

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



**PEQUEÑO SISTEMA DE COGENERACIÓN
AISLADO CON CELDAS DE COMBUSTIBLE
ALIMENTADO CON BIOGAS**

TESIS

**PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO ELECTRICISTA**

PRESENTADO POR:

HUBERT EDWIN SANTOS TRINIDAD

**PROMOCIÓN
2006 - II**

LIMA – PERÚ

2010

**PEQUEÑO SISTEMA DE COGENERACIÓN
AISLADO CON CELDAS DE COMBUSTIBLE
ALIMENTADO CON BIOGAS**

Sea esta tesis un recuerdo...

De las ideas aprendidas en la UNI

De la brega por sobrevivir.

Del amor fraterno: Victoria y Máximo, Teresa y Dionicio, Maricela e Isabel.

De las inquebrantables amistades: Rolando, Leonardo, Vladimir, Renzo, Henry,...

De los días difíciles cuando la fe parecía perderse

De los momentos que no volverán.

SUMARIO

En el presente trabajo se desarrolla una alternativa de solución al problema del suministro energético en habilitaciones urbanas, basado en un esquema descentralizado de generación a pequeña y mediana escala, que utilice eficientemente las fuentes locales de energía renovable de disponibilidad permanente como la biomasa, y empleando una tecnología que garantice un proceso libre de emisiones contaminantes.

Una tecnología de fabricación reciente como los sistemas modulares de celdas de combustible, operando bajo el principio de los sistemas de cogeneración, puede generar electricidad y calor en un entorno ambientalmente amigable utilizando como fuente de energía cualquier biocombustible producido con el recurso biomásico predominante en el área geográfica donde se lleve a cabo el proyecto.

Por las características de operación, el pequeño sistema de cogeneración aislado propuesto sería utilizado como fuente de energía principal de las redes de distribución secundaria en los proyectos de electrificación de habilitaciones urbanas localizadas en zonas rurales; y también como solución alternativa económica en la dotación del servicio energético a instalaciones industriales y comerciales, donde mediante el empleo de un solo combustible se pueda satisfacer en sitio, de manera limpia y eficiente, todos los requerimientos eléctricos y térmicos de estas instalaciones.

INDICE

PROLOGO	1
CAPITULO I	
INTRODUCCION	
1.1. Objetivo.....	3
1.2. Alcance.....	3
1.3. Antecedentes.....	4
1.4. Propuesta de solución.....	5
CAPITULO II	
CELIDAS DE COMBUSTIBLE	
2.1. Antecedentes.....	7
2.2. Principio de operación.....	7
2.3. Componentes.....	8
2.4. Tipos de celdas.....	10
2.4.1. Celda de acido fosfórico.....	11
2.4.2. Celda de carbonato fundido.....	16
2.5. Sistema modular de celdas de combustible.....	20
2.5.1. Procesamiento del combustible.....	21
2.5.2. Acondicionamiento de potencia.....	26
2.6. Aplicaciones.....	34
2.7. Características de performance.....	38
2.8. Nivel de emisiones.....	42
CAPITULO III	
EL HIDROGENO DE LA BIOMASA	
3.1. Introducción.....	45
3.2. Gases de digestión anaeróbica.....	47
3.2.1. Procesos biológicos.....	48
3.2.2. Recurso digestible.....	48
3.2.3. Etapas del proceso de digestión.....	53
3.2.4. Condiciones y variables del proceso.....	56
3.2.5. Productos del proceso.....	59
3.2.6. Tipos de digestores.....	63

3.2.7. Acondicionamiento del biogás.....	68
CAPITULO IV	
PROYECTO DE APLICACIÓN	
4.1. Introducción.....	71
4.2. Descripción del proyecto.....	74
4.3. Consideraciones de diseño.....	78
4.4. Evaluación de máxima demanda de potencia.....	79
4.4.1. Máxima demanda de la habilitación urbana.....	79
4.4.2. Máxima demanda en plantas.....	89
4.5. Planta de cogeneración.....	90
4.5.1. Criterios de selección.....	90
4.5.2. Sistemas modulares comerciales.....	92
4.6. Planta de digestión anaeróbica.....	95
4.6.1. Consideraciones de diseño.....	95
4.6.2. Potencial biomásico de la zona.....	106
4.6.3. Dimensionamiento de la planta.....	108
4.6.4. Especificaciones de la planta centralizada de digestión.....	114
4.7. Sistema eléctrico en baja tensión.....	123
4.7.1. Red eléctrica.....	123
4.7.2. Tablero general.....	132
4.7.3. Interfaz de interconexión.....	136
4.7.4. Evaluación económica.....	144
CONCLUSIONES.....	152
BIBLIOGRAFIA.....	156

PROLOGO

El propósito del trabajo es impulsar el desarrollo de proyectos de suministro energético basados en un esquema descentralizado de generación, con tecnologías limpias que aprovechen eficientemente el recurso biomásico predominante en el medio local.

La tesis se elaboro siguiendo la estructura lógica de la investigación científica, describiendo primero el problema desde un punto de vista técnico-estadístico que permita identificar los aspectos a mejorar y sobre los cuales trabajar. Seguidamente, luego de procesos de comparación y evaluación de posibles alternativas seleccionar el conjunto solución que mejor satisfaga los requerimientos técnicos y ambientales de la industria eléctrica actual. Finalmente se desarrolla un proyecto de aplicación que muestre la efectividad de la solución propuesta.

En el capítulo 1 se describen los objetivos y alcances del proyecto de tesis, así como también los antecedentes y propuestas de solución al problema de suministro energético.

A lo largo del capítulo 2 se describe el principio de funcionamiento, componentes y tipos de de celdas de combustible; así como la composición y características de operación de los módulos componentes de un sistema modular de celdas de combustible (SMCC).Las celdas de combustible trabajan con hidrogeno (H_2), que actualmente se perfila como el reemplazante del cada vez más escaso y caro petróleo. A pesar de ser un elemento abundante en la naturaleza, el H_2 no se encuentra a libre disposición sino que deberá ser extraído empleando métodos y tecnologías especializadas. Teniendo en cuenta el objetivo principal de la tesis, todas las posibles soluciones de obtención de H_2 quedan enmarcadas dentro del universo de los bio-combustibles.

En el capítulo 3 se describen los procesos de obtención de tres tipos principales de bio-combustibles, así como también las técnicas de acondicionamiento (limpieza y reformación) necesario previo a su utilización en el SMCC. El objetivo del capítulo es mostrar todas las variantes de combustibles derivados de la biomasa que podrían ser empleados por el SMCC, para luego en base al tipo de recurso biomásico predominante en la zona de aplicación del proyecto definir la metodología y equipamiento necesario para el montaje de la planta de biogás.

En el capítulo 4 se desarrolla un proyecto de aplicación sobre el objetivo central de la tesis. Se considera una habilitación en proceso de construcción en la provincia de Pisco, por dos razones principales: la abundancia y cercanía relativas de las fuentes de biomasa, y la necesidad de construcción de unidades de viviendas e instalaciones comerciales e institucionales como parte del proceso de reconstrucción de la ciudad luego del terremoto del 2007. Se inicia el capítulo describiendo ubicación geográfica, configuración de la habilitación urbana, tipos de instalaciones, plano de lotización, etc. Luego se detallan las consideraciones de diseño a tener en cuenta en la evaluación e implementación de un proyecto de cogeneración. Se evalúa la máxima demanda de potencia eléctrica y térmica para cada tipo de instalación proyectada, de acuerdo a las recomendaciones técnicas y procedimientos de cálculo detallados en las normas vigentes. Teniendo en cuenta las máximas demanda de potencia eléctrica y térmica de la carga (habilitación urbana), las demandas proyectadas para los equipos e instalaciones interiores de las plantas (digestión anaeróbica y cogeneración), los parámetros eléctricos del sistema eléctrico donde se va a conectar, las condiciones particulares de operación, y los sistemas modulares comercialmente disponibles se selecciona la capacidad nominal de la planta CHP.

Para generar energía, el SMCC requiere un suministro continuo de biocombustible líquido o gaseoso. En el desarrollo del proyecto aplicativo se optó por utilizar los gases de digestión anaeróbica, también denominado biogás, debido principalmente a las ventajas adicionales que presenta, como la obtención de abono natural como resultado del proceso de producción del biogás y sobretodo la flexibilidad en el empleo del recurso biomásico, ya que gran porcentaje de residuos y desechos predominantes en la zona de aplicación son digestibles. Según las necesidades de biogás, se diseñara la planta de digestión anaeróbica centralizada (CDA), donde se procesara los residuos previamente recolectados de zonas aledañas.

Se concluye el capítulo con el diseño del sistema eléctrico en baja tensión para la dotación del servicio a la habilitación urbana. Para un mejor entendimiento del proceso de diseño e integración del pequeño sistema propuesto, se opta por dividir al sistema en baja tensión en tres partes principales: la red eléctrica, el tablero general (TG) y la interfaz de interconexión. La red eléctrica abarca el dimensionamiento de alimentadores aéreos y subterráneos, según la máxima demanda proyectada por instalación, y la configuración de las conexiones domiciliarias por tipo de usuario. El tablero general involucra el diseño del sistema de protección, medición y control de los circuitos alimentadores derivados y el alimentador principal (entre SMCC y el TG). Finalmente, la interfaz de interconexión, como su nombre lo dice, abarca el diseño del alimentador y el equipo de protección.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1. Objetivo

El objetivo principal del trabajo es mostrar una alternativa de solución al problema de suministro energético mediante el desarrollo de proyectos basados en sistemas de cogeneración que operen aisladamente del sistema eléctrico interconectado, utilizando eficientemente los combustibles derivados de la biomasa, en un proceso de conversión energética libre de emisiones contaminantes.

El sistema modular de celdas de combustible (SMCC) es un novedoso sistema de generación basado en la tecnología de los sistemas combinados de calor y potencia (CHP), también denominado cogeneración, donde mediante una serie de procesos químicos se obtiene electricidad y calor, en forma de vapor, desde casi cualquier tipo de combustible. Al no involucrar proceso de combustión alguno, la conversión energética se lleva a cabo en un entorno ambientalmente amigable y libre de emisiones contaminantes. Entre las aplicaciones potenciales del SMCC, y cuya efectividad se desea demostrar a lo largo del trabajo, destaca su utilización como unidad de generación eléctrica en pequeña y mediana escala destinada a la dotación del servicio a los pequeños sistemas eléctricos (PSE) de los proyectos de electrificación de zonas alejadas, donde implementar una nueva infraestructura de sub-transmisión y distribución primaria resulta muy costoso. El SMCC también puede operar como unidad de cogeneración, aplicación de mayor eficiencia, brindando una alternativa económica al suministro de vapor a instalaciones comerciales, industriales e institucionales, que por su característica de operación, adicionalmente al suministro eléctrico requieren un suministro continuo y permanente de vapor.

1.2. Alcance

La estructura del trabajo tiene tres partes claramente definidas, en la primera parte se hace una descripción y análisis del sistema energético actual a nivel mundial y local, identificando las necesidades de mejora y cambio, para posteriormente realizar una búsqueda de solución al problema del suministro energético en base a criterios técnicos, ambientales y económicos innovadores propuestos en los últimos años, en la segunda parte se introduce el fundamento teórico de los métodos y equipos involucrados con la

propuesta de solución seleccionada en la primera parte, para finalmente en la tercera parte desarrollar un proyecto de aplicación sobre la idea central de la tesis.

Como se menciono anteriormente, la aplicación del proyecto de tesis está dirigido a satisfacer las necesidades energéticas de habilitaciones urbanas existentes o en proceso de construcción, así como también de instalaciones comerciales, industriales e institucionales que aun no cuentan con el servicio eléctrico. Debido a la característica continua y permanente del suministro energético, las urbanizaciones y/o instalaciones beneficiadas deben estar ubicadas en locaciones geográficas cercanas a una fuente de recurso biomásico, para garantizar y facilitar la disponibilidad del bio-combustible. Con la finalidad de aprovechar eficientemente el combustible renovable, necesariamente se deberá incluir aplicaciones térmicas dentro de la habilitación urbana o instalación para utilizar el calor producido simultáneamente en el proceso de generación eléctrica; justificándose así técnica y económicamente la implementación de un proyecto de cogeneración.

De acuerdo con los criterios expuestos en el párrafo anterior, para el desarrollo del proyecto de aplicación se ha seleccionado una habilitación urbano-rural en proceso de construcción, que cuenta con la presencia de unidades de vivienda, un centro médico-hospitalario de mediana envergadura y un tipo hotel de turistas 3 estrellas. Debido al propósito aplicativo del proyecto, otra consideración importante que se tuvo en cuenta fueron los valores de máximas demandas de potencia eléctrica y térmica proyectadas para la habilitación urbana, las cuales no deben superar la capacidad nominal máxima de los SMCC comercialmente disponibles. Por esta razón, se seleccionaron configuraciones arquitectónicas, dimensiones de infraestructura civil y capacidades de equipos eléctricos y térmicos adecuados para el centro médico-hospitalario y el hotel, debido a la mayor incidencia que tienen sobre la selección de la capacidad nominal del SMCC.

1.3. Antecedentes

En general, los sistemas eléctricos actuales han mostrado sus bondades a lo largo de más de cien años de existencia, han facilitado el desarrollo económico y social de muchas naciones, y han sido palanca para la innovación en diversos ámbitos del quehacer humano. Pero el esquema actual de los sistemas de potencia empieza a dar muestras de sus limitaciones. Las centrales de generación alejadas de los centros de consumo, requieren de una infraestructura de transmisión y distribución muy extensa, que acarrea pérdidas de potencia en las redes eléctricas, incrementa los costos de mantenimiento, baja calidad de servicio y hacen que el sistema eléctrico sea susceptible a fenómenos dinámicos y transitorios durante su operación.

En nuestro país, no somos ajenos a la crisis energética actual, provocada por la escasez de recursos energéticos no renovables y la disminución de las reservas hidráulicas como consecuencia del calentamiento global. La escasa producción de combustibles derivados del petróleo y carbón destinados a la generación eléctrica hace necesaria la importación de los mismos a precios elevados, ocasionando un incremento en las tarifas de los usuarios finales. A pesar de la abundancia del gas natural, de producción centralizada, al momento todavía no se cuenta con la infraestructura adecuada de transporte y distribución, que pueda llevar el combustible a cualquier lugar del territorio nacional.

El crecimiento de la economía en estos últimos años tiene su base en el sector agroindustrial. Pequeñas y medianas empresas están desarrollándose en comunidades rurales, generalmente asociados con la producción y procesamiento de alimentos destinados a exportación. De otro lado, los proyectos industriales y mineros en proceso de desarrollo, cuyas plantas se encuentran alejadas de las grandes ciudades, requieren de energía eléctrica para sus operaciones. La dotación del servicio eléctrico a estos proyectos acarrea una fuerte inversión en los sistemas de sub-transmisión y distribución para lograr cubrir la gran distancia existente hasta las instalaciones del usuario, razón por la cual se han postergado muchas veces los proyectos de electrificación asociados.

El cambio climático ocasionado por el calentamiento global tiene consecuencias muy notorias, como el deshielo acelerado de los glaciales andinos y el intenso clima en épocas de invierno y verano. La industria eléctrica es también responsable de este problema al emplear combustibles y tecnologías contaminantes en el proceso de generación. En el parque de generación térmica centralizada predominante en el medio local destinadas a satisfacer las necesidades del mercado eléctrico; así como también en las pequeñas y medianas unidades de generación de uso particular que operan como grupo de reserva en centros industriales e institucionales, predominan las turbinas o motores reciprocantes a gas natural, diesel o carbón, cuya operación contribuye a la emisión de gases contaminantes (de efecto invernadero) a la atmosfera en desmedro del ecosistema.

1.4. Propuesta de solución

El Perú cuenta con un enorme potencial energético de biomasa que todavía no es promovido con incentivos por los organismos de desarrollo en concordancia con las nuevas tecnologías de conversión energética que permiten aprovecharlas de manera eficiente y limpia, transformándolos en combustibles líquidos y gaseosos, mas prácticos para su manejo, transporte y almacenamiento; con esta posibilidad ventajosa, las comunidades rurales e instalaciones particulares pueden satisfacer su demanda

energética con los recursos disponibles a su alrededor; de este modo los campos agrícolas, las granjas de crianza de animales, las plantaciones energéticas, las plantas de procesamiento de alimentos, los rellenos sanitarios y las plantas de tratamiento de aguas residuales constituirían fuentes de energía primaria para la generación eléctrica.

Como se menciona líneas arriba, los sectores agroindustrial y comercial se vienen expandiendo principalmente en las zonas agrícolas y turísticas, ello no solo trae consigo mayores beneficios económicos y sociales para las comunidades aledañas, sino también nuevas necesidades de servicio como calefacción, agua caliente y vapor para procesos industriales. Todo esto conlleva a pensar en la adopción de sistemas combinados de calor y potencia (CHP), comúnmente también denominado cogeneración, que pueden generar electricidad y energía térmica mediante el empleo de un solo combustible, con eficiencias de hasta 90%..

A nivel internacional, las políticas medioambientales predominantes en los últimos años han tenido un importante impacto en los sistemas de generación e impulsado a los investigadores y desarrolladores de tecnología a buscar una solución limpia en el proceso de generar electricidad; es así como surgen los SMCC, capaces de generar electricidad y calor a partir de cualquier tipo de combustible. Si a esto se adiciona la ventaja renovable y abundante del recurso biomásico, los bio-combustibles pueden llegar a convertirse en la fuente energética ideal de este novedoso sistema de cogeneración.

En nuestro medio, la demanda de electricidad presenta una tendencia creciente, debido a los nuevos proyectos de servicios y aplicaciones que vienen promoviendo en todo el territorio nacional; construir una nueva línea de transmisión para llevar el servicio hasta las instalaciones del nuevo usuario involucran aspectos técnicos, económicos y medioambientales, que muchas veces retrasan el proyecto o lo hacen inviable. En un esquema de generación distribuida, donde las unidades de generación se encuentran cerca de los centros de consumo, se puede prescindir de toda la infraestructura asociada a la transmisión, sub-transmisión y distribución primaria de electricidad; debido a que la unidad de generación podría alimentar directamente las redes de distribución secundaria o instalaciones particulares del usuario.

Por lo mencionado anteriormente, la generación distribuida con energías renovables emergen nuevamente en el escenario eléctrico, tal y como en los inicios, donde se producía electricidad en cada lugar donde se requería con el uso de fuentes locales de energía. La gran diferencia, otorgada por las tecnologías modernas, radica en la mejora de los procesos de conversión energética, haciéndolos más eficientes y menos contaminantes.

CAPITULO II

CELIDAS DE COMBUSTIBLE

2.1. Antecedentes.

El jurista William Grove demostró en 1839 que se podía generar corriente eléctrica a partir de una reacción electroquímica entre hidrógeno (H_2) y oxígeno (O_2). No podía imaginar Grove que 200 años después, científicos e investigadores en la materia seguirían utilizando la esencia de su descubrimiento para convertir el hidrógeno en una fuente de energía masiva que contrarreste e incluso llegue a poner fin a los efectos de un uso y abuso de recursos energéticos tradicionales, como el petróleo o el carbón, para mantener las exigencias energéticas de nuestras sociedades.

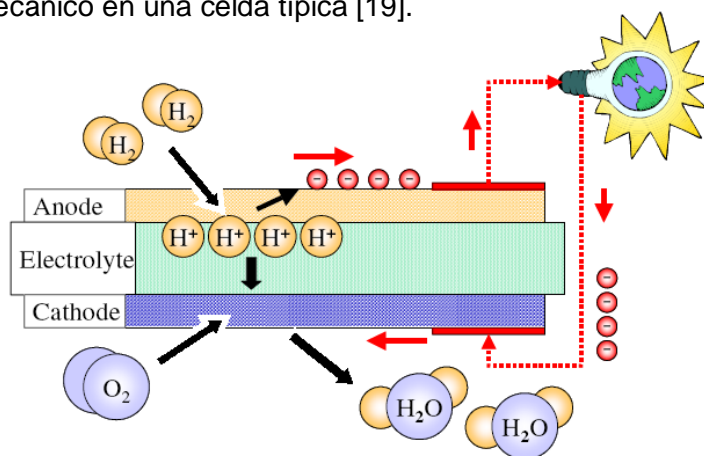
El verdadero interés en celdas de combustible como un generador práctico vino hacia comienzos de los años sesenta de nuestro siglo, cuando el programa espacial de los Estados Unidos seleccionó las celdas de combustible para proporcionar electricidad y agua a las naves espaciales Geminis y Apollo. Hoy en día, la aplicación espacial ya no es la única de tipo práctico, puesto que las celdas de combustible están atravesando por un gran momento, al haber alcanzado una etapa tecnológica que les permite estar en posición de competir cada día más con las tecnologías convencionales de generación eléctrica, ofreciendo enormes ventajas sobre ellas.

2.2. Principio de operación.

Una celda de combustible es un dispositivo electroquímico que convierte la energía química de una reacción directamente en energía eléctrica. Por ejemplo, puede generar electricidad combinando H_2 y O_2 electroquímicamente sin ninguna combustión. Estas celdas no se agotan como lo haría una batería, ni precisan recarga, ya que producirán energía en forma de electricidad y calor en tanto se les provea de combustible. En la práctica, la corrosión y la degradación de materiales y componentes de la celda pueden limitar su vida útil.

La manera de operar es mediante una celda electroquímica consistente en dos electrodos, un ánodo y un cátodo, separados por un electrólito. El O_2 proveniente del aire pasa sobre el cátodo, y el H_2 típicamente generado de un combustible pasa sobre ánodo. El H_2 y el O_2 no se mezclan directamente no produciéndose alguna combustión, en lugar

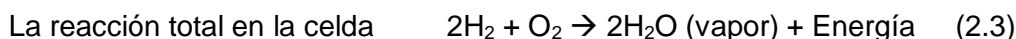
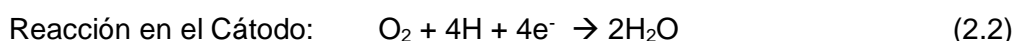
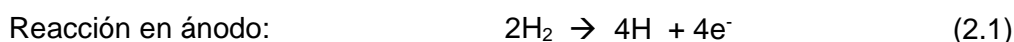
de esto el H₂ oxida una molécula a la vez, en presencia de un catalizador. Debido a que la reacción es controlada a nivel molecular, no hay oportunidad de formación de NO_x y otros contaminantes. Cuando el H₂ es ionizado en el ánodo se oxida y pierde un electrón; al ocurrir esto, el H₂ oxidado (en forma de protón) y el electrón toman diferentes caminos migrando hacia el cátodo. El H₂ lo hará a través del electrolito mientras que el electrón lo hace a través de un material conductor externo (carga). Al final de su camino ambos se vuelven a reunir en el cátodo donde ocurre la reacción de reducción o ganancia de electrones del O₂ para formar agua junto con el H₂ oxidado. Así, este proceso produce agua 100% pura, corriente eléctrica y calor útil (energía térmica). La Fig. 2.1 ilustra el proceso electromecánico en una celda típica [19].



Source: Energy Nexus Group.

Fig. 2.1: Proceso electromecánico de las celdas de combustible

Las reacciones electroquímicas que se producen en las celdas de pueden representar mediante las ecuaciones (2.1), (2.2) y (2.3), mostradas a continuación:



La cantidad de energía producida es igual a la diferencia entre la energía liberada de Gibbs de los productos y reactantes.

2.3. Componentes.

Independientemente del tipo de celda, todas constan de cuatro componentes básicos con una función específica: electrodos, electrolito, placas bipolares y celda. A continuación se detallaran las características generales de cada una de ellas, que nos permita tener una idea clara de las particularidades que presentan cada tipo de celda en las secciones posteriores.

- **Electrodos**

En los electrodos se verifican las reacciones electroquímicas que permiten transformar la energía química en eléctrica. Cada electrodo es alimentado de forma

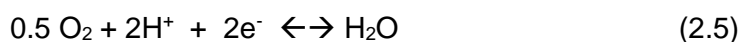
continúa por uno de los reactivos, combustible en el ánodo y comburente en el cátodo, intercambiando iones, positivos o negativos, a través del electrolito y electrones a través del circuito externo con el otro electrodo.

En el ánodo se verifica la reacción de oxidación del combustible, liberándose los electrones que fluyen al circuito externo. En el caso de que el combustible sea H_2 la reacción anódica es la ecuación (2.4). En este caso el ánodo libera también protones que avanzan hacia el cátodo por el electrolito.



En el cátodo se verifica la reducción del agente oxidante (aire, O_2 o una mezcla de ambos), consumiendo los electrones que llegan por el circuito externo. En el caso de que el combustible sea H_2 la reacción catódica es la ecuación (2.5).

En este caso el cátodo consume también protones que son enviados desde el ánodo a través del electrolito.



Como se deduce de las ecuaciones anteriores, en los electrodos se verifican reacciones en las que intervienen gases (O_2 , H_2), especies acuosas (H^+ , H_2O) y la propia superficie sólida del electrodo. Para que esto sea posible es preciso que el electrodo tenga una elevada porosidad, permitiendo así suministrar una gran zona de reacción con un mínimo obstáculo para el acceso de reactivos y eliminación de los productos.

También se precisa que el electrodo presente una elevada conductividad eléctrica, con objeto de permitir el intercambio de electrones con el circuito externo. Por último, en las celdas de electrolito líquido es importante que el electrodo sea hidrófobo de modo que el electrolito no inunde el electrodo impidiendo el transporte de los reactivos a los sitios activos así como una interface gas-electrolito-superficie de electrodo estable.

En los electrodos también debe estar presente el electrocatalizador, responsable de que se produzcan las reacciones redox de los electrodos. Suelen emplearse metales nobles, aunque dependerá del tipo de celda. La presencia de este catalizador impide que, en ciertos tipos de celdas, se utilicen algunos combustibles que se comportan como inhibidores del mismo, como por ejemplo monóxido de carbono (CO).

Finalmente, otro elemento importante en los electrodos es la capa difusora de gases, encargada de distribuir de forma homogénea los gases combustible y comburente por el electrodo para que alcancen las partículas de electrocatalizador. También es la responsable de lograr el contacto eléctrico entre dicho electrocatalizador y las placas bipolares. Por ello, la capa difusora debe ser porosa, hidrofóbica, químicamente estable y buena conductora de electrones [19].

- **Electrolito**

El electrolito es el medio encargado de transportar los iones de un electrodo a otro. Ha de ser un material aislante con objeto de obligar a los electrones a pasar por circuito externo para poder extraer trabajo de la celda.

Otra función del electrolito es servir de separación entre el combustible y el comburente de modo que no se verifique una reacción de combustión sino de oxidación o reducción en el electrodo respectivo. Es este componente que caracteriza a cada tipo de celda.

- **Placas bipolares**

Una celda tipo produce una diferencia de potencial pequeña entre los electrodos. Para obtener voltajes adecuados, diferentes en cada aplicación, se deben conectar muchas celdas en serie mediante placas bipolares. Las placas bipolares, o separadoras, son placas metálicas cuyas funciones son:

- Conectar los electrodos de diferente polaridad y de diferentes celdas sobre toda su superficie para acumular los potenciales de cada celda individual.
- Direccionar el combustible y el comburente a los respectivos electrodos gracias a los canales que ellas presentan. Las placas bipolares deben tener una alta conductividad eléctrica y térmica, una alta resistencia mecánica y a la corrosión, una baja permeabilidad para los gases, y un coste razonable.

- **Stack**

Aunque una celda está constituida por los elementos básicos descritos líneas arriba (electrodos y electrolito), a esta asociación básica se la conoce técnicamente como monocelda, asociado celdas de combustible, dejando el término stack para la conexión en serie de las monoceldas necesarias para lograr la tensión adecuada a una aplicación específica. El stack, en este sentido, es una estructura más compleja por llevar asociados sistemas auxiliares tales como los de evacuación de calor, reformado de combustible, alimentación del mismo, control de la humedad del electrolito, etc.

2.4. Tipos.

Actualmente están disponibles y en proceso de demostración, un total de cinco tipos básicos de celdas de combustible. Una forma de clasificar estas celdas es mediante el material de conducción del electrólito, obteniéndose los siguientes tipos:

- Celda de membrana de intercambio protónico (PEMFC).
- Celda alcalina (AFC).
- Celda de ácido fosfórico (PAFC).
- Celda de carbonatos fundidos (MCFC).
- Celda de óxidos sólidos (SOFC).

Las celdas del tipo PEMFC y PAFC, presentan electrólitos ácidos y se basan en el transporte de iones de H⁺. El tipo MCFC, tiene electrólitos basados en el transporte de iones CO₃²⁻, mientras que la SOFC, presenta un electrólito de cerámica de estado sólido sobre el cual se transportaran los iones del oxígeno (O²⁻).

Cada tipo de celda funciona con una temperatura óptima, que es un equilibrio entre la conductividad y la estabilidad iónica del componente. Estas temperaturas se diferencian perceptiblemente entre los cinco tipos básicos, extendiéndose desde la temperatura ambiente hasta 1800°F. En la tabla 2.1, se resumen las características de los principales tipos de celdas de [20].

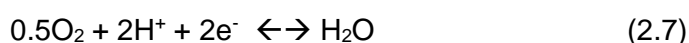
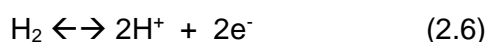
A continuación se describe con mayor detalle los tipos de celda sobre las cuales se vienen realizando proyectos pilotos aplicados a generación eléctrica.

TABLA N° 2.1: Características de los principales tipos de celdas de combustible

Denominación de celda	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Tipo de electrólito	Iones H ⁺ (con aniones enlazados en la membrana del polímero)	Iones OH ⁻ (típicamente en solución acuosa KOH)	Iones H ⁺ (soluciones H ₃ PO ₄)	Iones CO ₃ ²⁻ (típicamente fundidos)	Iones O ²⁻ (matriz cerámica estabilizada con iones óxidos liberados)
Construcción típica	Plástico, metal o carbón	Plástico, metal	Carbón, cerámicos porosos	Metales de alta temperatura, cerámicos porosos)	Cerámica, metales de altas temperaturas)
Reformamiento interno	No	No	No	Si, buena temperatura de proceso	Si, buena temperatura de proceso
Oxidante	Aire u O ₂	Aire purificado u O ₂	Aire enriquecido	Aire	Aire
Temperatura de operación	65 a 85°C	90 a 260°C	190 a 210°C	650 a 700°C	750 a 1000°C
Eficiencia del sistema DG (%)	25 – 35%	32-40%	35-45%	40-50%	45-55%
Sensibilidad a contaminantes primarios	CO, sulfuro y NH ₃	CO, CO ₂ y sulfuro	CO < 1%, sulfuro	sulfuro	sulfuro

2.4.1. Celda de ácido fosfórico (PAFC)

Es la celda más desarrollada debido a que fue la primera en ser descubierta. En la Fig.2.2 se muestra el esquema de funcionamiento de las celdas PAFC. Las reacciones químicas en el ánodo, cátodo y reacción global se desarrollan según las ecuaciones (2.6), (2.7) y (2.8), respectivamente.



a. Ventajas e inconvenientes

Los inconvenientes que presentan este tipo de esta celda son, entre otros, la pérdida de eficiencia debido a la interferencia del catalizador con el funcionamiento; y la reacción del electrolito con el carbono del electrodo a voltajes superiores a 0.8 V. También se pueden mencionar otros problemas tales como:

- El H_2 es el único combustible adecuado para la oxidación directa.
- El CO es un veneno anódico.
- Se deben emplear catalizadores de elevado costo.
- La cinética del O_2 es irreversible.
- El electrolito es de baja conductividad.

Por otro lado, las PAFC también presentan ventajas:

- El electrolito rechaza el CO_2 .
- Presentan un alto rendimiento en aplicaciones de cogeneración.

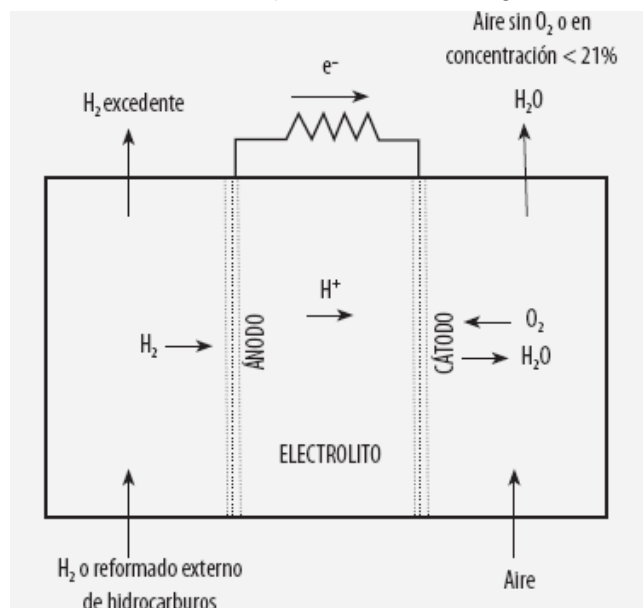


Fig. 2.2: Esquema de funcionamiento de una celda PAFC

b. Descripción de los componentes

• Electrodo

Como en la celda de polímero, también se usan electrodos para la difusión del O_2 y H_2 , así como catalizadores de platino o aleaciones de platino soportados sobre polvo de carbono.

• Electrolito

El electrolito está compuesto por ácido fosfórico (H_3PO_4), el único ácido inorgánico común con baja volatilidad y alta estabilidad, y que es tolerante con la presencia de dióxido de carbono. El electrolito está contenido por capilaridad en los poros de una matriz. Para evitar el stress en el material, se mantiene a una temperatura superior a

42°C (temperatura de solidificación); y deberá reponerse por otro por las pérdidas de material durante la operación en periodos largos a altas temperaturas.

- **Matriz**

Está compuesta de partículas de carburo silíceo con una pequeña cantidad de PTFE. La composición de la estructura consiste en una capa de PTFE con el electrolito a un lado y papel de carbón al otro, siendo ésta la zona de contacto con los gases. Suele darse un tratamiento con nitrógeno para evitar la corrosión del carbono.

- **Placas bipolares**

La celda principal se forma por la unión de celdas mediante placas bipolares nervadas que suministran a los electrodos sus respectivos gases. Dichas placas bipolares están fabricadas de grafito con canales mecanizados a cada lado, que provocan un mejor reparto de los gases reactivos (H_2 y O_2), el cual se realiza por difusores de manera externa.

- **Refrigeración**

La refrigeración se lleva a cabo mediante tubos colocados cada 5 monoceldas. Se puede hacer por aire, agua presurizada o dieléctricos.

c. Performance

El desempeño de cualquier celda de combustible está en función de la presión, temperatura, composición del gas reactante y la utilización del combustible ingresado. Adicionalmente, este desempeño puede verse afectado adversamente por las impurezas presentes en el agente oxidante y el combustible empleado en el proceso de conversión energética. Las típicas PAFC generalmente operan en un rango de densidad de corriente entre 100 y 400mA/cm². Las restricciones existentes en voltaje y potencia se deben al incremento en el nivel de corrosión de los componentes fabricados de platino (Pt) y carbono (C)

Un incremento en la presión de operación de las PAFC eleva su desempeño. El cambio teórico en el voltaje (ΔV_P) en función de la presión, a 190°C y 323 mA/cm² puede calcularse mediante la ecuación (2.9).

$$\Delta V_P = 146 \log \left(\frac{P_2}{P_1} \right) \quad (2.9)$$

Donde:

P_1 y P_2 : niveles de presión.

ΔV_P : Variación en el voltaje en mV.

Resultados experimentales demuestran la validez de la ecuación (2.9) para un rango de temperatura entre 177 y 218°C, y rango de presión entre 1 y 10 atm. Las mejoras en la performance a elevadas presiones y densidades de corriente pueden

atribuirse a una menor difusión en la polarización del cátodo y un incremento en la reversibilidad del potencial de la celda. De otro lado, la presurización disminuye la activación de polarización en el cátodo debido al incremento en la presión parcial del O_2 y del agua. Si la presión parcial del agua se incrementa, se reduciría la concentración de ácidos, incrementándose la conductividad iónica, lo cual permitiría un mayor intercambio en la densidad de corriente.

Un incremento en la temperatura de operación de la celda mejora su performance debido a la activación de la polarización, mayor transferencia de masa, y reducción de pérdidas óhmicas. La cinética empleada en la reducción del O_2 en el Pt se mejora con el incremento de temperatura. Para un rango medio de operación de carga de alrededor de 250mA/cm^2 , la ganancia de voltaje (V_T) por temperatura se puede calcular empleando la ecuación (2.10).

$$V_T = 1.15 (T_2 - T_1) \quad (2.10)$$

Donde:

T_1 y T_2 : niveles de temperatura de operación

ΔV_T : Variación en el voltaje en mV.

Similarmente al caso anterior, resultados experimentales demuestran la validez de la relación mostrada en la ecuación (2.10) para un rango de temperatura entre 180°C y 250°C . A pesar que la temperatura tiene un efecto mínimo en la reacción de oxidación del H_2 en el ánodo, resulta importante en términos de la cantidad de monóxido de carbono (CO) que puede ser absorbido. Al incrementarse la temperatura de operación se eleva el desempeño de la celda, pero también se incrementa la sinterización de los catalizadores, corrosión de los componentes, degradación del electrolito y evaporación.

De otro lado, al incrementar la utilización del gas reactante se produce una disminución en la performance de la celda debido al incremento en la concentración de polarización y pérdidas Nernst. La composición y utilización del agente oxidante son parámetros que afectan directamente la performance del cátodo. El aire contiene 21% de O_2 , lo que se traduce en una disminución de la densidad de corriente en una tercera parte a un potencial de electrodo constante. La polarización en el cátodo se incrementa proporcionalmente a la utilización de O_2 . Basado en datos experimentales, la pérdida de voltaje debido al cambio en la utilización del oxidante puede calcularse utilizando las ecuaciones (2.11) y (2.12).

$$\Delta V_{\text{catodo}} = 148 \log \frac{(PO_2)_2}{(PO_2)_1} \quad 0.04 \leq \frac{PO_2}{P_{\text{total}}} \leq 0.20 \quad (2.11)$$

$$\Delta V_{\text{catodo}} = 148 \log \frac{(PO_2)_2}{(PO_2)_1} \quad 0.04 \leq \frac{PO_2}{P_{\text{total}}} \leq 0.20 \quad (2.12)$$

Donde:

P_{O_2} = Promedio de presión parcial del O_2 .

ΔV_{catodo} = Variación en el voltaje en mV.

La ecuación (2.11) se aplica a celdas que utilizan como agente oxidante al aire, mientras que la ecuación (2.12) es efectiva cuando se emplea gas enriquecido con O_2 .

El H_2 requerido por las PAFC típicamente proviene de un proceso químico de reformado de combustibles como gas natural (CH_4), derivados del petróleo (naftalina), carbono líquido (CH_3OH) o gases carbonosos. Junto con el H_2 , se generan CO y CO_2 , debido a que algunos hidrocarburos no logran reaccionar completamente. La mezcla gaseosa rica en H_2 , resultante del reformado, contiene bajos niveles de CO que son absorbidos por el ánodo. El CO_2 y los hidrocarburos no reaccionados, como CH_4 , son electroquímicamente inertes y actúan como diluyentes. Debido a que la reacción en el ánodo es prácticamente reversible, la composición del combustible y la utilización de H_2 generalmente no ejercen una fuerte influencia en la performance de la celda. La variación en el voltaje debido a los cambios en la presión parcial del H_2 se puede calcular mediante la ecuación (2.13)

$$\Delta V_{\text{anodo}} = 55 \log \frac{(PH_2)_2}{(PH_2)_1} \quad (2.13)$$

Donde:

PH_2 : es la presión parcial promedio del H_2 .

ΔV_{anodo} : Variación en el voltaje en mV.

Experimentalmente se ha comprobado que cuando se emplea H_2 puro como combustible, el voltaje en la celda permanece casi constante en porcentajes de utilización cercanos a 90%, para luego disminuir bruscamente su valor en estados de operación donde el porcentaje de utilización este encima de su valor inicial. Bajos porcentajes de utilización, particularmente de O_2 , mejoran el desempeño de la celda, sin embargo el aprovechamiento del combustible es menos eficiente. Se recomienda un porcentaje de utilización de 85% y 50% para el combustible y el oxidante, respectivamente.

