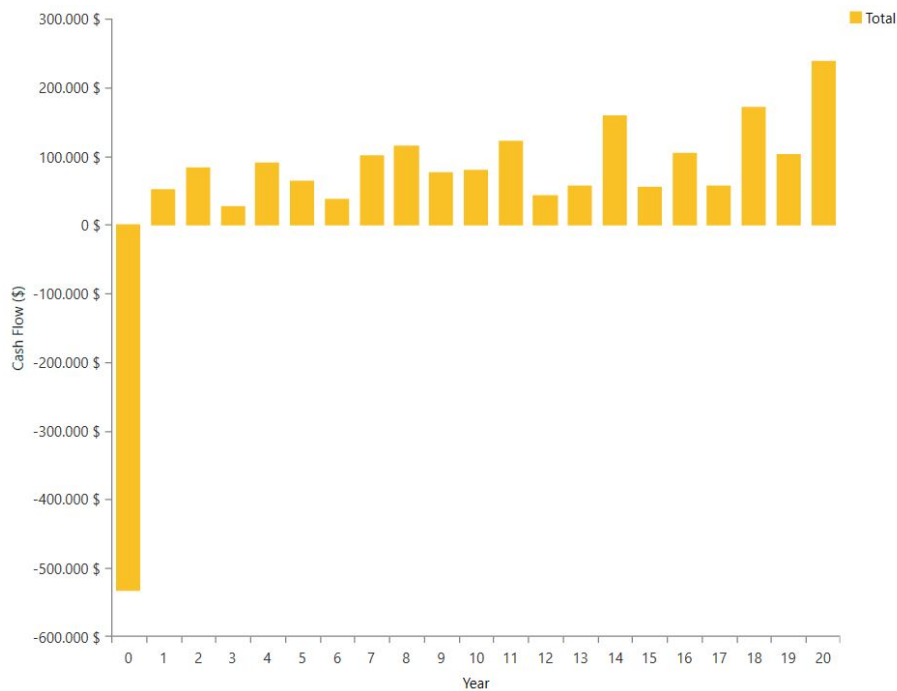


Figura 27. Diferencia de los flujos de caja anualizados, sistema hibrido menos caso base.

Todas estas ganancias anuales sumadas acumulan más de 1 millón de dólares en ahorro, que de otra manera tendría que ser usado en el sostenimiento del sistema de generación base, si no se implementara la hibridación, lo que equivaldría a un ahorro anual de \$101.521.00, que en el caso específico de la comparativa del caso hibrido seleccionado y el caso base de referencia permitiría una recuperación completa del capital invertido en un periodo de 7.61 años, lo cual cumple con los objetivos de sostenibilidad financiera propuestos por el proyecto.

MÉTRICO	VALOR
Diferencia valor presente (\$)	\$1,246,081
Diferencia valor anualizado (\$/año)	\$101,521
Retorno de la inversión (%)	17.5
Tasa interna de retorno (%)	13.4
Retorno de inversión simple (años)	7.57
Retorno de inversión descontado (años)	7.66

Tabla 21. Resumen beneficios económicos sobre el caso base.

Cabe resaltar que si quien hace la inversión de capital para la implementación del sistema hibrido, a partir del año 8 empezaría a recibir una utilidad adicional anual de \$101.521.00, sin embargo si la inversión es realizada por el gobierno departamental, sería posible eliminar a partir del año 8 el subsidio sobre 310.000 kWh, o el equivalente a cerca de un tercio de la

energía demandada por la población en el año 1, pudiendo de esta manera o bien, incrementar la base de energía mensual básica subsidiada o reducir en un tercio el valor del subsidio cubierto actualmente por el gobierno departamental, Que como se ha expuesto, si la inversión es realizada por el estado, sería un beneficio transferible directamente a los usuarios y un alivio para el gobierno local que tendría un beneficio económico vía reducción de subsidio.

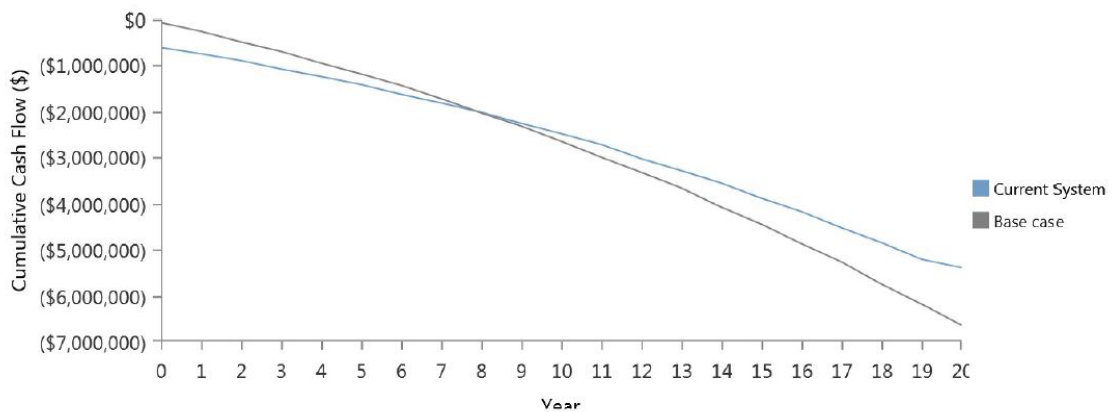


Figura 28. Flujos de caja acumulados, caso base y sistema híbrido.

Presentado en la Figura 28, el detalle del flujo acumulado de los 2 casos, demuestra que a pesar de tener un punto de inicio más bajo, consecuencia de la inversión de capital necesaria para la implementación del sistema híbrido, desde los primeros años el gasto acumulado del sistema propuesto (línea azul) tiene una pendiente mucho menor que la del sistema base, consiguiendo así sobrepasar el flujo de caja del caso base en el punto 7,6 que corresponde con el punto de retorno de la inversión, teniendo una pequeña compensación hacia el final debido al incremento en el ahorro con respecto al sistema base como se describe en la Figura 27 y la recuperación de capital que da lugar en el año 20.

Durante el proceso de simulación de las posibilidades consideradas, fue notorio el efecto técnico y económico que tiene la inclusión de ciertas tecnologías dentro del esquema de hibridación, siendo el sistema de almacenamiento, el que logra impactar financieramente en mayor medida los resultados, principalmente debido a la alta inversión de capital inicial y por consiguiente retornos de inversión excesivamente prolongados, derivado de este efecto, durante las simulaciones fue posible verificar que el software a menos de que sea forzado, prescinde de los sistemas de almacenamiento cuando realiza la búsqueda del sistema con el mejor rendimiento financiero, es así como el sistema híbrido seleccionado trabaja con un sistema fotovoltaico con una potencia pico varias veces mayor a la potencia pico demandada, pero con un sistema de almacenamiento bastante pequeño en comparación.

Resultado de esta modalidad de evaluación de sistemas, se obtiene que al incrementar la participación de renovables, implementado sistemas fotovoltaicos de gran dimensión (en referencia a la demanda), se tiene como consecuencia grandes excesos de energía que para el caso híbrido evaluado se reduce anualmente partiendo de un exceso del 32% en el año 1

llegando a un exceso de alrededor del 5% para el final de la vida útil del proyecto, a pesar de que el incremento de la demanda es lineal el exceso no responde de la misma manera ya que se ve afectado por 2 factores, el primero es el incremento lineal de la demanda y el segundo es la degradación progresiva calculada porcentualmente año a año, al combinar el efecto de los 2 factores se tiene una curva de comportamiento del exceso eléctrico como muestra la Figura 29, dicho exceso, en caso de no poder ser aprovechado afecta negativamente las finanzas del proyecto, desafortunadamente la simulación arroja que con un precio de almacenamiento por kilovatio de \$500, el costo de utilización del sistema de baterías es superior que el potencial beneficio por recuperación de los excedentes, por lo que la implementación de un sistema de baterías a ese costo y en este esquema tiene un efecto negativo sobre el comportamiento financiero del proyecto.