El voltaje que puede obtenerse en la celda se reduce por pérdidas óhmicas, de activación y concentración que se incrementan proporcionalmente a la densidad de corriente (J). La magnitud de estas pérdidas puede aproximarse mediante las ecuaciones (2.14) y (2.15).

$$\Delta V_J = -0.53 \Delta J \quad \text{para} \quad J = 100-200 \text{mA/cm}^2 \quad (2.14)$$

$$\Delta V_J = -0.39 \Delta J \quad \text{para} \quad J = 200-650 \text{mA/cm}^2 \quad (2.15)$$

Donde:

J = densidad de corriente

ΔV_J = variación en el voltaje en mV.

Los coeficientes de las ecuaciones fueron corroborados experimentalmente en PAFC operando a 8.2 atm, 207°C, con porcentajes de utilización de combustible y agente oxidante (aire) del 85% y 70%, respectivamente; mientras que la mezcla gaseosa que ingresaba al ánodo tenía una composición de 75% de H₂ y 0.5% de CO. Similarmente, en condiciones atmosféricas, la magnitud de pérdidas puede aproximarse según las ecuaciones (2.16) y (2.17).

$$\Delta V_J = -0.74 \Delta J \text{ para } J = 50-120 \text{ mA/cm}^2 \quad (2.16)$$

$$\Delta V_J = -0.45 \Delta J \text{ para } J = 120-215 \text{ mA/cm}^2 \quad (2.17)$$

Los coeficientes de las ecuaciones fueron corroborados experimentalmente para celdas operando a 1 atm, 400°C, con porcentajes de utilización de combustible y agente oxidante (aire) del 80% y 60%, respectivamente; mientras que la mezcla gaseosa que ingresaba al ánodo tenía una composición de 75% de H₂ y 0.5% de CO.

El objetivo de todo fabricante de celdas es lograr que la performance de su producto se mantenga a lo largo del tiempo de vida proyectado, el cual en promedio es de 40,000 horas. Sin embargo, proyectos de investigación recientes han demostrado que la celda experimenta pérdidas de voltaje conforme se incrementa el tiempo acumulado de operación. Empleando la ecuación (2.18) se puede calcular las pérdidas asociadas con este criterio.

$$\Delta V_{\text{tiempo de vida}} = - \frac{3 \times t}{1000} \quad (2.18)$$

Donde:

t: tiempo de operación en horas.

ΔV : pérdida de voltaje en mV.

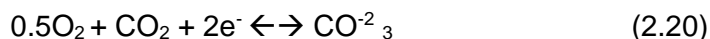
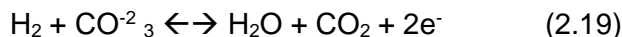
2.4.2. Celda de carbonatos fundidos (MCFC)

a. Introducción

La celda de carbonatos fundidos es una celda de alta temperatura que trabaja en torno a los 650°C. Actualmente se encuentra en un estado de desarrollo comprendido entre las pilas de ácido fosfórico y las de óxidos sólidos.

Su electrolito es una mezcla bifásica de carbonatos metálicos (como litio y potasio o litio y sodio) contenido en una matriz cerámica porosa de LiAlO₂. A altas temperaturas, se forma una sal fundida con excelentes propiedades conductoras para el paso de los carbonatos, aunque tiene un importante efecto en a pérdidas óhmicas, acumulando el 70% de estas pérdidas. En la Fig.2.3 se muestra el esquema de funcionamiento de las celdas PAFC.

Las reacciones químicas en el ánodo, cátodo y reacción global se desarrollan según las ecuaciones (2.19), (2.20) y (2.21), respectivamente.



Usualmente el CO₂ producido en el ánodo es reciclado por un circuito externo hacia el cátodo, dónde se consume. A las temperaturas de operación, aleaciones de níquel (cátodo) y óxido de níquel (ánodo) son catalizadores adecuados para promover la reacción sin metales nobles.

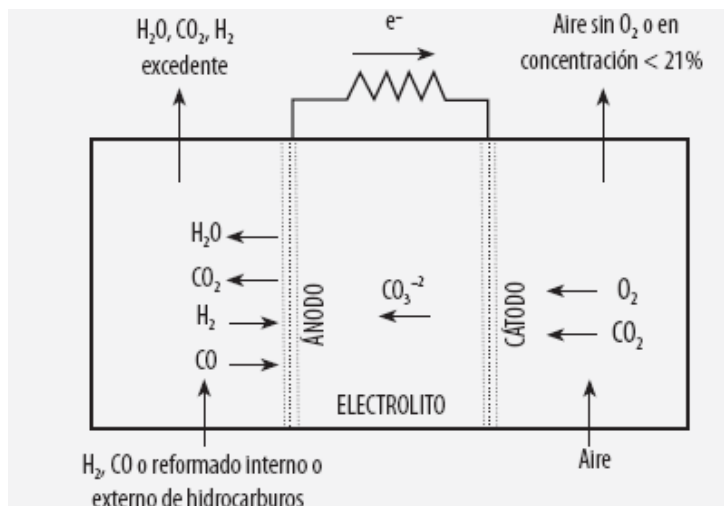


Fig. 2.3: Esquema de funcionamiento de una celda MCFC

b. Ventajas e inconvenientes

La alta temperatura de operación de las MCFC permite una mayor flexibilidad de combustible, siendo posible reformar gas natural, alcoholes, biogás, gas de síntesis procedente del coque del petróleo, carbón, biomasa, etc, para generar el H₂ necesario para la celda de combustible. El reformado para usar estos combustibles se puede llevar a cabo fuera de la celda (externo) o dentro (interno directo o indirecto). La Fig.2.4, se ilustra esta tipología para el caso del empleo de metano.

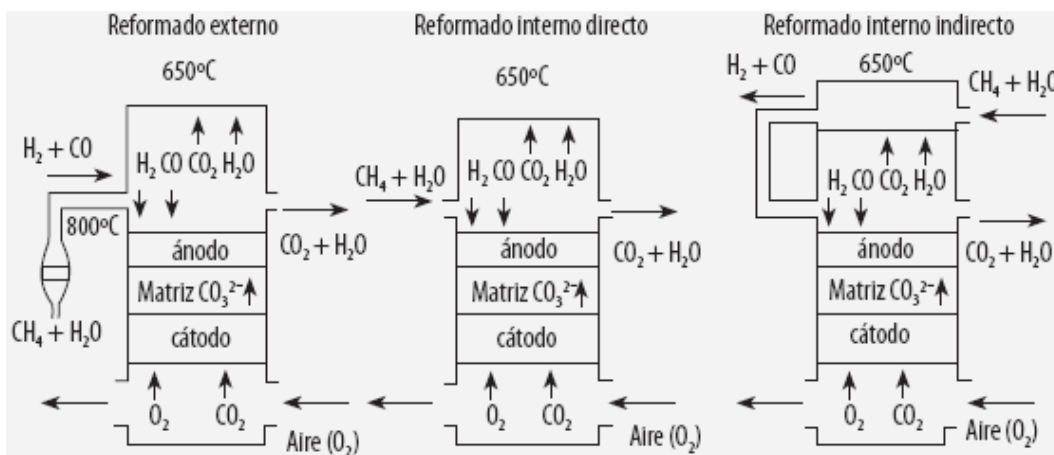


Fig. 2.4: Esquema de los tipos de reformado externo e interno.

Otras ventajas derivadas de su temperatura de operación, son:

- Rápida cinética en electrodos.
- Alta calidad del calor disponible.
- Posible ventaja económica sobre PAFC.

Por otro lado, las MCFC presentan una serie de problemas o inconvenientes que deben ser superados si se desea que su comercialización se lleve a cabo. En la Fig.2.5 se muestra un esquema con los problemas frecuentes en este tipo de celda.

- **Disolución del cátodo de NiO:** el cátodo de NiO poroso ampliamente utilizado en las MFCF, no es estable en condiciones de trabajo, ya que se disuelve formando iones Ni^{2+} que se mueven dentro de la matriz hacia el ánodo. Al mismo tiempo, el H_2 se difunde en la matriz desde el ánodo provocando la reducción de los iones Ni^{2+} a níquel metálico que precipita en los poros de la matriz. Esto ocasiona un cortocircuito a través de la matriz, que da como resultado una reducción en la eficiencia de la celda. Este proceso depende principalmente de la presión parcial de CO_2 en el cátodo y de la presión parcial de H_2 en el ánodo, el espesor de la matriz y la composición del electrolito.

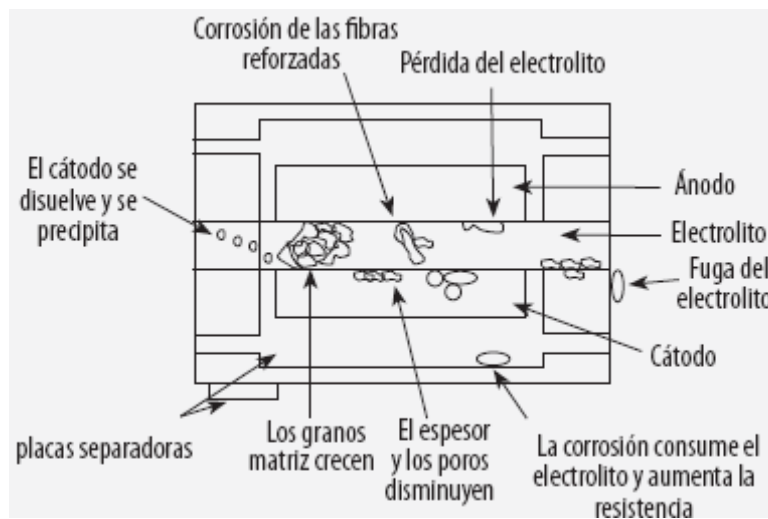


Fig.2.5: Problemas que presentan componentes de las MCFC.

- **Pérdida de electrolito:** ocurre durante la operación debido a la reacción del electrolito con los componentes del stack produciendo la litiación del cátodo de níquel y de las fibras de Al_2O_3 de la matriz, y la corrosión de los componentes estructurales. Estos procesos causan la pérdida de electrolito durante las primeras 1000 horas de operación. Este proceso depende principalmente de la presión parcial de H_2O , de la presión parcial de CO_2 , caudal de gas, temperatura y composición del electrolito.
- **La capacidad de retención del electrolito:** la matriz de estructura $\alpha-LiAlO_2$ se transforma a la fase $\alpha-LiAlO_2$, de mayor densidad, durante la operación del stack. Este proceso es acompañado por el crecimiento de las partículas y el crecimiento del

tamaño de poro de la matriz. Esto puede llevar a una pérdida de retención capilar del electrolito en la matriz, lo que causa una distribución del electrolito que finalmente producirá el cruce del gas.

- **El agrietamiento de la matriz:** la matriz debería ser impermeable a los gases para la separación del oxidante y combustible. Si ocurre un agrietamiento en la matriz, los gases oxidante y combustible reaccionarían, y se produciría un sobrecalentamiento local en la celda. Adicionalmente, la reducción del cátodo u oxidación del ánodo causaría una pérdida de rendimiento. Los ciclos térmicos del stack son considerados como la principal causa que provoca el agrietamiento de la matriz.
- **Corrosión de las placas separadoras:** es uno de los principales problemas que afectan al tiempo y vida útil de las MCFC y de elevado coste. Puede producir un cortocircuito si los productos de corrosión son conductores, y puede llegar a una reacción directa del oxidante y combustible si la placa separadora se perfora. La corrosión de las placas en las regiones de sellado, en contacto directo con el eutéctico de carbonato, es más severa causando una pérdida de electrolito y un incremento en la resistencia óhmica.
- **La desactivación del catalizador:** la desactivación del catalizador puede ocurrir principalmente por sinterización con el material soporte o cristalización del níquel, así como por el transporte del electrolito, por migración o evaporación, y su posterior deposición, llenando los poros del soporte y desactivando el catalizador.

c. Descripción de componentes

- **Electrolito**

Está formado normalmente por un eutéctico de carbonato alcalino, $\text{Li}_2\text{CO}_3\text{-K}_2\text{CO}_3$ (62-38 mol %). Actualmente, se está considerando reemplazar esta composición por $\text{Li}_2\text{CO}_3\text{-Na}_2\text{CO}_3$ (52-48 mol %). La composición del electrolito afecta el rendimiento y durabilidad de las MCFC. Los electrolitos enriquecidos en litio presentan mayores conductividades iónicas y, por tanto, menores pérdidas por polarización óhmica debido a la alta conductividad iónica del Li_2CO_3 , comparada con Na_2CO_3 y K_2CO_3 . Sin embargo, la solubilidad del gas y la difusión son menores, siendo la corrosión más rápida en Li_2CO_3 .

- **La matriz**

Es el soporte del eutéctico de carbonatos, compuesta por un material cerámico poroso, $\alpha\text{-LiAlO}_2$, de partículas subatómicas, aislantes, químicamente inertes e insolubles al electrolito. Este soporte, que es la estructura cristalina más estable del aluminato de litio, es impregnado por el eutéctico de carbonatos. Aproximadamente un 70% de la resistencia óhmica de la celda se debe a la matriz, por lo que es necesario reducir su tamaño (0.3 mm).

- **Los electrodos**

El ánodo está constituido de níquel poroso que contiene de 2 al 10% de cromo o aluminio. Presenta un diámetro de poro de 3 a 5 mm, una porosidad de 55 al 80%, un espesor de 0.20 a 1.5 mm y una superficie específica de 0.1 a 1 m²/g. El cromo se añade para eliminar los problemas de sinterización del ánodo.

El cátodo consiste en óxido de níquel litiado con una cantidad estimada de litio del 1 al 4%, y es formado in situ por oxidación, seguido de la litiación, de una placa de níquel poroso. El NiO preparado así mantiene una estructura porosa y adquiere una alta conductividad que asegura una eficaz operación del electrodo.

Las características principales de su estructura son: un diámetro de poro de 7 a 15 μm, una porosidad inicial del 70 al 80% y del 60 al 65% después de la oxidación y litiación, un espesor de 0.5 a 1 mm y una superficie específica de 0,5 m²/g.

- **Las placas bipolares**

Separan el ánodo del cátodo adyacente en un stack que contiene varias celdas individuales. Las regiones de sellado, formadas por la extensión electrolito-matriz presionadas entre dos placas individuales, evitan la fuga de los gases reactantes. En el lado catódico, se utiliza acero inoxidable sin tratar, y en el lado anódico, la misma clase de acero inoxidable pero bañado en níquel puro debido a que la capa de óxido formada sobre el acero inoxidable no protege al metal base, mientras que el níquel es estable en una atmósfera reductora. En las zonas de sellado el acero inoxidable es protegido por una capa de aluminio.

2.5. Sistema modular de celdas de combustible

A pesar que las celdas de combustible producen electricidad, un sistema de generación basado en esta tecnología requiere de la integración de varios componentes. Como se mostro en la Fig.2.1, las celdas combinan el H₂ producido de algún combustible y el O₂ del aire para producir potencia en corriente continua (DC), agua y calor. Estas reacciones deben llevarse a cabo a presión y temperatura adecuadas para la operación de las celdas. También debe implementarse un sistema alrededor del stack de celdas para suministrar y limpiar el combustible, convertir la potencia DC a una forma que tenga mayor aplicación, como una red de distribución en corriente alterna (AC), y remover los residuos y calor producto de las reacciones en las celdas.

En la Fig.2.6 se muestra el esquema simplificado de un sistema de celdas de combustible. Comenzando por el procesador de combustible, una fuente de energía convencional (gas natural, derivados del petróleo, metanol, nafta, y recientemente los biocombustibles) se limpia y luego se la convierte en un gas enriquecido con H₂. La conversión de energía ocurre cuando se genera electricidad en DC a través de las celdas

individuales combinadas en el stack. Se pueden agrupar un número apropiado de celdas o stacks para una aplicación en particular. Finalmente, el acondicionador de potencia transforma la potencia DC en AC que será suministrada a los consumidores.

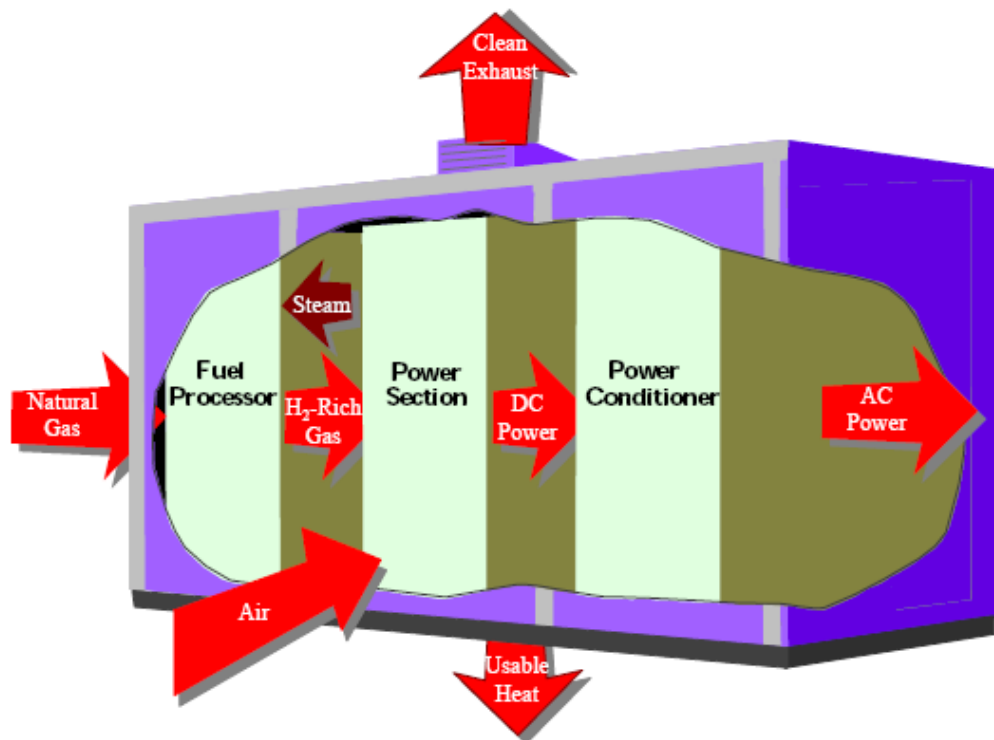


Fig.2.6: Esquema simplificado de un sistema de celdas de combustible

El diseño de un sistema de celdas de combustible involucra más que un proceso de optimización en cuanto a eficiencia y costos. También abarca minimizar el costo de la electricidad (o electricidad y calor, en sistemas CHP) dentro de las restricciones de una aplicación en particular. En la mayoría de aplicaciones, se requiere que los procesos fundamentales integren un sistema eficiente de bajo costo de inversión. Frecuentemente estos objetivos resultan conflictivos, comprometedores, o requieren decisiones de diseño importantes. Adicionalmente, los objetivos de proyectos específicos como requerimientos de combustible, nivel de emisiones, usos potenciales del calor recuperado (electricidad adicional, vapor o calefacción), nivel de respuesta deseado, criterio de peso o volumen (volumen/kWh o peso/kWh), y la tolerancia a riesgos, todo ello influye en el diseño de un sistema de celdas de combustible [23].

2.5.1. Procesamiento de combustible

Este proceso se define como la conversión de un combustible líquido o gaseoso, comercialmente disponible, en un gas adecuado para reaccionar en el ánodo del stack de celdas de combustible. En este procesamiento se enfatiza la limpieza y remoción de los compuestos dañinos presentes en el combustible ingresado, la conversión del mismo en un combustible gaseoso reformado, y finalmente el procesamiento adicional aguas abajo

para acondicionar el combustible gaseoso reformado de acuerdo a los requerimientos de las celdas. Como ejemplos de estos procesos se tiene:

- **Limpieza del combustible:** Remoción de sulfuros, halógenos y amonio para prevenir la degradación del procesador y catalizador.
- **Conversión de combustible:** Conversión del combustible (hidrocarburos primario en un gas rico en hidrogeno.
- **Alteración del gas reformado:** Convirtiendo los compuestos resultante no deseados como el hidrogeno adicional, CO y H₂O, mediante un proceso de reformado; y el CO₂ mediante una reacción de cambio agua-gas (water –gas shift).

Un procesador de combustible es un modulo integrado que agrupa uno o varios de los procesos descritos líneas arriba, según los requerimientos de tipo de celda y combustible empleados. Entre las consideraciones de diseño tenemos, una elevada eficiencia térmica, gran producción de H₂, desarrollo de multiciclos, menor compactación, menor peso y un arranque rápido dependiendo de la aplicación.

La Fig.2.7 muestra las etapas de procesamiento de combustible involucradas en una celda de baja temperatura. La mayoría de procesadores utilizan la energía química y calorífica desechada en los efluentes de las celdas para proveer calor al procesamiento de combustible, mejorando así la eficiencia [23].

La conversión del combustible y las catálisis de alteración son normalmente susceptibles a ser desactivados por impurezas, es por ello que el proceso de limpieza de combustible se desarrolla aguas abajo o dentro del proceso de conversión. Ambos procesos de conversión y alteración pueden llevarse a cabo al exterior de las celdas o dentro de ellas en el compartimiento del ánodo. Actualmente, se investiga sobre celdas que puedan operar directamente con los combustibles gaseosos y líquidos disponibles comercialmente; a pesar de esto, el combustible químicamente recomendado para las celdas seguirá siendo el gas rico en H₂. A lo largo de esta sección, y en lo que resta de la tesis, se enfocara la atención en los procesadores de reformación interna, cuyas características fueron detalladas en la sección correspondiente a los tipos de celdas de combustible.

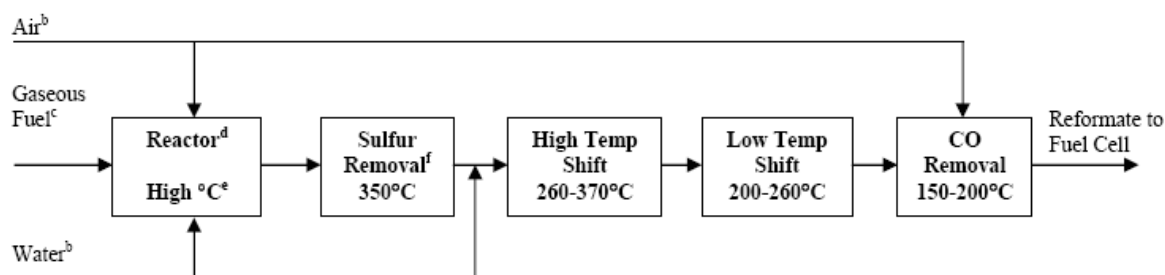


Fig.2.7: Etapas de procesamiento de combustible

Notas:

- a) - En las celdas MCFC no se requieren de alternaciones de baja y alta temperatura, ni remoción de CO.
- En las celdas PAFC, no se requiere una remoción de Co luego de una alternación a baja temperatura
- b) Es posible utilizar el aire residual, agua, y calor del combustible efluente desde las celdas y otros componentes aguas abajo.
- c) Para el tratamiento de combustibles líquidos se requiere un vaporizador.
- d) Un procesador no catalítico del tipo POX no requiere agua.
- e) La temperatura del combustible depende del contenido de sulfuro y del tipo de reactor.
- f) Puede ser localizado antes, dentro o luego del reactor; el desulfurizador líquido se coloca antes del vaporizador.

a. Técnicas de procesamiento de combustible

El término genérico frecuentemente aplicado a los procesos de conversión de combustibles líquidos o gaseosos de hidrocarburos livianos a H₂ y CO es reformación. Hay varios métodos de reformación, sin embargo los tres métodos más populares y que comercialmente más se han desarrollado son:

- Reformación con vapor (SR)
- Oxidación parcial (POX)
- Reformado autotérmico (ATR)

De los tres, con la SR se puede obtener una mayor concentración de H₂ y lograr un proceso de conversión eficiente. La POX es un proceso rápido, de buen arranque, rápida respuesta, y en un reactor pequeño. La POX no catalítica opera a una temperatura aproximada de 1400°C, pero agregando un catalizador (POX o CPOX) se puede reducir esta temperatura por debajo de 870°C. Combinando la reformación con vapor y CPOX se logra generar un proceso denominado ATR [24].

- **Reformación con vapor**

Históricamente, la reformación con vapor ha sido el método más popular para convertir hidrocarburos livianos en H₂. El combustible es calentado y vaporizado, luego se le inyecta vapor sobrecalentado dentro del reactor. La proporción molar vapor-carbón es usualmente de 2.5:1, pero esta investigándose la manera de disminuir esta proporción para mejorar la eficiencia. El vapor en exceso es empleado para forzar la reacción completa, así como también para inhibir la formación de hollín. Como la mayoría de hidrocarburos livianos, los combustibles pesados pueden ser reformados a través de una reacción de alta temperatura con vapor. La reformación de vapor usualmente se lleva a cabo empleando catalizadores de Níquel (Ni). El cobalto (Co) y otros metales nobles son también activos pero más costosos. La catálisis depende de la superficie de área del metal. En el caso del Ni, los cristales sintetizan rápidamente por encima de la llamada temperatura de Tamman (590°C), aprovechando el mayor tamaño relativo al diámetro del poro de soporte. La formación de cristales trae como consecuencia la pérdida de área de

superficie. El reformador de vapor puede operar con o sin catalizador. La reformación catalítica también propicia la reacción de alternación agua-gas. La reacción resulta ser endotérmica debido a las altas temperaturas, pero también es una reacción lenta que requiere de un gran reactor. Como consecuencia de ello, no puede lograrse un arranque rápido por este método debido a su inherente calentamiento indirecto lento. El proceso de reformación con vapor es adecuado para centrales estacionarias con sistemas de celdas de combustible.

La reacción de alteración exotérmica agua-gas ocurre en el reactor de reformación con vapor. La reacción combinada, reformación de vapor y alternación agua-gas es endotérmica., siendo necesaria una fuente indirecta de calor para operar el reactor. Esta fuente de calor usualmente adopta la forma de un adyacente, horno de alta temperatura que combustiona una pequeña porción del combustible ingresante o efluente desde las celdas. La eficiencia mejora empleando el calor residual de otras partes del sistema. Cabe señalar que la alteración intrínseca de agua-vapor en el reactor puede no disminuir el contenido de CO hasta los niveles requeridos por las celdas, en este caso será necesario de una alternación adicional principalmente en celdas de bajas temperaturas.

La reformación con vapor de hidrocarburos pesados puede utilizarse para producir CH_4 , adecuado para aplicaciones en celdas de alta temperatura con reformación interna. El pre-reformamiento de hidrocarburos, como etapa del proceso de manufactura de H_2 , amoníaco, metanol, CO y gas de síntesis, es una tecnología ya establecida. Todos los hidrocarburos más pesados son convertidos, con catalizadores basados en Ni, en una mezcla gaseosa que contiene H_2 , CH_4 y óxidos de carbono. La estabilización de la metanización y el equilibrio de la reacción de alteración en las condiciones del proceso determinan la composición del gas pre-reformado. Mediante un apropiado diseño del sistema de procesamiento de combustible, una gran variedad de combustibles pueden ser reformados adecuadamente. Para cada tipo de celdas se deben establecer parámetros óptimos de operación como temperatura, proporción de vapor-carbón y catalizadores.

- **Oxidación parcial**

Una cierta cantidad de aire u O_2 se utiliza para quemar parcialmente el combustible. La oxidación parcial es altamente exotérmica, e incrementa los reactantes a elevadas temperaturas. Los productos resultantes de la reacción, todavía en estado reducido, son luego sofocados mediante la introducción de vapor sobrecalentado. La adición de vapor promueve las reacciones combinadas de alteración agua-vapor y reformación de vapor, las cuales enfriarán el gas. En la mayoría de casos, y con un suficiente precalentamiento de los reactantes, la reacción total resulta exotérmica y se

sostiene por sí misma. Sin embargo en algunas aplicaciones, particularmente en configuraciones de pequeña escala, se puede emplear un catalizador para incrementar las proporciones de reacción a temperaturas menores. Como en la reformación con vapor, adicionalmente puede ser necesaria una alteración agua-gas para satisfacer los requerimientos de las celdas.

La temperatura en un reactor POX varía ampliamente. Un proceso no catalítico de reformación de gasolina requiere de temperaturas por encima de 1000°C. Para lograr estos niveles de temperatura se requiere materiales especiales, un precalentamiento significativo y una integración de procesos. El empleo de catalizadores puede reducir sustancialmente la temperatura de operación, permitiendo el uso de materiales de construcción más comunes como el hierro. Las conversiones a baja temperatura generan menos CO, de importante consideración en las celdas de baja temperatura, haciendo que el reactor de alteración sea más pequeño. Las conversiones a baja temperatura también logran incrementar la eficiencia del sistema.

En el caso de combustibles con hidrocarburos pesados, los rangos típicos de temperatura van desde 870°C para catalizadores POX, por encima de este y hasta los 1400°C para POX con catalíticos. Las ventajas del POX que lo hacen apropiado para aplicaciones de generación de potencia son:

- No necesitan transferencia indirecta de calor, a través de la pared, así el procesador será más compacto y liviano.
- Contrariamente a la opinión de un amplio sector, en los procesos POX y ATR se logran mejores eficiencias que en los reformadores de vapor.

El método de oxidación parcial debe llevarse a cabo de tal manera que toda la reacción sea exotérmica, pero en un bajo porcentaje oxígeno-combustible para favorecer la formación de H₂.

Mucho se comenta acerca de la menor eficiencia del proceso POX comparado con el SR, a pesar que la reformación POX es exotérmica. Sin embargo, mediante un examen exhaustivo de termodinámica nos muestra que los procesos POX y ATR presentan una mejor eficiencia en comparación con el proceso SR. Esto acarrea una pregunta, porque existe la necesidad de emplear una SR o una ATR, si el proceso POX es más eficiente. La mínima proporción admisible de O/C es 1 para el proceso POX. Esto genera un gran calor que conduce a indeseables altas temperaturas (poca presencia de H₂, menor selectividad de CO₂, restricciones en materiales de construcción, etc.). En los procesos SR y ATR se tienen menores proporciones de O/C, mantienen una baja temperatura, y se consigue un elevado contenido de CO₂ y mayor selectividad de H₂ (mayor producción de H₂ por cada mol de combustible) [24]

- **Reformado autotérmico**

El acoplamiento de los procesos SR y POX es conocido como reformado autotérmico (ATR). Algunos lo definen como una reacción SR y una POX que se lleva a cabo a distancias microscópicas en un mismo catalizador, evitando un complejo intercambio de calor. Sin embargo, otros tienen una definición menos restrictiva, un ATR ocurre donde no hay un muro entre una reacción combinada SR y una reacción catalítica POX. El proceso de ATR se lleva a cabo en presencia de un catalizador que controla la ruta de la reacción y determina así la duración relativa de las reacciones SR y POX. La reacción SR absorbe parte del calor generado por la reacción POX, limitando la temperatura máxima en el reactor. La red resultante puede ser ligeramente un proceso exotérmico.

El proceso ATR provee en el procesador de combustible el compromiso de operación a menor proporción oxígeno-carbón (O/C) y temperaturas menores que una POX; es pequeña, de inicio rápido, y capaz de brindar una respuesta más rápida que un proceso SR, dando como resultado altas concentraciones de H_2 . Se debe emplear una reacción catalítica POX para reducir la temperatura a un valor compatible con la temperatura en el proceso SR [29].

2.5.2. Acondicionamiento de potencia

El acondicionamiento de potencia es una tecnología necesaria para convertir la potencia eléctrica en corriente continua (DC), generada en la celda de combustible, en potencia en corriente alterna (AC) que tiene mayores aplicaciones sobretodo en cargas estacionarias, sector transporte, y como fuente de potencia de las redes públicas. Las celdas de combustible están emergiendo como una fuente atractiva de potencia en virtud a su inherente limpieza, eficiencia y confiabilidad natural. A medida que se incrementa su demanda en varias aplicaciones como generación remota, grupo de reserva, generación distribuida, y aplicaciones automotrices, su precio tiende a disminuir, fomentando así una mayor penetración de mercado. Adicionalmente, y a diferencia de las baterías, los sistemas de celdas de combustible pueden suministrar potencia eléctrica de manera continua mientras se ingrese los reactantes necesarios.

Un stack típico de celdas genera un voltaje de salida DC que varía ampliamente (2:1) con la corriente de carga y antigüedad de la celda, y tiene también capacidad limitada de sobrecarga. Adicionalmente, un stack de celdas presenta una respuesta lenta a los cambios de carga (si el suministro de combustible se fija para su máxima eficiencia), necesita de una considerable potencia parasita para bombear y soplar, y posiblemente puede tener un arranque lento a pesar de los requerimientos de calor. Las unidades de acondicionamiento de potencia de bajo costo son esenciales para que los sistemas de celdas de combustible sean competitivos. Además, la tecnología de conversión de

potencia debe crear, tanto como el suministro, la demanda de mercado a un costo aceptable para que la tecnología sea viable. La idea principal de esta sección es explorar el proceso de conversión de potencia para en un sistema de celdas de combustible que alimenta una carga aislada.

El fundamento teórico de los equipos de acondicionamiento de potencia como convertidores DC-DC, AC-AC; e inversores DC-AC son esenciales para entender el procesamiento de la energía eléctrica generada en las celdas de combustible. En el Anexo B se detalla los principios de funcionamiento de cada etapa involucrada en el modulo de acondicionamiento de potencia de los sistemas de celdas de combustible.

En la Fig. 2.8 se muestra el diagrama de bloques de un moderno sistema de acondicionamiento de potencia para procesar la energía obtenida en una celda de combustible y conseguir tensión alterna a la salida [23].

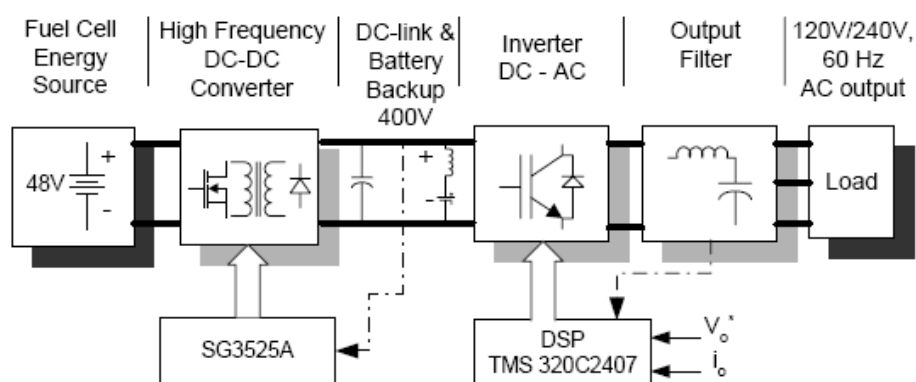


Fig.2.8: Diagrama de bloques de un módulo tipo de acondicionamiento

En esta Fig. 2.9 se muestra la variación típica del voltaje de salida en un stack de celdas en respuesta a los cambios en la corriente de carga. El voltaje generado por un stack de celdas tiene un amplio rango, y de corta magnitud (menores a 50V en sistemas de 5 a 10 kW, y hasta 350V en sistemas de 300kW), un convertidor elevador DC-DC es necesario para generar un elevado voltaje regulado en DC (400 V_{DC} típicos para una salida de 240V_{AC}). La etapa de conversión DC-DC es responsable de adecuar la potencia proveniente de las celdas, y además debe ser diseñada para lograr las especificaciones de corriente ripple de las celdas. Adicionalmente, los convertidores DC-DC no deben introducir ninguna corriente negativa dentro de las celdas. Una etapa de inversión DC-AC es necesaria para convertir la potencia DC a un tipo de potencia que abarque mayores aplicaciones como la AC a frecuencias de 50 y 60Hz.

Finalmente una etapa de filtrado en la salida se conecta a los inversores, que filtra las frecuencias armónicas de conexión y genera una onda sinusoidal en AC de alta calidad, adecuada para la carga.

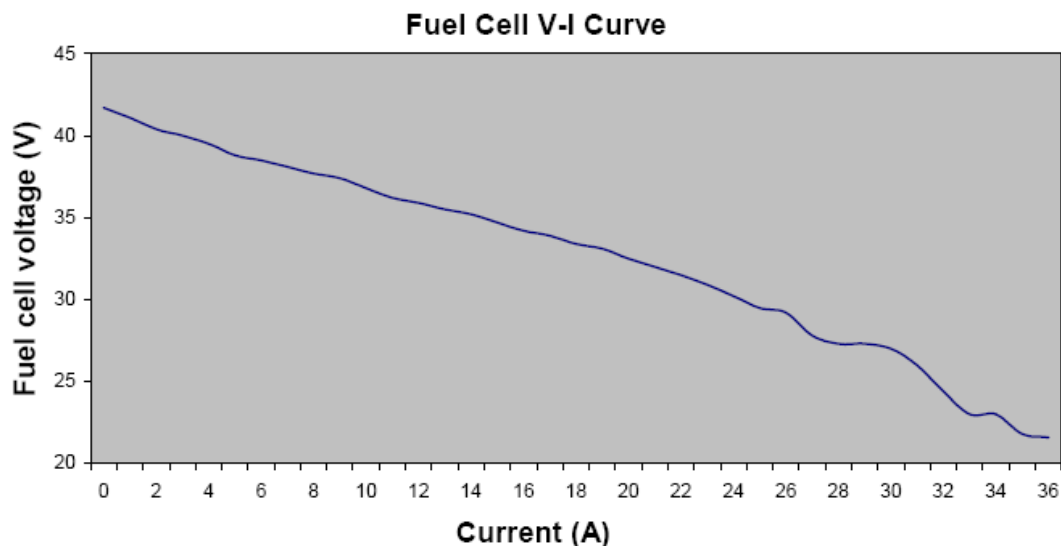


Fig.2.9: Curva característica V-I en una celda de combustible

a. Conversión de potencia en una celda de combustible para suministrar energía a una carga dedicada o carga aislada.

A manera de ejemplo se desarrollara el esquema de acondicionamiento de potencia para una carga con una demanda de 10kW. En la Fig.2.10 se muestra la curva potencia (W) vs corriente en la carga (A). La unidad de conversión de potencia debe ser capaz de operar dentro de este rango, y en particular, dispuesto a entregar la potencia nominal mientras se regula el voltaje de salida. La calidad de potencia a la salida de la etapa de conversión debe tener un nivel aceptable, con una distorsión armónica total (THD) menor del 5%.

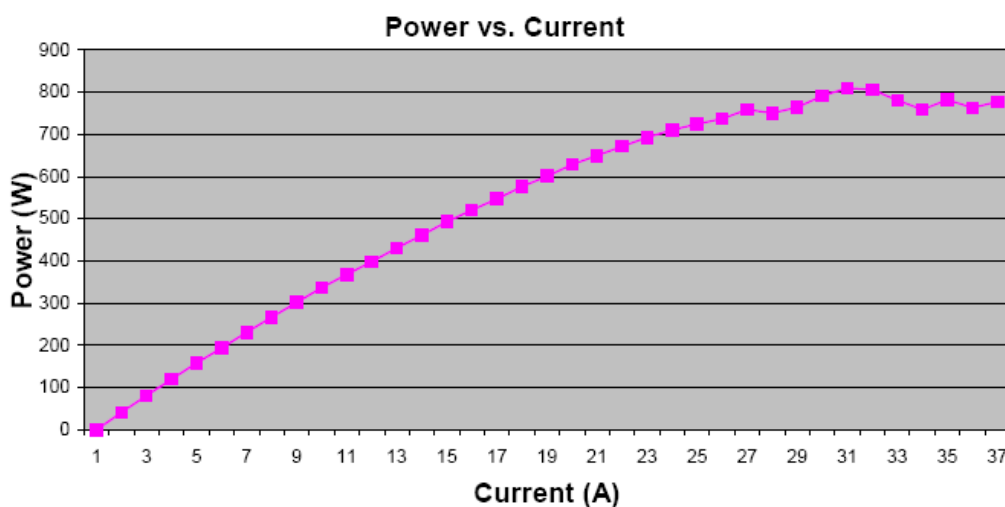


Fig.2.10: Curva potencia vs corriente en la carga

Para cargas domesticas, es deseable un pico de potencia promedio de 5:1 o superior para evitar una operación inadecuada de los equipos de protección eléctrica y cubrir la corriente de arranques de motores. Esto introduce una restricción adicional en el

diseño del acondicionador de potencia para cargas aisladas. En la tabla 2.2 se muestran las especificaciones típicas de la unidad de acondicionamiento de un sistema de celdas de combustible de 10KW [23].

TABLA N°2.2: Especificaciones técnicas de la unidad de acondicionamiento de potencia típica para un sistema de celdas de 10kW

Potencia salida	10 Kw de manera continua
Fases	Fase simple, cada salida normalizada de 0 a 5000VA, pero no debe excederse de 10000VA en total.
Voltaje de salida	120V, 240V AC. La tolerancia del voltaje de salida no debe sobrepasar $\pm 6\%$ sobre el voltaje de línea permitido y los rangos de temperatura, con o sin carga. Frecuencia 60 ± 0.1 Hz
Frecuencia de salida	60 Hz en países americanos.
Corriente ripple	<ul style="list-style-type: none"> • 120 Hz ripple < 15% • 60Hz ripple < 10% • 10kHz y sobre <60% En todos los casos entre un 10 y 100% de carga.
THD de salida	Menor a 5%
Sistema de protección	Sobrecorriente, sobretensión, cortocircuito, sobretemperatura, y baja tensión. El inversor debe desconectarse si la tensión de entrada disminuye por debajo de 42V, tampoco debe resetearse luego de una falla en el lado de carga.
Ruido acústico	No debe ser mas ruidoso que un refrigerador domestico convencional. Menor a 50bDA de nivel de ruido, medidos a 1.5m de la unidad.
Ambiental	Recomendable para instalaciones interiores en aplicaciones domesticas, en un rango de temperatura ambiente entre 10 y 40°C
Eficiencia	Mayor a 90% para una carga resistiva de 5kW
Seguridad	El sistema es muy seguro, para ser utilizado en casa o pequeños negocios por clientes sin conocimiento técnico previo
Tiempo de vida	El sistema debe funcionar por lo menos 10 años con una rutina de mantenimiento programada.

Actualmente, las celdas solo pueden suministrar potencia promedio continua en el tiempo. En consecuencia, el pico de potencia deberá ser asumido por otro tipo de fuente de energía como una batería o un supercapacitor. Por tanto, es necesario que la unidad de acondicionamiento de potencia cuente con una interface para ubicar una batería, así como también asegurar el mantenimiento de la misma.

En la Fig. 2.11 se muestra el diagrama de bloques de un sistema de celda de combustible típico diseñado para alimentar una carga aislada, y con una batería acoplada. A continuación se analizaran los posibles diagramas de bloques y topologías de circuito de las unidades de conversión de potencia para esta aplicación de carga aislada.

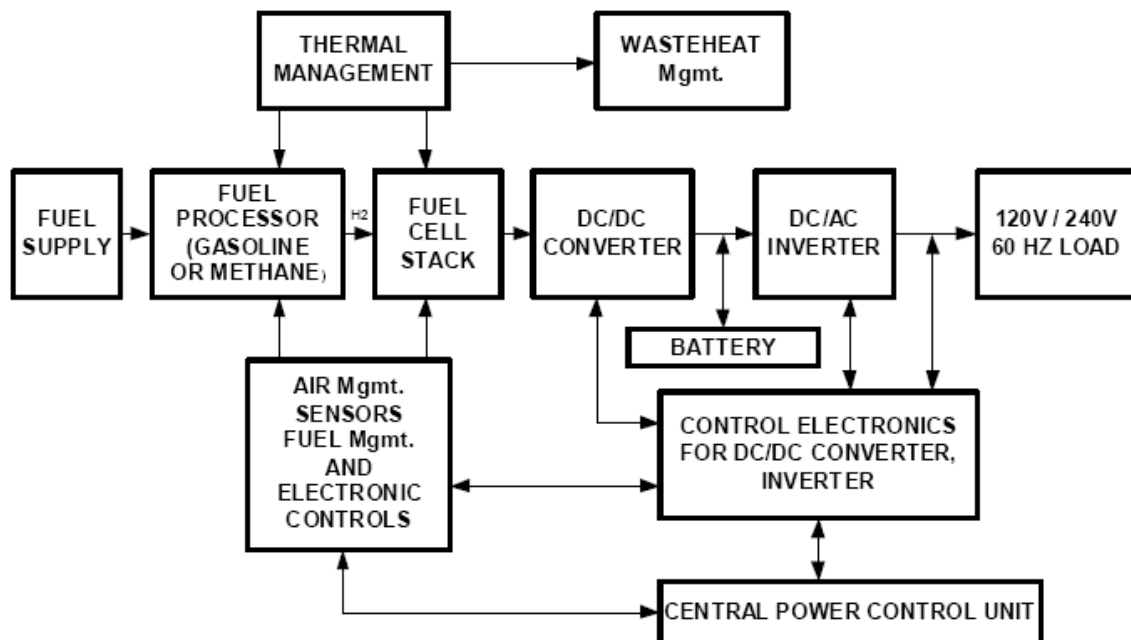


Fig.2.11: Diagrama de bloques general de un sistema de celdas de combustibles suministrado potencia a una carga aislada

- **Acondicionamiento de potencia con transformador de frecuencia.**

En la Fig.2.12 se muestra el diagrama de bloques y la topología de circuito para este caso, respectivamente. La tensión de salida DC en la celda (29 a 39V) se convierte a una tensión regulada (50V_{DC}) por medio de un convertidor simple DC-DC. El voltaje de salida de este conversor es procesado empleado un inversor DC-AC con modulación por ancho de pulso (PWM) para generar un 35 V_{AC} (rms), luego se emplea un transformador de aislamiento de frecuencia con un ratio de 1:3.5 para finalmente obtener 120/240V_{AC} en bornes. Una batería entre 42 y 48V se conecta a las terminales de salida del conversor DC-DC para proveer potencia adicional en estas terminales para los eventos de arranque de motores o periodos pico de demanda. Durante la operación en estado estacionario, el conversor DC-DC regula su salida hasta 50V, y la batería opera en modo flotante. La celda de combustible y el convertidor DC-DC son fijados para operar en una potencia definida por el fabricante (10kW en este caso), mientras que la sección del inversor DC-AC es ajustado para suministrar potencia en los periodos arranque de motores. Asumiendo que se alcanzan valores de entre 3 y 5 veces la corriente nominal, la potencia del inversor podría incrementarse de 15 a 25kVA. El convertidor DC-DC pasaría a operar en modo de corriente controlada. Durante el arranque de motores, la corriente en el modo de control se satura y limita la corriente máxima suministrada por la celda. Durante este tiempo, se utiliza la energía adicional es obtenida de la batería. En la

operación de estado estacionario, y en los periodos de mínima demanda, parte de la energía de la celda se utiliza para cargar la batería [23].

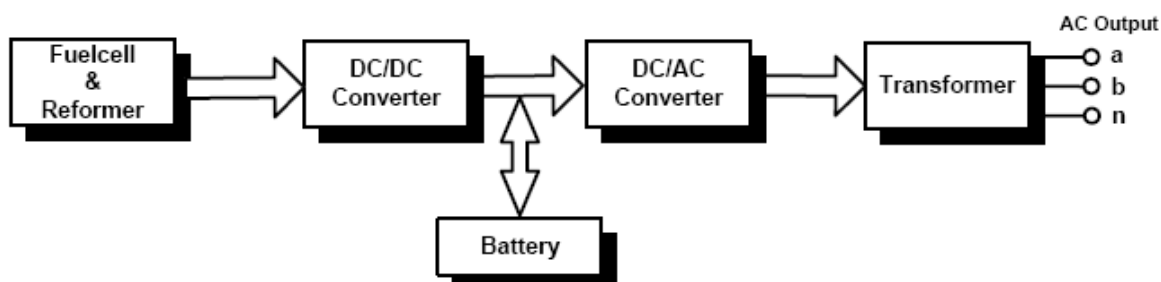


Fig.2.12-a: Diagrama de bloques de un acondicionador de potencia con transformador de frecuencia

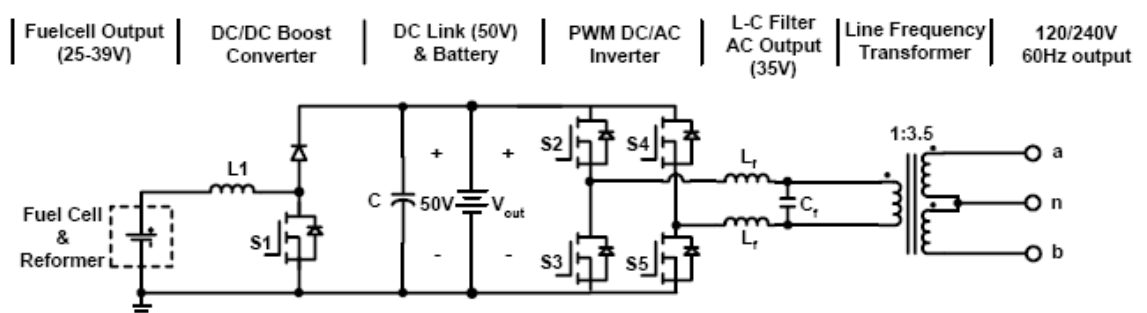


Fig.2.12-b: Topología de circuito de un acondicionador con transformador de frecuencia

Calculo de eficiencia aproximada: Refiriéndonos al diagrama de la Fig. 19, asumimos:

- Eficiencia del convertidor DC-DC: η_1
- Eficiencia del inversor DC-AC: η_2
- Eficiencia del transformador de frecuencia: η_3
- Eficiencia de conversión total de la unidad de acondicionamiento: $\eta_{total} = \eta_1 * \eta_2 * \eta_3$

Asumiendo: $\eta_1 = 0.95$; $\eta_2 = 0.95$; $\eta_3 = 0.98$,

Luego: $\eta_{total} = 0.88$.

La principal limitación de este sistema es el voltaje reducido de todo el modulo de acondicionamiento, que acarrea elevadas corrientes y una baja eficiencia total. Otra desventaja es la presencia de un transformador de gran tamaño y peso (10kg/kw).

• **Acondicionamiento de potencia con un transformador aislado de alta frecuencia**

En la Fig.2.13-a se muestra el diagrama de bloques para este caso. En este diseño, el transformador de baja frecuencia ha sido eliminado empleando una etapa adicional de conversión DC-DC. La etapa de conversión DC-DC de 50 a 400V incluye un aislamiento de alta frecuencia. La celda y el primer convertidor DC-DC son predefinidos para operar en condiciones de estado estacionario. El segundo convertidor DC-DC, conjuntamente con el inversor DC-AC, están diseñados para operar tanto en condiciones

de estado estacionario como en transitorias. En la Fig.2.13-b se muestra la topología del circuito de para este tipo de modulo acondicionador. Este método presenta tres etapas de conversión en la ruta del flujo de potencia que contribuyen a reducir la eficiencia del proceso [23].

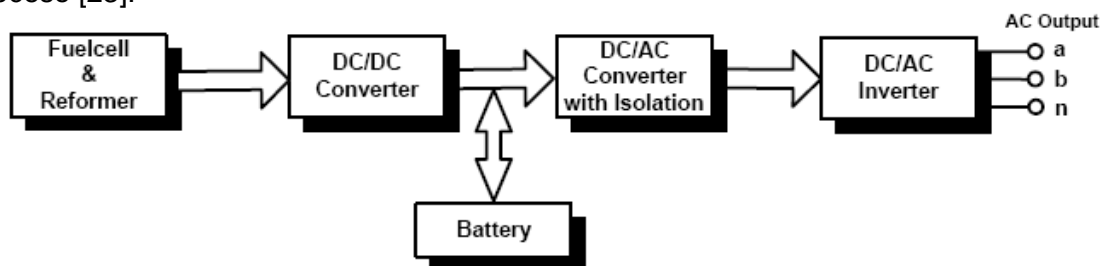


Fig.2.13-a: Diagrama de bloques de un acondicionador de potencia con un transformador de aislamiento de alta frecuencia

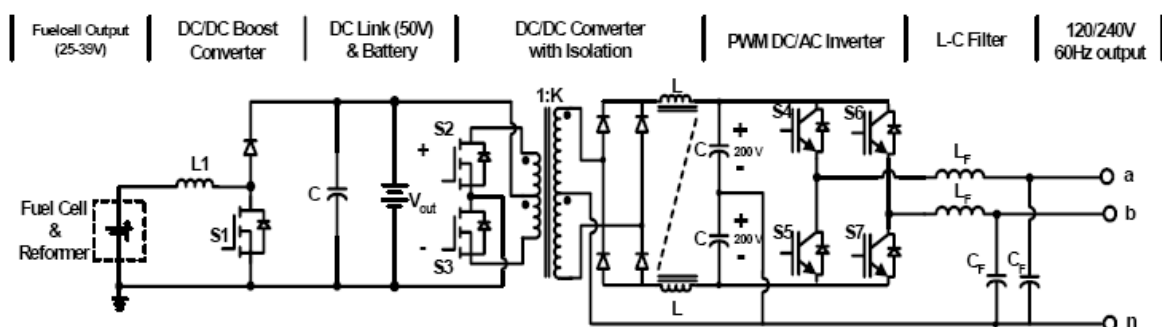


Fig.2.13-b: Topología de circuito del acondicionador de potencia con un transformador de aislamiento de alta frecuencia dentro de la etapa de conversión DC-DC

- **Acondicionamiento de potencia con aislamiento de alta frecuencia y pocas etapas de procesamiento.**

En la Fig.2.14-a se muestra el diagrama de bloques del acondicionador de potencia. En este caso, se utiliza un convertidor tipo push-pull con ganancia de 1:10 empleando un transformador de aislamiento de alta frecuencia. La salida de este convertidor se fija en 400V con $\pm 200V$, y luego se conecta a dos inversores duales DC-AC de tensión en medio puente para obtener 120/240V_{DC}. Resulta más económico instalar una batería de $\pm 200V$ a la salida del convertidor DC-DC y regular la salida convertidor push-pull DC-DC a $\pm 200V$. En este tipo de acondicionador, la celda de combustible y el convertidor push-pull DC-DC son predefinidos para suministrar potencia en estado estacionario, mientras que el inversor DC-AC está diseñado para operar tanto en estado estacionario como transitorio (arranque de motores y pico de demanda). La Fig.4.21-b muestra la posible topología del circuito para esta aplicación. Asumiendo una eficiencia de conversión en las etapas de conversión e inversión del 96% en cada una de ellas, se puede obtener una eficiencia total de 92% [23].

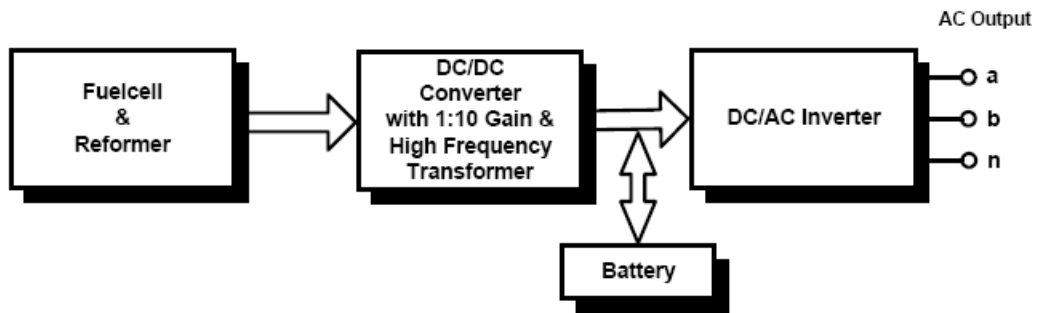


Fig.2.14-a: Diagrama de bloques de un acondicionador de potencia con pocas etapas de conversión en serie

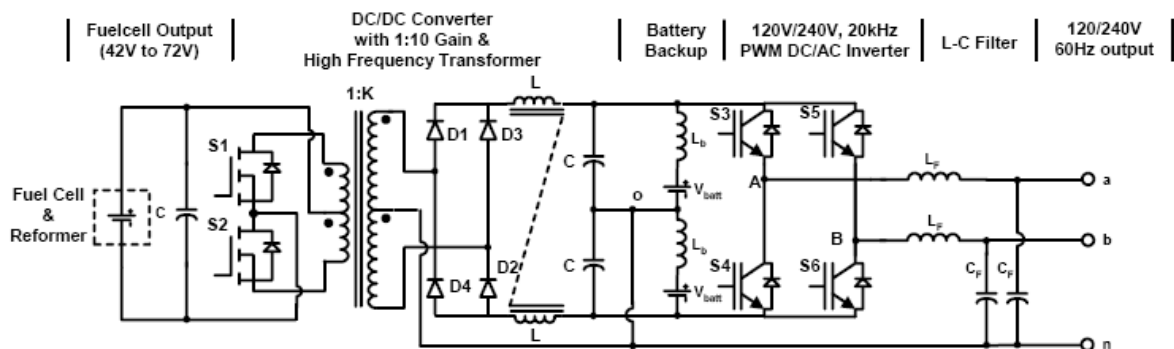


Fig.2.14-b: Topología de circuito de un acondicionador de potencia con pocas etapas de conversión en serie

Finalmente, en la Fig.2.15 se muestra el diagrama de bloques del sistema de control para un acondicionador de potencia de un sistema de celdas de combustible que alimenta a una carga aislada.

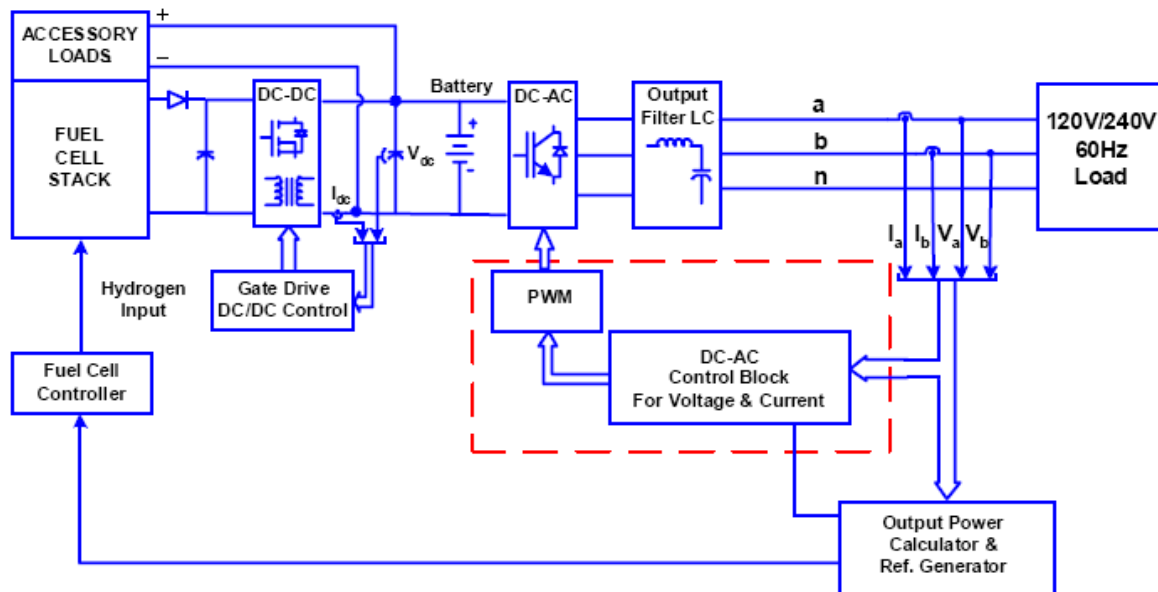


Fig.2.15: Sistema de control para el acondicionador de potencia conectado a una carga aislada

Los bloques de control DC-DC y DC-AC tienen sistemas de control separados. La potencia consumida por la carga es medida inicialmente por un bloque generador de señal de referencia, y donde además se generan las señales de referencia adecuadas para el inversor DC-AC y el controlador de las celdas. De otro lado el controlador del convertidor DC-DC regula la conexión DC y adecua la potencia desde la celda. Este bloque cuenta con un apropiado circuito de protección y limitadores para proteger la celda y la conexión DC contra sobrevoltajes y sobrecorrientes. Los accesorios necesarios para la conexión de la carga son suministrados a través de la conexión DC. La batería también provee operación de arranque para esta unidad [23].

2.6. Aplicaciones.

Originalmente, las celdas de combustible fueron desarrolladas, y empleadas por buen tiempo, en programas espaciales para proveer electricidad y agua potable a los astronautas. A pesar de esto, el uso potencial de las celdas de combustible abarca un amplio rango, desde pequeños equipos portátiles como teléfonos celulares y laptops, pasando por aplicaciones móviles como vehículos de transporte público y privado, hasta sistemas combinados de calor y electricidad (CHP) aplicados a generación distribuida destinado a los sectores doméstico, industrial y de servicios.

Los sistemas energéticos del futuro también incluirán convertidores de energía convencionales mejorados pero operando con H_2 , por ejemplo los motores de combustión interna y motores Stirling; así como los sistemas CHP con energías renovables y los bio-combustibles destinados al sector transporte. En la presente tesis son de mayor interés las aplicaciones estacionarias como generación distribuida (GD).

Los sistemas de celdas de combustible están proyectados para una variedad de aplicaciones en GD. Debido a que estos sistemas todavía se encuentran en una etapa de desarrollo, hay una experiencia limitada para validar estas aplicaciones consideradas las más competitivas destinadas a estos equipos. La poca difusión y bajo nivel comercial, hacen que las celdas de combustibles presenten elevados costos y riesgos involucrados en un proyecto de GD, sobre todo por la improbada durabilidad y confiabilidad del equipo convertidor de energía. Estas características forzarán la introducción de esta nueva tecnología dentro de mercados específicos y en aplicaciones que sean más tolerantes a riesgos en relación a otros mercados u operadores.

En los mercados de GD, la característica principal que conlleva a la temprana aceptación de este sistema es la habilidad de proveer potencia de calidad de manera confiable. El principal interés para los inversionistas ha sido su capacidad de lograr altas eficiencias sobre un amplio perfil de carga, con bajos niveles de emisiones y sin emplear controles adicionales. Dentro de las aplicaciones potenciales en GD se incluyen sistemas

CHP (cogeneración), potencia premium, potencia remota, potencia de reserva y como soporte de red.

- **Potencia premium**

Existen clientes que requieren de elevados niveles de calidad y confiabilidad de potencia, dispuestos a pagar por este beneficio, que frecuentemente encuentran alguna ventaja en la GD. Estos clientes están menos preocupados en los precios iniciales de los equipos de generación, en comparación con otros usuarios. Los sistemas de potencia premium generalmente operan como carga base. Como resultado, y en contraste con los generadores de respaldo, el nivel de emisiones y la eficiencia llegan a ser criterios importantes al momento de optar por una determinada tecnología.

Los sistemas de celdas de combustible ofrecen una gran variedad de ventajas intrínsecas que las hacen recomendables para los mercados de potencia premium. Estos mercados manejan características que incluyen bajas emisiones, vibraciones y ruido; alta disponibilidad, buena calidad de potencia, y compatibles con zonas restringidas. Mientras las emisiones sean un tema relevante en la línea de negocios debido a los problemas en zonificación y control de emisiones, las celdas de combustible se perfilarán como los equipos preferidos en GD.

Algunos tipos de sistemas de celdas han demostrado una elevada disponibilidad y confiabilidad. Mientras estos dispositivos maduren en el mercado, se espera alcanzar una elevada confiabilidad y menor equipamiento móvil. A pesar que estos sistemas abarcan un modulo de acondicionamiento de potencia para convertir la corriente continua (DC) en corriente alterna (AC), la electricidad producida es limpia, no exhibiéndose ninguna señal de perturbación como en las redes eléctricas actuales predominantes.

Finalmente, respecto al problema de zonificación, las celdas de combustible son probablemente los mejores comparados con otros sistemas de GD. Debido a su diseño compacto y funcional estos sistemas pueden instalarse al interior o exterior, y sin ningún problema en zonas cercanas a ambientes, personas, o animales muy sensibles [20].

- **Potencia remota**

En zonas rurales donde la infraestructura de redes de distribución no se encuentra disponible o resulta extremadamente costosa de implementarse, la GD resulta una opción competitiva. Así como la potencia premium, las aplicaciones de potencia remota operan generalmente como carga base. Consecuentemente, las emisiones y eficiencia llegan a ser criterios importantes en muchos mercados de GD para potencia remota. En lugares donde el combustible no se encuentra disponible de manera rápida y oportuna, la alta eficiencia de estos sistemas es una gran ventaja.

- **Soporte de red**

Una de las primeras aplicaciones que desviaron la atención de las empresas eléctricas hacia la tecnología de celdas de combustible fue el soporte de red. Existen numerosos ejemplos en instalaciones particulares y sistemas de generación distribuida en EE.UU. y Europa. La aplicación principal en los EEUU ha sido la operación de grandes motores diesel o gas natural en periodos donde la demanda de potencia es intermedia o es máxima (pico). Estas unidades suministran potencia en periodos pico de demanda y soporte de red, directamente en las subestaciones de distribución. Si se emplean como sistemas de generación, contribuyen a postergar en cierto nivel las necesidades de expansión de los sistemas de transmisión y distribución. De otro lado, también pueden suministrar temporalmente potencia en los periodos pico de demanda, o emplearse como equipos de corrección del factor de potencia del sistema y soporte de tensión; reduciendo costos para ambos usuarios, del servicio público o clientes libres [18].

- **Potencia de reserva**

Los sistemas de seguridad y contra incendio, cargas de elevadores, y bombeo de agua requieren de un suministro de potencia que opere en caso de emergencia debido al corte repentino de servicio eléctrico. La reserva auxiliar es una alternativa económica para los clientes que presentan elevados costos ocasionados debido a la interrupción del servicio, como el sector de telecomunicaciones, entretenimiento, bancos, e industrias. El grupo generador auxiliar es típicamente el sistema más simple de GD, suministrando potencia solo cuando la fuente principal esta fuera de servicio o tenga inconvenientes en la tensión o frecuencia. Esta aplicación requiere de una pequeña inversión de capital, mínimo costo de instalación, arranque rápido, almacenamiento en sitio del combustible, y operación aislada de la red pública.

En aplicaciones de potencia de reserva, la eficiencia, nivel de emisiones, y costos variables de mantenimiento son usualmente los factores menos importantes al momento de seleccionar la tecnología. Basados en la definición de potencia de reserva, las celdas de combustibles aparentan no tener mucha aplicación; sin embargo, a medida que los sistemas de celdas de combustible se hagan más comerciales, los costos asociados al equipo disminuirán impulsando la difusión de las ventajas operativas y medioambientales que presentan [18].

- **Recorte en punta**

En algunas áreas, los clientes y usuarios de la red pública están empleando GD para reducir el incremento del precio de la potencia en horas punta. El recorte en punta se aplica también a los clientes que tengan un bajo factor de potencia y/o cambios bruscos en su demanda. Típicamente, el recorte de pico no involucra la recuperación de

calor, pero el calor recuperado puede garantizarse donde el periodo de pico sea mayor de 2000 horas/año. Debido al equipamiento de bajo costo y alta confiabilidad que se requiere, los motores reciprocantes resultan ideales para estas aplicaciones. El nivel de emisiones también puede ser un problema si el equipo opera por tiempo prolongado.

Combinando el recorte de punta y otras funciones, como la potencia de reserva, se lograría una operación económica. Los altos costos de inversión y el relativo largo tiempo de arranque (particularmente para MCFC y SOFC) serían las dificultades más comunes en la difusión del uso de las celdas de combustible en aplicaciones de recorte en punta [18].

- **Sistemas combinados de calor y potencia.**

Debido al relativo elevado costo de instalación de los sistemas de celdas de combustible, la aplicación en GD con mayor proyección según los líderes en desarrollo de productos, son los sistemas CHP. Las aplicaciones CHP se basan en una generación eléctrica en sitio, combinada con la recuperación y uso del calor producido de manera simultánea. La operación continua en carga base y el efectivo uso de la energía térmica contenida en los gases de escape hará que los sistemas CHP resulten más económicos y tengan una mayor aceptación en el mercado energético

El calor se recupera en forma de agua caliente o vapor de baja presión (menor de 30psig), pero la calidad del calor depende del tipo de celda y temperatura de operación de la misma. La única excepción es la celda tipo PEM, que opera a temperaturas por debajo de 200°F, y sin embargo produce un calor de baja calidad. Generalmente, el calor recuperado en los sistemas CHP es apropiado para procesos de baja temperatura, calefacción de ambientes y calentamiento de agua potable. En el caso de las celdas tipo SOFC y MCFC, se puede generar vapor de media presión (encima de los 150 psig) desde los gases de escape a altas temperaturas, pero el uso principal de estos gases de escape caliente está en recuperar el calor por medio del intercambio con los gases al ingreso del proceso.

La carga térmica más simple de abastecer es agua caliente. Las principales aplicaciones en los sectores industriales y comerciales son aquellas edificaciones con una demanda relativamente alta de electricidad y agua caliente/calefacción, como las universidades, hospitales y hoteles. Los recientes desarrollos tecnológicos en sistemas de refrigeración y aire acondicionado activados por calor, realzaran las aplicaciones CHP de los sistemas de celdas de combustible incrementando las cargas de energía térmica en ciertos tipos de edificaciones. El uso de tecnologías modernas en restaurantes, supermercados, y frigoríficos proveerán una carga térmica base que abrirá nuevas aplicaciones a la cogeneración.

2.7. Características de performance

La performance de los sistemas de celdas de combustible está en función del tipo de celda y de su capacidad. Debido a que las celdas basan su funcionamiento en una serie de reacciones químicas, electromecánicas, y electrónicas; la optimización de la eficiencia eléctrica y característica de performance puede representar un desafío a la ingeniería. Un ejemplo de cálculo en la eficiencia eléctrica de un sistema de celdas de combustible se muestra en la siguiente sección.

La tabla N°2.3, resume las características de performance de los sistemas CHP con celdas de combustible comercialmente disponibles y desarrollado para gas natural sobre un rango desde 10kW a 2MW. Este rango cubre la mayoría de aplicaciones proyectadas para estos sistemas y representan las unidades más comunes que serán comercialmente introducidas dentro de los próximos años. Las estimaciones de costo y performance de los sistemas comercialmente disponibles se basan en un enfoque inicial de mercado proporcionado por los fabricantes. La información de precios y costos asociados a los sistemas en fase de prototipo son subjetivos y en la estimación se debe considerar 30% adicional sobre la cantidad indicada.

Las cantidades de calor y eficiencias fueron tomadas de las especificaciones técnicas proporcionadas por los fabricantes y de publicaciones especializadas sobre el tema. La energía térmica disponible fue calculada en base a la eficiencia total proyectada para los sistemas de celdas existentes; de otro lado, las estimaciones de recuperación térmica CHP se basan en la producción de calor de baja calidad para el procesamiento doméstico de agua caliente o calefacción ambiental. Estas características son empleadas generalmente en aplicaciones comerciales e institucionales donde es común tener cargas térmicas de agua caliente [18].

TABLA N°2.3: Parámetros típicos de performance en sistemas CHP

Costo y características de performance	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 2	Sistema 3	Sistema4
Tipo de celda	PAFC	MCFC	MCFC	PEM	SOFC
Capacidad eléctrica nominal (KW)	200	250	2000	200	100
Estado comercial	disponible	disponible	prototipo	prototipo	prototipo
Costo de equipamiento (U\$/kW)	5100	5100	2900	--	--
Costo de operación y mantenimiento (U\$/kW)	0.03	0.043	0.033	--	--
Proporción eléctrica-calor (Btu/ kWh)	9,480	7,930	7,420	9,750	7,580
Eficiencia eléctrica, HHV (%)	36	43	46	35	45

Ingreso de combustible (MMBtu/hora)	1.90	2.00	14.80	2.00	0.80
OPERACIÓN EN SISTEMAS COMBINADOS DE CALOR Y POTENCIA (CHP)					
Calor de salida (MMBtu/kWh)	3,709	1,750	1,777	3,592	1,906
Eficiencia total CHP HHV, (%)	75	65	70	72	70
Relación potencia/calor	0.92	1.95	1.92	0.95	1.79

Nota: Todos los fabricantes de equipos cotizan la proporción de calor en términos del valor más bajo de calor (LHV) del combustible. De otro lado, el contenido de energía útil de los combustibles se mide típicamente en base al valor más alto de calor (HHV). Adicionalmente, los usuarios eléctricos miden la proporción de calor de la planta en términos de HHV.

Los datos de la tabla nos muestran que la eficiencia eléctrica se incrementa con la temperatura y el tamaño de las celdas. Mientras la eficiencia eléctrica aumenta, la cantidad de energía térmica disponible para producir calor disminuye por unidad de potencia producida, y la relación potencia/calor en el sistema también se incrementa. Una variación en la relación potencia/calor tiene un gran impacto en el costo del proyecto y puede afectar las decisiones que tomen los clientes en términos de aceptación de la tecnología, dimensionamiento, y el precio de venta de potencia.

- **Eficiencia eléctrica**

Como toda tecnología de generación, la eficiencia eléctrica está relacionada con potencia producida y el valor de calor del combustible consumido. Debido a que los sistemas de celdas de combustible se componen de subsistemas en serie, la eficiencia eléctrica de estas unidades GD es la multiplicación de las eficiencias de las secciones individuales. El concepto de eficiencia eléctrica del sistema de celdas de combustible fue introducido recientemente, y se efectúa mediante la ecuación (2.22) que se muestra a continuación:

$$\eta_{\text{eléctrica}} = (\eta_{\text{FPS}} \times H_2 \text{ utilización} \times \eta_{\text{Stack}} \times \eta_{\text{PC}}) \times (\text{HHV/LHV relación de combustible}) \quad (2.22)$$

Donde:

η_{FPS} : eficiencia del subsistema de procesamiento de combustible, LLV

H_2 utilización: porcentaje de H_2 actualmente consumido en el stack

η_{Stack} = voltaje de operación / energía potencia, aproximadamente 1.23V

η_{PC} = potencia Ac entregada/ potencia DC consumida

Por ejemplo: en una celda PAFC

- $\eta_{\text{FPS}} = 84\%$, H_2 utilización = 83%, $\eta_{\text{Stack}} = 0.75V/1.25V$, $\eta_{\text{PC}} = 95\%$
- Proporción del combustible (HHV/LHV) = 0.9

Reemplazando se tendrá :

$$\begin{aligned} \eta_{\text{eléctrica}} &= 0.84 \times 0.83 \times (0.75/1.5) \times 0.95 \times 0.9 \\ &= 36\% \text{ de eficiencia eléctrica HHV} \end{aligned}$$

Mientras el rango de temperatura de operación en los sistemas de celdas de combustible se incrementa, la eficiencia eléctrica también tiende a incrementarse. A pesar que la máxima eficiencia termodinámica disminuye, las mejoras en la integración del subsistema reformador e incrementos en el balance de salida de los reactantes activos promueven que el nivel del sistema se eleve. Los sistemas avanzados de altas temperaturas como MCFC y SOFC son proyectados a lograr eficiencias en ciclo simples de hasta 55% HHV, mientras que en los sistemas híbridos celdas -motores recíprocos se estima que puedan alcanzar eficiencias por encima del 60% en aplicaciones GD [22].

- **Performance a carga parcial**

En aplicaciones CHP destinadas a generación eléctrica, los sistemas de celdas de combustible le dan prioridad a la potencia eléctrica o térmica, según la aplicación, para que el proceso sea más económico. En la Fig.2.16, se muestra la curva de eficiencia a carga parcial para un mercado entrante de la celda PAFC en comparación de un motor típico de gas natural.

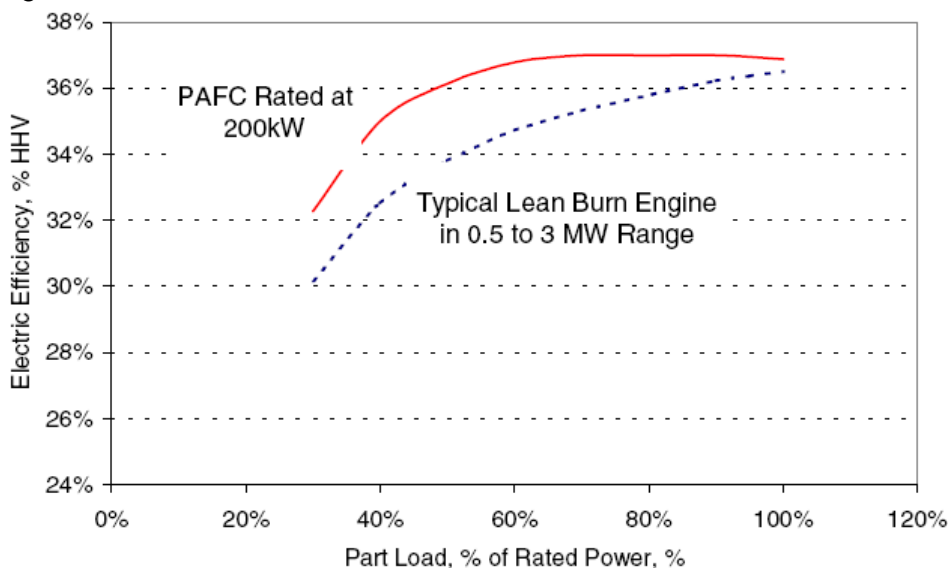


Fig.2.16: Comparación de tecnologías a carga parcial

La eficiencia al 50% de carga está dentro del 2% de su eficiencia característica de carga total. Conforme la carga disminuye, la curva empieza a decaer; la ineficiencia en los sopladores de aire y procesador de combustible llegan a anular la mejora en la eficiencia del stack de celdas.

- **Condiciones de operación.**

Las celdas de combustible están normalizadas a condiciones ISO de 77°F y 0.957 atmósferas de presión (1bar). La performance del sistema, ambas salida y eficiencia, se puede degradar a temperatura ambiente o en locaciones elevadas. La performance en el equipamiento auxiliar, principalmente de los sopladores manuales o compresores, tiene

mucho que ver en la degradación de la performance total. Estas degradaciones serán mayores en sistemas presurizados con turbo-cambiadores o pequeños compresores de aire.

- **Recuperación de calor**

Los costos de los sistemas de celdas de combustible en aplicaciones de GD dependen en menor grado del uso efectivo de la energía térmica recuperada, comparado con motores primos de menor eficiencia, sin embargo el desplazamiento de las cargas térmicas mejora los costos de operación. Generalmente, entre los módulos de celdas y de reformación se obtiene el 25% de la energía del combustible de ingreso en forma de energía térmica de alta calidad. Los gases de escape, incluyendo el calor latente del agua generado en el módulo de celdas, contienen otros 25% de energía recuperable. El calor recuperado es empleado para generar agua caliente o vapor de baja presión para ser utilizado en procesos o calefacción de ambientes, y agua caliente doméstica.

Existen cuatro fuentes potenciales de calor residual útil desde un sistema de celda de combustible: los gases de escape (incluyendo la condensación de agua), el proceso de enfriamiento del módulo de celdas, la combustión de gases en el ánodo y el calor proveniente del módulo reformador. En el caso de las celdas MCFC y SOFC, es posible generar vapor a media presión (alrededor de 150psig) debido a las características de operación en altas temperaturas de parte de estas celdas, sin embargo el uso primario de estos gases calientes radica en la recuperación de calor para intercambiarlo con los gases de ingreso al proceso. Como en el caso de motores y sistemas con turbinas, los gases de escape calientes provenientes de los sistemas de celdas de combustible se pueden emplear directamente en un proceso industrial o doméstico de secado [19].

- **Combustible**

Los sistemas de celdas de combustible operan con una variedad de combustibles gaseosos, esto debido a que la fuente principal de combustible es el H_2 obtenido de combustibles hidrocarburos, entre los cuales se incluyen:

- Gas licuado de petróleo (GLP), propano y mezclas de butano.
- Gas natural no procesado, obtenido directamente de los reservorios naturales.
- Gases de digestión anaeróbica producto de la degradación biológica de residuos orgánicos, como biogás, gases de rellenos sanitarios y plantas de aguas residuales.
- Gases residuales industriales, provenientes de refinerías y plantas químicas.
- Gases manufacturados, típicamente de bajo y mediano poder calorífico, obtenido de los procesos de pirolisis y gasificación.