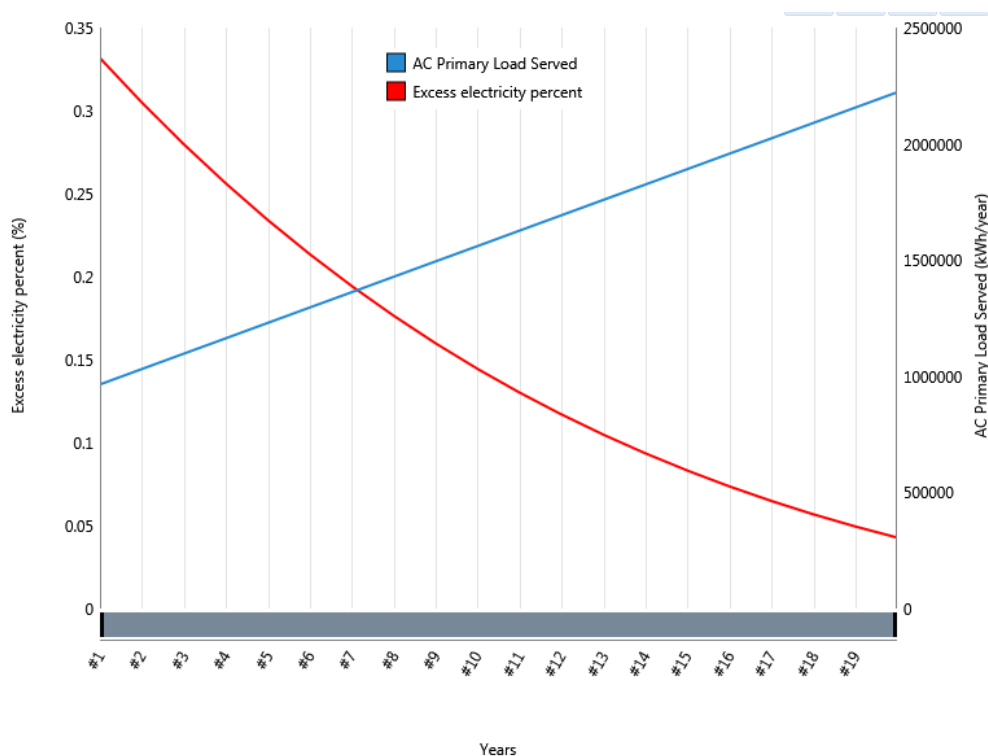


Figura 29. Exceso de energía generada por el sistema contra energía total suministrada.

Para entender este efecto se toma como ejemplo un día de julio del año 10 en la línea temporal del espacio simulado (Figura 30), para este día en especial se tiene una producción fotovoltaica particularmente alta (línea verde) que sobrepasa por mucho la demanda eléctrica de la población (línea naranja), en consecuencia el sistema de almacenamiento trata de transferir este exceso a las baterías (línea morada) pero debido a que la potencia del inversor cargador de baterías y la capacidad de la bancada es insuficiente para almacenar el volumen energético del exceso, el sistema no es capaz de aprovechar toda la energía generada, dejando como resultado una porción de energía desperdiciada (línea amarilla) que con el sistema actual no es posible aprovechar, una solución para corregir este problema sería aumentar la capacidad del almacenamiento así como de los inversor cargadores, sin embargo, como se ha

mencionado anteriormente esto tiene un efecto mayormente negativo sobre el desempeño financiero del proyecto.

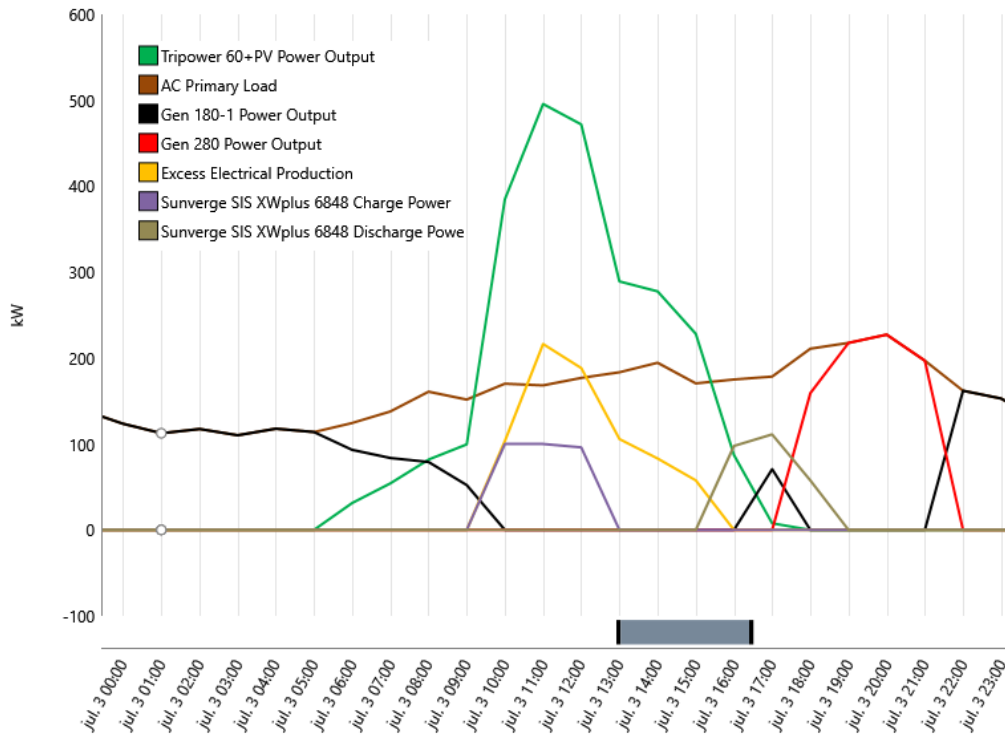


Figura 30. Muestra de comportamiento eléctrico del sistema en julio. Año 10.

Para comparar el efecto que tendría el instalar una bancada de baterías más grande junto con un equipo inversor cargador de mayor capacidad, para poder incrementar positivamente la capacidad del sistema para absorber estos excesos de producción, se simuló un escenario exactamente igual al sistema híbrido seleccionado pero esta vez se evaluó el efecto que tendría sobre el sistema si se contara con una bancada de baterías de 300 elementos equivalentes a 3.3 MWh de almacenamiento, los resultados demostraron que a pesar de que la medida logro reducir los excesos cerca de un 85% desde el primer año, bajando desde 55.000kWh/año o (5.6%) para el año 1 llegando casi hasta 0 kWh/año para el año 11 (Figura 31).

Pese a que sin modificar las capacidades de generación del sistema ni las propiedades de funcionamiento del mismo fue posible reducir de manera dramática los excesos de generación fotovoltaica, al hacer la evaluación del impacto financiero que tuvo la medida sobre los resultados económicos previos, la modificación demostró que no existe un beneficio económico a largo plazo que la convierta en una medida atractiva.

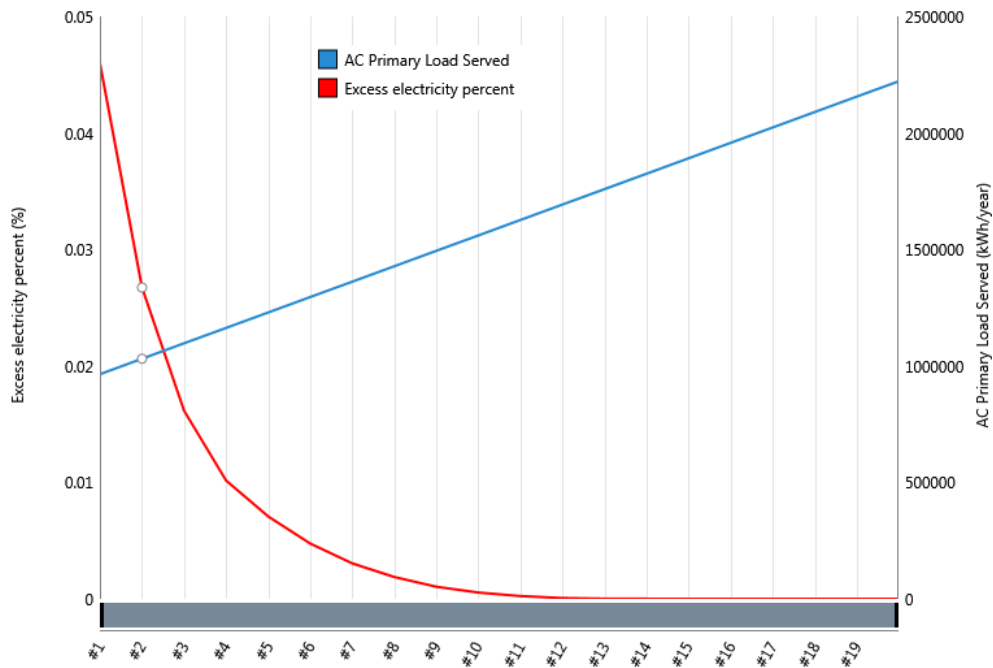


Figura 31. Excesos de energía con incremento en bancada de baterías.

Al obtener los resultados financieros del sistema con una capacidad de baterías ampliadas (Tabla 22) se observan beneficios como un costo nivelado de la energía menor, un costo neto presente reducido, mayor penetración de renovables y unos costos de operación cerca de un 50% menores que los del caso híbrido seleccionado como óptimo, no obstante todos estos beneficios se consiguen a través de una inversión adicional de alrededor de \$2.2 millones de dólares necesarios como capital inicial para realizar la ampliación del sistema de almacenamiento, si bien los resultados parecen prometedores, un incremento del 14% en la penetración de energías renovables implicó más del triple de inversión de capital inicial, razón por la que los beneficios económicos del proyecto se ven seriamente afectados al ser comparados con los del caso híbrido seleccionado como óptimo.