Entre los factores que pueden impactar en la operación de un sistema de celdas de combustibles con combustibles gaseosos alternativos se incluyen:

- **El valor calorífico volumétrico:** Debido a que el modulo procesador de combustible del sistema inicialmente reforma el combustible, aquellos que presentan un bajo contenido energético producirán una mezcla gaseosa con un contenido menor de H_2 . Esto provoca pérdidas en la performance del stack de celdas, y puede afectar su eficiencia, capacidad, o ambas. Los repentinos incrementos en la presión a través de varios pasajes de flujo podría también disminuir el balance desarrollado en completo sistema integrado.
- **Los contaminantes:** Son el principal problema cuando se opera con combustibles alternativos. Si una cantidad adicional de sulfuros u otros componentes (cloruros) pueden ser removidos antes que ingresen al modulo procesador, debería hacerse sin impactar en la performance o vida útil del sistema. De otra manera, los compuestos podrían causar una disminución en el tiempo de vida del catalizador del modulo procesador de combustible y potencialmente impactar en la estructura del stack de celdas.
- **Disponibilidad**

A pesar que los sistemas de celdas de combustible tienen un bajo costo de mantenimiento, su inmadurez técnica y poca difusión comercial generan algunos inconvenientes en aplicaciones de GD. Tomaremos como ejemplo un evento desarrollado para medir la disponibilidad de una muestra inicial de 200 unidades PAFC. En un periodo de 12 meses, esta muestra de unidades logro una disponibilidad de 89%, con un 94% durante los primeros 30 días del periodo. En aplicaciones de potencia premium, una disponibilidad del 100% de clientes de potencia, y un 96.3% de disponibilidad sobre la muestra total fueron reportados durante este periodo. Esta performance es un indicador preliminar de que los sistemas de celdas de combustibles pueden proveer altos niveles de confiabilidad, en aplicaciones de grandes factores de carga.

El uso de unidades múltiples en una determinada locación puede incrementar la disponibilidad de toda la instalación. Los análisis realizados durante los programas de demostración en el año 1980, muestran que de 3 a 5 unidades diseñadas para una aplicación de carga del 120%, operando en paralelo, podrían proveer una disponibilidad de 99% sobre los perfiles característicos de potencia en edificaciones comerciales típicas.

2.8. Nivel de emisiones

Los sistemas de celda de combustible producen un bajo nivel de emisiones debido a que no involucra algún proceso de combustión al generar energía. En efecto, el modulo de procesamiento de combustible es la única fuente de emisiones. El gas que sale por el ánodo y que típicamente contiene de 8 a 15% de H_2 , combustiona en un catalizador o en un elemento quemador de superficie, para proveer calor al proceso de reformación. La

temperatura de esta combustión ligera se debe mantener a menos de 1800°F, a la cual se previene la formación de óxidos de nitrógeno (NO_x), pero cuya temperatura resulta lo suficientemente elevada para asegurar la oxidación del monóxido de carbono (CO) y compuestos orgánicos volátiles (VOCs) no quemados e hidrocarburos no metanizados. Típicamente un lecho absorbente ubicado antes del procesador de combustible remueve y elimina otros contaminantes como óxidos y sulfuros (SO_x) [16]

a. Óxidos de nitrógeno (NO_x)

Tres mecanismos forman el NO_x: térmico, inducido y ligado al combustible. El NO_x térmico es la fijación de O₂ atmosférico y N₂, que ocurre a una alta temperatura de combustión. La temperatura de flama y el tiempo de residencia son variables primarias que afectan los niveles del NO_x térmico. La proporción de formación del NO_x térmico se incrementa rápidamente con la temperatura de flama. Las primeras reacciones de los módulos de N₂ en la combustión del aire e hidrocarburos radicales del combustible forman NO_x inducido. Esto se forma dentro de la flama y típicamente es del orden de 1ppm en 15% de O₂, y en menor cantidad que la formación de NO_x térmico. El NO_x ligado al combustible se forma cuando el combustible contiene N₂ como parte de la estructura del hidrocarburo. El gas natural tiene un límite químicamente despreciable de N₂ en el combustible. El NO_x ligado al combustible puede contar con niveles significativos en los líquidos combustibles.

b. Monóxido de carbono (CO)

El CO y VOCs, resultan de una combustión incompleta. Las emisiones de CO se producen cuando existe una inadecuada oxigenación o insuficiente tiempo de residencia en altas temperaturas. La refrigeración de las paredes de la cámara de combustión y la reacción de extinción en los procesos de escape del gas, contribuyen también a una combustión incompleta e incrementan las emisiones de CO. Las condiciones muy livianas pueden originar una combustión incompleta e inestable con elevados niveles de CO.

c. Hidrocarburos no consumidos

Los hidrocarburos volátiles, también denominados compuestos orgánicos volátiles (VOCs), pueden abarcar un amplio rango de componentes, algunos de los cuales son terribles contaminantes del aire. Cuando alguna porción del combustible permanece sin quemarse o lo hacen parcialmente se descargan en la atmósfera. Algunos componentes orgánicos son transferidos como fracciones no consumidas del combustible, mientras otros podrían ser productos de la pirolisis de los hidrocarburos más pesados del gas. Las emisiones de los hidrocarburos volátiles de un motor recíprocante son reportados como hidrocarburos sin metano (HCSM). El metano (CH₄) no es un significativo precursor de la creación de ozono (O₃) y formación de niebla tóxica, tampoco está regulado actualmente.

El CH₄ es un gas de efecto invernadero que debe ser considerado en las futuras políticas de regulación ambiental.

d. Dióxido de carbono (CO₂)

Mientras no sea considerado un contaminante en el sentido ordinario de afectar directamente la salud, las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) causan preocupación debido a que contribuyen al calentamiento global. El calentamiento atmosférico ocurre desde que la radiación solar penetra la superficie del planeta, pero debido a la absorción de radiación infrarroja en la superficie por el CO₂ (y otros gases poli atómicos como CH₄, hidrocarburos no quemados, refrigerantes, químicos volátiles) en la atmosfera, es que la temperatura del planeta se incrementa. El nivel de emisiones de CO₂ está en función del contenido de carbón en el combustible y la eficiencia del sistema empleado. El contenido del carbón en el gas natural es de 34lbs carbón/ MMBtu; en el caso del petróleo es de 48lbs carbón/MMBtu; y en el carbón mineral es de 66lbs/MMBtu. La tabla 2.4, nos muestra las emisiones de cada uno de los sistemas de celdas de combustible. Estos sistemas no requieren ningún dispositivo de control de emisiones [16].

TABLA N°2.4: Características de emisiones en sistemas de celdas de combustible

Análisis de emisiones	Sistema 1	Sistema 2	Sistema 3	Sistema 4	Sistema 5
Tipo de celda	PAFC	MCFC	MCFC	PEM	SOFC
Capacidad eléctrica nominal (kW)	200	250	2000	200	100
Eficiencia eléctrica, HHV (%)	36	43	46	35	45
NOx (ppmv en 15% de O ₂)	1.0	2.0	2.0	1.8	2.0
NOx (lb/MWh)	0.03	0.06	0.05	0.06	0.05
CO (ppmv en 15% O ₂)	2.0	2.0	2.0	2.8	2.0
CO (lb/MWh)	0.05	0.04	0.04	0.07	0.04
VOC (ppmv en 15 % O ₂)	0.7	0.5	1.0	0.4	1.0
Costo operación y VOC (lb/MWh)	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
CO ₂ (lb/MWh)	1.135	890	950	1170	910
Carbón (lb/MWh)	310	240	260	315	245

Nota: La estimación de emisiones se basan en datos proporcionados por los proveedores de tecnologías. Los rangos de emisión volumétrica (ppmv al 15% de O₂) en lbs/Mwh para NOx, CO, y VOC están basadas en los siguientes multiplicadores de conversión: 0.01418 lb/Mwh por ppm NOx, 0.00977 lb/Mwh por ppm CO, y 0.00593 lb/Mwh por ppm VOC, respectivamente.

CAPITULO III

EL HIDROGENO DE LA BIOMASA

3.1. Introducción

Uno de los más grandes retos de la humanidad para el presente siglo es el desarrollo de combustibles cuyo uso no altere el equilibrio ambiental. Desde los siglos pasados, todas las sociedades han quemado enormes cantidades de carbón, materia orgánica e hidrocarburos para satisfacer sus demandas de energía térmica, eléctrica y para mover vehículos o máquinas, sin contar con la quema de desechos sólidos y los incendios forestales. La combustión de estos productos origina contaminantes como CO₂, NO_x, SO_x, HCs, los cuales son emitidos a la atmósfera sin ningún control. Esto ocasiona graves daños al ambiente por su toxicidad y algunos problemas como el smog, lluvia ácida, concentración de ozono en zonas urbanas y el bien conocido efecto invernadero. La crisis petrolera de los años 70 llamó poderosamente la atención hacia fuentes alternas de energía, entre las que se destacó la energía nuclear. Diez años más tarde surgió otra alerta, esta vez relacionada con el acelerado deterioro ambiental en todo el mundo causado por la acumulación de gases tóxicos en la atmósfera.

Tanto los gobiernos como la comunidad científica volvieron la mirada hacia el desarrollo de fuentes limpias de energía (hidráulica, solar, eólica, biomasa, geotérmica). Con estas perspectivas surgió la idea de buscar una sustancia cuya combustión no origine daños ambientales, aporte grandes cantidades de energía y esté disponible en grandes cantidades. La respuesta más promisoría es el hidrogeno (H₂). Este elemento se considera una fuente de energía alternativa para el futuro.

El hidrógeno es el elemento más abundante en el universo. Se encuentra en grandes cantidades en el universo y forma parte de muchos compuestos presentes en nuestro planeta. Se encuentra en vías de convertirse en una de las fuentes de energía del futuro, particularmente en el caso de las celdas de combustibles. Sin embargo, su presencia en estado puro es excepcional, lo que hace necesario el uso de diferentes técnicas para su obtención. Si se quiere llegar a la plenitud del H₂ como energía del siglo XXI, tal y como lo ha denominado el World Watch Institute, prestigiosa organización independiente de investigación medioambiental, se necesita generar el hidrógeno de forma limpia e inagotable. Según el informe de esta organización, en la actualidad el 99%

de hidrogeno que se produce en el mundo se obtiene mediante el consumo de combustibles fósiles como el petróleo y gas natural. La utilización de estos elementos contribuye a contaminar el aire y, en última instancia, provoca el temido cambio climático. En la Fig. 3.1 se muestran las rutas de producción de H₂, donde se observa las fuentes y procesos asociados en cada unas de ellas [24]- [25].

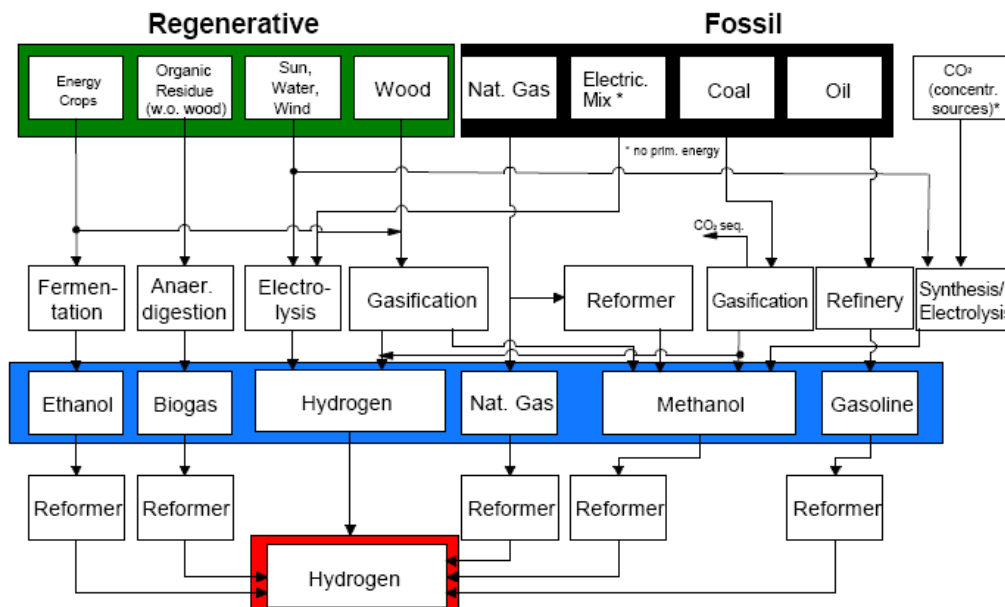


Fig. 3.1: Técnicas de producción de hidrogeno

Como puede verse del grafico anterior, es posible obtener H₂ desde prácticamente cualquier fuente energética, directamente mediante la electrolisis del agua, o a través de un proceso de descomposición química, también conocido como reformado, donde el combustible se convierte en un gas compuesto mayormente de H₂.

Sin embargo, resulta impráctico trabajar directamente con H₂ debido a problemas de almacenamiento y transporte. El almacenamiento del combustible constituye quizá el mayor inconveniente técnico y económico, el H₂ gaseoso comprimido requiere tanques entre 5 y 10 veces más grandes que el diesel o gasolina para un contenido energético equivalente; de otro lado la infraestructura involucrada en el transporte de estos grandes contenedores seria aun más engorrosa. Por esta razón, actualmente el empleo en bruto del H₂ está limitado a unas cuantas aplicaciones industriales, prefiriéndose utilizar combustibles portadores que posteriormente serán reformados en el momento y lugar requerido. Como se menciono en el capítulo 2, los sistemas de celdas de combustible cuentan con un modulo de procesamiento de combustible, que actúa como reformador, desde donde se suministra la cantidad necesaria de H₂ al modulo de celdas para el proceso de generación eléctrica y térmica.

Obtener hidrogeno a partir de energías renovables es materia de investigación y desarrollo en los últimos años a nivel mundial, especialmente desde la biomasa, recurso

energético relativamente abundante en todas las regiones, y sobre el cual se basa el proyecto de la tesis. La aplicación de tecnologías modernas en el aprovechamiento energético del recurso biomásico ha permitido el desarrollo de procesos eficientes y limpios para transformarlo en combustibles sólidos, líquidos o gaseosos, que luego de ser acondicionados (purificado y/o reformado) se obtiene un gas rico en H_2 . En la tabla N°3.1, se resumen las técnicas aplicadas y combustibles obtenidos al procesar la biomasa [12].

TABLA N°3.1: Procesos de obtención de biocombustibles

TIPO DE PROCESO	TECNICA	PRODUCTO
Termoquimicos	Pirolisis	Gases combustibles
		Aceites combustibles
		Carbon vegetal
	Gasificacion	Gas producto (bajo poder calorifico)
		Gas de sintesis (mayor poder calorifico y contenido de H_2)
Biologicos	Digestion anaerobica	Biogas
		Gases de plantas de tratamiento de aguas residuales
		Gases de rellenos sanitarios
	Fermetacion alcoholica	Metanol
		Bioetanol

Es así como el gas de síntesis, el biogás, los gases de rellenos sanitarios, los gases de las plantas de tratamiento de aguas residuales, los líquidos resultantes del proceso de pirolisis, y el bioetanol pueden ser considerados como fuentes de hidrogeno para las celdas de combustibles. Debido a las características del proyecto de aplicación y el área geográfica de influencia, en las secciones siguientes del capítulo y a manera de introducción teórica, se detallara los procesos de producción y acondicionamiento previo de los gases de digestión anaeróbica, o también denominado biogás.

3.2. Gases de digestión anaeróbica.

Otros combustibles derivados de la biomasa que pueden utilizarse en aplicaciones con celdas de combustible, son el biogás y el gas procedente de las plantas de tratamiento de aguas residuales urbanas (sewage gas). Estos gases que contienen principalmente metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), son derivados de un proceso de tratamiento biológico de la biomasa denominado digestión anaeróbica (DA), también denominada fermentación, donde se degrada la materia orgánica en ausencia de O_2 con ayuda de una bacteria.

Cada año los agricultores y ganaderos tiran dinero a la basura al deshacerse de los residuos que generan. En el Perú se producen actualmente unos 700 millones de toneladas de residuos agrícolas y ganaderos, recibiendo generalmente los tratamientos más baratos para su destrucción, a pesar de no ser los más adecuados para el medio

ambiente (combustión, enterramiento, etc.), pero existe otra posibilidad más rentable y ecológica. La obtención de gases combustibles por medio de la digestión anaeróbica representa un tratamiento alternativo a aquellos más convencionales, con un enorme potencial no solo para evitar daños ecológicos, sino para además obtener energía de forma eficiente.

El uso de técnicas de DA, además de reducir las emisiones de metano, conlleva la disminución de las emisiones de amoníaco y otros gases de efecto invernadero, así como de compuestos orgánicos volátiles no metánicos y de compuestos que causan malos olores.

3.2.1. Procesos biológicos de la biomasa

Son aquellos que se llevan a cabo mediante diversos tipos de microorganismos, ya sean contenidos en la biomasa original o añadidos durante el proceso. Estos microorganismos producen la degradación de las moléculas complejas que forman parte de la biomasa a compuestos más simples, de alta densidad energética. Se utilizan estos procesos, fundamentalmente, para tratar biomasa natural o residual de alto contenido en humedad, siendo los más representativos la fermentación alcohólica y la digestión anaeróbica.

En esta sección enfocaremos el tratamiento teórico referente al proceso de digestión anaeróbica, y en secciones posteriores se tratará con más detalle el tema de la fermentación alcohólica para la producción de etanol, que también es considerado como un combustible apto para las aplicaciones de celdas de combustible

a. Digestión anaeróbica

Se trata de una fermentación microbiana en ausencia de O_2 que produce, por un lado, una mezcla de gases cuyo principal componente es metano (CH_4), en un 40 al 80%, siendo el principal componente inerte el dióxido de carbono (CO_2), y en un reducido porcentaje elementos contaminantes como H_2S , COS , NH_3 y Siliconas; y de otra parte también se produce una suspensión acuosa o lodo que contiene los componentes difíciles de degradar, además de minerales inicialmente presentes en la biomasa [34].

3.2.2. Recurso digestible.

En principio, puede servir como materia prima todo tipo de recurso biomásico, especialmente de alto contenido de humedad. Al tratarse de residuos de alto contenido en humedad, no es conveniente para su tratamiento utilizar procesos termoquímicos, por su bajísimo rendimiento en este caso. Sin embargo, la viabilidad del tratamiento de cada tipo de materia orgánica depende de una serie de factores relacionados con su composición y contenido de nutrientes. Por ello la biomasa más utilizada para someterla a digestión anaeróbica es la del tipo residual.

Las materias primas digestibles cuentan con un amplio espectro de biomasa residual, entre las que destacan los residuos ganaderos y lodos de las plantas de tratamiento de aguas residuales urbanas, los cuales se pueden agrupar de la siguiente manera:

a. Residuos industriales

Residuos orgánicos industriales incluyen un amplio rango de materiales residuales de las operaciones industriales y comerciales. Estos residuos orgánicos, en forma sólida o líquida, constituyen un adecuado material de ingreso para los procesos de digestión anaeróbica.

Fuentes potenciales de residuos comerciales incluyen los residuos en los catering (abastecimiento de alimentos) de hoteles y restaurantes. Estos residuos presentan un alto contenido de humedad, que generan muchos inconvenientes si se tiene pensando emplear incineración en su eliminación, pero aptos como material digestible. Se pueden requerir tratamientos adicionales de pasteurización antes de aplicar el proceso de fermentación. La DA en el tratamiento de residuos industriales está incrementándose rápidamente. Alrededor de treinta tipos de industrias han sido identificadas como potenciales para optar por procesos de digestión, por ejemplo, en preparación de comidas y bebidas y procesamiento de químicos, industrias de fermentación y farmacéuticas.

La demanda química de O_2 (DQO), es la cantidad total de O_2 necesaria para oxidar completamente las sustancias orgánicas e inorgánicas contenidas en un litro de suspensión y se emplea como medida indirecta de cantidad de sustrato transformable. Se recomienda que las aguas residuales industriales tengan un DQO por encima de los 50,00 mg/l, aunque es preferible que estas aguas tengan con DQO alrededor de 2,000 mg/l, esto debido a que los procesos aeróbicos se hacen más costosos al necesitar de grandes cantidades de O_2 .

La mayoría de industrias emplean DA como tratamiento previo en el control de malos olores, y para reducir el costo del proceso final en una planta de tratamiento de aguas residuales. En general el proceso anaeróbico es ampliamente utilizado debido a la menor energía desplegada, en comparación con los procesos aeróbicos, para cumplir con los estándares de eliminación de residuos. El exceso de la producción de lodo también tiende a ser menor. Los residuos y aguas residuales industriales usualmente provienen de:

- Comidas y bebidas industriales.
- Industria del azúcar.
- Procesamiento de papel.

- Residuos de centro de beneficios de animales.
- Industria química.
- Industria farmacéutica.
- Industria de cosméticos.
- Residuos del procesamiento de pescado y aceite pescado.

b. Lodos de aguas residuales

Lodos residuales procedentes de plantas de tratamiento biológico son materiales altamente activos, que rápidamente empiezan a fermentarse en condiciones anaeróbicas. Usualmente se llega a formar un material líquido, con aproximadamente 5% en contenido de sólidos (CS), o un material seco con un 20-25% CS. La DA se ha convertido en un standard en el tratamiento de lodos de aguas residuales, debido a su bajo costo de operación. También es recomendable si se desea mejorar la capacidad de purificación agua potable tratada, haciéndola más segura para las aplicaciones urbanas y como fuente de producción de energía (hidroeléctricas). Otra ventaja adicional es la tecnología comercial disponible y en constante perfeccionamiento con la que se cuenta para procesar este tipo de residuos mediante DA.

En las plantas de co-digestión, el agregar lodo a la fracción orgánica de residuos sólidos municipales (FORSM), incrementa el nivel de nutrientes, así como también el contenido de humedad. La adición de 5% de lodos residuales a la FORSM, da como resultado mejoras en la performance del proceso y estabilidad en el reactor, pero la mejor performance del proceso de DA se logra con un material de ingreso que contenga FORSM y lodos de aguas residuales en proporción 80 a 20 [36].

c. Residuos de la granja

La instalación de digestores anaeróbicos para el tratamiento de estiércol de animales en granjas a nivel individual se remonta a la época de 1970. Hoy en día, es una tecnología estándar en la actualización de bio-residuos agrícolas. En Europa, el 75% de biomasa tratada en las plantas de DA es estiércol. Esto representa un gran porcentaje de de tratamiento de residuos por DA y también de aplicaciones más comunes.

Los residuos de animales, en zonas rurales, es un material no homogéneo con un CS entre 2 y 12%. Entre las ventajas de DA en el tratamiento de estiércol se incluye un material digerido con menos olores, el cual puede ser extendido sobre cualquier terreno sin ninguna molestia causada por los malos olores. El material digerido posee también un gran valor fertilizante, que puede ser usado como abono en tierras agrícolas. Sin embargo, será necesario un post-tratamiento cuando la producción de estiércol exceda las cantidades solicitadas por los agricultores, o cuando los niveles de nitrato sean muy elevados. Los residuos agrícolas adecuados para DA son:

- Estiércol de ganado, cerdos y aves de corral.
- Remanentes de cosechas y residuos de jardines.
- Estiércol de corrales en granjas pequeñas

El estiércol de corral consiste básicamente en estiércol mezclado con paja, retazos de madera, etc. La paja absorbe el estiércol dando como resultado una materia seca que contiene entre 10 y 30% de residuos animales. La producción de biogás no es la misma dependiendo del material ingresado como se observa en la tabla N°3.2.

TABLA N°3.2: Producción de biogás según tipo de estiércol

Material ingresado	Proporción Carbón/ nitrógeno	Producción de biogás (m ³ / kg VS)
Estiércol de cerdo	3 / 10	0.25 – 0.50
Estiércol vacuno	6 / 20	0.20 – 0.30
Excremento de aves	3 / 10	0.35 – 0.60

Cada tipo de material ingresado contiene sustancias no deseadas o inhibidoras. La tabla N°3.3 muestra las diferentes características de los depósitos animales.

Tabla N°3.3: Sustancias inhibidora según tipo de estiércol

Material de ingreso	Sustancias no deseadas	Sustancias inhibidoras	Problemas frecuentes
Excremento de cerdo	Restos de madera, cerdas, arena, paja	Antibióticos, desinfectantes	Capas de espuma, sedimentos
Estiércol de ganado	Cerdas, paja, madera, tierra, NH ₄	Antibióticos, desinfectantes	Capas de espuma, pobre producción de gas.
Excremento de aves	NH ₄ , arena, plumas	Antibióticos, desinfectantes	Inhibición NH ₄ , capas de espuma

Hay algunas consideraciones, sobre todo respecto al material ingresado, que debe evitarse para lograr un adecuado proceso de digestión. Entre ellas destacamos lo siguiente:

- La paja de regular tamaño, puede causar la formación de considerables capas de espuma, lo cual es difícil de controlar durante el proceso de digestión. Este material también es causante de una digestión de bajo rendimiento; sin embargo, si el tamaño del material es lo suficientemente pequeño ayuda a mejorar la producción de biogás.
- Los restos de madera presentan una bio-degradación anaeróbica causando obstrucción en los tubos del reactor. Así también, la arena y tierra al precipitarse en el digestor originan fallas en el proceso.
- Los excrementos de aves al estar podrían estar en demasía contaminados con arena sobre todo cuando los animales se mantienen en corrales abiertos.
- Los iones de NH₄ inhiben la digestión en una alta concentración.

Un criterio importante al momento de planificar una planta de tratamiento de DA es la cantidad disponible de material de ingreso. Frecuentemente el excremento de cerdos es recolectado en forma de lodos, conteniendo grandes cantidades de agua. Si el contenido total de sólidos (CS) es menor a 5%, la aplicación de sistemas de DA no resulta muy económico. En algunos casos, si el estiércol es recolectado empleando un sistema de rastrillos, se llegaría a incrementar el CS hasta en un 10% [36]- [38].

El estiércol de ganado es también recolectado con rastrillos; de ahí que la dilución con agua es mínima. Dependiendo de la locación y la operación tradicional, el ganado suele pasar largos periodos de tiempo en los pastizales, lo que dificulta la recolección del estiércol. Reducir el tiempo de recolección de ganado debe ser considerado como una posible mejora económica del proyecto.

d. Residuos sólidos municipales

La digestión anaeróbica de los residuos sólidos municipales (RSM) es, técnica y perfectamente factible. Sin embargo, uno de los dilemas fundamentales es como se debe recolectar el residuo orgánico: separándolo desde el reciclaje, o a través de un método de segregación mecánica como proceso de tratamiento previo a la DA. Las fuentes de segregación no garantizan que el residuo no contenga ningún material no deseado. En realidad el vidrio, plástico y otros materiales siempre deberán ser removidos previamente. De otro lado si el proceso está bien diseñado y se desarrolla correctamente, es posible alcanzar productos de alta calidad.

La principal desventaja es la fuente de separación que debe implementarse. Esto involucra nuevos contenedores y vehículos para la recolección, haciendo que los costos sean siempre mayores que el método tradicional de recolección, excepto si esta fuera parte de un sistema de recolección de fuente segregada integrada. Los subsidios pueden ayudar, instalando fuentes de separación adecuadamente distribuidos en un centro poblado. Esto también requiere significativos esfuerzos promocionales para incentivar la conciencia pública, a pesar de ello siempre habrá un sector de público que no participe.

A pesar de lo limpio que pueda ser la corriente residual, se deberá definir el propósito de la planta de DA. Si la planta se implementa con la idea de maximizar la producción de metano, se recomienda emplear un proceso de recolección mixta. De otro lado, si el propósito principal es producir material digestado de alta calidad (digestate), la purificación del residuo es un factor importante a tomarse en cuenta.

Diversos estudios han mostrado que el contenido de metales pesado es mayor en un material digestado procesado desde una recolección mixta comparado con el obtenido desde una fuente de segregación. La digestión de RSU mezclados no es de práctica

extendida actualmente. Varias plantas en Europa están tratando RSU no clasificados, lo que ocasiona una baja calidad de abono destinado a la agricultura [36].

e. Residuos de plantas

En este tipo de residuos podemos agrupar a aquellos existentes en jardines y parques u otro tipo de área verde. El material puede ser recolectado directamente de estos lugares; o bien producido en viveros municipales o comerciales, y actividades de mantenimiento de jardines y plazas publicas. Generalmente este recurso necesita ser recortado para dar una mejor homogeneidad al material de ingreso. Este tipo de residuo también puede contener lignina en los residuos de madera, material no biodegradable rápidamente, pero que no necesariamente disminuirá el valor del material digerido producido.

La lignina es un componente estructural importante de las plantas y constituye aproximadamente el 30% de la madera. Es posible incrementar la bio-degradabilidad de materiales con gran contenido de lignina mediante procesos físicos y químicos; que son muy útiles como tratamiento de madera y plantas que se degradan anaeróbicamente. Sin embargo, esto incrementa considerablemente el costo del procesamiento [35]- [38].

3.2.3. Etapas del proceso.

La digestión anaeróbica se lleva a cabo de forma natural cuando se dan las condiciones adecuadas, sin embargo, a nivel industrial se puede controlar la reacción para optimizar el proceso y recoger la energía (en forma de CH_4) que se desprende. Esto se realiza mediante unos digestores, tanques donde se homogeniza la biomasa y se controlan el tiempo, la temperatura y otros parámetros del proceso. El porcentaje de metano en el biogás varía, según el tipo de materia orgánica digerida y las condiciones de digestión, desde un mínimo de un 50% hasta un 80% aproximadamente.

El proceso de digestión anaeróbica consta de tres etapas, en cada una de estas etapas un conjunto de reacciones son llevadas a cabo por una compleja población de microorganismos presentes en el digestor, cada una de las cuales cataliza solo un cierto número de estas reacciones. La mayoría de los microorganismos oxidan determinados compuestos orgánicos a fin de obtener energía para su crecimiento y utilizan compuestos carbonados específicos para sintetizar sus componentes celulares. Los productos finales de un grupo de microorganismos suele ser el alimento del grupo siguiente, de forma que a lo largo del proceso existe un delicado balance que es necesario mantener para que la reacción se desarrolle correctamente.

Como se menciono previamente el proceso de digestión anaeróbica ha sido dividido en tres etapas de acuerdo a la actividad metabólica predominante y a sus productos finales. La primera etapa es la hidrólisis, la siguiente se denomina

acidogenesis y la tercera es la metanogenésis. Los procesos anaeróbicos se caracterizan por tener consorcios bacterianos muy complejos, pero las principales interacciones se dan entre el reino bacteria y el archaea.

a. Hidrolisis

El proceso se inicia con la hidrólisis de la materia orgánica, carbohidratos, grasas y proteínas que se encuentran en solución o suspendidas, son transformadas en sus unidades básicas es decir azúcares (carbohidratos simple), ácidos grasos y aminoácidos por el metabolismo de bacterias hidrolíticas y la acción de las enzimas extracelulares, liberándose también CO_2 y H_2 en el proceso.

Estas bacterias son facultativas por lo que consumen el O_2 que pueda haber dentro del digestor contribuyendo a la formación de condiciones anaeróbicas. Crecen rápidamente, tardando en doblarse un mínimo de 30 minutos y pueden subdividirse en:

- Celular hemicelulóticas.
- Aminolíticas.
- Proteolíticas.
- Lipolíticas.

La transformación a partículas más sencillas se da a fin de que el alimento se encuentre en su forma soluble y pueda pasar a través de la pared celular y la membrana,

b. Acidogenesis

Una vez que se tiene estas unidades, comienza la segunda etapa, la pared celular de las bacterias acidogénicas actúa como un tamiz y deja las partículas más grandes en el exterior, mientras que la membrana selección y guía el material dentro y fuera del interior de la célula. No todos los sólidos orgánicos pueden ser degradados y no todos entran a la célula. Estos materiales constituyen la fracción no biodegradable de los lodos y son llamados sólidos inertes.

Las bacterias fermentativas usan la materia orgánica soluble para obtener energía y dejan como productos intermediarios H_2 y ácidos orgánicos, llamados ácidos volátiles o ácidos grasos, los de mayor relevancia se enlistan en la tabla N°3.4.

TABLA N°3.4: Ácidos orgánicos producidos en la acidogenesis

Ácidos volátiles	Ácidos no volátiles
Acido acético	Acido láctico
Acido propionico	Acido piruvico
Acido n-butírico	Acido succínico

Estos ácidos orgánicos son series de cadenas cortas de ácidos grasos y varían en longitud, desde el ácido fórmico con un solo carbón por mol, hasta el ácido octánico que

cuenta con ocho átomos de carbono por mol. Los ácidos volátiles son muy solubles en sus formas ionizadas y están presentes como especies disueltas.

Los ácidos grasos son oxidados parcialmente por otro grupo de bacterias llamadas acetogénicas, quienes producirán cantidades adicionales de hidrogeno y acido acético. La producción de los ácidos volátiles completa la segunda etapa del proceso de digestión y es llamada comúnmente acidogenesis. En un reactor estable, los ácidos orgánicos serán utilizados a la misma tasa a la que son producidos. La concentración de ácidos volátiles se mantendrá entre 20 y 200mg/l dependiendo de la carga que se esté introduciendo al reactor. Las bacterias que participan en esta etapa son facultativas y el tiempo máximo de doblaje es de 1.5 a 5 días.

c. Metanogénesis

Tanto el acido acético como el H_2 son la materia prima para el crecimiento de las bacterias más importantes del proceso, es decir, las metanogénicas (anaeróbicas estrictas), este tipo de bacterias son los únicos microorganismos capaces de catabolizar anaeróbicamente el acido acético y el hidrogeno para dar productos gaseosos cuyos componentes fundamentales son CH_4 y CO_2 .

Según los precursores que tenga este proceso, se lleva a cabo por dos rutas, en la primera el H_2 es usado como donador de electrones, mientras que el HCO_3^- es aceptor para formar CH_4 y H_2O . La ecuación (3.1) muestra la reacción química asociada.



En la segunda vía el acetato se rompe (CH_3COO^-) y forma CH_4 a través de la reacción acetoclastica, según la ecuación (3.13)



Es importante mencionar y entender que la estabilización de la materia orgánica no se da en la primera etapa, la estabilización se realiza únicamente durante la metanogénesis.

Las etapas de hidrólisis y fermentación (acidogénica) son las más rápidas debido a que la energía que se obtiene de estos procesos es mayor que la que se obtiene de la generación de metano, lo cual impacta directamente en la velocidad de crecimiento. Esto es cierto para aquellos residuos que no contengan altas concentraciones de material lignocelulítico (en cuyo caso la etapa limitante sería la hidrolítica)

Dentro de cualquier proceso de metanogénesis es de vital importancia mantener bien equilibradas las poblaciones de bacterias acidogénicas y las metanogénicas. La concentración de ácidos orgánicos y el pH dentro del reactor deben ser monitoreados diariamente. Los ácidos orgánicos son un indicador clave del desempeño del proceso así

como la capacidad de buffer, es así que estos dos parámetros nos brindan información suficiente para mantener en balance a los productores y a los consumidores de ácido.

3.2.4. Condiciones y variables del proceso

Hay varias condiciones y variables que se deben aplicar para lograr una apropiada ruptura de los componentes orgánicos. Se deben controlar los parámetros de operación de manera que mejoren la actividad microbiana y además se incremente la eficiencia del proceso. Los factores que más influyen en el proceso de digestión anaeróbica son:

a. Contenido total de sólidos (ST)

Toda la materia orgánica está compuesta de agua y una fracción sólida, esta última es llamada sólidos totales (ST). El porcentaje de sólidos totales contenidos en la mezcla con que se carga el digestor, es también un factor importante a considerar para asegurar que el proceso se lleve a cabo en forma satisfactoria. Experimentalmente se ha demostrado que una carga que contenga entre 7 y 9% de sólidos totales es óptima para la digestión.

Para calcular el volumen de agua que debe ser mezclada con la materia prima para dar la proporción deseada, es indispensable conocer el porcentaje de sólidos de ésta. Por ejemplo, en el caso del estiércol del bovino fresco, que tiene de 17 a 20 % de sólidos totales, se deberán agregar de 1 a 1,5 litros de agua por cada kilogramo de estiércol para así obtener una mezcla de alrededor de 8% de sólidos totales.

En la tabla N°3.5 se muestran los valores promedio del contenido de ST en diversos residuos orgánicos, y además la cantidad de litros de agua por kg de desecho a agregar para obtener 8% de ST [35].

TABLA N°3.5: Contenido de sólidos según tipo de residuo

Material	Sólidos totales (%)	Litros de agua por kg de residuo (lt/kg)
Estiércol de ganado	25	2.1
Estiércol de cerdos	18	1.3
Estiércol de aves de corral	44	4.5
Hojas secas	50	5.3
Paja de arroz	92.6	10.6
Rastrojo de maíz	77	8.6
Papel periódico	93	10.6

b. Tiempo de retención (TR)

Las bacterias requieren de un cierto tiempo para degradar la materia orgánica. La velocidad de degradación depende en gran parte de la temperatura, ya que a mayores

temperaturas el tiempo de retención requerido para obtener una buena producción de gas es menor. En un digestor que trabaja a régimen estacionario o sea de lote, el tiempo de retención es el que transcurre entre la carga del sistema y su descarga. En un sistema de carga diaria, el tiempo de retención va a determinar el volumen diario de carga que será necesario alimentar al digestor, de acuerdo a la relación propuesta en la ecuación (3.3).

$$\frac{\text{Volumen del digestor (m}^3\text{)}}{\text{Tiempo de retención (días)}} = \text{Volumen de carga diaria (m}^3\text{/día)} \quad (3.3)$$

Es decir que para un tiempo de retención de 30 días, cada día se carga la 1/30 parte del volumen total del digestor, y en promedio la materia orgánica y la masa microbiana permanecen 30 días dentro del sistema. La cantidad de biogás producido por una planta dependerá, entre otras factores, de la cantidad de residuo ingresado al día. Usualmente se trabaja con tiempos de retención entre 20 y 55 días y la alimentación diaria entre 1 y 5 kg de sólidos totales por metro cúbico de digestor [37].

c. Temperatura

El proceso de DA puede ocurrir sobre dos rangos principales de temperatura:

- Condiciones mesofílicas, entre 20 y 45°C, usualmente 35°C.
- Condiciones termofílicas, entre 50 y 65°C, usualmente 55°C.

La temperatura óptima de digestión puede variar dependiendo de la composición del material ingresado y el tipo de digestor, pero en la mayoría de procesos de DA esta se debe mantener relativamente constante para sostener la proporción en la producción de biogás. Los digestores termofílicos son más eficientes en TR, proporción de carga y producción normal de biogás, pero necesitan de un tremendo calor al ingreso y tener una gran sensibilidad a las variables medioambientales y de operación, que lo hacen más complicado que una digestión mesofílica. La esterilización del residuo está ligada también a la temperatura. Un alto valor de temperatura es más efectiva, lográndose eliminar patógenos y sedimentos [38].

d. pH

El potencial hidrógeno (pH) de un medio caracteriza la acidez (de 0 a 7), o la alcalinidad (de 7 a 14) de dicho medio.

Los valores óptimos de pH para las etapas de acidogénesis y metanogénesis son diferentes. Durante la acidogénesis, se forman acetatos, lácticos y ácidos propiónicos, decayendo el pH. Bajos valores de pH pueden inhibir la acidogénesis, y el pH debajo de 6.4 puede también resultar tóxico para la bacteria de formación de CH₄ (el rango óptimo para la metanogénesis está entre 6.6 y 7). El rango de pH adecuado para todo el proceso sería entre 6.4 y 7.2.

e. Relación carbón/nitrógeno (C:N)

Prácticamente toda la materia orgánica es capaz de producir gases de digestión anaeróbica, biogás, al ser sometida a fermentación anaeróbica, la cantidad y calidad del biogás producido depende de la composición del desecho utilizado.

El carbono (C) y el nitrógeno (N) son las fuentes principales de alimentación de las bacterias formadoras de metano (CH_4); el C es la fuente de energía y el N contribuye a la formación de nuevas células. Estas bacterias consumen 30 veces más C que N, por lo que la relación (C:N) óptima de estos dos elementos en la materia prima es de 30.

Si no existe suficiente N para permitir que las bacterias se multipliquen, la velocidad de producción de gas se verá limitada; al estar presente el N en exceso, se produce amoníaco (NH_3), el cual en grandes cantidades es tóxico e inhibe el proceso. Entre las materias primas en la generación de biogás, están los residuos animales, cuya relación C:N es siempre menor que la óptima, debido que tiene un contenido importante de N. Otro material muy usado son los residuos agrícolas, los que generalmente, tienen relaciones C:N muy altas, ya que contienen muy poco N, por lo que casi siempre se mezclan con desechos animales o se les agrega un compuesto nitrogenado, como puede ser urea, para acercarse a un balance adecuado de (C:N).

Si hay demasiado C en la materia a fermentar, el proceso se hace más lento y tiende a acidificarse. Si hay demasiado N, éste se perderá como NH_3 , elevando el pH y reduciendo el poder fertilizante y nutriente de los lodos efluentes. En la tabla N°3.6 se muestra la relación C:N de algunos tipos de residuo [35]- [38].

TABLA N°3.6: Relación C:N según tipo de residuo

Material	Proporción C:N
Viseras de pescado	5.1
Residuos de mataderos de ganado	2
Orina	3
Sangre	50
Estiércol equino	25
Estiércol vacuno	18
Estiércol de aves de corral	93
Heces humanas	8
Heno	12
Alfalfa	17
Paja	48
Algas marinas	19
Paja de trigo	128
Aserrín	511
Residuos sólidos urbanos	25
Cascara de papas	30

f. Mezclado

El mezclado dentro del digestor, mejora el contacto entre los microorganismos y el sustrato, además de inducir el incremento en la población de bacterias para obtener nutrientes. El mezclado también previene la formación de espuma y el desarrollo de gradientes de temperatura dentro de digestor. Sin embargo, un excesivo mezclado puede bloquear la acción de los microorganismos, por ello es preferible realizar un mezclado lento.

g. Relación (OLR/VS)

La proporción orgánica de carga (POC) es la medida de capacidad de conversión orgánica del sistema. Alimentar el sistema por encima de su POC, traería como resultado una baja producción de biogás, debido a la acumulación de sustancias inhibitoras en la mezcla del digestor (por ejemplo ácidos grasos). Sobre estas circunstancias, se debe reducir la proporción de alimentación al sistema. El POC, es particularmente un parámetro importante de control en un sistema continuo. Muchas plantas han reportado fallas en su sistema debido a la sobrecarga. El POC se expresa en kilogramos de O₂ químico demandado (OQD) o sólidos volátiles (SV) por metro cubico en el reactor. Esto tiene relación con el tiempo de retención para cualquier material ingresado en particular y volumen del reactor anaeróbico.

Los SV representan la materia orgánica de una muestra, que se mide como el contenido de sólidos menos el contenido de ceniza obtenido de la combustión completa de los residuos ingresados. Los SV abarcan también la fracción de los sólidos volátiles biodegradables (SVB) y los sólidos volátiles de refracción (SVR). En el proceso de DA se recomienda un alto contenido de SV y un bajo valor de SVR [38].

3.2.5. Productos del proceso

La DA es una manera económica-efectiva de administrar el residuo biodegradable por medio de la producción de biogás y material digerido. El empleo o venta de ambos puede proveer grandes ingresos. Sin embargo, si se desea obtener el máximo valor de estos productos, serán necesarios procesamientos futuros. En algunos casos, se pueden emplear plantaciones energéticas destinadas específicamente para procesos de DA. El objetivo sería producir la mayor cantidad de biogás que sea posible (para generación eléctrica) y un buen fertilizante agrícola. En la Fig.3.2 se muestra un esquema con la composición de los productos de la digestión.

Dependiendo del propósito de uso de la DA, los principales factores del proceso pueden ser diferentes. En este caso, si el objetivo es generar biogás en gran magnitud, se debe tener presente muy presente el factor del contenido total de sólidos (TS) [34].

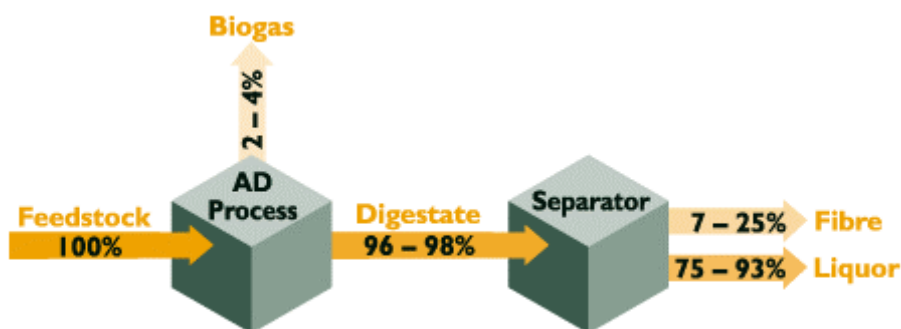


Fig.3.2: Productos del proceso de digestión anaeróbica

a. Biogás

El biogás producido durante el proceso de DA se compone principalmente de metano (CH_4) y dióxido de carbono (CO_2), con pequeños porcentajes de H_2S y amonio (NH_3). Pequeñas cantidades de hidrogeno (H_2), nitrógeno (N_2), monóxido de carbono (CO), carbohidratos saturados o halogenados y O_2 (O_2), se encuentran presentes ocasionalmente en el biogás, como se detalla en la tabla N° 3.7. Usualmente, la mezcla gaseosa está saturada con vapor de agua y puede contener partículas en polvo y siliconas.

La composición del biogás se diferencia del gas natural pero es un poco similar al gas de rellenos sanitarios (GRS), que contiene cantidades significantes de componentes halogenados y ocasionalmente el contenido de O_2 es alto debido a la filtración de grandes cantidades de aire durante la recolección de gas. El poder calorífico es de 36.14MJ/m^3 para el gas natural y 21.48MJ/m^3 en el caso del biogás [35].

TABLA N°3.7: Composición del biogás derivado de distintas fuentes

Componentes gaseosos	Desechos agrícolas	Lodos cloacales	Desecho industrial	Rellenos sanitarios	Propiedades
CH_4	50 – 80	50-80	50-70	45-65	Combustible
CO_2	30-50	20-50	30-50	34-55	Acido, asfixiante
Vapor de agua	saturación	saturación	saturación	saturación	Corrosivo
H_2	0 – 2%	0 -5%	0 – 2%	0 – 1%	Combustible
H_2S	100-7000ppm	0-1%	0-8%	0.5-100ppm	Corrosivo, olor, toxico
Amoniaco	trazas	trazas	trazas	Trazas	Corrosivo
CO	0 – 1%	0 – 1%	0 – 1%	trazas	Toxico
N_2	0 – 1%	0 – 3%	0 – 1%	0 – 20%	Inerte
O_2	0 – 1%	0 – 1%	0 – 1%	0 – 5%	Corrosivo
Orgánicos	trazas	trazas	trazas	5ppm	Corrosivo, olores

b. Material digerido

La DA puede aparentar ser un método para el tratamiento de residuos orgánicos, pero con la finalidad de extraer el máximo valor de recuperación de estos residuos, el

material digestado (MD) deberá tener un propósito útil y los beneficios derivados desde su producción. Su principal ventaja es el gran contenido de nutrientes. La calidad deberá ser aceptable para cada aplicación, como fertilizante o acondicionador de tierras.

La calidad del MD se basa en tres criterios principales: químico, biológico y físico. Los aspectos químicos relacionados con la calidad se deben a la presencia de:

- Metales pesados y otros contaminantes inorgánicos.
- Contaminantes orgánicos persistentes.
- Nutrientes (nitrógeno, sodio, potasio)

Los residuos agrícolas pueden contener contaminantes orgánicos persistentes como residuos de pesticidas o antibióticos. Los residuos orgánicos industriales, el lodo de las plantas de tratamiento y los residuos domésticos pueden contener hidrocarburos aromáticos, alifáticos y halogenados.

De acuerdo a su origen, el residuo orgánico puede contener materiales riesgosos, que derivan en nuevas rutas de transmisión de patógenos y enfermedades entre animales, humanos y medioambiente. El control de calidad de este tipo de biomasa es por tanto esencial en relación con el tratamiento biológico. La presencia de impurezas en el MD puede causar una percepción pública negativa de la tecnología de DA, daños al medioambiente, e incremento del costo de operación. Dentro de las impurezas más frecuentes destacan el plástico, metal, vidrio, cerámicas, arena, piedra y material celulósico.

La contaminación del MD producido inevitablemente dependerá en gran medida de la naturaleza del material ingresado, el medioambiente, los pre-tratamientos aplicados y el tratamiento biológico (digestión) propiamente. Para la digestión de los residuos sólidos municipales (RSM), una fuente de segregación es más eficiente que una recolección mezclada, debido a que los pre-tratamientos mecánicos no son tan efectivos como ocurre en la eliminación de contaminantes potenciales en la fuente.

En el caso de las granjas de cerdos, se suele agregar cobre a la comida para acelerar su crecimiento a través del incremento en la proporción de alimentos. También es posible agregar zinc para el mismo propósito y neutralizar la toxicidad causada por la elevada concentración de cobre. Estos metales pesados se encontraran al final en las deyecciones animales, por esto es importante monitorear sus niveles en el MD, debido a que la reducción de metales pesados no se da muy fácilmente y se deben respetar los límites impuestos en cada región [36] – [38].

- **Empleo del material digestado.**

Los nutrientes esenciales para plantas como nitrógeno (N), fósforo (P) y potasio (K) permanecen en gran cantidad en el MD. La composición de los agentes fertilizantes

depende del material ingresado y por tanto pueden variar. La presencia de nutrientes es mayor en el MD que en los residuos orgánicos no tratados (digeridos). Estos nutrientes son mineralizados para lograr una mejor respuesta en la planta. En este caso, MD tiene un 25% más de $\text{NH}_4\text{-N}$ (nitrógeno inorgánico) disponible, y un alto contenido de pH que los líquidos del estiércol no tratados. Esto reduce el mal olor en un 80%. El uso del MD también puede beneficiar el balance de humus (sustancia compuesta por productos orgánicos, de naturaleza coloidal, que proviene de la descomposición de los restos orgánicos) en los terrenos. Así el MD se puede emplear para fertilizar o mejorar de suelos agrícolas y terrenos rurales.

El uso del MD depende tanto de su calidad como del tipo de planta de donde procede. En este caso los digestores de las granjas y cooperativas agrícolas de mediana escala emplean el MD sin tratamiento adicional como fertilizante para sus propias tierras agrícolas. Dependiendo de las regulaciones y condiciones locales, se permite el uso de estos fertilizantes exclusivamente en terrenos aledaños al centro de operación del digestor particular. La cantidad de sustratos permitidos en la digestión de estiércoles se puede restringir. Existen límites estrictos en la aplicación total anual de nitrógeno y metales pesados introducidos en el terreno. En plantas comerciales de DA a gran escala, destinadas especialmente a procesar RSM, puede resultar muy útil mejorar el proceso de MD para incrementar su valor según el requerimiento de los nuevos mercados.

Muchas veces el MD tiene que ser lavado y separado en dos fracciones: la fibra y un líquido segregado (liquor). El lavado y secado del lodo en operaciones agrícolas puede eliminar la necesidad de rociarlo completamente, propiciando una reducción en el costo de aplicación que permitirá un mejor enfoque de la deficiencia de nutrientes en los terrenos.

La fibra es voluminosa y con un bajo contenido de nutrientes, y podría utilizarse como acondicionador de sólidos y fertilizante de menor grado. Otra alternativa es utilizarlo como turba, que es un material orgánico compacto y rico en carbono, a pesar que no tener exactamente la misma característica química pero son resultan ser muy similares. Con un procesamiento adicional de la fibra, a través de una descomposición, se logra producir un compuesto de gran calidad.

El líquido segregado (liquor) contiene una gran proporción de nutrientes que pueden ser utilizados como fertilizantes. Su alto contenido de agua facilita su aplicación junto con los métodos convencionales de irrigación, representando una ventaja sobre el abono, al poderse aplicar durante en todo el periodo hasta la cosecha. Este líquido generalmente se utiliza en las granjas donde fueron producidas. Sin embargo se debe tener en cuenta las recomendaciones técnicas sobre el tiempo de aplicación para que el

nitrógeno, disponible rápidamente luego de la digestión, sea asumido por las plantas y no segregado en el terreno o a las aguas subterráneas. No obstante, este líquido tiene grandes ventajas en aplicaciones donde se emplea estiércol como fertilizante, debido que el amonio absorbido por las plantas es mayor que cuando se emplea nitrógeno orgánico sólido. Muchas plantas de DA recirculan el líquido segregado en sus procesos.

El uso de fibra y líquido segregado provenientes de las plantas de tratamiento han contribuido a mejorar la utilización de fertilizantes y como consecuencia un menor consumo de químicos en el sector agrícola. La ventaja más importante de los fertilizantes orgánicos es su participación en el ciclo natural de nutrientes, mientras que los fertilizantes inorgánicos solo se adicionan a estos [36] – [38].

3.2.6. Tipos de digestores

Los digestores anaeróbicos se pueden clasificar en tres principales grupos: Etapa simple, multi etapa y procesos batch. El rango de temperatura de la digestión, mesofílica o termofílica, así como también el contenido de sólidos lo define el tipo de reactor empleado.

a. Etapa simple y bajo contenido de sólidos (ESBS)

Este proceso ha sido empleado por décadas en la estabilización de lodos provenientes de las plantas de tratamiento de aguas residuales. La ventaja que ofrece este tipo de reactor esta en la simplicidad operacional y tecnológica desarrollado por mucho más tiempo que los sistemas de gran contenido de sólidos. Equipamiento más barato (bombas, tubos, etc), que también puede ser utilizado en el manejo de lodos, en relación a los reactores de materiales sólidos. Esta ventaja sin embargo se equilibra con el elevado costo de inversión al adquirir un reactor con mezclador interior, purificadores de agua de gran tamaño y etapas adicionales de pre-tratamiento.

Se debe tener mucho cuidado en la etapa de pre-tratamiento debido a que durante la digestión, la fracción más pesada y contaminante de los fregaderos, y una capa flotante de espuma, hacen que se forme tres capas dentro del reactor. La fracción más pesada se asienta en el fondo y puede dañar los propulsores, mientras una capa flotante acumulada en la cima interrumpe la mezcla efectiva. La acumulación de la fracción más pesada también podría dañar las bombas, por todo esto se recomienda limpiar el material ingresante tanto como sea posible antes de cargarlo al reactor.

Los pre-tratamientos involucran la remoción de partículas y contaminantes pesados. Remover la fracción más pesada, y al mismo tiempo retener tanto como sea posible el contenido biodegradable, puede ser una tarea desafiante particularmente para la FORSM seleccionada mecánicamente. Estos pre-tratamientos causan una pérdida de

15 a 25% de sólidos volátiles (SV), con la consecuente disminución en la producción de biogás.

El digester predominante es el digester de mezcla completa (DMC), que cuenta con un mecanismo revolución para asegurar que el material digerido sea continuamente mezclado y completamente revuelto. La ocurrencia de cortocircuitos en DMC es una desventaja técnica. El cortocircuito es el pase de una fracción del material ingresado en un tiempo menor que el tiempo de retención. Esto disminuye la producción de biogás y lo más importante, perjudica la apropiada hidrogenación del residuo. Tanto que podría ser necesario pasteurizar los residuos luego de la digestión.

Los residuos necesitan ser mezclados con agua para lograr un bajo contenido de sólidos, requiriéndose un gran consumo del mismo. Esto puede ser un problema desde el punto de vista económico y ambiental; sin embargo, mezclar los residuos con lodos de aguas residuales o con líquidos reciclados de procesos de purificación de agua puede ser una solución adecuada y económica. Reciclar el liquor, alcanzara también a reciclar las bacterias climatizadas en el proceso. Este reciclaje se debe realizar solo si el contenido de amonio en el liquor es demasiado alto, dado que esto inhibiría la DA. En la Fig.3.3 se muestra los componentes de un digester de mezcla completa [34]-[38].

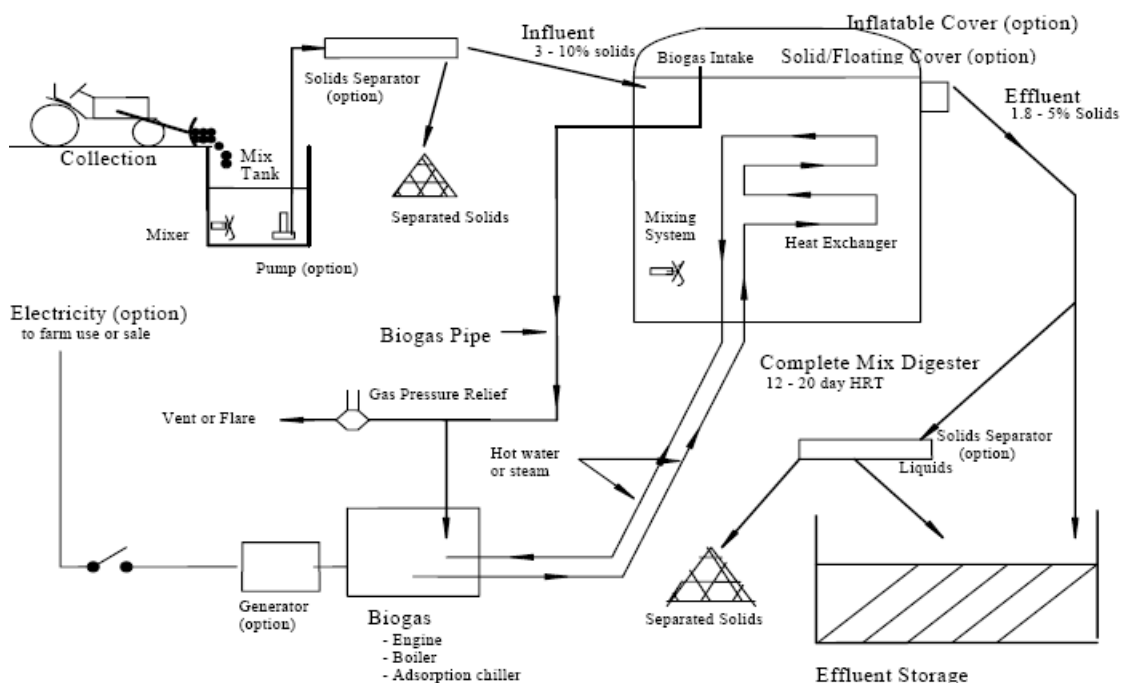


Fig.3.3: Componentes de un digester de mezcla completa

b. Etapa simple y alto contenido de sólidos (ESAS)

Las ventajas de una tecnología de alto contenido de sólidos viene de la búsqueda iniciada durante 1980, la cual estabiliza una alta producción de biogás en residuos no diluidos. Mientras la mayoría de plantas de DA que se construyeron hasta los 80's

confiaban en los procesos secos, las nuevas plantas que se construyeron durante la última década transcurren entre sistemas secos y húmedos.

En los sistemas secos, la masa fermentada en el digester tiene un alto contenido de sólidos, entre 20 y 40%, lo que origina problemas en el transporte y manejo del mismo durante el proceso. El material ingresado se mueve a través de bandas transportadoras, tornillos y bombas potentes especialmente diseñadas para una corriente muy viscosa. El equipamiento es generalmente más robusto y costoso que un digester ESBS.

La etapa de pre-tratamiento es mucho más simple en un digester ESAS, debido a que el sistema posee una mayor tolerancia a impurezas como piedras, vidrio o madera. Solo las impurezas más gruesas deben removerse antes de la digestión (mayor a 40mm de diámetro). Este tipo de reactor es también adecuado para tratar la FORSM segregada mecánicamente, los cuales contienen un 25% del peso en materiales pesados. También es útil destacar, la disminución en las pérdidas de material orgánico durante las etapas de pre tratamiento. A pesar de la viscosidad, los reactores de flujo conectado (plug-flow) son los más utilizados. La ventaja radica en la tecnología simple del reactor y la independencia de dispositivos mecánicos instalados dentro del reactor. Debido a que no ocurre mezcla alguna dentro del digester, los residuos deben mezclarse con el material digerido para proveer una adecuada inoculación.

En los digestores plug-flow, cuyos componentes se muestran en la Fig.3.4, no puede ocurrir ningún cortocircuito mientras no tengan partes móviles.

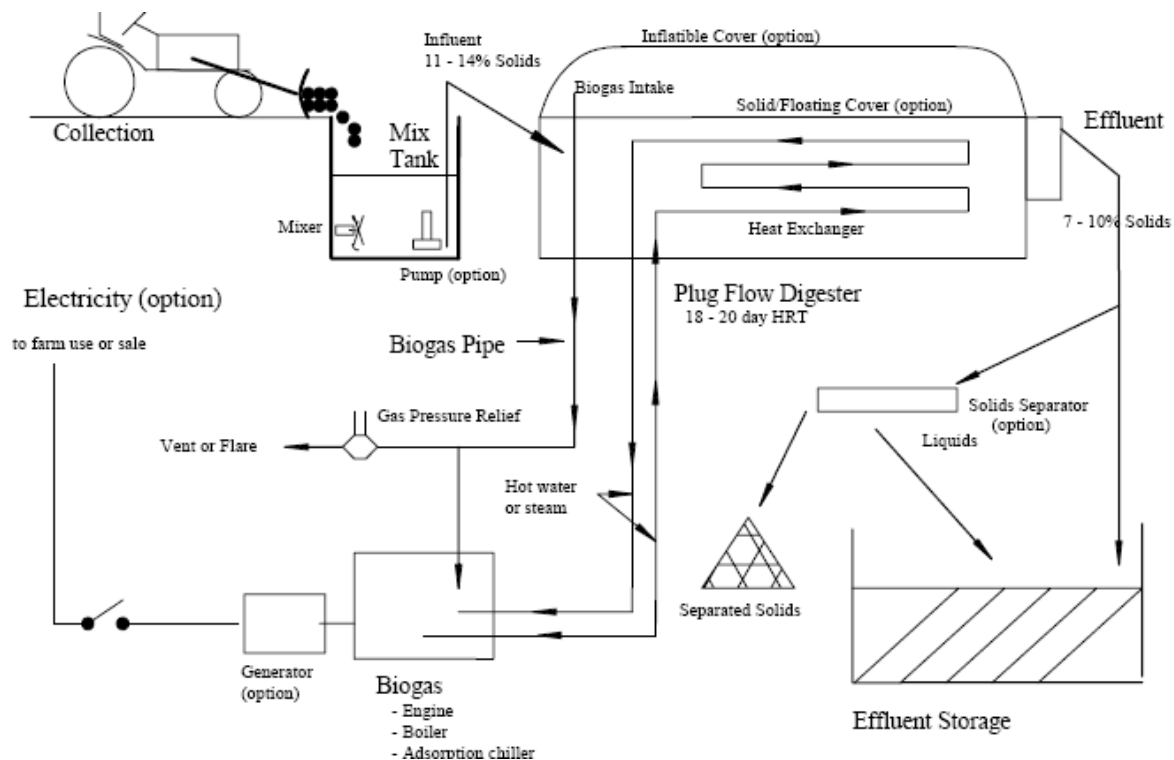


Fig.3.4: Componentes de un digester de flujo conectado

El residuo a procesar es adicionado al final, empujando al material digestado. El reactor es también mas pequeño debido a que no necesita agregarse agua, así el calor requerido para mantener la temperatura en el digestor a un nivel constante resulta ser un factor menos importante [34]-[38].

c. Procesos multietapa

El desarrollo de un proceso anaeróbico multietapa contribuye a mejorar el proceso de digestión al contar con reactores separados para cada una de las diferentes etapas, otorgando así flexibilidad de optimización a estas reacciones. Típicamente se emplean dos reactores, el primero para la hidrólisis/licuefacción y acetanogenesis; y el segundo destinado a la etapa de metanogénesis. En el primer reactor, la reacción está limitada por proporción de hidrólisis en la celulosa; y en el segundo caso, por el porcentaje de crecimiento microbiano.

El proceso de dos reactores permite un cierto grado de control en las operaciones de hidrólisis y metanogénesis. En este caso, las condiciones microaerofilas pueden emplearse para incrementar el porcentaje de hidrólisis, adicionando una pequeña cantidad de O_2 en una zona anaeróbica. La principal ventaja de los sistemas de dos etapas es la mayor estabilidad biológica que soporta, para degradar rápidamente residuos como frutas y vegetales. Con este tipo de material ingresado, el metabolismo más lento de la metanogénesis, relativo a los ácidos, podría propiciar la presencia de sustancias inhibitoras para los ácidos en los digestores de una etapa.

En la digestión multietapa, debe hacerse una distinción entre los reactores con y sin esquema de retención de biomasa en la segunda etapa. El objetivo de la retención de biomasa es lograr células de alta densidad en la formación de CH_4 . La razón para usar este criterio se debe a que la retención de biomasa dentro del reactor es una variable importante en la determinación de la estabilidad biológica de los digestores.

Hay dos métodos básicos de efectuar la retención de biomasa. La primera es incrementando el contenido de sólidos en el reactor acoplado la hidráulica y tiempo de retención de sólidos, por ejemplo en la recirculación. La segunda es por crecimiento conectado, también conocido como reacción de membrana fija. Los microorganismos, responsables de la conversión de materia orgánica, son adheridos a un medio inerte como una roca, o plástico en el reactor. Un requerimiento importante a encontrar en estos reactores es la remoción de los sólidos suspendidos luego de la primera etapa. Un reactor común empleado para retención de biomasa es el reactor de capa de lodo de flujo ascendente (RCFA). En este reactor la microflora anaeróbica se acumula como gránulos, es recomendable para tratamiento de líquidos afluentes con altos niveles de ácidos orgánicos con alto porcentaje orgánico.

Como consecuencia de una alta concentración de biomasa, se obtiene también una gran resistencia a químicos inhibidores. La desventaja, debido al crecimiento conectado, es que la remoción de sólidos suspendidos antes de la metanogénesis disminuirá la producción de biogás.

Los procesos multietapa se clasifican en procesos con bajo contenido de sólidos (MEBS), y procesos con alto contenido de sólidos (MEAS). Los primeros presentan problemas similares a los correspondientes reactores en versión etapa simple, como corto circuitos, espuma, formación de capas de diferentes densidades y costosos pre-tratamientos. Adicionalmente, los procesos MEBS son técnicamente más complejos y requieren de una alta inversión de capital.

La complejidad técnica incrementada en los procesos multietapa relativo a los de etapa simple, no siempre se refleja en una ventaja en proporción y producción. De hecho, la principal ventaja es la mayor confiabilidad biológica para los residuos, que causan una performance inestable en los sistemas de etapa simple.

Todos los tipos de sistemas multietapa proveen alguna protección contra fluctuaciones de la proporción de carga orgánica (PCO). Los sistemas con retención de biomasa aseguran un performance estable con residuos excesivamente cargados con nitrógeno y otros agentes inhibidores. Actualmente, los sistemas multietapa representan solo el 10% de la capacidad de procesamiento instalado [34]- [38].

d. Procesos batch

En los sistemas batch, los digestores se llenan una vez con residuo fresco y permiten ir a través de todas las etapas de degradación secuencialmente en el modo seco, entre 30 y 40% TS. El líquido producido en la digestión (leachate), colectado en la parte baja del reactor es continuamente recirculado. Hay tres tipos de procesos batch:

- **Sistemas de etapa simple:**

Involucran el recirculamiento del líquido segregado en la parte superior del mismo reactor, lo cual es equivalente a una mezcla parcial.

- **Sistemas secuenciales:**

En estos sistemas se emplean dos o más reactores. El líquido segregado del primer reactor, conteniendo un alto nivel de ácidos orgánicos, es recirculado hacia el segundo reactor donde ocurre la metanogénesis.

El líquido obtenido en este último reactor, conteniendo poco o nada de ácidos, se combina con un agente protector de PH y recircula al primer reactor. Esto garantiza inoculación entre los dos reactores, eliminando la necesidad de mezclar el residuo fresco con materiales sedimentados.

- **Reactor de capa de lodo de flujo ascendente (RCFA):**

Este tercer tipo es un proceso híbrido RCFA-batch, que es similar al del proceso multietapa con dos reactores y retención de biomasa. La diferencia está en el primer reactor, que para este caso es de tipo batch.

Los procesos batch son técnicamente simples, menos costosos que otros y más robustos. Sin embargo, presentan un gran inconveniente como la altura de los reactores batch, 5 pliegues menos (esta menor altura le permite evitar la compactación del residuo dentro del reactor, inhibiendo la digestión), y POC de dos pliegues menos que un reactor de flujo conectado, para este caso. Con estos también se logra una baja producción de biogás.

e. Procesos mesofílico/ termofílico

Tradicionalmente, las plantas de digestión anaeróbica han operado en rangos mesofílicos en los que era muy difícil estabilizar y mantener altas temperaturas dentro del digestor. Este proceso de digestión se entiende muy bien, requiere menos calor para mantener la operación (generalmente se sostiene por sí misma), y se dice que es más robusto y estable a pesar de la gran diversidad de las bacterias.

Sin embargo, los sistemas termofílicos generalmente operan en una proporción más rápida, de 12 a 14 días, comparado con el rango mesofílico que tarda entre 15 a 30 días. Ellos logran una elevada producción de CH₄ y una efectiva esterilización. Las desventajas son un mayor costo tecnológico, una gran energía de ingreso y un alto grado de operación y monitoreo.

La alternativa precisa para la aplicación del sistema es donde exista un balance entre varias condiciones específicas de locación y aplicaciones de los digestores. También es importante mencionar que para ciertos tipos de material ingresado existen requerimientos legales que debe satisfacer el material digerido (digestate) que va a ser estabilizado. En algunos casos se requiere calentar el residuo a 70°C por una hora. Tanto así, que los procesos termofílicos podrían llegar a ser más comunes debido a que existe un balance de energía soportando el uso de la energía producida para mantener las temperaturas de operación termofílicas. Hoy en día, todavía existen más plantas de tratamiento termofílicas pero la diferencia entre plantas de tratamiento mesofílico y termofílico tiende a disminuir [34]-[38].

3.2.7. Acondicionamiento del biogás

El biogás puede utilizarse en todas las aplicaciones diseñadas para gas natural, sujeto a mejoras futuras, sin embargo no todas estas aplicaciones requieren de un gas con los mismos estándares de calidad. Por ejemplo si se emplea como combustible en una caldera para generar calor, que tiene varios usos a nivel doméstico e industrial, no es

necesario un gas con altos requerimientos de calidad; es preferible remover los sulfuros de hidrogeno debido a la corrosión que puede causar cuando los ácidos de estos compuestos se condensan al interior del equipo conversor. Es también recomendable condensar el vapor de agua para prevenir problemas en los inyectores del gas.

En los sistemas CHP, el requerimiento entorno al biogás varían según el tipo de tecnología a emplearse. Los motores reciprocantes presentan condiciones similares a las calderas, excepto que el contenido de H_2S debe ser menor. En general en los motores a biogás, las emisiones de NO_x son usualmente bajas debido al contenido de CO_2 , pero la concentración de CO es frecuentemente un problema. Sin embargo desde un punto de vista ambiental, el CO es menos contaminante que el NO_x , porque rápidamente es oxidado a CO_2 .

Debido al elevado contenido de CH_4 , el biogás resulta ser una fuente adecuada de H_2 para los sistemas de celdas de combustible; a través de un proceso de reformación llevado a cabo en el modulo de procesamiento de combustible, similar al caso del gas de síntesis, el biogás es transformado en un gas rico en H_2 , que luego se alimenta al modulo de celdas para producir electricidad y calor. El fabricante propone un límite máximo en la concentración de algunos componentes del biogás que va ingresar al sistema, por considerarlos dañinos para el equipo. Principalmente se debe tener un control adecuado en el nivel de sulfuro de hidrogeno (H_2S) y siliconas, es por ello que existen método y equipos empleados durante el proceso de digestión anaeróbica que ayudan a disminuir la presencia de algunos elementos considerados contaminantes.

a. Remoción de hidrogeno sulfuroso (H_2S)

Este elemento debe ser removido para prevenir la corrosión. Los métodos más comunes para la remoción de H_2S son:

- Dosificación de aire u O_2 al biogás.
- Dosificación de cloruro ferroso ($FeCl_2$) al material orgánico digerido.
- Oxido de hierro.
- Carbón activado

La desulfurización biológica del biogás puede desarrollarse por microorganismos. La mayoría de microorganismos que oxida el sulfuro provienen de la familia de Thiobacillus, siendo necesario agregar cantidades estequiometrias de O_2 al biogás.

La dosificación de aire u O_2 al biogás, es el método más simple de desulfurización. Esto consiste en adicionar O_2 o aire (entre 2 y 6% de aire en el biogás) directamente en el digestor o en un tanque de almacenamiento, que servirá también como compresor del gas. Se han adoptado medidas de seguridad para prevenir la sobredosis de aire, debido a que el biogás en el aire resulta ser explosivo, en el rango de 6 a 12%, dependiendo del

contenido de CH_4 . En grandes plantas de digestión, frecuentemente existe un proceso combinado de lavado con agua y desulfurización biológica.

La dosificación de cloruro de hierro (FeCl_2), consiste en agregar directamente FeCl_2 al material digerido o en un tanque de pre-almacenamiento, el cual reacciona con el H_2S , formando sales de sulfuro ferroso (partículas). Este método es muy efectivo para reducir los altos niveles de H_2S , pero menos efectivo para lograr niveles bajos y estables como los requeridos en los combustibles para aplicaciones de transporte.

El óxido de hierro (o hidróxido), también reacciona con el H_2S . La reacción es ligeramente endotérmica (temperatura mínima de 12°C), y el biogás no debe estar seco debido a que la reacción necesita agua. El sulfuro de hierro formado se puede oxidar con aire, y así recobrar el óxido de hierro. Este proceso es altamente exotérmico. Usualmente una instalación tiene dos lechos de reacción. Mientras en el primero se desulfura el biogás, en el segundo se regenera con aire. Se pueden utilizar óxido de hierro en forma de astillas o pellets. El carbón activado, se emplea también en la absorción de sulfuro. Previamente el H_2S se debe convertir en agua y sulfuro, en presencia de aire es agregado al biogás.

b. Remoción de hidrocarburos halogenados

Estos elementos producen corrosión en los motores CHP, haciendo que los fabricantes especifiquen límites máximos de carbonos halogenados en el biogás. Estos también se pueden remover un intercambiador de tubo presurizado lleno con carbón activo específico. Pequeñas moléculas como CH_4 , O_2 y N_2 pasan a través del tubo, mientras las moléculas mayores (halógenos) son absorbidas.

c. Remoción de siliconas

Compuestos de silicona orgánica se presentan ocasionalmente en el biogás, y pueden causar severos daños a los motores CHP. Es posible remover estos elementos por absorción en un líquido medio, una mezcla de componentes hidrocarbonados con una habilidad especial de absorber compuestos de silicona. El absorbente se regenera por calor y desorción.

CAPITULO IV

PROYECTO DE APLICACION

4.1. Introducción

A lo largo del presente capítulo se desarrolla un proyecto energético basado en la propuesta de los capítulos anteriores. El proyecto abarca tres partes principales, el diseño de una planta basada en el principio de funcionamiento de los sistemas combinados de calor y potencia (CHP), como el sistema modular de celdas de combustible (SMCC), que en adelante se denominara planta CHP, una planta centralizada de digestión anaeróbica (CDA), que producirá el biogás necesario para operar la planta CHP; y finalmente un sistema de distribución eléctrica en baja tensión, que abarca una interfaz de interconexión entre la planta CHP y las redes de distribución secundaria destinada a suministrar el servicio a todas las instalaciones proyectadas en una habilitación urbana considerada como carga.

A pesar que no se desarrollara el dimensionamiento del sistema de distribución de calor (red de calefacción urbana) por ser tema de investigación de una especialidad distinta a la ingeniería eléctrica, se toma en cuenta la incidencia de la energía térmica en los procesos de cálculo, evaluación y dimensionamiento de las plantas CHP y CDA. En la Fig.4.1 se muestra el esquema integral del proyecto con la disposición y secuencia de participación de cada componente.

Como se expuso en el capítulo 1, la eficiencia de un proyecto de cogeneración depende del nivel de utilización del calor generado. Es decir, resulta imprescindible la presencia de instalaciones con aplicaciones térmicas de uso continuo. Por esta razón, dentro de la arquitectura de la habilitación urbana se proyecta la construcción de un centro médico-hospitalario y un hotel de turistas, los cuales por la característica de operación de sus equipos e instalaciones, adicionalmente a la dotación del servicio eléctrico requieren un suministro continuo y permanente de calor. Se complementa el plano de lotización con la proyección de unidades de vivienda, con solamente necesidades de suministro eléctrico, y que están destinadas al programa techo propio y mi hogar impulsados por el gobierno central con la finalidad de dotar de una vivienda digna a las personas de menos recursos económicos.

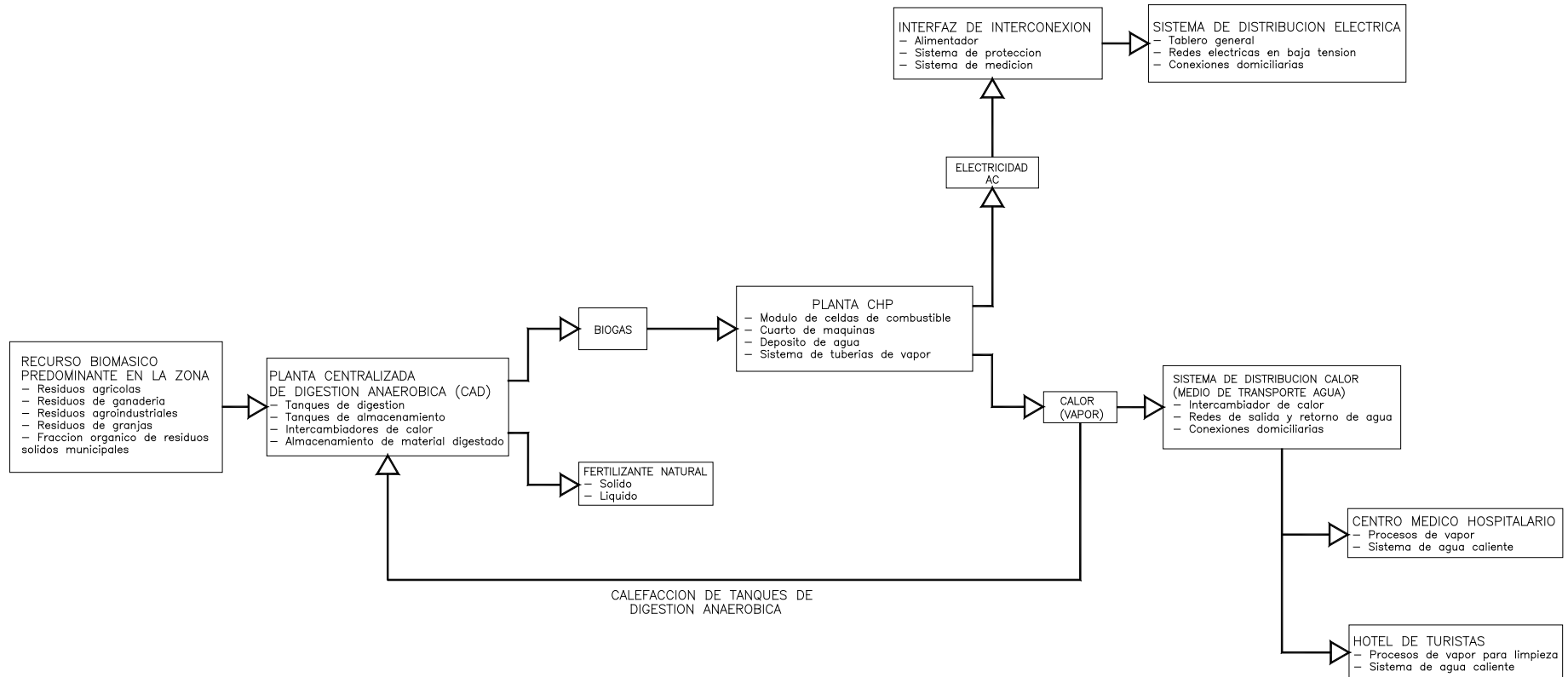


Fig. 4.1: Esquema del proyecto

En la planta CHP se producirá la electricidad y el calor, en forma de vapor, para satisfacer las necesidades específicas de cada tipo de carga proyectada en la habilitación urbana. La máxima demanda de potencia energética definirá la capacidad del SMCC, así como también el flujo de biogás necesario a suministrarse. Teniendo en cuenta el carácter aplicativo del proyecto propuesto, que contempla el montaje de un SMCC comercialmente disponible y cuyas capacidades nominales de generación están normalizadas y pueden alcanzar valores de hasta 400kW de potencia eléctrica y 450 KW de potencia térmica, las dimensiones de infraestructura, capacidad de atención y configuración de los equipos en las instalaciones del centro médico-hospitalario y hotel de turistas se proyectaron de tal manera que la demanda de potencia térmica conjunta no sobrepase principalmente la máxima capacidad normalizada, es decir 450kW. La demanda de potencia eléctrica no presenta restricción alguna, considerándose el valor obtenido en la evaluación de máxima demanda en la selección de la capacidad nominal del SMCC.