Opciones sistema híbrido								Resultados Financieros 20 años				
PV kWp	Inv.PV kWp	Gen 1	Gen 2	Gen 3	Bat. Pb 6950 Ah	Bat. Litio x 11kWh	Inv. Bat. kW	COE (\$)	NPC (\$)	Costo de operación (\$)	Capital inicial (\$)	Penetración renovables
700	620	180	N/A	280	N/A	30	36	\$ 0.177	\$ 5,403,146.00	\$ 249,449.20	\$ 627,592.70	41.10%
700	620	180	N/A	280	N/A	300	330	\$ 0.166	\$ 5,066,656.00	\$ 150,700.60	\$ 2,181,592.00	54.63%

Tabla 22. Resumen de desempeños económicos de sistema híbrido seleccionado y sistema híbrido con capacidad de almacenamiento ampliada.

Es necesario aclarar que gran parte del beneficio económico obtenido del sistema de almacenamiento ampliado (resaltado en rojo con COE, NPC y costos de operación menores) proviene de un retorno de capital de \$1.371.855 consecuencia de depreciación parcial de las

baterías al final de la vida útil del proyecto, tal y como sucedió en el caso del sistema híbrido seleccionado, no obstante por tratarse de un sistema de almacenamiento mucho más grande el retorno de capital es también mucho mayor, que el software procesa como un ingreso de capital en el año 20 cuando el proyecto completa su vida útil, impactando de manera positiva los resultados, efecto que probablemente en un escenario real no tendría el mismo impacto que tiene en los flujos de caja simulados.

MÉTRICO	SISTEMA CON ALMACENAMIENTO AMPLIADO	SISTEMA HÍBRIDO SELECCIONADO
Valor presente (\$)	\$1,582,570	\$1,246,081
Valor anualizado (\$/año)	\$128,935	\$101,521
Retorno de la inversión (%)	9.3	17.5
Tasa interna de retorno (%)	4.8	13.4
Retorno de inversión simple (años)	18.54	7.57
Retorno de inversión descontado (años)	19.02	7.66

Tabla 23. Resumen beneficios económicos de sistema híbrido seleccionado y con capacidad de almacenamiento ampliada contra sistema base.

Comparando los beneficios obtenidos de la implementación de las 2 alternativas, se puede verificar que a pesar de que el sistema con almacenamiento ampliado consigue una diferencia mayor con el valor anualizado y el valor presente neto del caso base, y ligeramente mayor que el de la alternativa híbrida seleccionada, fue conseguido triplicando el nivel de capital inicial, en consecuencia se obtuvieron retornos de inversión que se incrementaron desde los 7.6 años para el sistema híbrido óptimo hasta los 19 años para el mismo sistema pero con almacenamiento ampliado, tendencia que se observó de manera sostenida durante el incremento de la capacidad de almacenamiento realizada en el espacio de búsqueda descrito en la Tabla 17, en este entendido, para que el sistema híbrido con almacenamiento ampliado sea viable debería poder tener un impacto positivo, mucho mayor sobre las finanzas del proyecto, bien sea con unos costos de inversión mucho menores (costos específicos de almacenamiento menores) o regímenes de utilización más exhaustivos que permitan aprovechar en mayor medida el sistema de almacenamiento instalado

Caso	Diesel	Gen 180-1	Gen 180-2	Gen 280	Total
BASE	Kilolitros	3999.12	499.83	4859.65	9358.60
HÍBRIDO	Kilolitros	2592.23	N/A	3092.82	5685.04
	Diferencia	1406.89	N/A	1766.83	3673.56
	Ahorro porcentual	35.18%	N/A	36.36%	39.25%

Tabla 24. Ahorro de combustible de sistema híbrido sobre sistema base.

Los resultados para el consumo de combustible demostraron una reducción del 39% con respecto al caso base, lo que representa un ahorro durante los 20 años de operación del sistema de más de \$1.800.000 solo en combustible, lo que conllevó a una reducción de los costos de operación del 27% reflejados en la Tabla 20, y que representan un ahorro económico anual superior a los \$90.000.

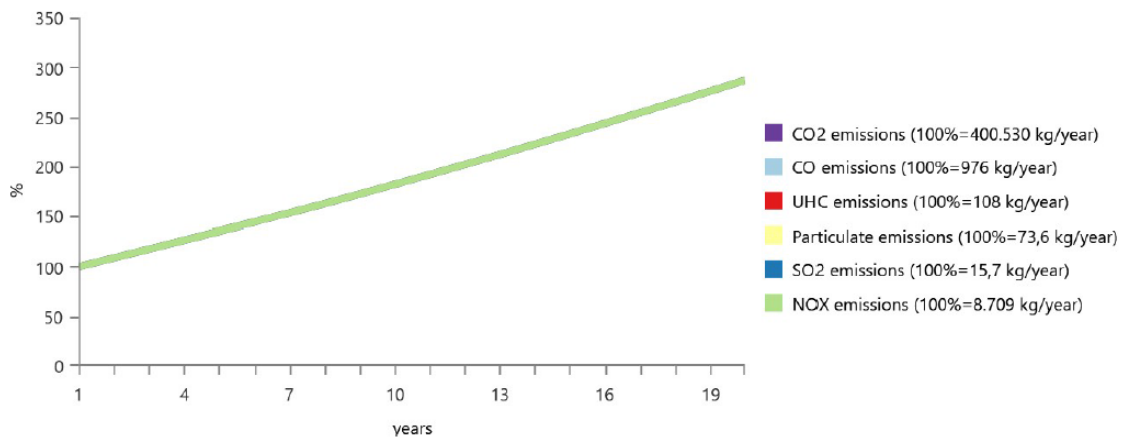


Figura 32. Emisiones sistema hibrido y proyección de emisiones en la línea temporal.

En cuanto a emisiones, los resultados presentados en la Tabla 25, demuestran que la hibridación propuesta además de cumplir con los estándares económicos y técnicos establecidos en la propuesta también logra una reducción del 49% con respecto a las emisiones del sistema base, la cual se reduce hasta aproximadamente 32% para el año número 20, dicha tendencia a la baja se presenta como consecuencia de la degradación de los módulos fotovoltaicos, la cual fue introducida como variable dentro del espacio simulado, lo que tiene como efecto la reducción paulatina de la generación del componente renovable produciendo un incremento en la producción de energía eléctrica para cubrir la demanda utilizando los grupos electrógenos, quienes tienen que complementar la pérdida porcentual esperada de rendimiento de los módulos solares, dicho efecto reduce la brecha de emisiones entre la hibridación propuesta y el caso de generación base, por lo que con el paso del tiempo es de esperarse que los factores de emisión se vean afectados negativamente.

Dentro de las estimaciones realizadas, las emisiones representan un punto de control más no un parámetro de diseño, por lo que los resultados obtenidos son solo informativos y no tienen ningún efecto sobre el desempeño técnico y económico de la propuesta. En caso de haber aplicado alguna penalización debido a las emisiones derivadas del funcionamiento de cada sistema los resultados económicos habrían sido un poco más convenientes para la alternativa híbrida y ligeramente peores para el caso base, sin embargo, al no contar con esquemas de penalización reales que pudieran aplicarse al modelo, el sugerir un monto de penalización por emisiones al modelo de estudio hubiera tenido un efecto económico meramente informativo, agregando un pequeño incentivo económico al sistema con mejor desempeño ambiental, no obstante, en el entendido de que en el entorno nacional real, dichas penalizaciones o

incentivos no se aplican, se ha decidido no introducirlas dentro de los modelos económicos evaluados.

AÑO 1	Caso Base	Sistema Híbrido	Reducción
Emisiones	kg/año	kg/año	%
Dióxido de carbono	785,340	400,530	49.00%
Monóxido de carbono	1,914	976	49.01%
Hidrocarburos sin quemar	212	108	49.06%
Material particulado	144	73.6	48.89%
Dióxido de azufre	30.8	15.7	49.03%
Óxidos de nitrógeno	17,075	8,709	49.00%

AÑO 20	Caso Base	Sistema Híbrido	Reducción
Emisiones	kg/año	kg/año	%
Dióxido de carbono	1,702,770	1,148,658	32.54%
Monóxido de carbono	4,149	2,799	32.54%
Hidrocarburos sin quemar	460	310	32.61%
Material particulado	313	211	32.59%
Dióxido de azufre	66.9	45.1	32.59%
Óxidos de nitrógeno	37,023	24,975	32.54%

Tabla 25. Tabla comparativa de reducción de emisiones, caso base contra caso híbrido.

4.1.2. RESUMEN DE RESULTADOS

A continuación se presenta un resumen de los resultados obtenidos al comparar el desempeño del sistema de generación base con el sistema híbrido propuesto, el color rojo indica una diferencia negativa por el contrario el color negro indica un balance positivo a favor del sistema híbrido.