La planta CDA producirá el flujo de biogás (m^3/s) que requiere la planta CHP para generar potencia eléctrica y térmica. La cantidad de biogás a producirse dependerá no solo de la potencia nominal del equipo, sino principalmente de la demanda energética instantánea de la habilitación urbana. Es decir, el flujo de biogás será continuo pero no de valor constante durante todo el día. Sin embargo, el diseño del equipamiento de la planta se efectuara con la máxima demanda energética proyectada. Los materiales a procesar serán los diversos tipos de recurso biomásico existente dentro del área de aplicación del proyecto, entre los que destacan la fracción orgánica de los residuos sólidos municipales producidos en los centros poblados cercanos, los residuos agrícolas generados en las grandes extensiones de terrenos de cultivo aledaños, los residuos orgánicos provenientes de las diversas plantas agroindustriales cercanas, y principalmente los residuos animales de los establos y granjas que predominan en la zona.

Uno de los propósitos principales de la presente tesis es contribuir a la difusión y aplicación del esquema de generación distribuida de operación aislada, que genera y distribuye la electricidad en lugares cercanos a los centros de consumo, formando pequeños o medianos sistemas energéticos aislados del sistema interconectado nacional (SINAC). Con esta topología de red, la operación y planeamiento de los sistemas eléctricos podrían mejorarse considerablemente, logrando varios beneficios económicos y técnicos, como los expuestos en el capítulo 1.

En un esquema de generación distribuida, toda la infraestructura eléctrica en media tensión aguas arriba del tablero de una subestación aérea de distribución típica empleada en la implementación tradicional de los proyectos de electrificación, sería reemplazado por el pequeño sistema de cogeneración propuesto. La única infraestructura

necesaria estará representada por el subsistema de distribución secundaria, que abarca tanto las redes de servicio particular y las instalaciones de alumbrado público.

El diseño eléctrico del proyecto aplicativo, que resalta principalmente el método de integración del SMCC con la red de distribución eléctrica en baja tensión proyectada de la habilitación urbana, involucra tres partes: la red eléctrica de distribución (alimentadores y conexiones domiciliarias), un tablero general que agrupara los sistemas de protección, medición y control de los circuitos alimentadores a las unidades de vivienda y cargas especiales; y la interfaz de interconexión (alimentador y sistema de protección) entre el tablero general y el modulo de acondicionamiento de potencia del SMCC.

4.2. Descripción del área del proyecto

Con la finalidad que el proyecto desarrollado pueda ser implementado, se trabaja sobre una habilitación urbana en proceso de construcción que se encuentra ubicada en el distrito de San Clemente, provincia de Pisco, departamento de Ica. El proyecto de nuevas habilitaciones urbana surgió como parte del plan de reconstrucción de la ciudad de Pisco luego del terreno registrado en el mes de Agosto del año 2007, en la cual colapsaron casi la totalidad de edificaciones, y donde también la infraestructura de los servicios eléctricos, sanitarios y de comunicaciones sufrieron graves e irreparables daños.

Como parte del proyecto integral de reconstrucción de Pisco se acondicionaron nuevas urbanizaciones, reubicando las instalaciones de servicios y planificando terrenos para la construcción de nuevas habilitaciones urbanas en la periferia de la ciudad, con la finalidad de dotar de una vivienda a la población afectada por el sismo. Las restricciones en el servicio eléctrico no solo afecto a los usuarios residenciales sino también a las plantas agroindustriales y granjas localizados en las áreas costeras y rurales que rodean la ciudad que se encontraban en proceso de crecimiento y expansión propiciados por la exportación de productos agrícolas. En su momento fue necesario reforzar el sistema de subtransmision, construcción de nuevas subestaciones, repotenciación de las estaciones de transformación, y puesta en servicio de pequeñas centrales térmicas para satisfacer la creciente demanda eléctrica local.

Como alternativa a la repotenciación e implementación de nueva infraestructura eléctrica de sub-transmisión, distribución primaria y secundaria, surge la propuesta de generación y distribución energética en sitio, en un inicio a pequeña y mediana escala, que brinda una opción diferente a las comunidades de satisfacer sus necesidades de electricidad haciendo uso eficiente de sus propias fuentes de energía locales, empleando una tecnología limpia de generación que no impacte negativamente en su ecosistema, beneficios ambientales como el tratamiento adecuado de residuos y desechos orgánicos, y la producción de derivados, como abono vegetal, que pueden ser aprovechados

directamente en sus propios terrenos o comercializados con un consecuente beneficio económico.

El clima y la calidad del terreno de la ciudad de San Clemente, hacen de esta área el lugar preferido para el desarrollo de actividades agrícolas, ganaderas y operación de plantas de procesamiento de alimentos. De otro lado, la cercanía a las ciudades de Tambo de Mora, Chincha, El Carmen, donde se vienen desarrollando grandes proyectos agrícolas como el cultivo y procesamiento de espárragos, frijoles, pallares y legumbres que solo crecen en esas tierras; así como también la industria vitícola predominante en casi todo el departamento de Ica y localidades al sur de Lima, las grandes extensiones de terreno dedicado a la crianza de animales y aves, y sobre todo la existencia de vías de acceso definidas que facilitan el transporte y contribuyen a la integración de los pueblos; hacen del distrito de San Clemente una fuente potencial de recurso biomásico [49].

Proyectos energéticos como la implementación de una planta centralizada de digestión anaeróbica (CDA), se puede llevar a cabo en esta ciudad en especial, debido a su ubicación estratégica que permitiría una mejor administración centralizada de los residuos orgánicos procedentes de ciudades aledañas como las descritas líneas arriba. El biogás producido se emplearía como combustible no solo para generar electricidad, sino también para producir calor, el cual tendría un mercado asegurado debido a la presencia de instalaciones comerciales, industriales e institucionales alrededor del área de aplicación del proyecto.

En la Fig. 4.2 se muestra la ubicación geográfica de la habilitación urbana, cercana a la ciudad de San Clemente, destacándose la presencia de valles de cultivo, el fácil acceso y la topografía del terreno. También se puede observar los límites a ciudades principales como Chincha y Pisco, que en conjunto se considera un polo de desarrollo por la fuerte presencia agroindustrial, gran generadora de residuos orgánicos necesarios para el desarrollo del proyecto.

Entre las principales características arquitectónicas de la habilitación urbana se encuentran:

- Unidades de vivienda, con un área promedio de 80m² cada una.
- Un centro medio-hospitalario de mediana escala.
- Un hotel de turistas.
- Un centro educativo, aéreas de recreación pública y centro de abastos.

En la Fig. 4.3 se muestra el plano de lotización de la habilitación urbana, que será de mucha utilidad para el diseño de las redes de distribución eléctrica en baja tensión



Fig. 4.2: Ubicación geográfica del proyecto

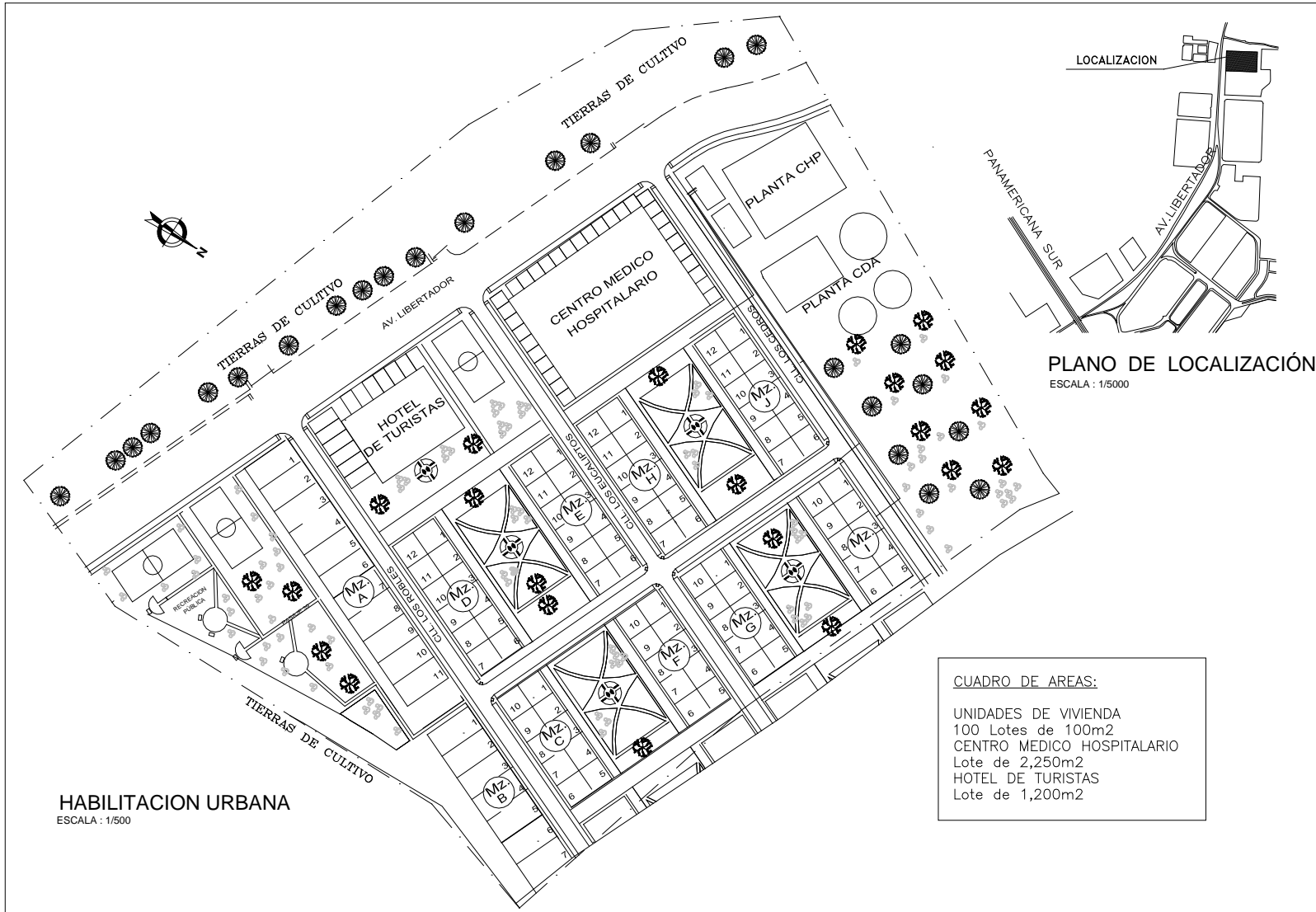


Fig. 4.3: Plano de lotización de la habilitación urbana piloto

4.3. Consideraciones de diseño

Para desarrollar un proyecto de cogeneración se deben tener en cuenta varios factores: técnicos, económicos, ambientales y tarifarios. Los aspectos económicos y tarifarios tienen mucha influencia sobre todo en aquellas instalaciones con gran demanda de energía que podrían reducir sus costos operativos relacionados con el consumo de electricidad y empleo de combustible. Es decir, por un lado disminuir el pago del servicio eléctrico al concesionario de distribución local, y del otro los costos asociados de la generación de calor empleando equipo y combustible adicional.

En las secciones siguientes y de acuerdo al propósito central del presente trabajo, se tratará principalmente el tema del diseño de infraestructura y equipamiento eléctrico y mecánico involucrados con las plantas CHP y CDA y los sistemas de distribución de la habilitación urbana, aspectos mayormente técnicos, sin que esto implique dejar de lado los criterios básicos de evaluación y rentabilidad de proyectos, que serán analizados brevemente en la última sección del capítulo, con la finalidad de mostrar la viabilidad económica del proyecto.

Entre las varias recomendaciones propuestas en manuales técnicos y estudios de factibilidad sobre proyectos de cogeneración desarrollados a nivel mundial, empleando diversas tecnologías y tipos de combustible, se destacan estos dos criterios comunes y muy importantes que prácticamente deciden su implementación:

- Asegurar efectivamente la demanda del calor generado.
- Pronosticar la demanda de calor y electricidad con la mayor precisión posible.

El primer criterio restringe el campo de acción de los sistemas de cogeneración a aquellos proyectos de suministro energético que agrupen necesariamente instalaciones con presencia significativa de cargas térmicas. Este requerimiento es el más importante, porque gran parte del éxito de una planta CHP depende del grado de utilidad del calor generado. Como se menciona en el capítulo 3, la elevada eficiencia de sistemas CHP depende de la máxima capacidad de beneficios energéticos que pueda generar algún tipo de combustible.

La performance de los proyectos de cogeneración está directamente relacionada con los equipos utilizados en el proceso, los cuales deberán operar en las condiciones nominales propuestas por el fabricante para garantizar un proceso confiable y seguro. Las capacidades y eficiencias de estos equipos dependen de las condiciones de trabajo, es decir de la cantidad de energía producida. Conociendo la demanda de potencia eléctrica y térmica de las instalaciones proyectadas se puede dimensionar y seleccionar adecuadamente todos los equipos, evitándose un sobredimensionamiento innecesario con el consecuente incremento del presupuesto. [44]-[45].

4.4. Evaluación de la máxima demanda de potencia

La máxima demanda de potencia dependerá del tipo de cargas y características de operación de las instalaciones proyectadas, tanto de la habilitación urbana como de las plantas CHP y CDA. Como se mencionó anteriormente, para que un proyecto de cogeneración sea técnica y económicamente factible, deben considerarse instalaciones con cargas térmicas de magnitud apropiada que aseguren la utilización del calor (vapor) producido en la planta CHP. La inclusión del centro médico-hospitalario y el hotel de turistas en la habilitación urbana, justifica el desarrollo del proyecto al presentar una demanda diaria y continua de calor para diversas aplicaciones.

Se evaluará la máxima demandas de potencia eléctrica y térmica de acuerdo a los criterios de la normativa nacional vigente para el diseño de sistemas de utilización y distribución eléctrica y de vapor destinados a la habilitación urbana. Así como también, se evaluará la máxima demanda de plantas teniendo en cuenta resultados de estudios similares, donde se logró establecer una relación entre las cantidades de energía que ingresa, la que se emplea en el proceso de conversión y la energía que se dispone para ser comercializada.

4.4.1. Máxima demanda de la habilitación urbana

Como se mencionó anteriormente, la habilitación urbana está conformada por unidades de vivienda, instalaciones de alumbrado público, un centro médico-hospitalario y un hotel de turistas. Para cada una de ellas se procederá a evaluar la máxima demanda de potencia, cuya descripción del procedimiento y resumen de cálculo se muestra a continuación.

a. Unidades de vivienda

Las unidades de vivienda a construirse están dirigidas a las familias de sectores económicos bajos y medios, que están consideradas dentro del programa Mi Vivienda y Techo Propio promovido por el Gobierno. Al no presentar considerables y permanentes requerimientos de calor, en el corto y mediano plazo no resulta factible implementar un sistema de calefacción urbana (DH) para este tipo de instalaciones. Por esta razón solo se considera la incidencia eléctrica en el cálculo de la máxima demanda de la habilitación urbana.

- **Demanda eléctrica:**

El consumo eléctrico varía principalmente según el tipo de actividad desarrollada en las instalaciones proyectadas, y según las estaciones del año, generando diferentes perfiles de demanda diaria. Estas variaciones son incluso más notables en instalaciones comerciales e industriales, donde diversas aplicaciones eléctricas se intensifican en un periodo determinado.

Para el cálculo de la máxima demanda de potencia eléctrica de las unidades de vivienda se deberá tener en cuenta la norma DGE-MEM “Calificación Eléctrica para la elaboración de proyectos de subsistemas de distribución secundaria”, donde se establecen las cargas mínimas para el suministro del servicio. La tabla N°4.1 resume las calificaciones eléctricas asignadas según el tipo de habilitación urbana [50].

Tabla N°4.1: Calificación eléctrica según sector de distribución típico

Tipo de habilitación	Sector de Distribución Típico 1 W	Sector de Distribución Típico 2 W	Sector de Distribución Típico 3 W	Sector de Distribución Típico 4 W	Sector de Distribución Típico 5 W
a) Habilitaciones de baja densidad poblacional, tipo 1 (Zonas R1-S y R1)	1 500 + 3 W/m ² hasta un máximo de 10 kW (suministro trifásico)	800 + 1 W/m ² hasta un máximo de 5 kW (suministro trifásico)	-	-	-
b) Habilitaciones de baja densidad poblacional, tipo 2 (Zona R2)	1,500	800	-	-	-
c) Habilitaciones de media densidad poblacional, tipo 3 (Zona R3)	1,300	700	500	-	-
d) Habilitaciones de media densidad poblacional, tipo 4 (Zona R4)	900 (suministro monofásico)	900 (suministro monofásico)	700 (suministro monofásico)	-	-
e) Habilitaciones de alta densidad poblacional, para viviendas multifamiliares	11 W/m ² del área techada total, con un mínimo de 900 W	11 W/m ² del área techada total, con un mínimo de 700 W	-	-	-
f) Habilitaciones para vivienda taller (Zona I1-R)	1,000	1,000	1,000	-	-
g) Habilitaciones para vivienda en vías de regularización (parcial o totalmente edificadas), calificados como Centros Poblados, incluyendo agrupaciones de vivienda en zonas rurales	700 300 (*) (suministro monofásico)	300 200 (*) (suministro monofásico)	250 200 (*) (suministro monofásico)	250 200 (*) (suministro monofásico)	200 (suministro monofásico)
h) Habilitaciones para vivienda en vías de regularización (parcial o totalmente edificadas), calificados como Asentamientos Humanos Marginales o Pueblos Jóvenes	700 (suministro monofásico)	400 (suministro monofásico)	300 (suministro monofásico)	300 (suministro monofásico)	250 (suministro monofásico)
i) Habilitaciones pre-Urbanas, tipos pecuarios o huertas (Zona P-U)	2,000	1,500	1,500	1,000	1,000
j) Lotizaciones para la industria elemental y complementaria de apoyo a la industria de mayor escala (Zona I1)	4,000	1,100	-	-	-

Como la habilitación urbana piloto se encuentra ubicada en la provincia de Pisco, departamento de Ica, considera como sector de distribución típico 2, y de acuerdo a la zonificación R-4 otorgada por el municipio local, le corresponde una calificación eléctrica mínima de 900 W/lote en suministro monofásico.

Teniendo en cuenta la cantidad de lotes, el número de unidades de alumbrado público, y los criterios técnicos para el cálculo de máxima demanda en proyectos de electrificación en zonas de concesión de distribución, se evaluó la demanda de potencia eléctrica, cuyo resumen de cálculo se muestra en la tabla N°4.2. Los valores obtenidos serán de mucha utilidad al momento de dimensionar la infraestructura eléctrica asociada al subsistema de distribución secundaria, las instalaciones de alumbrado público, y la interfaz de interconexión entre el SMCC y el sistema eléctrico en baja tensión de la habilitación urbana, de la cual se detallara en secciones posteriores.

b. Hotel de turistas

El crecimiento del sector turismo en los últimos años auspiciado por el gobierno central e impulsado por el nombramiento de la ciudadela de Macchu Picchu como maravilla del mundo moderno, proponen al Perú como un mercado atractivo para el desarrollo de la industria hotelera en las diversas regiones del país.

Tabla N°4.2: Máxima demanda eléctrica en viviendas y alumbrado público

Tipo de carga		M.D. (kW)
Unidades de vivienda		
Calificación eléctrica (kW):	0.9	47.70
Numero de lotes:	106	
Factor de simultaneidad:	0.5	
Alumbrado publico		
Potencia de lámpara (kW): (incluyendo perdidas)	0.08	3.08
Número de unidades:	40	
Factor de simultaneidad:	1	
SUBTOTAL		48.08
Perdidas de potencia:		
En infraestructura de distribución	5%	2.40
TOTAL		50.48

Dependiendo de la ubicación geográfica y al sector económico al cual va dirigido, la infraestructura del hotel y el tipo de servicios ofrecidos pueden variar, así como también la demanda de servicios eléctricos y térmicos. Sin embargo, un típico hotel tres estrellas, categoría preferida y que tiene mayor presencia en la mayoría de ciudades del país, debe contar con ambientes adicionales a los cuartos de hospedaje, que les permita desarrollar otras actividades como conferencias y reuniones corporativas, incrementando su radio de acción y por consiguiente sus ingresos.

- **Descripción:**

La industria hotelera clasifica las instalaciones de acuerdo al propósito del hotel y la calidad de servicio que este ofrece, es así que se pueden encontrar hoteles resorts, de convenciones, de todo servicio, suites, de servicio clásico y hotel de hospedaje simple y servicios básicos. Por la cantidad de infraestructura, calidad de confort y magnitud de los servicios que ofrecen los hoteles 3 estrellas predominantes en el Perú, se ubica dentro del tipo de hoteles estándar de servicio clásico con 50 habitaciones, un amplio salón de convenciones, un restaurant-bar de 50 mesas, un spa y un área de piscina.

- **Máxima demanda eléctrica:**

Para evaluar la máxima demanda de potencia eléctrica del hotel se recurre al procedimiento descrito en el Código Nacional de Electricidad (CNE) – Utilización 2006, específicamente en la sección 050: Cargas de circuitos y factores de demanda. Esta sección cubre el método de cálculo de la capacidad de los conductores y la capacidad nominal de los equipos, requeridos en las conexiones, acometidas, alimentadores y circuitos derivados en las instalaciones del usuario. Es decir, la máxima demanda según el tipo de instalación.

Aplicando la regla 050-208: Hoteles, Dormitorios y Edificios de uso similar, con las dimensiones y características arquitectónicas del edificio, y las cargas proyectadas en la instalación, se evaluó la máxima demanda de potencia, cuyo resumen de cálculo se muestra en la tabla N°4.3 [65].

Tabla N°4.3: Máxima demanda de potencia eléctrica en hotel

HOTEL DE TURISTAS		
Medidas perimetricas:	40mx30m	
Area del lote (m²):	1,200	
Numero de pisos:	7	
1.- Cuadro de cargas según seccion 050-208-1 CNE- utilizacion 2006		
Tipo de carga	Descripcion	P.I. (W)
Carga basica de 20W/m ² del area el edificio calculada con las dimensiones exteriores	20W/m ² x 1,200m ²	24,000
Cargas de alumbrado de areas especiales segun la potencial nominal de los equipos instalados	Salon de uso multiple (27 luminarias de 2x36W)	1,944
	Restaurante-bar (18 luminarias de 2x36W)	1,296
	Salon de convenciones (36 luminarias de 3x36W)	3,888
Cargas de aire acondicionado en ambientes principales y suites	4 Equipos tipo Split multi ducto, con principio de expansion directa del refrigerante (48,000 BTU/h)	20,000
Cargas de calefaccion	10 equipos de calefaccion de 1kW	10,000
Cargas de equipos electricos instalados según potencia nominal	1 ascensor de 5KW	5,000
	2 electrobombas de agua de 4HP	5,968
	1 electrobomba de desague de 1.5HP	1,119
	1 Lavaplatos de 3HP	2,238
	2 tritadores de 3/4 de HP	1,119
	1 camara de refrigeracion de 2.5HP	1,865
	1 extractor de aire en sotanos de 5KW	5,000
	2 puertas levadizas de ingreso 1/2 HP c/u	746
	2 extractores en baños 500W c/u	1,000
TOTAL		85,183
TOTAL (kW)		85.183

2.- Calculo de maxima demanda aplicando factores de demanda según seccion 050-208-2

Para edificaciones cuya superficie exceda los 900m², calculada con las dimensiones exteriores.

2.1 Cargas de aire acondicionado y calefaccion

Descripcion	M.D. (kW)
Primeros 10Kw al 100%	10.00
Carga restante al 75%	15.00
SUBTOTAL 1	25.00

2.2 Densidad de carga total sin considerar cargas de calefaccion y aire acondicionado

D= carga total (W) / area total (m²)

D (W/mm²) =	45.99
-------------------------------	--------------

Descripcion	M.D. (kW)
80% de la carga por metro cuadrado multiplicada por 900m ² 0.80x 53.59 W/m ² x 900m ²	33.110
65% de la carga por metro cuadrado multiplicada por el area del edificio que exceda los 900m ² 0.65x 53.59 w/m ² x 300m ²	8.967
SUB TOTAL 2	42.077

2.3 Maxima demanda electrica en acometida al predio

Descripcion	M.D. (kW)
Subtotal 1	25.00
Subtotal 2	42.08
Sistema contraincendio, equipado con 2 electrobombas: 1 de 30HP (ACI) y otra de 2HP (bomba jockey)	23.87
TOTAL	90.95

- **Máxima demanda térmica:**

La mayoría de instalaciones hoteleras requieren de un sistema de vapor para dos aplicaciones principales, generalmente a diferentes presiones, agua caliente y procesos de vapor. Tradicionalmente para producir agua caliente se utilizaba el calor en forma de vapor generado en calderos operados con combustible, el cual era transportado hasta los calentadores de agua, en donde por transferencia de calor se obtenía agua caliente. El vapor generado mediante ese procedimiento también es utilizado en procesos de lavado y secado. Sin embargo, la gran inversión en combustible y el equipamiento necesario para producir vapor, obligaron a los propietarios a pensar en alternativas diferentes para suplir esta necesidad de calor. La solución eléctrica quedo prácticamente descartada debido a la gran escala del proceso (grandes calentadores y lavadoras) que encarecería aun más el presupuesto operativo del hotel, sobretodo en una zona urbano-rural donde no existe la infraestructura eléctrica necesaria.

Ante todo esto, surge el proyecto de co-generación como la mejor alternativa técnica y económica para este tipo de instalación. El calor en forma de vapor que se

genera en el modulo de celdas de combustible como resultado del proceso de generación eléctrica puede ser transportando a través de un sistemas de ductos subterráneos hasta las instalaciones de los usuarios, de forma similar a la distribución de electricidad. Este sistema de calefacción urbana, district heating (DG), puede emplear agua como medio indirecto de transporte, o directamente vapor, dependiendo de la distancia entre la planta CHP y la propiedad del usuario.

En la evaluación de máxima demanda de potencia térmica se tuvo en cuenta dos criterios básicos, la cantidad de agua blanda destinada a agua caliente proyectada por el especialista sanitario y los requerimientos de flujo térmico de los equipos de lavado y secado que se instalaran en el hotel. En la tabla N°4.4 se resume el proceso de cálculo de la máxima demanda de vapor [47].

Tabla N°4.4: Máxima demanda de potencia térmica en hotel

HOTEL DE TURISTAS		
Total de habitaciones:	50	
Ambientes especiales:	restaurante, auditorio y lavanderia	
1.- Consumo de vapor según aplicación		
Aplicación	Descripcion	consumo (lb/hr)
Sistema de agua caliente (temperatura 140°F) presion = 100psi	Calentador instantaneo de agua usando vapor	
	consumo de agua blanda (lts/dia) =	22,000
	coeficiente de produccion (según RNE) =	10
	produccion de agua caliente (lts/seg) =	0.611
	Potencia normalizada del calentador = 30BHP	387
Procesos de vapor presion = 15psi	Lavadora de 23Kg	50
	Secadora de 15Kg	210
TOTAL		647

2.- Requerimiento de energia termica

Consumo total según capacidad de equipos (kBtu/hr)	647
Factor de demanda (%)	60
Reserva por cargas imprevistas (%)	115
Maxima demanda total (kBtu/hr)	447
TOTAL (KW)	131

Es importante mencionar que gracias al desarrollo de tecnologías recientes es posible generar frio a partir del calor mediante la técnica de absorción. Equipos como los chillers de absorción de calor pueden producir corrientes de aire frio y distribuirlo a través de las instalaciones de aire acondicionado, reemplazando los equipos eléctricos tradicionales de aire acondicionado que consumen grandes cantidades de potencia lo cual genera facturaciones excesivas por el servicio. Sin embargo para implementar este

sistema de absorción de calor se requiere asegurar una demanda significativa, grandes clientes, que justifiquen tanto la adquisición del equipo como la implementación de un sistema de distribución de frío, en paralelo con la red de calefacción. Adicionalmente se necesitaría proyectar unidades adicionales de cogeneración para cubrir adecuadamente y en simultáneo la demanda eléctrica y térmica.

c. Centro médico- hospitalario

En toda nueva habilitación urbana resulta indispensable la presencia de un centro médico- hospitalario, sobretodo en la zona de aplicación del proyecto, dado que la unidad de salud más cercana se ubica en la ciudad de Pisco a 10km de distancia, y cuyo servicio de hospitalización es insuficiente debido a la gran cantidad de usuarios provenientes de todos los distritos colindantes. Muchas veces los pacientes de centros poblados alejados y que se encuentran en estado grave deben regresar a sus hogares debido a la falta de camas con el consecuente riesgo de agravar su salud. Si a esto se agrega la carencia de infraestructura y tecnología médica adecuada en los centros de diagnóstico, y la cada vez más creciente expansión de centros poblados alrededor de la ciudad, la construcción de un centro médico-hospitalario se constituye en una necesidad prioritaria

• Descripción:

Esta infraestructura de salud se erigirá sobre un terreno de 2,250m², que agrupará un edificio principal de 3 pisos y sótano, y un edificio contiguo de 2 pisos destinado al área de investigación médica. La distribución de ambientes por piso es la siguiente:

Edificio principal:

- Sótano: Centro de diagnóstico, análisis clínicos y farmacia
- Primer piso: Consultorios externos, centro de endoscopia, oficinas administrativas y cuartos de equipamiento electromecánico.
- Segundo piso: Centro quirúrgico y centro obstétrico
- Tercer piso: Hospitalización de cuidados intensivos y de ginecología.

Edificio anexo:

- Primer piso: Auditorio y sala de máquinas
- Segundo piso: Aulas, laboratorios y oficinas.

• Máxima demanda eléctrica:

Similarmente al caso del hotel de turistas, para evaluar la máxima demanda de potencia eléctrica del centro médico-hospitalario se recurre al procedimiento descrito en el CNE – Utilización 2006. Aplicando la regla 050-206: Hospitales, con las dimensiones, características arquitectónicas de la edificación, y teniendo en cuenta la capacidad de los equipos eléctricos, mecánicos y sanitarios proyectados se evaluó la máxima demanda, cuyo resumen de cálculo se muestra en la tabla N° 4.6 [65].

Tabla N°6.6: Máxima demanda de potencia eléctrica en centro-medico

CENTRO MEDICO-HOSPITALARIO	
Medidas perimetricas:	50mx45m
Area total (m2):	2,250
Area ocupada (m2):	1,200 (*)

(*) se refiere al area sobre el cual se construye el edificio principal

1.- Cuadro de cargas según seccion 050-206-1 del CNE- Utilizacion 2006

Tipo de carga	Descripcion	P.I. (W)
Carga basica de 20W/m ² del area el edificio calculada con las dimensiones exteriores	20W/m ² x 1,200m ²	24,000
100 W/m ² para areas de alta intensidad de carga	Centro quirurgico: 1 sala de pequeñas cirugias, 1 sala de cirugía general, unidad de cuidados intensivos (UCI) area total = 250m ²	25,000
	Centro obstetrico: 2 salas de parto, neonatologia (4 cunas) UCI de neonatologia area total = 150m ²	15,000
Cargas de aire acondicionado en ambientes principales	3 Equipos tipo Split multi ducto, con principio de expansion directa del refrigerante (48,000 BTU/h)	15,000
Cargas de equipos electricos instalados según potencia nominal	equipamiento medico	30,000
	electrobombas de agua blanda	6,000
	electrobombas de agua dura	7,500
	1 compresora de aire industrial (10HP)	6,000
	compresoras de aire medicinal	6,000
	electrobombas de vacio	7,000
	electrobombas de retorno de agua caliente	1,000
	electrobombas de sumidero y drenaje	1,500
TOTAL		144,000
TOTAL (kW)		144.00

2.- Calculo de maxima demanda aplicando factores de demanda según seccion 050-206-2 del CNE 2006

Para edificaciones cuya superficie exceda los 900m², calculada con las dimensiones exteriores.

2.1 Cargas de aire acondicionado y calefaccion

Descripcion	M.D. (kW)
Primeros 10Kw al 100%	10.00
Carga restante al 75%	3.75
SUBTOTAL 1	13.75

2.2 Cargas diferentes a calefaccion y/o aire acondicionado

D= carga total (W) / area total (m²)

D (W/mm²) =	107.50
-------------------------------	---------------

Descripcion	M.D. (kW)
80% de la carga por metro cuadrado multiplicada por 900m ² 0.80x 115.83 W/m ² x 900m ²	77.400
65% de la carga por metro cuadrado multiplicada por el area del edificio que exceda los 900m ² 0.65x 115.83 W/m ² x 500m ²	20.963
SUBTOTAL 2	98.363

2.3 Maxima demanda electrica en acometida al predio

Descripcion	M.D. (kW)
Subtotal 1	13.75
Subtotal 2	98.36
TOTAL	112.11

- **Máxima demanda térmica:**

Un centro médico-hospitalario tiene mayores aplicaciones de potencia térmica que cualquier otro tipo de instalación. Actualmente a nivel mundial se vienen desarrollando proyectos de cogeneración para hospitales empleando tecnologías de microturbinas o turbinas de gas o vapor y motores de combustión interna alimentados por gas natural. La potencia térmica generada cubre casi la totalidad de la demanda, aunque en algunas ocasiones resulte necesario implementar calderos adicionales, principalmente en épocas invernales donde la demanda de calor se incrementa considerablemente. En cuanto a la potencia eléctrica, típicamente el equipo de cogeneración es seleccionado en base al 70% de la máxima demanda eléctrica total, el 30% restante que contiene las cargas críticas de la instalación puede ser provisto por el concesionario de distribución local. Esto debido principalmente a criterios de confiabilidad, en el cual se prevé el suministro eléctrico a través de la red en baja tensión del concesionario local ante la ocurrencia de posibles eventos de falla que saquen fuera de servicio la unidad de cogeneración.

Implementar un proyecto de co-generación exclusivo para un hospital resulta muy ventajoso dependiendo de la magnitud de la carga a satisfacer, por ejemplo en EE.UU. los hospitales de gran envergadura operan completamente aislados de la red pública formando pequeños sistemas. Un propósito alternativo de la tesis es también introducir la filosofía de operación de los sistemas de cogeneración al mercado energético nacional, principalmente a instalaciones comerciales, industriales e institucionales, que debido a sus elevadas demandas de potencia eléctrica y térmica requieren de una infraestructura compleja y robusta de distribución que no solo acarrearán presupuestos elevados de interconexión al servicio, sino que además frecuentemente son fuentes generadoras de fenómenos transitorios con el consecuente fuera de servicio de las unidades operativas colindantes [46].

En particular para estimar la demanda de potencia térmica en el centro médico-hospitalario proyectado se consideraron las aplicaciones más comunes como son vapor para procesos de lavandería, esterilización y marmitas, y la provisión de agua caliente. En la tabla N°4.5 se muestra el resumen de cálculo de la máxima demanda de potencia térmica.

Tabla N°4.5: Máxima demanda de potencia térmica en centro-medico

CENTRO MEDICO-HOSPITALARIO	
Total de camas :	40
Total de consultorios:	6

1.- Consumo de vapor según aplicación

Aplicación	Descripcion	consumo (lb/hr)
Sistema de agua caliente (temperatura 140°F) presion = 100psi	Calentador instantaneo de agua usando vapor	
	consumo de agua blanda (lts/dia) =	11,000
	coeficiente de produccion (según RNE) =	6
	produccion de agua caliente (lts/seg) =	0.509
	Potencia normalizada del calentador = 15BHP	
Procesos de vapor presion = 15psi	Marmitas	167
	Lavanderia	29
	Esterilizacion y laboratorios	150
TOTAL		669

2.- Requerimiento de energia termica

Consumo total según capacidad de equipos (kBtu/hr)	669
Factor de demanda (%)	60
Reserva por cargas imprevistas (%)	115
Maxima demanda total (kBtu/hr)	461
TOTAL (KW)	135

d. Resumen

Las instalaciones consideradas anteriormente representan la carga del usuario, los requerimientos de potencia eléctrica y térmica. Los valores obtenidos según el tipo de carga servirán para dimensionar los sistemas de distribución eléctrica y térmica (redes y equipos), mientras que los valores globales serán considerados para seleccionar la unidad de co-generación, es decir el modulo integral de celdas de combustible. En la tabla N° 4.7 se muestra la máxima demanda total por tipo de instalación proyectada.

Tabla N°4.7: Máxima demanda en habilitación urbana

Tipo de instalación	Potencia eléctrica (kW)	Potencia térmica (kW)
Unidades de vivienda y alumbrado publico	50.48	0.00
Hotel	90.95	130.85
Centro medio-hospitalario	112.11	135.19
TOTAL	253.55	266.04

4.4.2. Máxima demanda en plantas

En la máxima demanda de potencia total, deben incluirse los requerimientos de potencia eléctrica y térmica de la planta de co-generación (CHP) y la planta de digestión anaeróbica (DA). La planta CHP requiere suministro eléctrico para las instalaciones interiores y cargas especiales en los ambientes de oficina y depósitos, así como también para el sistema de seguridad y los equipos de iluminación perimetral. En los proyectos de plantas de generación térmica con turbinas a gas, que presentan cierta similitud a una planta CHP, se acostumbra considerar un porcentaje de la potencia instalada (P.I.) destinada a este tipo de cargas, es decir un 4% de la P.I. En cuanto a la demanda térmica, no será necesario reservar potencia adicional, dado que la planta CHP no presenta aplicaciones de vapor (calor) a nivel usuario.

En la planta centralizada de digestión anaeróbica (CDA), se requiere un suministro eléctrico básicamente para las cargas especiales de la casa de maquinas donde se instalaran los equipos de mezclado, bombeo, acondicionamiento y calefacción necesarios para el proceso de producción de biogás. El requerimiento de potencia eléctrica en una planta CDA depende de la producción de biogás para la cual fue diseñada. Los estudios de factibilidad desarrollados en plantas CDA de Europa y EE.UU., determinaron que la relación existente entre la potencia instalada de la planta (capacidad nominal del equipo de cogeneración) y la potencia consumida por los equipos electromecánicos es de 1:10 [32]-[36]. Por ejemplo, si la unidad de cogeneración produce 100kW, el consumo eléctrico de los equipos sería de 10kW. Mayor detalle sobre el equipamiento involucrado en el proceso de producción de biogás se detallara en la sección correspondiente al diseño de la planta CDA.

Como se detallo en el capítulo 3, el reactor donde se desarrolla el proceso de digestión anaeróbica debe mantenerse a una temperatura de 37°C. Un método practico y frecuentemente utilizado consiste en calentar el recurso biomásico antes de ingresarlo al reactor. A través de intercambiadores de calor se hace circular una cierta cantidad del vapor proveniente de la planta CHP, calentando el material ingresante al tener contacto con el vapor, logrando equilibrar la temperatura dentro del reactor. Similarmente al caso de la potencia eléctrica, estudios anteriores han demostrado que la cantidad de calor (potencia térmica), en forma de vapor, requerido está en función a la capacidad del reactor, es decir la cantidad de biogás que puede producir. En este proyecto, la planta tendrá 2 reactores, en prevención del mantenimiento o fuera de servicio de alguno de ellos; y un tanque de almacenamiento de biogás que permita una regulación sobre el despacho de potencia. El dimensionamiento y operación de estos equipos será detallado en la sección correspondiente al diseño de planta CDA. Esta conformación particular de

la planta hace que el requerimiento de calor en los reactores no sea continuo, debido a que la carga de recurso biomásico se realiza en intervalos de tiempo, entre la producción del biogás y descarga del material digerido. De estadísticas anteriores sobre proyectos similares surgió la relación de 1:15, entre la potencia térmica generada y la potencia térmica requerida en los reactores. Es decir, si la unidad de co-generación produce 100kW térmicos, se deberá reservar una cantidad de calor equivalente al 15% de la potencia total disponible, ósea 15kW. En la tabla N°4.8 se muestra la máxima demanda de potencia de las plantas.

Tabla N°4.8: Máxima demanda en plantas

Tipo de instalación	Potencia eléctrica (kW)		Potencia térmica (kW)	
	Planta CHP	4% M.D. eléctrica total	10.14	--
Planta CDA	10% M.D. eléctrica total	25.35	15% M.D. térmica total	39.91
TOTAL		35.50		39.91

4.5. Planta de cogeneración

La unidad de co-generación o sistema combinado de calor y potencia (CHP), que se empleara como fuente energética del proyecto es el sistema de celdas de combustible. Como se vio en el capítulo 2, es un sistema modular de generación eléctrica y térmica, sobre el cual la industria de generación eléctrica tiene centrada sus expectativas para expandir y consolidar el esquema de generación distribuida. Gracias a sus características constructiva y operativa, no produce ningún tipo de contaminación no genera impactos en la naturaleza y la calidad de vida de las persona, sino que además tiene la capacidad de emplear energías renovables como fuentes de combustible.

Este sistema de celdas de combustibles es la parte esencial del proyecto y de la planta CHP, que además del sistema modular agrupara la sala de maquinas, donde se instalara la unidad de co-generación, talleres, depósitos y oficinas. En adelante y para facilitar la comprensión del proceso de diseño, para referirse al sistema de celdas de combustible se empleara la denominación planta CHP, y se restringirá el diseño de la planta al dimensionamiento del SMCC por tener mayor incidencia en los objetivos del proyecto [48]-[53]-[54].

4.5.1. Criterios de selección

Actualmente existen varios SMCC comercialmente disponibles de capacidades diversas, dependiendo del fabricante y del tipo de aplicación, pero con la misma filosofía modular. La selección del SMCC depende de factores ambientales y operativos, pero principalmente de la capacidad nominal de generación. A continuación se describen los criterios que se deben tener en cuenta al momento de seleccionar el equipo.

a. Operación con biocombustibles

La mayoría de SMCC disponibles en el mercado internacional ha mostrado un buen desempeño operando con gas natural, combustible para el cual inicialmente fue diseñado. Sin embargo, debido a las políticas medioambientales predominantes en estos últimos años que impulsaron el desarrollo de tecnologías basadas en energías limpias, permitieron que los biocombustibles líquidos y gaseosos sean considerados por varios fabricantes de equipos de generación basados en tecnologías CHP. Por esta razón, actualmente es posible encontrar SMCC capaces de operar con biogás, gas de síntesis o bio-etanol, cuyos métodos de obtención y acondicionamiento fueron detallados en el capítulo 3. De todos ellos, los más difundidos son aquellos que trabajan con biogás, debido a que el proceso de obtención del combustible es una técnica muy difundida y que constantemente se ha ido mejorando, haciéndolo más práctico y eficiente.

b. Características del sistema eléctrico

Es importante que el nivel de tensión y la frecuencia de la potencia eléctrica generada en el sistema modular sean compatibles con la red eléctrica predominante en la región donde se instalen. En el Perú, la frecuencia del sistema eléctrico es 60Hz, es decir todo equipo eléctrico de fabricación nacional o extranjera debe estar diseñado para una tensión en corriente alterna (AC) de 60Hz. Si bien es cierto que el sistema de celdas de combustible operara de forma aislada energizando las redes eléctricas de la habilitación urbana, en el mediano plazo y dependiendo de la aceptación del proyecto piloto, podría ampliarse la capacidad de la planta, adquirir unidades adicionales, con la finalidad de conectarse a la red pública comercializar electricidad a instalaciones cercanas. Por esta razón la frecuencia eléctrica que produzca el sistema modular deberá ser 60Hz.

De otro lado, de acuerdo al CNE- Suministro, el nivel de tensión recomendado para la elaboración de nuevos proyectos en subsistemas de distribución secundaria e instalaciones de alumbrado público es 380/220V, trifásico de 4 hilos con neutro puesto a tierra de manera efectiva. Debido a esto, el sistema modular deberá tener la capacidad de generar potencia eléctrica al mismo nivel de tensión [64]-[65].

c. Capacidad nominal

Es quizá el criterio más importante a tener en cuenta al momento de seleccionar el SMCC. En la tabla N°4.9 se muestra la máxima demanda de potencia a considerar. La capacidad nominal del SMCC no solo deberá cubrir la máxima demanda total proyectada para la habilitación urbana y las plantas CHP y CDA, sino que además debe asegurar una reserva de generación del 25%, con la finalidad de abastecer futuros incrementos en las conexiones domiciliarias e incorporación de nuevas cargas.

Tabla N°4.9: Máxima demanda total del proyecto

Tipo de carga	Potencia eléctrica (kW)	Potencia térmica (kW)
Habilitación urbana	253.55	266.04
Plantas	35.50	39.91
SUBTOTAL	289.04	305.95
Reserva (25%)	72.26	76.49
TOTAL	361.30	382.44

d. Tipos de celda

Como se describió en el capítulo 2, los SMCC comercialmente disponibles se diferencian por el tipo de electrolito utilizado en la construcción del módulo de celdas, y que operan a diferentes niveles de temperatura según el tipo de aplicación proyectado. Sin embargo, la aplicación con mayor proyección en el mercado energético mundial es la de unidad de generación distribuida (GD) [60]-[61]. Diversos estudios y pruebas que se realizaron a lo largo de los últimos cinco años han mostrado la excelente performance de las celdas Molten Carbonate Fuel Cell (MCFC), y Phosphoric Acid Fuel Cell (PAFC) en aplicaciones de GD, debido a sus múltiples ventajas como:

- Mayor flexibilidad en el uso de combustibles líquidos y gaseosos.
- Mayor potencia eléctrica y térmica de salida.
- Mejor calidad del calor recuperado (altas presiones y temperaturas).
- Capacidad de reformación interna de combustibles.

4.5.2. Sistemas modulares comerciales

En EE.UU., uno de los principales países a nivel mundial donde se fabrican y desarrollan proyectos con celdas de combustible, existen 2 empresas que tienen cubierto prácticamente el 80% del mercado internacional. Cada empresa se especializa en un tipo de celdas de combustible para la cual han desarrollado varias aplicaciones en casi todos los sectores económicos. Para sistemas de cogeneración existen sistemas modulares de similares características constructivas, todas agrupan tres módulos, pero diferentes capacidades de potencia. En la tabla N°4.10 se muestran los SMCC comercialmente disponibles, según las capacidades nominales de operación, tipo de celdas y fabricante.

Tabla N°4.10: Sistemas modulares comerciales

Fabricante	Tipo de celda	Potencia nominal del equipo comercial
Fuel Cell Energy, Inc.	Molten Carbonate	300 KW, 1.4MW y 2.8 MW
UTC Power, Inc.	Phosphoric Acid	200 KW y 400KW

a. Pure Cell Model 400

De acuerdo a la máxima demanda total del proyecto el Pure Cell Model 400 resulta ser el indicado. Este sistema modular ofrecido por UTC Power, y que según los especialistas es el más limpio y silencioso de todos los SMCC disponibles, puede generar hasta 400kW de potencia eléctrica y 1.7 MBTU/h de potencia térmica. De otro lado, debido a su elevada eficiencia, más del doble que las fuentes de energía tradicionales, los altos índices de confiabilidad y seguridad que aseguran mínimas probabilidades de interrupción, y sobre todo la característica ambientalmente amigable de la tecnología que es un factor importante y decisivo en la aprobación de proyectos energéticos en los últimos años, hacen de la Pure Cell la mejor alternativa de SMCC destinados a proyectos de cogeneración. En la tabla N°4.11 se muestra las características de performance, mientras en la Fig. 4.4 se muestra las dimensiones y perspectivas del modulo comercial.

Tabla N°4.11: Características de performance Pure Cell Model 400

Potencia eléctrica			
Total:	471 kVA		
Potencia activa:	400 kW	(en promedio)	con gas natural
	380 kW	(en promedio)	con biogás
Nivel de tensión:	480 VAC	60HZ	trifásico
	400 VAC	50/60HZ	trifásico
Eficiencia			
Eléctrica (LHV)	42 % inicial		
Total (LHV)	40% nominal	(luego de 5 años)	
Combustible			
Tipo:	Gas natural o biogás		
Consumo (LHV):	3.60 MMBtu/h	inicial	
	3.79 MMBtu/h	en promedio	
Presión:	de 1 a 3.5 kPa		
Recuperación de calor			
Baja calidad	1.537 MMBtu/h	(450kW)	inicial
(140°F/60°C)	1.708 MMBtu/h	(500kW)	nominal
Alta calidad	0.683 MMBtu/h	(200kW)	inicial
(250°F/121°C)	0.785 MMBtu/h	(230kW)	nominal
Emisiones			
Nox:	0.035 lb/MWh		
CO:	0.008 lb/MWh		
CO ₂ :	1120 lb/MWh		
Sox:	despreciable		
Partículas /VOCs:	despreciable		
Agua			
Consumo:	ninguno (sobre los 86°F/30°C)		
Descarga:	ninguna		
Otros			
Ruido:	< 65dBA a 33ft (10m) con poca recuperación de calor		
	< 60dBA a 33ft (10m) con total recuperación de calor		
Tiempo de operación:	10 años		

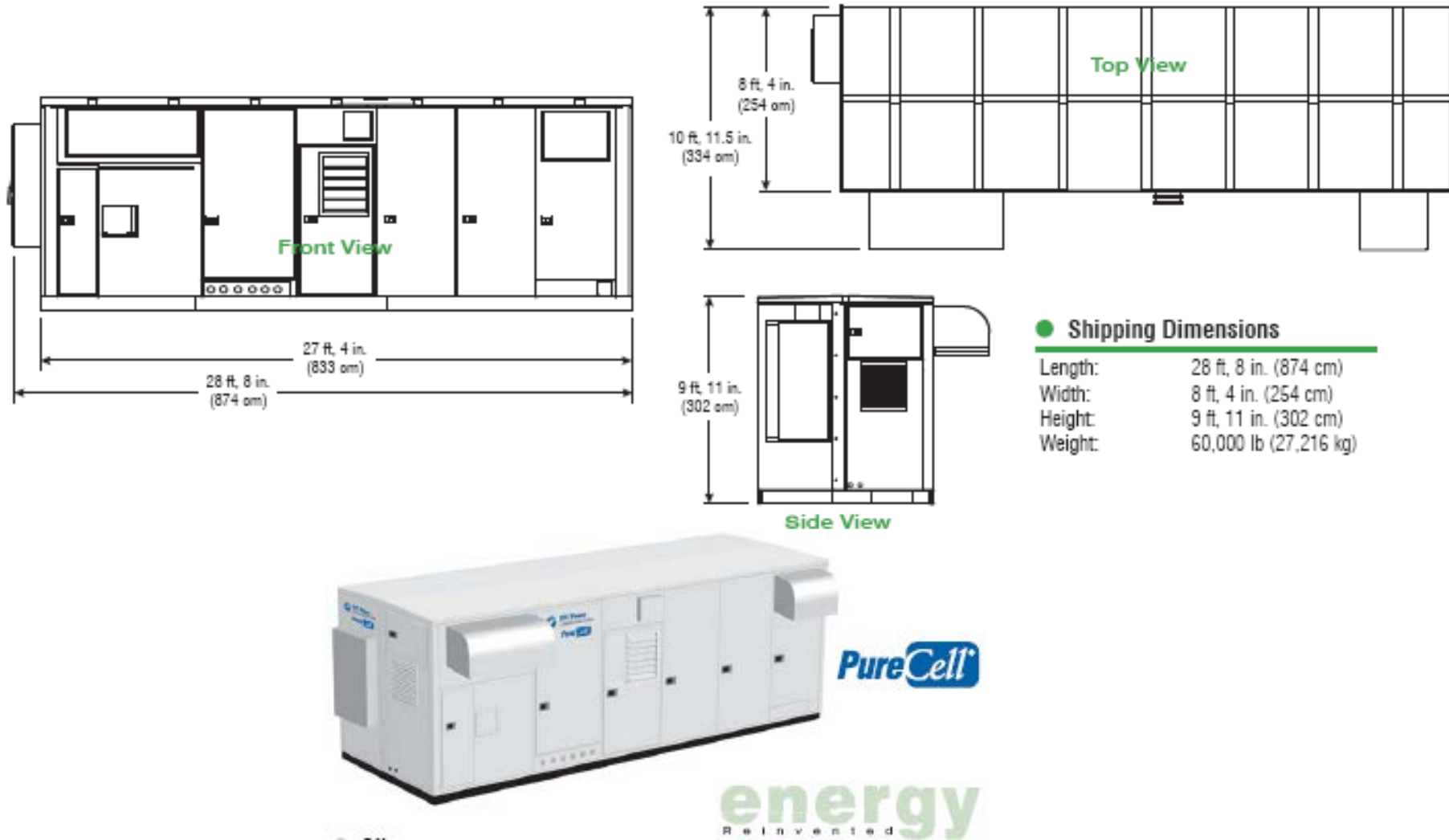


Fig. 4.4: Dimensiones y perspectivas del sistema modular de celdas de combustible

4.6. Planta de digestión anaeróbica

Una vez proyectada la máxima demanda de potencia eléctrica y térmica de la habilitación urbana y definido el SMCC, se debe asegurar el flujo continuo y permanente de biogás. De acuerdo a las especificaciones técnicas del SMCC, el biogás debe aportar 3.8 MMBtu/h de calor (LHV) para generar su potencia nominal, es decir 400kW y 450kW eléctrico y térmico, respectivamente. Si bien es cierto que la máxima demanda total de potencia es menor que la potencia nominal del SMCC, la planta de digestión anaeróbica (DA) con todas sus instalaciones y equipo, será diseñada para suministrar el flujo de biogás necesario para generar la capacidad nominal del SMCC [43].

4.6.1. Consideraciones de diseño

a. Planta centralizada de digestión anaeróbica

Hasta hace poco, la aplicación de tecnologías de DA en el tratamiento de residuos orgánicos y aguas residuales fue típicamente un proceso en sitio, tratando por separado residuos simples y aguas residuales, con digestores de diseño y tamaño suficientes para satisfacer las necesidades de las industrias, granjas o plantas de tratamiento donde era implementado. Las plantas centralizadas de digestión anaeróbica (CDA), presentan un diseño y dimensionamiento que permiten realizar una co-digestión de residuos agrícolas y orgánicos recolectados desde aéreas geográficas cercanas. El objetivo inicial de una planta CDA fue centralizar el tratamiento del estiércol y desechos animales desde granjas cercanas en una misma región, dando como resultado una economía de escala, un mejor control del proceso, y una mayor eficiencia operativa. Tiempo después, se llegó a demostrar que las plantas CDA podían ser utilizadas en la co-digestión de residuos animales y orgánicos presentes en lodos de las plantas de tratamiento de aguas residuales, residuos del procesamiento de alimentos, fracción orgánica de los residuos sólidos municipales (FORSM) y residuos orgánicos industriales. Aunque estos tipos de residuos solo representan entre el 20 y 30% de la capacidad de una planta CDA, su presencia incrementa significativamente la productividad volumétrica del biogás, permitiendo una mejor perspectiva comercial. Sin embargo, los residuos de animales continúan siendo las sustancias primarias para las plantas CDA. Esto debido a la predominancia de establos y granjas de animales en las zonas rurales del país, que se localizan alrededor de la habilitación urbana donde se implementaría la planta de co-digestión.

La mayoría de agroindustrias y plantas de tratamiento de aguas residuales cuentan con sistemas de tratamiento biológico de sus respectivos residuos en sitio, que a primera impresión podría dificultar la participación de estas empresas en un proyecto futuro, a menos que se les presente claros beneficios económicos. Sin embargo, las

actuales restricciones legales y ambientales sobre los depósitos de residuos orgánicos en rellenos sanitarios están haciendo posible que se pueda disponer, en cierto grado, de los residuos provenientes de estas industrias, así como también de la FORSM, impulsando el desarrollo de las plantas de co-digestión [57]-[58]-[59].

b. Residuos orgánicos

El residuo biomásico de ingreso a la planta CDA se deriva principalmente de la agricultura, industria, áreas urbanas y aguas residuales. Los principales ingredientes de estos residuos son carbohidratos, proteínas, aceites y ácidos orgánicos pesados. A pesar que la mayoría de componentes se degradan rápidamente por acción de una bacteria anaeróbica, la presencia de arena, aditivos inorgánicos, piedra arsénica, metales y plásticos no biodegradables pueden causar problemas durante el proceso de digestión. En la tabla N°4.12 se muestra las fuentes, composición y estado de bio-degradabilidad de diversos tipos de materiales.

Las componentes lignocelulosas del estiércol y los residuos municipales requieren un gran tiempo de retención, y la digestión resulta usualmente incompleta. Sin embargo, la fracción no digerida completamente podría ser utilizada en el tratamiento de terrenos destinados a campos agrícolas. Aunque el estiércol y desechos de animales confinados en granjas continúan siendo sustratos primarios de las plantas CDA, el empleo de otros residuos orgánicos está incrementándose paulatinamente. En la tabla N°4.13 se resume las principales características químicas, potencial de producción de biogás, y problemas operacionales relacionados con la co-digestión de algunos sustratos.

Los residuos agrícolas y aquellos provenientes de las plantas de procesamiento de alimentos incluyen:

- Estiércol y residuos de animales
- Desechos de aves de corral
- Residuos de plantas agroindustriales (papas, espárragos, azúcar, vegetales, etc.)
- Residuos de plantas de productos lácteos (queso, leche, etc.)
- Residuos de plantas de procesamiento de pescado (conservas, aceites, etc.)

Las sustancias tóxicas que pueden inhibir el proceso de digestión o causar la pérdida de bacterias deben ser retiradas del residuo biomásico antes que ingresen a la planta CDA. Los residuos animales, agrícolas y de procesamientos de alimentos frecuentemente contienen:

- Materiales tóxicos que inhiben la digestión: amonio, pesticidas y aceites.
- Bio-agentes, como medicamentos y antibióticos.
- Desinfectantes, como el cresol, fenol, arsénico, etc.

Tabla N°4.12: Fuente, composición y bio-degradabilidad de residuos digestibles

Compuestos	Fuente	Ejemplos	Biodegradabilidad anaeróbica	Efectos de disturbio	Efectos inhibidores
Carbohidratos * azúcar * celulosa * almidones	remolacha, cereal papas, maíz paja, gras, madera	fabrica de bebidas, destilerías procesamiento de azúcar procesamiento de leche procesamiento de almidones cocinas de los establos remanentes de cosecha	excelente	produce espuma	disminución del PH
			pobre-bueno		
Proteínas	animales y productos de animales	procesamiento de leche industria farmacéutica	excelente	produce espuma	disminución del PH incremento de amonio
Grasas	animales y productos de animales	centros de beneficio de animales (camales) y plantas de procesamiento de carnes	excelente	capas de espuma, poca solubridad en agua	disminución del PH
Ácidos grasos	grasas, aceites, evaporación condensada	plantas de procesamiento fabrica de aceites	excelente	poca solubridad en agua de grasas y aceites	inhibición especifica de diferentes grupos bacteriales
Vestigios de compuestos orgánicos	pesticidas, antibióticos detergentes	industria farmacéutica estiércol	pobre	produce espuma	reacciones antibióticas
Material inorgánico	sales, aditivos de comida gel silica (filtración)	centros de beneficio de animales (camales) estiércol, industria de comida y farmacéutica	no biodegradable	precipitación formación de lodos	
Arena	en muros y pisos del establo	estiércol	no biodegradable	bloqueo y precipitación	
Metales	material del empaque procesos remanentes	FORSM, industria	no biodegradable	bloqueo y precipitación	
Plástico	material del empaque	FORSM, industria	no biodegradable	flotación	
Metales pesados	refinamiento de metal, baterías	FORSM, industria	no biodegradable		reacciones toxicas

Tabla N°4.13: Características y parámetros operacionales de residuos agrícolas

Material	Contenido total de sólidos (TS) (%)	Sólidos volátiles (SV) (% de TS)	relación C:N	Producción de biogás (m ³ /kg SV)	Tiempo de retención (días)	Contenido de metano (CH ₄) (%)	Sustancias no deseadas	Sustancias inhibidoras	Problemas potenciales
Deyecciones de cerdo	3--8	70--80	3--10	0.25--0.50	20-40	70--80	retazos de madera, agua, arena, paja	antibióticos desinfectantes	capas de espuma sedimentos
Deyecciones de vacas	5--12	75--85	6--20	0.20--0.30	20-30	55--75	paja, arena, agua amonio (NH ₃)	antibióticos desinfectantes	capas de espuma biogás de baja calidad
Deyecciones de aves	10--30	70--80	3--10	0.35--0.60	>30	60--80	amonio (NH ₃), tierra plumas	antibióticos desinfectantes	NH ₄ , inhibición capas de espuma
Suero	1--5	80--95	n.a.	0.80--0.95	3--10	60--80	transporte, impurezas		reducción de pH
Levadura fermentativas	1--5	80--95	4--10	0.35--0.55	3--10	55--75	Frutas remanentes no degradables		alta concentración de acido
hojas	80	90	30--80	0.10--0.30	8--20	n.a.	tierra	pesticidas	
Leña	80	95	511	n.a.	n.a.	n.a.	material no deseado		problemas mecánicos
Paja	70	90	90	0.35--0.45	10--50	n.a.	arena, tierra		pobre digestión
Residuos de jardines	60--70	90	100--150	0.20--0.50	8--30	n.a.	tierra, componentes celulósicos	pesticidas	pobre degradación de celulosa
Remanentes de comida	10	80	n.a.	0.50--0.60	10--20	70--80	huesos, plástico	desinfectantes	sedimentos

Se recomienda un bajo contenido de paja y material biodegradable en el residuo biomásico ingresante con la finalidad de evitar posible bloqueos internos en el sistema. Adicionalmente puede requerirse pre-tratamientos previos a la digestión como en el caso de algunos tipos de residuos agrícolas. Entre los pre-tratamientos más comunes se encuentran el filtrado de materiales no deseados, como arena, paja y pequeñas piedras; y la remoción del exceso de agua. No es recomendable agregar cantidades extras de agua al contenido natural del residuo biomásico, debido a que se requeriría mayor cantidad de energía para calentar el digestor. Sin embargo, en muchos tipos de residuos, como el proveniente de aves de corral, cantidades adicionales de agua asegurarían la correcta consistencia del material, logrando una mejor digestión. De manera similar, la reducción del contenido de agua en el excremento de algunos animales puede resultar de práctica y beneficiosa en muchas granjas.

Dado que el proceso de DA se realiza satisfactoriamente solo dentro de un rango adecuado de pH (6.8 – 8), el residuo también debe estar dentro este rango. De otro lado, debido a que la acidificación de residuos ricos en carbonatos se efectúa a temperatura ambiente (22°C), el residuo deberá ser ingresado al digestor lo más rápido posible. Esto ayudaría a prevenir la fermentación y maximizaría la producción de biogás. Como el riesgo de fermentación es mucho mayor en materiales con bajo contenido de alcalinos, y dado que los residuos de animales presentan una elevada capacidad de amortiguación, su presencia disminuiría el riesgo de fermentación en un proceso de co-digestión [55].

c. Co-digestión

Entre las varias ventajas de la co-digestión de residuos del procesamiento de alimentos y otros tipos de residuos orgánicos como el estiércol y las deyecciones de animales, se puede mencionar:

- La mejora en la producción de biogás por m³ de reactor, con un consecuente beneficio económico para el operador de la planta.
- La co-digestión resulta más eficiente que la digestión de algunos residuos biomásicos, debido al co-metabolismo u otros efectos synergeticos del proceso de digestión.
- Los residuos sólidos se convierten en lodo cuando se mezclan con estiércol líquido, logrando un material de fácil manejo, tanto para la digestión como en los procesos siguientes.

Cuando los residuos orgánicos son aceptados en las plantas CDA, los propietarios toman el control del material digestado (digestate), el cual pueden comercializarlos. El tratamiento controlado de terrenos, y la irrigación de abono líquido (liquor) o de la fracción solida (digestate) aseguran un reciclamiento de residuos relativamente menos costoso y ambientalmente amigable.

d. Diseño del digestor

Los principales requerimientos para un diseño óptimo de plantas CAD son:

- Minimización de equipamiento eléctrico y mecánico.
- Aislamiento efectivo y uso de materiales resistentes a la corrosión.
- Diseño simple y operación automática.
- Dispositivos de protección en todo el equipamiento.
- Controles medioambientales.

Existen algunas funciones esenciales que deben realizarse en el digestor como:

- Provisión continua de nutrientes a las bacterias y remoción de productos metabólicos del residuo a ingresar.
- Adecuados tiempos de retención.
- Prevenir la acumulación descontrolada de sólidos en el digestor y bloqueos en el flujo del residuo.

Los digestores de flujo conectado (DFC) y los digestores de mezcla completa como (DMC), que son empleados en el tratamiento anaeróbico del estiércol de animales, han sido adaptados para la co-digestión con residuos provenientes del procesamiento de alimentos. El principio de diseño del DFC es de etapa simple, sistema de biometanización de una vía con un flujo predominantemente horizontal, y que puede ser mecánicamente asistido. Mientras que los DFC se emplean mayormente en plantas de pequeña escala (como granjas y pequeños establos rurales), los DMC están diseñados para plantas de mediana y gran escala, destinadas a procesar los residuos de grandes áreas rurales y urbanas. De estos dos tipos de digestores, el DMC resulta la mejor opción debido a su diseño simple, menores costos constructivos y operativos, y disponibilidad comercial.

Los digestores pueden ser cilíndricos, rectangulares u ovalados. Sin embargo, el diseño más aceptado es de cilindro vertical, debido a que no presentan esquinas muertas donde el residuo podría acumularse, asegurando una mezcla completa. Generalmente las plantas de DA se comercializan pre-fabricadas en paquetes de llave en mano. Tanto en las plantas CDA o de pequeña escala en granjas está incrementándose la preferencia de tanques de secciones normalizadas, los cuales incluyen una capa de aislamiento para prevenir la pérdida de calor. Los DFC usados en granjas pequeñas son usualmente de concreto, a diferencia de los DMC que son metálicos casi en su totalidad.

A pesar que la etapa principal del proceso se da en el digestor, existe una serie de etapas preliminares y posteriores, así como también procedimientos estructurados que son necesarios para la operación óptima de la planta CDA, entre las cuales están la apropiada recepción del residuo, los centros de carga y tanques de captura de influentes (residuo ingresante), tanques de hignización, dispositivos de mezcla, recolectores de

biogás, sistema de tuberías, válvulas, fuentes e intercambiadores de calor, tanques de almacenamiento del material digerido (digestate) y fibra, equipos de monitoreo y control, y equipo de control de malos olores.

La principal característica de los DMC radica en la operación continua del sistema, que asegura una mezcla completa. Entre los diversos métodos de mezcla que se pueden emplear destacan:

- Mezclado de gas, donde se recupera el biogás, comprimiéndolo e inyectándolo al digester, usualmente a través de lanzas, provocando la mezcla desde las burbujas del gas. El mezclador también puede emplearse en los digestores de flujo conectado.
- Mezclado mecánico interno, con mezcladores de propulsión dentro del digester. Este tipo de mezclador es utilizado desde la aparición del DMC, sin embargo debido a que el mantenimiento requería un vacío completo del digester, su empleo está siendo descartado en las nuevas plantas CDA.
- Mezclado mecánico externo, a velocidad reducida, empleando motor y caja de cambio externos. El mezclador puede ser un arreglo de palas o una simple lamina propulsora. Este sistema es actualmente utilizado en proyectos recientes con DMC.

Una mezcla efectiva asegura una digestión completa, previniendo cortocircuitos, maximizando la remoción de patógenos, asegurando la transferencia uniforme de calor y previniendo la sedimentación de lúgamo y otras formaciones nodulares en el reactor.

En el diseño de plantas CDA, el objetivo principal es combinar los residuos de la manera más eficiente y económica posible. Por tanto, un digester que incorpora un sistema de circulación interna de gas en la mezcla, resulta más económico que un mezclador mecánico. En el sistema de circulación de gas, la red de tuberías debe estar adecuadamente diseñada para prevenir cualquier escape de gas e incluir apropiados medidores de seguridad, trampas de agua, reductores de flama y quemadores. Si se opta por un mezclador mecánico, aquellos con velocidad reducida resultarían la opción más favorable, debido al ahorro de energía y el acceso exterior al motor y la caja de cambios que facilitaría el mantenimiento respectivo.

La producción de biogás permanece casi constante en los DMC en condiciones de estado estacionario. Es posible obtener una producción promedio de 1m^3 de biogás por 1m^3 de volumen de trabajo del digester por día en tratamiento mesofílico de estiércol. Sin embargo, la producción de biogás puede incrementarse significativamente en condiciones termofílicas o donde se practique la co-digestión mesofílica con residuos provenientes del procesamiento de alimentos. La recolección del biogás se efectúa usando coberturas fijas o flotantes. Las coberturas flotantes situadas en la parte superior del digester ayudan a contener el biogás y permiten cambiar el volumen del digester sin ingreso de aire (la

mezcla de ambos componentes puede resultar explosiva). Las coberturas fijas proveen un espacio libre entre la parte alta del digestor y la superficie del líquido. Se debe prever un método de almacenamiento de biogás para que cuando cambie el volumen del líquido, este quede extendido en el digestor, evitando pérdidas durante el desplazamiento.

Las plantas CDA operan a temperaturas mesofílicas (30-40°C) o termofílicas (50-60°C). Durante el proceso de higienización, reducción de patógenos, puede ser necesario un pre o pos tratamiento de salinización (entre 60 y 70°C por una o más horas) en plantas mesofílicas. Este tratamiento resulta costoso debido a los tanques adicionales, bombas y equipos auxiliares involucrados. De otro lado, las plantas termofílicas, que no requieren tratamientos adicionales debido a la elevada temperatura de operación y el largo tiempo de retención del sistema, son más difíciles de operar y más sensibles a cambios abruptos en la temperatura de operación y en el residuo que ingresa al digestor.

Los requerimientos de calor en los digestores son básicamente para incrementar la temperatura en los tanques de digestión de aguas residuales, compensar las pérdidas de calor en las paredes del digestor, y para prevenir las pérdidas que puedan ocurrir en las tuberías. Este calor puede ser provisto interna o externamente. Cuando se instalan intercambiadores externos, el pre-calentamiento ocurre antes de ingresar al digestor. El residuo es bombeado a una alta velocidad a través de tuberías de conexión, mientras el vapor proveniente de la planta CHP circula a alrededor de los tubos. Esta circulación produce altas turbulencias en ambos lados de la superficie de contacto dando como resultado un elevado coeficiente de transferencia y un mejor proceso de transferencia de calor.

La ventaja de los intercambiadores externos radica en que las aguas residuales no tratadas en el digestor pueden ser calentadas intercambiando calor con el material digerido (digestate). El calor recuperado desde el digestate resulta beneficioso para el balance de energía en la planta a pesar que la eficiencia del intercambio de calor líquido-líquido es bajo debido al problema de obstrucción en tubos por deposición de material (magnesio y fosfato de amonio). Adicionalmente se debe prever un área suficiente de transferencia de calor para minimizar la diferencia de temperaturas y evitar el deterioro de los intercambiadores debido a las elevadas temperaturas del agua, lo que requerirá un mantenimiento más frecuente. Alternativamente, puede inyectarse vapor directamente al residuo ingresante, método de práctica común en plantas danesas, lo cual eliminaría requerimientos especiales asociados a los intercambiadores de calor externos [55].

En digestores con sistemas de calentamiento interno, las aguas residuales frías son bombeadas directamente dentro del tanque y la temperatura es regulada por tuberías empotradas en las paredes laterales, o por tubos de mezcla equipados con chaquetas de

agua caliente. Debido a problemas operacionales y de mantenimiento asociados con este tipo de sistemas de calentamiento, el método interno no es frecuentemente utilizado.

En todos los sistemas anaeróbicos, la capacidad del digestor está directamente relacionada con el diseño del tiempo de retención, la temperatura de operación y la cantidad de residuo procesado. Un mayor tiempo de retención dentro del digestor se deriva en una mayor producción de biogás y disminuye la presencia de metano (CH_4). Sin embargo, un excesivo tiempo de retención no resulta económico. Por tanto, la capacidad instalada debe provenir de un balance entre el costo del digestor y la producción de biogás. En general, los digestores termofílicos son más pequeños que los mesofílicos para una misma cantidad de residuo a procesar. Un adecuado sistema de monitoreo, manual y automático, es esencial para asegurar una operación estable del digestor (especialmente en las plantas termofílicas), y minimizar las dificultades operativas como la formación de espumas que causan malos olores y problemas estéticos. El exceso de espuma en el lodo dificulta el proceso de deshumedecimiento.

El número de digestores (tanques) para una capacidad dada, es importante en términos estéticos, económicos y operacionales. La mayoría de DMC son construidos sobre el terreno, y por tanto presentan un mayor impacto estético visual. En cambio, los digestores de flujo conectado, total o parcialmente enterrados, presentan una menor interferencia estética. En este último caso, el aislamiento que produce la tierra al digestor ayuda a minimizar el consumo total de energía.

En plantas CDA de gran escala, se recomienda usar varios tanques para asegurar la continuidad del proceso si ocurre una falla en algún digestor o salga fuera de servicio por mantenimiento, y reducir el impacto visual de la planta empleando tanques más pequeños.

e. Almacenamiento de residuo ingresante y productos.

En plantas CAD de gran escala, se debe contar con instalaciones especiales de almacenamiento para el residuo biomásico recolectado. Los residuos provenientes de diferentes fuentes son usualmente segregados permitiendo un mezclado inicial que contribuye a mejorar el nivel de mezcla requerido en el digestor. El residuo a ingresar debe ser almacenado cerca del digestor para minimizar los costos de transporte.

Luego de un tiempo específico de retención dentro del digestor, el digestate es depositado dentro de un tanque de almacenamiento. En esta etapa, el digestate es calentado y puede producir biogás. Se puede utilizar intercambiadores de calor para recuperar la energía proveniente del digestate e incorporarlo al alimentador de vapor que mantiene la temperatura en el digestor. El almacenamiento de corto plazo del digestate en los tanques de almacenamiento y la recuperación del biogás formado es ahora una

práctica común en la mayoría de plantas alrededor del mundo. Entre 10 a 15% de la producción total de biogás se recupera en estos tanques, posteriores a la reacción de digestión.

f. Malos olores

Los malos olores (odores) provenientes del procesamiento de material orgánico es quizá el mayor problema en la aceptación de las plantas de parte de las autoridades y residentes locales. Una buena práctica operacional y la inclusión de tecnología apropiada en la remoción de olores son requerimientos esenciales para una operación satisfactoria de plantas CAD en locaciones urbanas o urbano-rurales.

Las condiciones sépticas o anaeróbicas en las plantas de tratamiento de residuos pueden incrementar la presencia de hidrogeno sulfúrico y otros componentes causantes de olores, separados o en combinación, causando un enorme fastidio en la población. Los componentes de estos malos olores como sulfuros, metacarpianos, amonio y ácidos grasos volátiles, son materiales volátiles y moderadamente solubles con un umbral de olor muy sensible al olfato humano.

Hay varias fuentes de olores en una planta CDA típica y el grado de fastidio involucrado varía de acuerdo al tiempo de almacenamiento, tipo de residuo, y eficiencia de medidores instalados. Adicionalmente puede haber fuentes difusas de olores en baja proporción como tanques de almacenamiento de digestate u ocasionales derrames en el terreno.

Los olores son más intensos en la materia orgánica de fácil fermentación, incluso antes que se realice el proceso de digestión, especialmente cuando se agita el material por ejemplo durante una descarga de residuos, relleno de tanques o en operaciones de mezcla. También se presentan malos olores en los gases de salida provenientes del tratamiento de calor, que se pueden prevenir recolectándolos y tratándolos antes que se disipen al medio ambiente.

Históricamente, la descarga del residuo biomásico desde los vehículos a los tanques de recolección ha sido la actividad generadora de la mayor cantidad de malos olores durante todo el proceso de digestión. El aire dispersado desde los tanques de almacenamiento u hoyos de recepción durante el llenado de los digestores contiene malos olores orgánicos y componentes de sulfuro reducidos, causando gran molestia en la población si no se logran controlar. Depositar los residuos en buzones subterráneos o bunkers evitarían malos olores, polvo o aerosoles, y además contribuirían a no poner en riesgo la salud de los trabajadores.

Las plantas de combustión de residuos de aves y las plantas CDA recientemente construidas reciben los desechos en ambientes cerrados manteniendo una presión de

aire negativa para prevenir el ingreso de polvo o liberación de malos olores durante la descarga. Estos ambientes están diseñados para albergar sin problemas el vehículo que transporta los desechos, permitiendo así que las puertas de acceso se puedan cerrar antes que se produzca la descarga del material. Los malos olores del aire son extraídos y utilizados como aire de combustión.

La descarga de vehículos podría realizarse al aire libre si los tanques de recepción fueran herméticos, y el ingreso y salida de aire se efectúe a través de filtros biológicos capaces de remover los malos olores a un nivel aceptable. En la mayoría de casos, la mejor técnica disponible para la recepción de materiales orgánicos es un ambiente especialmente diseñado, el cual se mantendría a una presión negativa para prevenir la liberación externa de malos olores, polvo, aerosoles o amonio [58]-[59].

g. Remoción de malos olores

Un buen diseño puede minimizar o eliminar la generación de malos olores en algunos casos, pero aquellos provenientes de las fuentes deben ser recolectados y tratados. Se puede aplicar una variedad de métodos dependiendo del diseño de la planta CDA, por ejemplo combustión fisicoquímica o tratamiento biológico.

En las plantas CDA que involucran procesos de combustión, los malos olores son frecuentemente recolectados y utilizados como aire en exceso en calderas y motores, dando como resulta una remoción total de componentes como sulfuros, NH_3 y metano. A pesar de esto, el nivel de dióxido de sulfuro en los gases de emisión provenientes de las calderas podría continuar siendo elevado. La recolección y combustión probablemente representa la mejor alternativa en la mayoría de locaciones, aunque el volumen del aire contaminado que puede ser combustionado dependerá del tipo y tamaño de la planta.

Los bio-filtros, como el lecho de maní, han sido probados satisfactoriamente en la remoción de los componentes de malos olores provenientes del aire contaminado, sin embargo no puede ser completa debido a algunas especies insolubles, ocasionando malos olores todavía perceptibles. Los gases de escape son particularmente difíciles de ser tratarlos biológicamente debido a su elevada temperatura. Algunos tratamientos físico-químicos que incluyen absorción activa de carbono, lavado químico y ultravioleta han resultado satisfactorios en la remoción específica de los componentes de malos olores. Puede requerir una etapa de condensación previa para remover el agua del aire saturado antes del tratamiento químico o de carbón activo.

h. Remoción de nutrientes

Como se menciona en el capítulo 3, el digestate proveniente de las plantas CDA tienen un gran valor fertilizante. Según las consideraciones medioambientales y económicas, el empleo de este abono vegetal está dirigido principalmente a las tierras de

cultivo, jardines, o terrenos destinados a plantaciones ornamentales. En países donde se desarrollan proyectos de co-digestión anaeróbica centralizada, uno de los principales objetivos es maximizar la utilización del valor fertilizante de los desechos de animales y residuos del procesamiento de alimentos, para reducir el uso de fertilizantes sintéticos y disminuir los costos de estos productos en mejora de la economía de las comunidades y granjeros que llevan a cabo proyectos de digestión anaeróbica.

En áreas donde la producción de estiércol excede la cantidad requerida por los agricultores de las granjas cercanas o donde los niveles de nitrato en aguas subterráneas son elevados, pueden ser necesarios algunos post-tratamientos. La osmosis inversa es un proceso mediante el cual el agua es separada de los solutos disueltos mediante una filtración a través de una membrana semipermeable, a una presión mayor que la presión osmótica causada por los solutos en las aguas residuales. Al aplicar un gradiente de presión se asegura el flujo de agua desde la solución más concentrada a la menor. Una prueba de osmosis reversa se llevo a cabo en una planta de biogás en Dinamarca con el objetivo de reducir el contenido de agua en la fracción líquida del material digerido en un 75%. La intención fue producir un concentrado de alto valor fertilizante, que puede ser comercializado o transportado a las zonas donde se requiera con un mínimo costo de transporte.