FINANCIEROS	Caso base	Hibridación	Diferencia %
COE (\$)	\$0.2183	\$0.1772	18.82%
NPC (\$)	\$6,656,495.00	\$5,403,145.42	18.83%
Costo de operación (\$)	\$342,790.20	\$249,450.00	27.23%
Capital inicial (\$)	\$94,000.00	\$608,391.67	-567.65%
Sustitución	\$394,987.83	\$303,057.48	18.57%
Penetración renovables	0.00%	41.10%	41.10%

COMBUSTIBLE	Kilolitros	Kilolitros	%
Gen 180-1	3999.12	2592.23	35.18%

Gen 180-2	499.83	N/A	N/A
Gen 280	4859.65	3092.82	36.36%
Total	9358.60	5685.04	39.25%

EMISIONES AÑO 1	kg/año	kg/año	%
Dióxido de carbono	785340	400530	49.00%
Monóxido de carbono	1914	976	49.01%
Hidrocarburos sin quemar	212	108	49.06%
Material particulado	144	73.6	48.89%
Dióxido de azufre	30.8	15.7	49.03%
Óxidos de nitrógeno	17075	8709	49.00%

Tabla 26. Resumen general de resultados.

4.1.3. TOPOLOGIA DE SISTEMA PROPUESTO

A nivel mundial fabricantes de renombre como FRONIUS, ABB, SCHNEIDER ELECTRONICS, SMA, entre otros, reconociendo los beneficios de las hibridaciones en casos como el que se estudian en este documento, ofrecen soluciones técnicas para las hibridaciones diesel-solar, algunas de ellas incluso contemplando escenarios donde se usan bancadas de baterías (Figura 33), como se sugiere en este trabajo, para incrementar la estabilidad del sistema híbrido y para este caso en particular también cumplir el propósito de reducir y aprovechar los considerables excesos de energía producidos por el sistema fotovoltaico en los primeros años de funcionamiento. En este contexto, la mayoría de los fabricantes concuerdan que para que no existan problemas de estabilidad en el suministro energético, en el conjunto de generación diesel-fotovoltaica, el componente fotovoltaico no puede superar un límite teórico del 60% de la capacidad de todos los grupos electrógenos del sistema funcionando a la vez, que en este caso correspondería a 460kW o 575kVA, lo que significa que como un solo conjunto, los 2 generadores podrían tener acoplada una potencia máxima fotovoltaica de cerca de 280 kWp, de forma que el equilibrio entre el sistema de control activo de potencia de los inversores y la potencia entregada por los generadores no se vea afectado. Dicha situación implica un inconveniente técnico para la propuesta, ya que según los estudios se requieren al menos 700kWp de potencia fotovoltaica para conseguir los resultados financieros esperados.

Para solucionar esta barrera técnica existen varias soluciones, una puede ser implementar una instalación de hibridación con 3 generadores conectados en paralelo que según la información presentada en la Tabla 18 se encuentra dentro de los parámetros de sensibilidad económica establecidos, permitiendo incrementar la potencia fotovoltaica de 280kWp hasta cerca de los 390kWp, no obstante, aun haría falta integrar cerca de 300kWp adicionales al sistema, lo que sería una solución parcial mas no definitiva al problema. Otra forma en la que esto podría solucionarse sería creando una segunda micro red con el exceso de energía fotovoltaica conectada directamente al sistema de almacenamiento, de forma que pueda ser liberada de forma controlada y constante durante las noches, donde quedaría eliminada la componente de inestabilidad de la fuente fotovoltaica, transfiriendo de manera efectiva la energía

producida al consumidor, sin ocasionar problemas de estabilidad, sin embargo para que esta alternativa pueda ser considerada el sistema de almacenamiento debería tener entre 3 y 4 veces más la capacidad del sistema actual, de forma que la totalidad de la energía generada pueda ser almacenada y no haya desperdicio y por consiguiente desaprovechamiento de la producción fotovoltaica diaria.

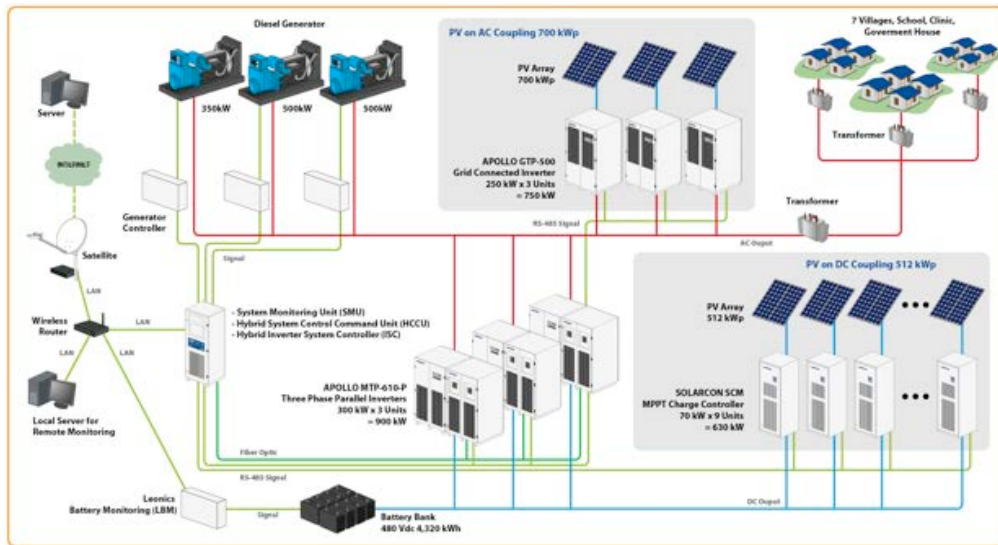


Figura 33. Ejemplo topología de sistema híbrido diesel-solar con almacenamiento en baterías. Fuente, LEONICS.

La solución considerada viable, en el entendido de que todas las soluciones propuestas requieren un nivel de inversión, consiste en configurar el exceso de energía fotovoltaica (420kWp) como una segunda micro red independiente, pero esclava del conjunto híbrido-solar, que sería gestionada con un sistema de control activo de potencia independiente, que junto con el sistema de almacenamiento seleccionado podría permitir la integración y estabilidad del sistema propuesto, dejando la gestión y parametrización de estos equipos a cargo del operador del sistema.

Siendo este escenario el que menos nivel de inversión requiere, al solo necesitar un segundo sistema de control activo de potencia, se propone como esquema de conexionado final, el cual se plasma en detalle en el anexo 2.

4.1.4. CALCULOS ELECTRICOS

Teniendo en cuenta las potencias de los equipos seleccionados para la hibridación y las normativas europeas IEC60364, TR50480 e IEC60947-2, con ayuda del software *Ecodial Advance Calculation Ver. 4.8* de Schneider Electric, se realizaron los cálculos eléctricos para selección de conductores y protecciones eléctricas, cuyos resultados se presentan a continuación.

INVERSORES 60kW

Protección	
Ib	86,6 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	De tamaño por el sistema
Gama	Acti9 C120
Designación	C120H
Circuito nominal del interruptor	100 A
Poder de corte	15 kA
TNS Un polo poder de corte	NA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	4P4d
Designación de la unidad de viaje	C
Trip calificación unidad	100 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	100 A
Tr	NA
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	850 A
Tsd	NA
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	OFF

Cable	
Parámetros	
Longitud	100 m
longitud máxima	NA
Modo de colocación según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	71 D1 Cables monoconductores en tubos o en conductos de sección no circular enterrados
Tipo de cable	Monoconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	0
Aislante	Sin halógeno 90
Temperatura sección enterrados	25 °C
THDI de rango 3 en el neutro	0 %
Ib	87 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	0,96
Cuadro de referencia normativa	B-52-15
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1

Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-19
Usuario factor de corrección	1
Factor global	0,96
Fase seleccionada	
Sección	1x35 mm ²
Ánima	Cobre
Iz	110 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x35 mm ²
Ánima	Cobre
Iz	110 A
PE seleccionado	
Sección	1x16 mm ²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
Modo de explotación Normal							
(kA)	3,62	3,14	1,93	2,25	1,36	0,01	0,00
Resumen para todos los modos de explotación							
(kA)	3,62	3,14	1,93	2,25	1,36	0,01	0,00

Resultados de cálculo en base al informe técnico Cenelec TR50480. Hipótesis y selección de la aparamenta bajo la responsabilidad del usuario.

Carga	
U	400 V
S	60 kVA
P	60 kW
I	86,6 A
cosφ	1
Polaridad	3F+ N
Fase(s) de alimentación	
Número de circuitos	1
Ku (Normal)	1
Generador de armónicos	No
THDI3	0
Sensibilidad a sobretensión	NA

Corrientes de empleo				
	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	86,603	86,603	86,603	0
Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	86,603	86,603	86,603	0

Caídas de tensión		
	Acumuladas aguas arriba	Círculo
Modo de operación Normal		
ΔU_{3L} (%)	2,616	2,539
ΔU_{L1L2} (%)	3,020	2,931
ΔU_{L2L3} (%)	3,020	2,931
ΔU_{L3L1} (%)	3,020	2,931
ΔU_{L1N} (%)	2,616	2,539
ΔU_{L2N} (%)	2,616	2,539
ΔU_{L3N} (%)	2,616	2,539
Resumen para todos los modos de explotación		
ΔU_{3L} (%)	2,616	
ΔU_{L1L2} (%)	3,020	
ΔU_{L2L3} (%)	3,020	
ΔU_{L3L1} (%)	3,020	
ΔU_{L1N} (%)	2,616	
ΔU_{L2N} (%)	2,616	
ΔU_{L3N} (%)	2,616	

INVERSOR BIDIRECCIONAL 100kW

Protección	
Ib	144 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	de tamaño por el sistema
Gama	Compact NSX
Designación	NSX160F
Círculo nominal del interruptor	160 A
Poder de corte	36 kA
TNS Un polo poder de corte	NA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	4P4d
Designación de la unidad de viaje	Micrologic 2.2
Trip calificación unidad	160 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	146 A
Tr	16 s
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	1455 A
Tsd	0,02 s
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	2400 A

Cable	
Parámetros	
Longitud	100 m
longitud máxima	NA
Modo de colocación según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	71 D1 Cables monoconductores en tubos o en conductos de sección no circular enterrados
Tipo de cable	Monoconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	0
Aislante	Sin halógeno 90
Temperatura sección enterrados	25 °C
THDI de rango 3 en el neutro	0 %
Ib	144 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	0,96
Cuadro de referencia normativa	B-52-15
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	1
Cuadro de referencia normativa	B-52-19
Usuario factor de corrección	1
Factor global	0,96
Fase seleccionada	
Sección	1x70 mm ²
Ánima	Cobre
Iz	160 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x70 mm ²
Ánima	Cobre
Iz	160 A
PE seleccionado	
Sección	1x35 mm ²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
Modo de explotación Normal							
(kA)	5,25	4,55	3,24	3,52	2,43	0,01	0,00
Resumen para todos los modos de explotación							
(kA)	5,25	4,55	3,24	3,52	2,43	0,01	0,00

Resultados de cálculo en base al informe técnico Cenelec TR50480. Hipótesis y selección de la aparamenta bajo la responsabilidad del usuario.

Carga	
U	400 V
S	100 kVA
P	100 kW
I	144 A
cosφ	1
Polaridad	3F+ N
Fase(s) de alimentación	
Número de circuitos	1
Ku (Normal)	1
Generador de armónicos	No
THDI3	0
Sensibilidad a sobretensión	NA

Corrientes de empleo				
	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	144,338	144,338	144,338	0
Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	144,338	144,338	144,338	0

Caídas de tensión		
	Acumuladas aguas arriba	Circuito
Modo de operación Normal		
ΔU_{3L} (%)	2,193	2,115
ΔU_{L1L2} (%)	2,532	2,443
ΔU_{L2L3} (%)	2,532	2,443
ΔU_{L3L1} (%)	2,532	2,443
ΔU_{L1N} (%)	2,193	2,115
ΔU_{L2N} (%)	2,193	2,115
ΔU_{L3N} (%)	2,193	2,115
Resumen para todos los modos de explotación		
ΔU_{3L} (%)	2,193	
ΔU_{L1L2} (%)	2,532	
ΔU_{L2L3} (%)	2,532	
ΔU_{L3L1} (%)	2,532	
ΔU_{L1N} (%)	2,193	
ΔU_{L2N} (%)	2,193	
ΔU_{L3N} (%)	2,193	

CIRCUITO DE SALIDA – TRAF0 400KVA

Transformador MT/BT	
Gama	Vegeta
Tecnología	Aceirte vegetal
SrT	400 kVA
ukrt	4 %
Tipo de pérdidas	NFC
Pkrt	4600 W
Esquema de puesta a tierra (BT)	TT
Acoplamiento MT	WC
Acoplamiento BT	yn
UrT0 BT	420V
Ur BT	400V
Rb (puesta en tierra del neutro)	10000 mW
Ra (puesta en tierra de las masas)	10000 mW

Cable	
Parámetros	
Longitud	100 m
longitud máxima	NA
Modo de colocación según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	71 D1 Cables monoconductores en tubos o en conductos de sección no circular enterrados
Tipo de cable	Monoconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	0
Aislante	Sin halógeno 90
Temperatura sección enterrados	25 °C
THDI de rango 3 en el neutro	0 %
Ib	577 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	0,96
Cuadro de referencia normativa	B-52-15
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	0,7
Cuadro de referencia normativa	B-52-19
Usuario factor de corrección	1
Factor global	0,672
Fase seleccionada	
Sección	3x240 mm ²
Ánima	Cobre
Iz	653 A
Neutro seleccionado	
Sección	3x240 mm ²
Ánima	Cobre
Iz	653 A

PE seleccionado	
Sección	2x185 mm ²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
Modo de explotación Normal							
(kA)	10,56	9,15	8,53	7,52	6,93	0,02	0,00
Resumen para todos los modos de explotación							
(kA)	10,56	9,15	8,53	7,52	6,93	0,02	0,00

Resultados de cálculo en base al informe técnico Cenelec TR50480. Hipótesis y selección de la aparatenta bajo la responsabilidad del usuario.

Protección	
Ib	577 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	de tamaño por el sistema
Gama	Compact NSX
Designación	NSX630N
Circuito nominal del interruptor	630 A
Poder de corte	50 kA
TNS Un polo poder de corte	NA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	4P4d
Designación de la unidad de viaje	Micrologic 5.3 E
Trip calificación unidad	630 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	578 A
Tr	16 s
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	5780 A
Tsd	0 s
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	6930 A

Designación RCD	Vigi MB
Clase	A
IΔn	3000 mA
Tiempo de la rotura	0,8 s
Δt	0,31 s
Discriminación	NA
Tiempo de descanso normativo requerido	[0,00 ; 1,00] s
Normativa sensibilidad requerida	[0,03 ; 5,42] mA

GENERADOR 180kWe/225KVA

Generador BT	
SrG	250 kVA
Reactancia subtransitoria x''d	20 %
Reactancia transitoria x'd	30 %
Reactancia homopolar x0	6 %
Esquema de puesta a tierra	TT
Ur	400 V
Rb (puesta en tierra del neutro)	10000 mW
Ra (puesta en tierra de las masas)	10000 mW

Cable	
Parámetros	
Longitud	100 m
longitud máxima	NA
Modo de colocación según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	31 F Cables monoconductores en bandejas perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Monoconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	0
Aislante	Sin halógeno 90
Temperatura ambiente	35 °C
THDI de rango 3 en el neutro	0 %
Ib	361 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	0,96
Cuadro de referencia normativa	B-52-14
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	0,98
Cuadro de referencia normativa	B-52-21
Usuario factor de corrección	1
Factor global	0,941
Fase seleccionada	
Sección	1x120 mm ²
Ánima	Cobre
Iz	376 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x120 mm ²
Ánima	Cobre
Iz	376 A
PE seleccionado	
Sección	1x70 mm ²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
Modo de explotación Normal							
(kA)	1,76	1,52	1,45	0,91	1,23	0,02	0,00
Resumen para todos los modos de explotación							
(kA)	1,76	1,52	1,45	0,91	1,23	0,02	0,00

Resultados de cálculo en base al informe técnico Cenelec TR50480. Hipótesis y selección de la aparatenta bajo la responsabilidad del usuario.

Protección	
Ib	361 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	de tamaño por el sistema
Gama	Compact NSX
Designación	NSX400N
Circuito nominal del interruptor	400 A
Poder de corte	50 kA
TNS Un polo poder de corte	NA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	4P4d
Designación de la unidad de viaje	Micrologic 5.3 E
Trip calificación unidad	400 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	361 A
Tr	16 s
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	902 A
Tsd	0 s
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	1600 A

Designación RCD	Vigi MB
Clase	A
IΔn	3000 mA
Tiempo de la rotura	0,8 s
Δt	0,31 s
Discriminación	NA
Tiempo de descanso normativo requerido	[0,00 ; 1,00] s
Normativa sensibilidad requerida	[0,03 ; 5,42] mA

Corrientes de empleo				
	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	346,410	346,410	346,410	0
Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	346,410	346,410	346,410	0

Caídas de tensión		
	Acumuladas aguas arriba	Circuito
Modo de operación Normal		
ΔU_{3L} (%)	3,085	3,085
ΔU_{L1L2} (%)	3,562	3,562
ΔU_{L2L3} (%)	3,562	3,562
ΔU_{L3L1} (%)	3,562	3,562
ΔU_{L1N} (%)	3,085	3,085
ΔU_{L2N} (%)	3,085	3,085
ΔU_{L3N} (%)	3,085	3,085

GENERADOR 280kWe/350KVA

Generador BT	
SrG	350 kVA
Reactancia subtransitoria x"d	20 %
Reactancia transitoria x'd	30 %
Reactancia homopolar x0	6 %
Esquema de puesta a tierra	TT
Ur	400 V
Rb (puesta en tierra del neutro)	10000 mW
Ra (puesta en tierra de las masas)	10000 mW

Cable	
Parámetros	
Longitud	100 m
longitud máxima	NA
Modo de colocación según tabla 52-3 de la IEC 60364-5-52 (2001) y tabla 52-B2 de la UNE 20460-5-523 (2004)	31 F Cables monoconductores en bandejas perforadas colocadas horizontalmente
Tipo de cable	Monoconductor
Cdad de circuitos juntos suplementarios	0
Aislante	Sin halógeno 90
Temperatura ambiente	35 °C
THDI de rango 3 en el neutro	0 %
Ib	505 A
Limitación de dimensionamiento	Iz
Información de dimensionamiento	Dimensionada con Ir
Factores de corrección	
Factor de temperatura	0,96
Cuadro de referencia normativa	B-52-14
Factor de resistividad térmica del	1
Referencia de tabla estándar	B-52-16
Factor de neutro cargado	1
Cuadro de referencia normativa	E-52-1
Factor de agrupamiento	0,98
Cuadro de referencia normativa	B-52-21
Usuario factor de corrección	1
Factor global	0,941

Fase seleccionada	
Sección	1x240 mm ²
Ánima	Cobre
Iz	596 A
Neutro seleccionado	
Sección	1x240 mm ²
Ánima	Cobre
Iz	596 A
PE seleccionado	
Sección	1x120 mm ²
Ánima	Cobre

Corrientes de cortocircuito							
	Ik3max	Ik2max	Ik1max	Ik2min	Ik1min	Ief	Ief2min
Modo de explotación Normal							
(kA)	2,37	2,05	1,92	1,24	1,64	0,02	0,00
Resumen para todos los modos de explotación							
(kA)	2,37	2,05	1,92	1,24	1,64	0,02	0,00

Resultados de cálculo en base al informe técnico Cenelec TR50480. Hipótesis y selección de la aparatamenta bajo la responsabilidad del usuario.

Protección	
Ib	505 A
Distancia desde el origen	NA
Información de dimensionamiento	de tamaño por el sistema
Gama	Compact NSX
Designación	NSX630N
Circuito nominal del interruptor	630 A
Poder de corte	50 kA
TNS Un polo poder de corte	NA
IT Uno de los polos Capacidad de ruptura	NA
Poder de corte reforzado	NA
Pole y protegido polo	4P4d
Designación de la unidad de viaje	Micrologic 5.3 E
Trip calificación unidad	630 A
Ajustes de retardo largos	
Ir	506 A
Tr	16 s
Ajustes de retardo cortos	
corriente Isd	1012 A
Tsd	0 s
Disparo instantáneo	
Corriente Ii	2205 A

Designación RCD	Vigi MB
Clase	A
IΔn	3000 mA
Tiempo de la rotura	0,8 s

Δt	0,31 s
Discriminación	NA
Tiempo de descanso normativo requerido	[0,00 ; 1,00] s
Normativa sensibilidad requerida	[0,03 ; 5,42] mA

Corrientes de empleo				
	IL1	IL2	IL3	IN
Modo de explotación Normal				
(A)	346,410	346,410	346,410	0
Resumen para todos los modos de explotación				
(A)	346,410	346,410	346,410	0

Caídas de tensión		
	Acumuladas aguas arriba	Circuito
Modo de operación Normal		
ΔU_{3L} (%)	2,160	2,160
ΔU_{L1L2} (%)	2,494	2,494
ΔU_{L2L3} (%)	2,494	2,494
ΔU_{L3L1} (%)	2,494	2,494
ΔU_{L1N} (%)	2,160	2,160
ΔU_{L2N} (%)	2,160	2,160
ΔU_{L3N} (%)	2,160	2,160

CAPÍTULO 5. PRESUPUESTO

Dentro del siguiente presupuesto se incluyen los costos medios del mercado de los componentes más importantes del sistema, no obstante hay que aclarar que para poder realizar un presupuesto más detallado se necesitaría contar con un nivel de planeación mucho más avanzado del proyecto a proponer, de manera que puedan hacerse apreciaciones de costos asociados tales como obras civiles, distancias entre los centros de producción fotovoltaica y los de generación diesel para poder así estimar longitudes y cantidades de cable, localización y distribución de tuberías eléctricas y bandejas porta cables dentro del esquema organizacional del centro de generación entre muchos otros, por lo que el presupuesto aquí presentado representa una mera aproximación, que de manera indicativa presenta los costos que tendría el condensado de los equipos necesarios para el funcionamiento del sistema.

COMPONENTE	PRECIO UNITARIO	CANTIDAD	SUBTOTAL
Inversor de red SMA 60000TL o similar	\$7,032.67	11	\$77,359.37
Inversor bidireccional 100kW @\$362/kWp	\$362.00	100	\$36,200.00
Batería Sunverge SIS XWplus 6848 Ion-Litio 11kWh/48V	\$5,500.00	30	\$165,000.00
Generador Cummins 180kWe/ Prime	\$28,000.00	1	\$28,000.00
Generador Cummins 280kWe/ Prime	\$38,000.00	1	\$38,000.00
Módulos fotovoltaicos 335Wp@\$0.52/Wp	\$0.52	700000	\$361,200.00
Estructura y perfilería para montaje de módulos fv @\$0.21/W	\$0.21	700000	\$147,000.00
Sistema de gestión y control sistema híbrido (SMA Fuel Save o similar)	\$1,100.00	1	\$1,100.00
SMA cluster controller	\$881.00	1	\$881.00
Cajas de fusibles baterías	\$347.00	2	\$694.00
Cajas combinatorias/fusibles inversores	\$365.00	11	\$4,015.00
Fungibles	\$8,000.00	1	\$8,000.00
Barrajes de puesta a tierra	\$189.00	1	\$189.00
Sistema de puesta para, huerto solar y cuarto de baterías, compuesto por cajas de inspección en mampostería, 4 varillas copper weld de 5/8"x2,4mts, soldadura exotérmica de 115 gr, cable 2/0 desnudo.	\$2,134.00	1	\$2,134.00
Magneto térmico Schneider NSX 630A	\$650.00	4	\$2,600.00
Magneto térmico Schneider NSX 400A	\$562.00	1	\$562.00
Magneto térmico Schneider NSX 160A	\$459.00	1	\$459.00

MANO DE OBRA	COSTO MENSUAL	MESES	SUBTOTAL
Director de proyecto	\$3,400.00	3	\$10,200.00
Ingeniero residente	\$2,100.00	3	\$6,300.00
Ingeniero eléctrico	\$2,100.00	3	\$6,300.00
Supervisor fotovoltaico	\$1,100.00	3	\$3,300.00
Mano de obra no calificada 20 personas @ 260 persona/mes	\$5,200.00	3	\$15,600.00
Topógrafo (levantamiento topografico)	\$2,300.00	1	\$2,300.00
Geólogo (estudio de suelos)	\$2,000.00	1	\$2,000.00

TOTAL	\$919,393.37
-------	--------------

CONCLUSIONES

Mediante simulación fue posible comprobar que el sistema propuesto fue capaz de responder efectivamente con la demanda de la población, incluso en escenarios restrictivos con limitaciones como porcentajes admisibles de energía no cubierta del 0% o porcentajes de reserva operativa del 10% sobre el valor nominal de la carga a lo largo de los 20 años de estudio. Las consideraciones técnicas y economías fueron evaluadas en escenarios que tuvieron en cuenta los efectos de la degradación del desempeño de los equipos, pérdidas eléctricas, eficiencias eléctricas y mecánicas, efectos térmicos y climatológicos, así como incrementos en los costos fijos y variables generados por el sistema, demostrando un comportamiento positivo, haciéndolo viable, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

Como observación financiera, se evidencio que al incrementar la penetración de renovables, desde el punto de vista de la rentabilidad, el proyecto puede transformarse en inviable, ya que a partir de cierto punto, el beneficio generado por la venta de la energía no es suficiente para cubrir el costo de la inversión más los costos operativos y de mantenimiento a lo largo de la línea temporal, si bien este no supondría un escenario viable para un inversionista, podría ser viable e implementable en caso de quien realice la inversión sea el gobierno departamental, en cuyo caso los efectos financieros perderían relevancia al tratarse de fondos nacionales destinados a la reducción de las tarifas y al mejoramiento del servicio y la calidad de vida de los habitantes de la región. Económicamente, la solución óptima para la zona se conseguiría al hibridar un sistema fotovoltaico de apoyo junto con los grupos electrógenos, esto sin incluir sistemas de almacenamiento. Se comprobó a través de simulación que Incluso con sistemas de baterías a precios de \$390/kWh sería más rentable instalar gran cantidad de fotovoltaica y perder el exceso de energía, que almacenarlo en baterías para luego usarlo. Con almacenamiento los costos de operación y mantenimiento bajan dramáticamente, sin embargo el nivel de inversión también se incrementa, lo que hace que el retorno de la inversión se prolongue en ocasiones hasta puntos en donde incluso al final de la vida útil del proyecto, no sea posible recuperar la totalidad de la inversión.

Lo ideal para la región sería aprovechar otra clase de recursos, que junto con la instalación fotovoltaica sean capaces de generar energía en las horas de la noche, como biomasa (aprovechando la gran cantidad de material orgánico que transporta el río) o turbinas hidráulicas, evaluando las posibles desventajas tanto técnicas como operativas que tendría su implementación en esta zona (alta variabilidad en el nivel del río, acceso limitado a personal técnico especializado y repuestos, etc.) y verificando que su implementación tenga un impacto positivo para el proyecto, sustituyendo así los sistemas de almacenamiento convencionales y mejorando el desempeño económico de la región. De esta forma se podría eliminar en una mayor medida el consumo de combustible el cual representa tanto en el caso base como en el caso híbrido propuesto, el mayor contribuyente al costo actual de la tarifa de energía local, por lo que la tarifa final dependerá principalmente de cuanto pueda reducirse el consumo de diesel y que tan barata sería la operación y mantenimiento de los sistemas alternos.

Para la operación de los grupos electrógenos, dentro de los diferentes regímenes de control de sistema y respuesta a la demanda se observó que los sistemas que funcionaban con mayor cantidad de grupos en paralelo trabajando a carga parcial tuvieron desempeños económicos y rendimientos mejores que los que funcionaban con menor cantidad de grupos electrógenos y con factores de carga mucho mayores. Así mismo, se comprobó mediante simulación que con sistemas de almacenamiento basados en Ion-Litio, el método de seguimiento de la demanda demostró ser más eficiente y económicamente rentable que el de carga de baterías, por lo que los modelos que dieron mejores rendimientos económicos priorizaban el funcionamiento de los grupos para cubrir la demanda energética aportando el excedente de energía para carga de baterías.

Dentro de los modelos de almacenamiento evaluados se probó a través del proceso de simulación que los sistemas con baterías de Ion-Litio tienen un mejor desempeño que los basados en plomo ácido (Tabla 18). A pesar que el costo específico de los sistemas de almacenamiento basados en Ion-Litio es mucho mayor que el de los de plomo ácido, cuando se comparan, factores como la densidad energética, profundidad de descarga, degradación y cantidad de ciclos de carga y descarga, dan la ventaja al Ion-Litio, demostrando tener un efecto positivo en un escenario de funcionamiento a largo plazo, incluso con un costo específico mayor.

Como conclusión del trabajo realizado no existe razón por la que el modelo planteado no pueda ser replicado en otras zonas de la región, no obstante debido a que la realidad de cada zona es diferente sería necesario realizar los estudios pertinentes para garantizar que la solución propuesta se ajuste a las necesidades locales.

BIBLIOGRAFIA

Alcaldía de Puerto Nariño, Unidad de Planeación, 2016. *Diagnóstico Regional y Comunitario*. Puerto Nariño, Amazonas: s.n.

Banco de la república de Colombia, 2000-2017. *Indicadores de inflación básica y su variación anual*. [En línea]

Available at: <http://www.banrep.gov.co/es/inflacion-basica>

[Último acceso: Marzo 2017].

Banco de la república de Colombia, 2008-2017. *Indicador bancario de referencia IBR*. [En línea]

Available at: <http://www.banrep.gov.co/es/ibr>

[Último acceso: Marzo 2017].

British Petroleum, 2016. *Statistical Review of World Energy*, Reino Unido: BP.

Centro nacional de monitoreo, CNM, 2017. *IPSE*. [En línea]

Available at: http://190.216.196.84/cnm/Data/info_operacion/2017/1-

[Informemensualenero2017.rar](#)

[Último acceso: 22 Febrero 2017].

Comisión de Regulación de Energía y Gas, 2017. *CREG*. [En línea]

Available at: <http://www.creg.gov.co/>

Departamento Administrativo Nacional de Estadística, 2017. *DANE*. [En línea]

Available at:

http://www.dane.gov.co/files/investigaciones/poblacion/proyepobla06_20/ProyeccionMunicipios2005_2020.xls

[Último acceso: 9 1 2017].

Energía para le amazonas S.A., s.f. *ENAM*. [En línea]

Available at: <http://www.enam.com.co/>

[Último acceso: Mayo 2017].

IDEAM, s.f. *Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales*. [En línea]

Available at: <http://www.ideam.gov.co/>

[Último acceso: 10 Marzo 2017].

IEA, s.f. *International Energy Agency*. [En línea]

Available at: <https://www.iea.org>

[Último acceso: Marzo 2017].

International Energy Agency, 2016. *Key World Energy Statistics 2016*, Paris, Francia:

International Energy Agency.

Luque, A. & Hegedus, S., 2011. *Handbook of Photovoltaic Science and Engineering*. Segunda ed.

Chichester(West Sussex): John Wiley & Sons, Ltd..

Solargis, s.f. [En línea]

Available at: <https://solargis.info/imaps>

[Último acceso: 12 Marzo 2017].

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2016. *Calculadora de emisiones para combustibles Colombianos..* [En línea]

Available at: http://www.upme.gov.co/calculadora_emisiones/aplicacion/calculadora.html

[Último acceso: Marzo 2017].

Unidad de Planeación Minero Energética (UPME), 2016. *Sistema de Información Eléctrico Colombiano (SIEL).* [En línea]

Available at: http://www.siel.gov.co/portals/0/generacion/2016/Segui_variables_dic_2016.pdf

[Último acceso: Marzo 2017].

ANEXO 1

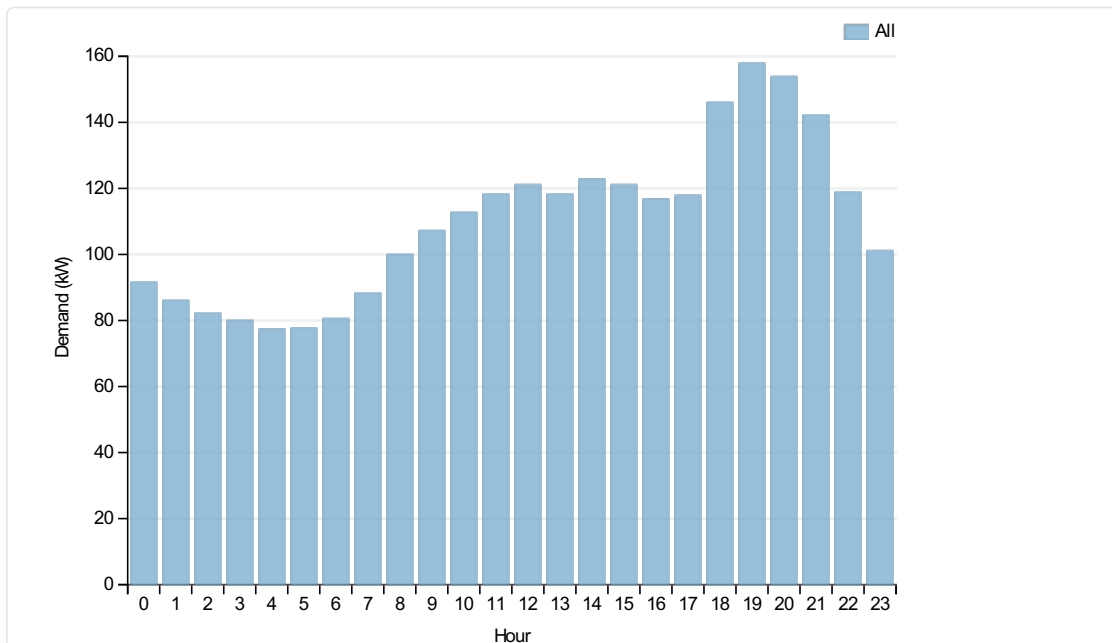
Resumen de datos de partida

Project Location

Location	Puerto Nariño, Amazonas Department, Colombia
Latitude	3 degrees 46.21 minutes South
Longitude	70 degrees 22.98 minutes West
Time zone	America/Bogota

Load: Electric1

Data source	Synthetic
Daily noise	5%
Hourly noise	3%
Scaled annual average	2,642.000 kWh/d
Scaled peak load	194.1278 kW
Load factor	0.5671



Microgrid Controller: HOMER Load Following

Quantity	Capital	Replacement	O&M
1	\$0.00	\$0.00	\$0.00

Minimization strategy	Economic
-----------------------	----------

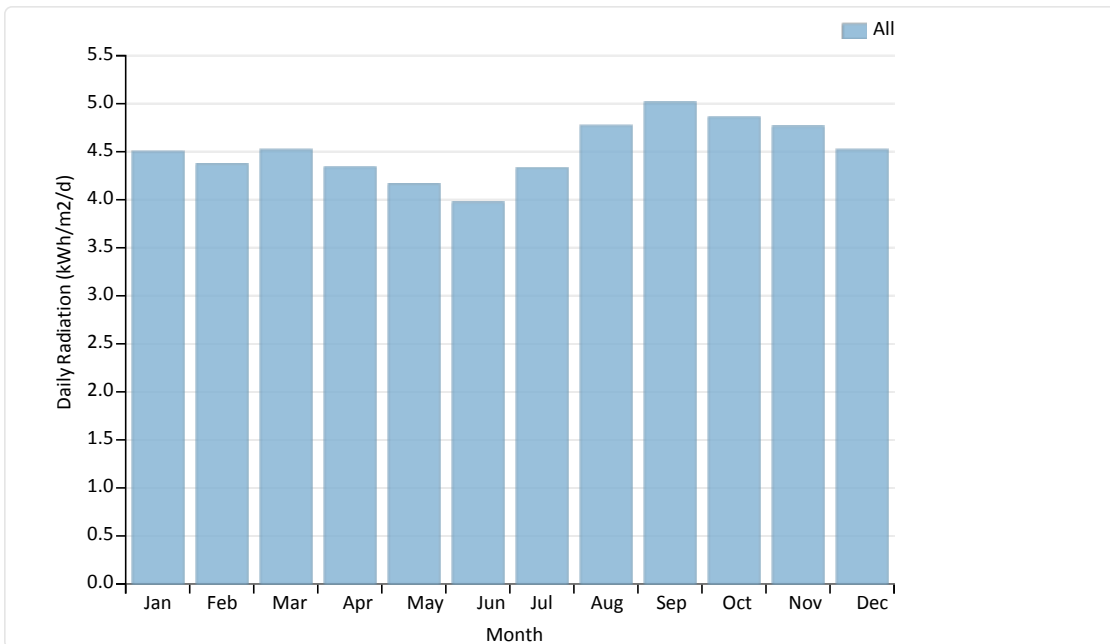
Allow multiple generators to operate simultaneously	Yes
Allow systems with generator capacity less than peak load	Yes
Allow diesel off operation	Yes

PV:Tripower 60+PV

Size	Capital	Replacement	O&M
Sizes to consider	0...900		
Lifetime	25 yr		
Derating factor	96%		
Tracking system	No Tracking		
Slope	10.000 deg		
Azimuth	180.000 deg		
Ground reflectance	20.0%		

Solar Resource

Scaled annual average	4.51 kWh/m2/d
-----------------------	---------------



Generator:Gen 180-1

Size	Capital	Replacement	O&M
180.00	\$28,000.00	\$30,000.00	\$1.03

Sizes to consider	0,180
Lifetime	15,000 hrs

Min. load ratio	0%
Heat recovery ratio	0%
Fuel used	Diesel Colombia
Fuel curve intercept	0.0194 L/hr/kW
Fuel curve slope	0.2733 L/hr/kW

Generator: Gen 180-2

Size	Capital	Replacement	O&M
180.00	\$28,000.00	\$30,000.00	\$1.03

Sizes to consider	0,180
Lifetime	15,000 hrs
Min. load ratio	0%
Heat recovery ratio	0%
Fuel used	Diesel Colombia
Fuel curve intercept	0.0194 L/hr/kW
Fuel curve slope	0.2733 L/hr/kW

Generator: Gen 280

Size	Capital	Replacement	O&M
280.00	\$38,000.00	\$41,000.00	\$1.46

Sizes to consider	0,280
Lifetime	15,000 hrs
Min. load ratio	0%
Heat recovery ratio	0%
Fuel used	Diesel Colombia
Fuel curve intercept	0.0375 L/hr/kW
Fuel curve slope	0.2371 L/hr/kW

Fuel: Diesel Colombia

Price	\$ 0.47/L
Lower heating value	42.4 MJ/kg
Density	851.00 kg/m3

Carbon content	85.9%
Sulfur content	0.0%

Battery:Surrette 2 YS 62P

Quantity	Capital	Replacement	O&M
1	\$1,560.00	\$1,600.00	\$2.11

Quantities to consider	0,10,20,30,40
------------------------	---------------

Battery:Sunverge SIS XWplus 6848

Quantity	Capital	Replacement	O&M
1	\$5,500.00	\$5,729.00	\$5.00

Quantities to consider	0...300
------------------------	---------

Converter

Size	Capital	Replacement	O&M
6.00	\$2,300.00	\$2,471.00	\$0.00
8.00	\$2,900.00	\$3,100.00	\$0.00

Sizes to consider	0...300 kW
Lifetime	15 yr
Inverter can parallel with AC generator	Yes

Economics

Annual real interest rate	0%
Project lifetime	20 yr
Capacity shortage penalty	\$0/kWh
System fixed capital cost	0
System fixed O&M cost	40,067

System control

Timestep length in minutes	60
Multi-Year enabled	Yes
Allow systems with multiple generators	Yes
Allow systems with multiple wind turbine types	No
Battery autonomy threshold	5

Maximum renewable penetration threshold	80
Warn about renewable penetration	Yes

Optimizer

Maximum simulations	10000
System design precision	0.01
NPC precision	0.01
Minimum spacing	0
Focus factor	50
Optimize category winners	Yes
Use base case	No

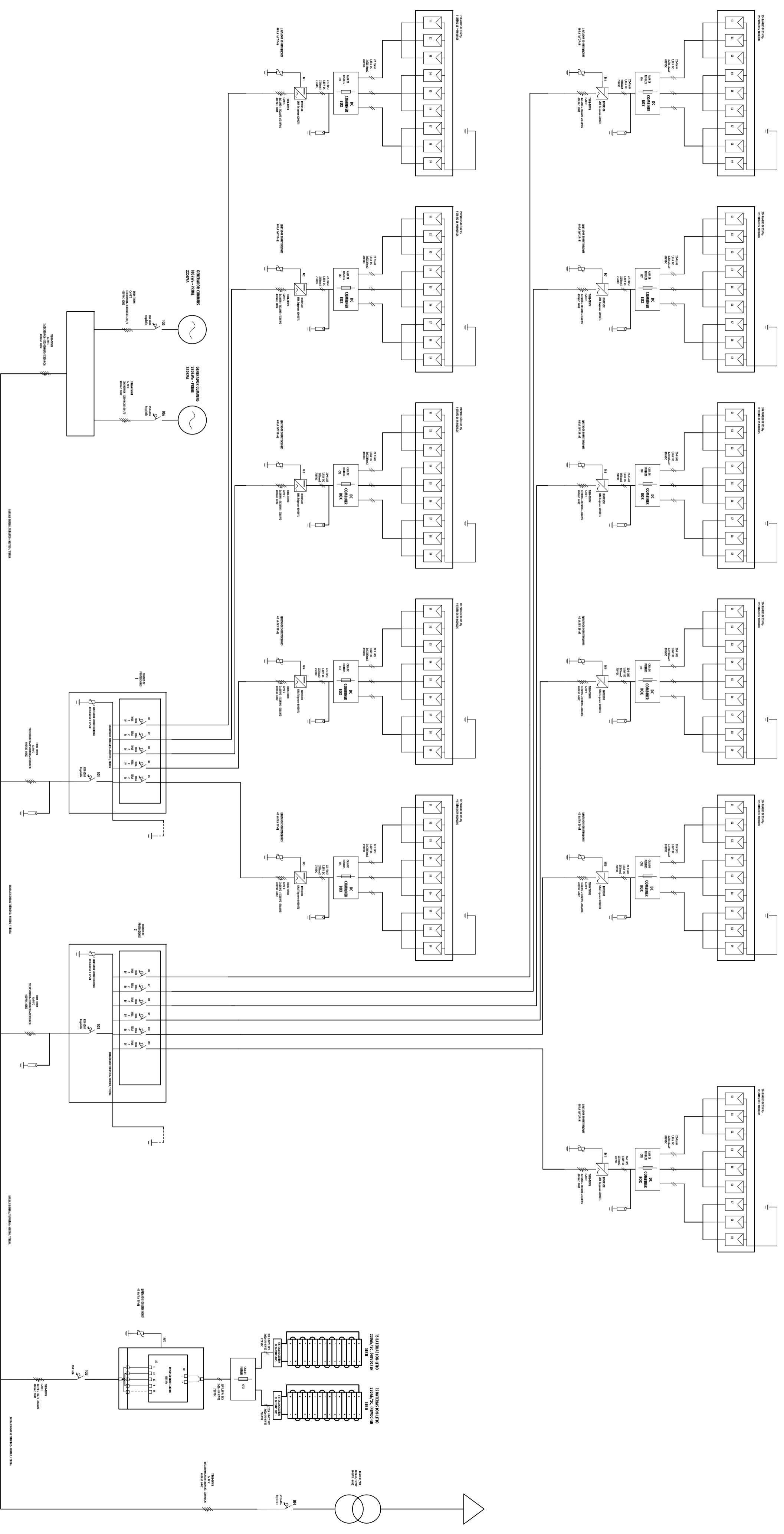
Emissions

Carbon dioxide penalty	\$ 0/t
Carbon monoxide penalty	\$ 0/t
Unburned hydrocarbons penalty	\$ 0/t
Particulate matter penalty	\$ 0/t
Sulfur dioxide penalty	\$ 0/t
Nitrogen oxides penalty	\$ 0/t

Constraints

Maximum annual capacity shortage	0
Minimum renewable fraction	0
Operating reserve as percentage of hourly load	10
Operating reserve as percentage of peak load	0
Operating reserve as percentage of solar power output	0
Operating reserve as percentage of wind power output	0

ANEXO 2



TRABAJO FIN DE MASTER

Proyecto:
DISEÑO Y SIMULACIÓN DE SISTEMA HÍBRIDO (DIESEL-FOTOVOLTAICA) PARA EL MUNICIPIO DE PUERTO NARIÑO, EN LA AMAZONIA COLOMBIANA

Fecha: Mayo 2017

Escala: _____

Plano: Diagrama unifilar de sistema híbrido

Nº Plano: _____

Gary Andrés Fragozo Pisotoli
Autor Proyecto