4.6.2. Potencial biomásico de la zona

La agricultura es una de las principales actividades económicas del departamento de Ica por su contribución a la formación del Producto Bruto Interno (PBI) nacional, la captación de mano de obra y por constituir una gran fuente de producción de alimentos. Los principales productos agrícolas son destinados a exportación y vinculados a los eslabones de transformación y comercialización de las cadenas productivas, siendo el algodón, el esparrago y la uva los productos de mayor presencia. Según la Dirección de Información Agraria (DIA) de Ica, los cultivos predominantes en la provincia de Pisco son algodón, maíz amarillo, olivo y la vid, cuya producción anual se muestra la tabla N°4.14.

La actividad pecuaria en Pisco también es relativamente importante. Según los resultados del diagnóstico situacional de la ganadería en los valles de Pisco elaborado por la DIA, el 22% de los 4,167 productores agrícolas son agropecuarios y especialmente se localizan en zonas altas de la provincia como los distritos de Independencia, Humay, San Andrés y San Clemente. La alimentación del ganado es básicamente con alfalfa, panca, residuos y subproductos agrícolas; predominando el sistema de producción semi-intensivo (62%), extensivo (35%) e intensivo (2.5%).

La superficie agrícola del valle según la DIA es de 29,782.92 hectáreas (ha), de las cuales los productores agropecuarios conducen 6,008.06, de ellas tenemos 1647.71

de alfalfa, 577.94 de maíz, 1503.5 de pastizales. La ganadería lechera en el valle de Pisco representa una actividad atractiva para el productor agropecuario por las condiciones ambientales, ello se evidencia en la tendencia creciente de producción de leche en los últimos 3 años. En la tabla N°4.15 se muestra la clasificación de productores por actividad y por distrito [49].

Tabla N°4.14: Producción anual de principales cultivos

Cultivo	Producción anual (ton)		
	2006	2007	2008
alfalfa	90,063.00	91,864.26	94,566.15
algodón rama	35,237.50	35,942.25	36,999.38
tomate	21,407.30	21,835.45	22,477.67
maíz choclo	10,796.00	11,011.92	11,335.80
tangeto	8,230.00	8,394.60	8,641.50
maíz amarillo duro	7,763.20	7,918.46	8,151.36
esparrago	4,311.70	4,397.93	4,527.29

Tabla N°4.15: Clasificación de productores por distrito

Distrito	productores agrícolas	productores agropecuarios	(%)
Independencia	1,383	359	39.5
Humay	834	163	18.0
San Clemente	775	160	17.6
San Andrés	464	67	9.6
Paracas	54	6	0.7
Pisco	251	51	5.6
Túpac Amaru	186	55	6.1
Huancano	220	27	3.0
Total	4,167	908	100.0

Como se menciona anteriormente, la principal ventaja de una planta CDA radica en la posibilidad de tratar los residuos provenientes de áreas geográficas cercanas. Por ejemplo, en la provincia de Chincha, situada al sur de Pisco, se ubican las mayores granjas y plantas de beneficio de aves de corral del país que generan gran cantidad de residuos que pueden ser trasladados hacia la planta CDA. Todo este enorme potencial biomásico asegura la disponibilidad continua de biogás necesario para operar la planta CHP.

En la tabla N°4.16 se muestra la fuente, cantidad y producción de biogás según el tipo de residuo biomásico predominante en el área del proyecto. La capacidad de producción de biogás (m³/ton) de cada tipo de residuo constituye un valor promedio tomado de la bibliografía de proyectos similares desarrollados a nivel mundial [38] [55] [59]. Finalmente se concluye que se cuenta con una producción máxima de 4,360 m³ de biogás al día.

Tabla N°4.16: Potencial de biogás según tipo de residuo

Fuente	toneladas/día	m ³ biogás/ton	m ³ biogás/ día
Estiércol de ganado vacuno	40.00	25	1,000.00
Deyecciones de aves de corral	27.50	90	2,475.00
Deyecciones de cerdo	7.50	26	195.00
Residuos del procesamiento de alimentos (vegetales, leche)	15.00	46	690.00
Total	90.00	187	4,360.00

4.6.3. Dimensionamiento de la planta

a. Flujo nominal de biogás

Como se menciona anteriormente el flujo de calor que el biogás debe proveer al sistema modular de celdas de combustible (SMCC) es 3.8MMBtu/h en una base de bajo poder calorífico (LHV), para producir la capacidad nominal del equipo. Según las leyes de la termodinámica, el flujo de biogás (m³/h) que ingresará al modulo de procesamiento de combustible del SMCC se puede calcular según la ecuación (4.1):

$$\text{Flujo de biogás (m}^3\text{/h)} = \frac{\text{Flujo de calor requerido por el SMCC (Btu/h)}}{\text{LHV del biogás (Btu/m}^3\text{)}} \quad (4.1)$$

Sin embargo, el LHV del biogás no es un valor constante, sino depende de varios factores, entre ellos el porcentaje de metano (CH₄) en la mezcla y las condiciones en las cuales se consume el combustible al interior de la unidad de generación.

En las tablas N°4.17 y N°4.18 se resume las propiedades del biogás a condiciones estándar (32°F y 1atm) y los factores de corrección según la temperatura y presión del sistema de utilización.

Tabla N°4.17: Propiedades del biogás a condiciones estándar

Volumen de CH ₄ (%)	Peso de CH ₄ (%)	Densidad (lbs/ft ³)	LHV (Btu/m ³)
50	26.70	0.0838	17,019.42
52	28.30	0.0822	17,690.31
54	30.00	0.0807	18,361.20
56	31.70	0.0791	19,067.40
58	33.50	0.0776	19,738.29
60	35.40	0.0760	20,409.18
62	37.30	0.0744	21,115.38
64	39.30	0.0729	21,786.27
66	41.40	0.0713	22,457.16
68	43.70	0.0698	23,128.05
70	46.00	0.0682	23,834.25

Tabla N°4.18: Factores de corrección del LHV

Presión del biogás (in H ₂ O)	Temperatura del biogás (°F)				
	95	85	75	65	60
4	0.846	0.875	0.902	0.927	0.937
8	0.855	0.884	0.911	0.936	0.946
12	0.863	0.893	0.92	0.945	0.956
16	0.872	0.902	0.929	0.954	0.965
20	0.881	0.91	0.938	0.964	0.974
24	0.889	0.919	0.947	0.973	0.984

El biogás producido con residuos agrícolas y de plantas de procesamiento de alimentos tiene un contenido promedio de CH₄ del 70%, mientras que el modulo de procesamiento de combustible del SMCC opera a una temperatura de 85°F y una presión de 8in de H₂O. Por tanto el valor calorífico del biogás (LHV) a estas condiciones se puede calcular usando la ecuación (4.2).

$$\text{LHV biogás} = \text{Factor de corrección} \times \text{LHV}_{\text{a condiciones estándar}} \quad (4.2)$$

Si reemplazamos los valores correspondientes 0.0238MMBtu/m³ y un factor de corrección de 0.884 a 4in de H₂O y 85°C, se obtiene el valor del LHV del biogás o sea 0.0210MMBtu/m³.

Finalmente, aplicando la ecuación (4.1) se obtiene el flujo horario de biogás que debe suministrarse al SMCC para que trabaje a su máxima capacidad de generación.

$$\text{Flujo de biogás} = 180.95 \text{ m}^3/\text{h}$$

b. Tanque de digestión anaeróbica

De acuerdo a las recomendaciones propuestas en las consideraciones de diseño, y las características del proceso descritas en el capítulo 3, el tanque óptimo para llevar cabo un proceso de co-digestión debe tener las siguientes características:

- Digestor de mezcla continua (DMC), con un mecanismo de mezclado interno que maximiza la producción de biogás mediante la obtención de una mezcla homogénea de volumen constante y temperatura controlada. Este tipo de digestor permite utilizar materia orgánica con concentración media de sólidos (entre 3 y 10%), característico en los tipos de residuos predominantes en la zona de aplicación.
- Cilindro metálico vertical, disposición geométrica que evita la acumulación de residuos en las esquinas, facilitando el desempeño del mecanismo de mezclado interno, mayor aislamiento térmico y una distribución uniforme de calor. Comercialmente se pueden encontrar sistemas modulares de tanques metálicos, con diámetros y accesorios estandarizados que facilitan el montaje y la puesta en servicio de la planta.

- Por su baja temperatura de operación, alrededor de 36°C, se opta por emplear un ambiente mesofílico, provisto de un sistema de intercambiador de calor externo que pueda mantener la temperatura cercano al valor característico. Como se indico en el capítulo 3, la temperatura del proceso es una variable importante que debe ser definida en función del tipo de recurso a tratar y la frecuencia requerida del flujo de biogás.
- Operación sencilla: De las consideraciones de diseño, y por tratarse de un proyecto aplicativo que tiene como objetivo mostrar la viabilidad técnica de un proyecto energético renovable, la temperatura de operación del digester deberá ser tal que permita un control y monitoreo sencillo y seguro del proceso.
- Con respecto al nivel de pH, cabe señalar que uno de los motivos que propicio la elección de un proceso de co-digestión sobre un proceso de digestión simple de un solo tipo de recurso fue la necesidad de garantizar la neutralidad del ambiente. La presencia de residuos de diferente nivel de pH hace que la mezcla final total sea químicamente balanceada, disminuyendo el tiempo de digestión propiciando la producción rápida y permanente de biogás. El valor recomendado por los especialistas esta en el rango de 6.8 a 7.2 de nivel de pH.

c. Tiempo de retención hidráulica

En la tabla N°4.13 se muestra los tiempos de retención hidráulica (TRH) de los tipos de recurso biomásico, si estos son tratados individualmente en un proceso de digestión. Sin embargo, cuando se dispone simultáneamente de varios tipos de recursos, el TR queda definido por la temperatura de operación del proceso, en caso mesofílico 36°C, y la curva característica de producción de biogás, la cual se muestra en la Fig. 4.5.

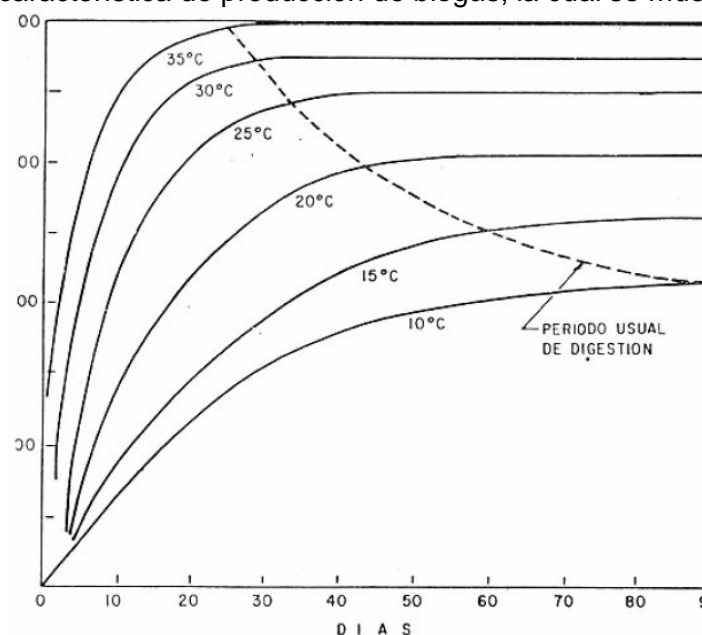


Fig. 4.5: Curva de producción de biogás

De la traza de curvas y considerando un proceso mesofílico, el TRH del proceso de co-digestión será de 15 días.

d. Concentración de sólidos de la mezcla final

Entre los parámetros de la composición de material, se destaca el contenido total de sólidos (TS), que representa el contenido sólido de una cierta cantidad de material de ingreso (residuo biomásico). Usualmente se emplea como una unidad de medida que indica la cantidad de biogás que puede producir el residuo a procesar. Un valor típico recomendado del TS, que se representa como porcentaje, es de 8%.

Este parámetro es muy importante porque define el volumen del tanque de digestión según la cantidad total de material a procesar. Los tipos de recurso biomásico predominante en la zona de aplicación del proyecto son del tipo estiércol de ganado, deyecciones de aves de corral y residuos de plantas de procesamiento de alimentos. La diversidad de recurso beneficia el proceso de co-digestión, acelerando la degradación al interactuar las diferentes sustancias químicas contenidas en el material procesado

De acuerdo a la tabla N° 4.13, cada tipo de recurso biomásico presenta un TS particular expresado como porcentaje. En un proceso de co-digestión, a cada tipo de recurso participante se le debe aplicar el valor asignado en la tabla para calcular el TS de la mezcla final. Como el valor óptimo para lograr un proceso digestión satisfactoria es de 8%, podría ser necesario adicionar una cantidad extra de recurso o de diluyente (agua), según sea el caso para cumplir el porcentaje de concentración deseado.

El cálculo se realiza de forma individual por recurso, para finalmente por adición obtener la cantidad material total que ingresara al tanque. En las ecuaciones (4.3) al (4.6) se muestra el proceso de cálculo a seguir para obtener el volumen total de trabajo del digestor, según la cantidad de recurso biomásico a procesar.

Total de sólidos de descarga fresca (TSDF)

$$TSF = cd \times TS/100 \quad (\text{Kg/día}) \quad (4.3)$$

Donde:

cd= cantidad disponible de cada tipo de recurso en kg/día

TS= porcentaje del total de sólidos de cada recurso típico.

Total de material ingresante a 8% TS (TMI)

$$TMI = \frac{100 \times TSDF}{8} \quad (\text{Kg/día}) \quad (4.4)$$

8

Cantidad de agua adicional para lograr 8% TS (CAA)

$$CAA = TMI - cd \quad (\text{Kg}) \quad (4.5)$$

Material total a procesar (MT)

$$MT = TMI_1 + TMI_2 + TMI_3 + TMI_4 \quad (\text{Kg/día}) \quad (4.6)$$

Donde:

TMI_i = Total de material ingresante del recurso tipo i en kg/día

e. Calculo del volumen del digestor

En el tanque de digestión se distinguen 4 partes principales, según la Fig. 4.6, cuyos espacios (volumen) cumplen o albergan una función específica o productos del proceso respectivamente.

V_c = Volumen del colector de gas.

V_{gs} = Volumen de almacenamiento de gas

V_f = Volumen de fermentación

V_s = Volumen de la capa de lodo (material digerido)

V_H = Volumen del intercambiador hidráulico

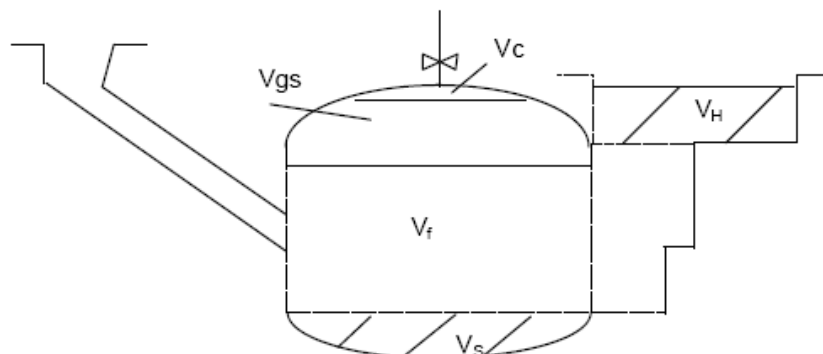


Fig. 4.6: Disposición de volúmenes en el digestor

Las dimensiones geométricas del tanque digestor cilíndrico, cuyas componentes se muestran en la Fig. 4.7, se pueden calcular haciendo uso de ecuaciones matemáticas, restricciones de volúmenes y relaciones aproximadas, que son resultado de experiencias y pruebas de campo, y las cuales se mencionan en literatura especializada del tema.

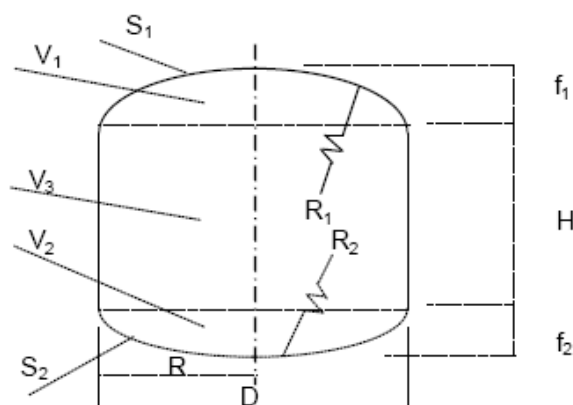


Fig. 4.7: Dimensiones geométricas del tanque

En la tabla N°4.19 se resume las formulas matemáticas que se usaran en el diseño del tanque digestor.

Tabla N°4.19: Consideraciones matemáticas de diseño geométrico

For volume	For geometrical dimensions
$V_c \leq 5\% V$	$D = 1.3078 \times V^{1/3}$
$V_s \leq 15\% V$	$V_1 = 0.0827 D^3$
$V_{gs} + V_f = 80\% V$	$V_2 = 0.05011 D^3$
$V_{gs} = V_H$	$V_3 = 0.3142 D^3$
$V_{gs} = 0.5 (V_{gs} + V_f + V_s) K$	$R_1 = 0.725 D$
Where K = Gas production rate per m ³ digester volume per day.	$R_2 = 1.0625 D$
For Bangladesh K = 0.4 m ³ /m ³ d.	$f_1 = D/5$
	$f_2 = D/8$
	$S_1 = 0.911 D^2$
	$S_2 = 0.8345 D^2$

Fuente: Booklets of Biogás Training Center (BRC), China

Aplicando las ecuaciones (4.3) al (4.6) a cada tipo de recurso considerado en el proyecto y las formulas matemáticas de la tabla 4.19, se calcula las dimensiones geométricas del tanque digestor, cuyo resumen se muestra en la tabla N°4.20

Tabla N°4.20: Resumen de cálculo del dimensionamiento del tanque digestor

Datos

Flujo necesario de biogas al SMCC	(m ³ /h)	180.95
	(m ³ /dia)	4,342.80
Total de solidos (TS) recomendado	(%)	8
Tiempo de retencion (TRH)	(dias)	15

Recurso biomásico disponible

Fuente	toneladas/dia	TS (%)	TSDf (kg)	TMI con 8% TS (kg)
Estiercol de ganado vacuno	40.00	12	4,800.00	60,000.00
Deyecciones de aves de corral	27.50	20	5,500.00	68,750.00
Deyecciones de cerdo	7.50	5	375.00	4,687.50
Residuos del procesamiento de alimentos (vegetales, leche)	15.00	3	450.00	5,625.00
Material total a procesar (MT) (Kg)				139,062.50

Cantidad de agua a agregar

Fuente	kg/dia	TMI con 8% TS (kg)	CAA (kg)
Estiercol de ganado vacuno	45,000.00	60,000.00	15,000.00
Deyecciones de aves de corral	27,500.00	68,750.00	41,250.00
Deyecciones de cerdo	7,500.00	4,687.50	
Residuos del procesamiento de alimentos (vegetales, leche)	18,750.00	5,625.00	
Cantidad de agua adicional (CAA) (Kg)			56,250.00

Diseño del tanque digestor

Volumen de trabajo ($V_{gs} + V_f$) $V_{gs} + V_f = MT \times TRH$ asumiendo $1000Kg = 1m^3$	(m^3)	2,085.94
--	-----------	----------

De las aproximaciones geométricas: Volumen total (V) $V_{gs} + V_f = 0.80V$	(m^3)	2,607.42
---	-----------	----------

Diametro del tanque $D = 1.3078 \times V^{1/3}$	(m)	18.00
--	-----	--------------

Alturas del tanque

$H = 4 \times 0.3142 \times D^3 / (3.14 D^2)$	(m)	7.20
$f1 = D/5$	(m)	3.60
$f2 = D/8$	(m)	2.25

4.6.4. Especificaciones de la planta CDA

Como se menciona anteriormente la finalidad del proyecto de tesis es proponer una aplicación práctica sobre la idea central de la tesis, destacando el desarrollo y diseño del procedimiento y tecnología eléctrica involucrados por estar enmarcado dentro de la especialidad de ingeniería. Por esta razón y para otorgar mayor fluidez en la redacción de la sección, se prescinde de los procesos asociados con el diseño mecánico y biológico de los tanques y equipamiento de almacenamiento de material, acotando solo los resultados finales.

Teniendo como base la cantidad de residuos disponibles en la zona del proyecto, el flujo de biogás requerido, la planta CDA proyectada debe contar con dos digestores de mezcla continua (DMC), tanques de almacenamiento del material digerido (digestate) e instalaciones auxiliares asociadas que se detallan a continuación.

a. Configuración de la planta

En las Figs. 4.8 y 4.9 se muestran los diagramas de flujo y P+ I de la planta propuesta, en la que se asume una concentración seca de sólidos (CS) al ingreso es menor de 15%. Las unidades de procesos y sus volúmenes asociados son los siguientes:

- Área de recepción y descarga de material: 300m²
- Tanques de recepción: 2x40m³ (80m³)
- Tanques de mezcla y almacenamiento: 2x 450m³ (900m³)
- Tanques de pasteurización: 2x40m³ (80m³)
- Tanques de digestión anaeróbica: 2x1,500m³ (3,000m³)
- Tanque de almacenamiento de biogás: (2,000m³)
- Área para el cuarto de maquinas y pequeños laboratorios (295m²)
- Almacenamiento de material digerido 1,200m³ + 750m³ (1950 m³)
- Tanques descentralizados de almacenamiento del digestate 46x500m³(23,000m³)

b. Área de recepción, descarga y almacenamiento de material

Esta área deberá ser cerrada para evitar problemas de malos olores. Se debe prever el ingreso de agua y vapor para permitir la limpieza y desinfección de camiones y otros equipos de transporte. La limpieza de camiones con vapor debe llevarse a cabo fuera de las instalaciones del área de recepción, luego de depositar el material ingresante en los tanques de recepción.

Los pisos del área de recepción deben ser pintados con pintura industrial, además de ser cónicos y con una pendiente para permitir la descarga de aguas residuales de lavado dentro de ductos subterráneos para el posterior bombeo hacia los tanques de almacenamiento. Los contenidos de ambos tanques deben ser mezclados con batidores mecánicos para homogenizar la mezcla antes de bombearla hacia los procesos de pasteurización y digestión. Se propone dos unidades de maceración con pantallas para quebrar los sólidos de grosor homogéneo que puedan presentar en los desechos industriales o lodos de aguas residuales. Este equipo ayudaría a prevenir el desgaste de las bombas de digestores, y proteger las tuberías, intercambiadores de calor y revestimiento de los muros en los tanques.

c. Tanques de pasteurización

Debe considerarse dos tanques de pasteurización de 40m³ cada uno para eliminar los patógenos contenidos en el material ingresado. Los tanques deben operar a una temperatura de 70°C y con un tiempo de retención no menor de una hora. Adicionalmente a la eliminación de patógenos y semillas de mala hierba, este proceso deberá también disolver las partículas grasosas y algunos carbohidratos, los cuales serán más fáciles de convertir en biogás en el proceso siguiente de digestión.

El contenido de los tanques de pasteurización debe calentarse por el paso de un material influente (vapor proveniente de la planta CHP) a través de intercambiadores de calor y también por acción de los intercambiadores internos del tanque, según se muestra en el diagrama P+I. Los intercambiadores internos deben conseguir elevar la temperatura del contenido hasta 71°C, operando dentro del tanque o mezclando el contenido de estos tanques hasta lograr un adecuado contacto con los intercambiadores. Debe asegurarse un apropiado aislamiento en los muros y techos de los tanques de pasteurización.

d. Tanques de digestión anaeróbica

Se debe prever dos tanques de digestión anaeróbica con un volumen total de 1,500m³ operando a una temperatura mesofílica (36°C). Estos tanques serán del tipo mezcla completa (DMC) para maximizar el contacto entre los sustratos y la población microbiana involucrada en la digestión.

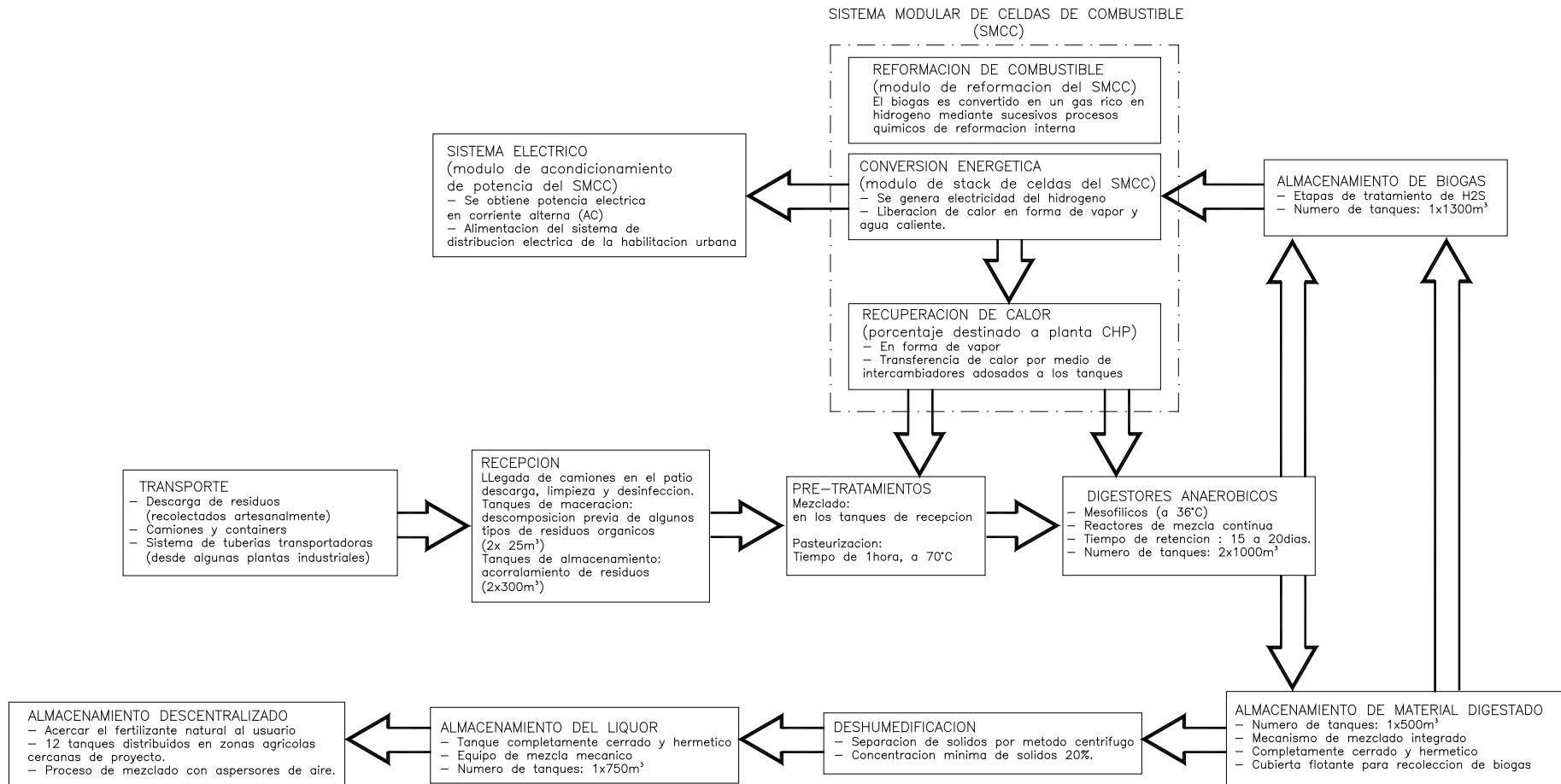


Fig. 4.8: Diagrama de flujo de la planta CDA

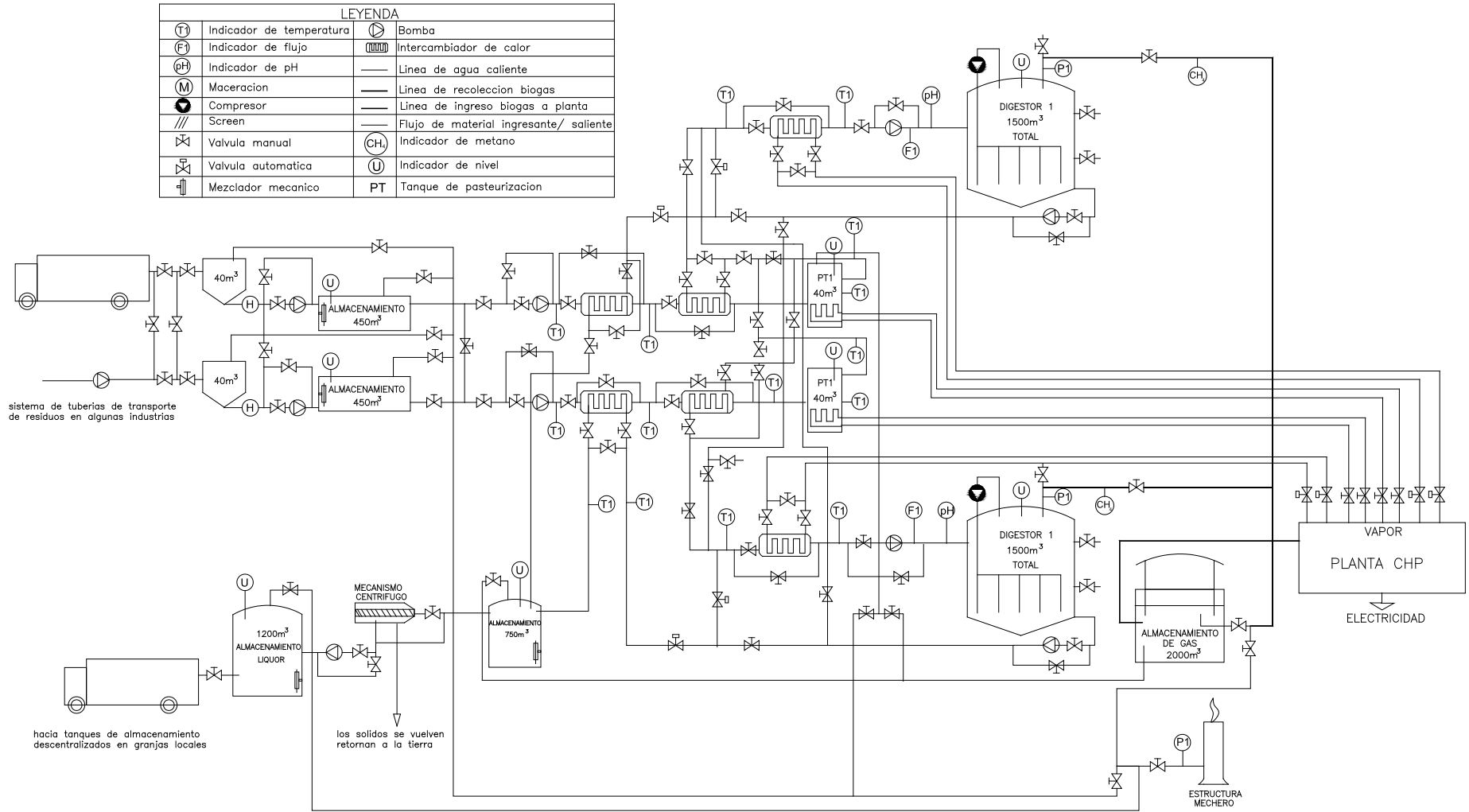


Fig. 4.9: Diagrama de proceso e instrumentación de la planta CDA

Se recomienda un TRH de no menor de 15 días para que pueda llevarse a cabo la suficiente conversión orgánica de los residuos y lodos de estabilización.

De otro lado, la presencia de dos tanques ayuda a flexibilizar la operación (no debe alimentarse ningún digestor en periodos de baja demanda o cuando exista riesgo de presencia de sustancias inhibidoras en el material de ingreso). Es más fácil arrancar un digestor durante el inicio de operación de la planta, y luego trabajar el segundo con los sólidos digeridos procedentes del primer tanque. También resulta ventajoso, desde el punto de vista de mantenimiento, contar con dos tanques de digestión en el sistema; por ejemplo, un reactor puede permanecer operando durante el fuera de servicio del otro.

El diseño de los tanques cilíndricos permite evitar lodos y remover arenillas. Esto se puede llevar a cabo por medio de una base cónica y un ducto central de desfogue, o un fondo en forma de waffle por donde pueda escurrirse los materiales no deseados. Para contar con un 30% de espacio dedicado al gas en la parte superior de cada tanque, el volumen total de cada reactor debe ser $2,650\text{m}^3$ (18m de diámetro por 13.1 m de alto).

e. Dispositivos de mezcla

Se deberá contar con adecuados sistemas de mezcla en los tanques digestores para asegurar un buen contacto entre la población microbiana y los sustratos que serán degradados. Entre los métodos existentes se encuentran:

- Los sistemas de inyección de gas confinados o no confinados
- Agitadores mecánicos (aletas y cuchillas)
- Sistemas mecánicos de bombeo

La mezcla de gases es la opción más recomendada para los DMC que procesan residuos orgánicos domésticos, agrícolas y ganaderos. Sin embargo, ingresar materiales con elevadas concentraciones de sólidos, alrededor del 8%, puede ocasionar problemas en los mezcladores de gas. Debido a que no se conoce exactamente la composición del material ingresante a la planta CDA, se recomienda emplear un sistema mecánico de mezclado. Este consistirá de un eje vertical con paletas en la parte baja, media y cerca de la parte superior de cada tanque digestor.

Con la finalidad de monitorear eficientemente la mezcla y chequear el potencial de sólidos de la solución, es de mucha utilidad incorporar una serie de puertos de muestreo de diferentes pesos a lo largo de la pared del digestor. Esto permitirá detectar cualquier disminución en el contenido de sólidos suspendido hacia la parte baja del digestor, que indicara la necesidad de mantenimiento del equipo de mezcla.

Debido a que la eficiencia de la mezcla es esencial para una operación satisfactoria de la planta, debe llevarse a cabo un test de litio durante la fase de parada para probar el adecuado funcionamiento del equipo instalado.

f. Recolección del biogás

El biogás producido será recolectado en primera instancia en el 30% del espacio libre superior del tanque de digestión anaeróbica y posteriormente en un tanque de almacenamiento separado. La unidad de almacenamiento externo propuesto es del tipo cubierta flotante, con una capacidad de 2,000m³. El biogás y el aire no deben mezclarse ya que provocarían una mezcla explosiva. Por esta razón, las tuberías y las válvulas de presión deberán incluir adecuadas trampas de llamas. Se recomienda una bengala de quemado para el exceso de gas (flarre). Adicionalmente deberá preverse sensores de presión en la parte superior de los tanques digestores y de almacenamiento. En situaciones de excesiva presión en los tanques, debido a bloqueos o daños en la tubería, se activara una señal de alarma y un sistema de ventilación.

El diseño del sistema de recolección de biogás deber asegurar también que la excesiva presión negativa no se filtre a las cubiertas de los tanques. Se deberá mantener una correcta presión de operación ventilando el biogás a través de una válvula instalada a nivel del colector de gases. También deberá proveerse de una válvula de alivio, que operara a una presión elevada pero segura, en la cúpula del tanque de recolección y en la parte superior de cada tanque de digestión. La actuación de la válvula de alivio deberá protegerse contra los cambios en las condiciones climáticas y ambientales externas.

Deben tomarse todas las precauciones necesarias para minimizar la emisión de malos olores y gases tóxicos a la atmosfera. Todos los tanques sin excepción deberán ser cubiertos. De debe proveer un sistema de tuberías a los tanques de digestión para que transporte el biogás hasta los tanques de almacenamiento. El biogás producido en los digestores puede presentar menores concentraciones de CH₄ y elevadas de gases tóxicos que podrían disminuir la eficiencia del SMCC (planta CHP). Por esta razón, estos gases deben ser enviados directamente hacia la bengala.

g. Calentamiento de los tanques de pasteurización y digestión

Se recomienda que el contenido de los tanques de digestión y pre-tratamientos de pasteurización sean calentados, circulando el material ingresado (biomasa) a través de una serie de intercambiadores de calor. Como se ha visto en el diagrama P+I, se propone 4 grupos de intercambiadores de calor con las siguientes características:

- **Grupo 1:** (1a y 1b en el diagrama P+I). El calor desde el material digerado (3°C) transferido al material ingresante a los tanques de almacenamiento (a temperaturas entre 3 y 20°C).
- **Grupo 2:** (2a y 2b en el diagrama P+I), el calor desde los tanques de pasteurización (entre 65 y 70°C) hacia tanques similares

- **Grupo 3:** (3a y 3b en el diagrama P+I), intercambiadores internos de calor instalados dentro de los tanques de pasteurización. Calentado con el agua caliente proveniente del SMCC a 70°C.
- **Grupo 4:** (4a y 4b en el diagrama P+I), el calor recuperado en forma de vapor proveniente del SMCC se transfiere al material ingresante al digestor. El material de ingreso debe estar a una temperatura entre 38 y 40°C, que es rango de temperatura a la cual operan la mayoría de digestores anaeróbicos.

El material a la salida de la etapa de pasteurización pasara por el grupo 2 para enfriarse antes de ingresar a los digestores. El lodo en las unidades de pre-tratamiento pasara a través de los intercambiadores internos (grupo 3), donde el calor en forma de agua caliente se transmitirá a la biomasa a través de un tubo de acero. El grupo 1 y 2 de intercambiadores deben tener una mayor extensión que permita un mejor contacto entre los lodos fríos y calientes. Adicionalmente, se deberá prever una suficiente sección transversal para minimizar las obstrucciones que puedan presentarse.

Una serie de termómetros y termostatos adjuntos al recurso biomásico en los intercambiadores controlaran la salida de agua caliente desde el SMCC, tal como se muestra en el diagrama P+I. El sistema de intercambio de calor deber tener la suficiente capacidad de suplir la misma cantidad y calidad de calor cuando un intercambiador este fuera de servicio.

h. Cuarto de maquinas para intercambiadores de calor y laboratorio.

Los intercambiadores de calor deben ser instalados en ambientes especiales con la finalidad de minimizar las pérdidas de calor y ruidos molestos. Las bombas que introducen el material ingresante también deben estar instalados en el mismo ambiente, al lado de los ventiladores de enfriamiento. Adicionalmente al espacio requerido para el montaje de equipos, se deberá prever un pequeño ambiente destinado a un laboratorio donde se puedan efectuarse mediciones del nivel de pH, contenido de sólidos, etc.

Para ejercer un mejor control sobre el proceso, se sugiere implementar un sistema SCADA, que programe el mantenimiento y monitoree la operación de la planta a través de un panel de control. Este panel debe tener un área no menor de 1m de alto por 2m de ancho y mostrar todo el sistema de tuberías e instrumentación que se trazo en el diagrama P+I. En este panel también podrá visualizarse el flujo, temperatura, pH y presión en gráficos estadísticos y de operación en tiempo real. Todo esto permitirá al operador monitorear los flujos hacia y desde cada unidad de proceso en la planta, así como también monitorear el pH y temperatura de los reactores desde un cuarto de control, que estará instalado en la misma construcción.

i. Antorcha torre

Como medida de prevención, en la planta deberá implementarse una antorcha torre que consumirá el biogás excedente, es decir cuando la planta CHP esté operando a su máxima potencia y los tanques de almacenamiento estén saturados. Este sistema de quemado de biogás excedente estará equipado con un adecuado equipo colector de gas y un dispositivo de protección contra llamas. El montaje del sistema debe hacerse sobre una base de concreto para asegurarlo correctamente a la superficie y evitar posibles volcaduras que puedan ocasionar un incendio.

j. Almacenamiento de material digerido

Luego de la digestión, el material digerido será descargado a un tanque de almacenamiento de 1,200m³ de capacidad. Debido a que todavía persiste la presencia de sólidos, este tanque debe ser de mezcla continua, y además debe ser hermético para no tener contacto con el biogás destinado al sistema de quemado o aquel proveniente de los tanques de almacenamiento.

El contenido de estos tanques pasara a través de una unidad de deshidratación, donde los sólidos serán removidos, a un segundo tanque de almacenamiento de 750m³. Este segundo tanque también deberá ser de mezcla continua y completamente cerrado, todo biogás que se genere en esta unidad debe ser transmitido al tanque de almacenamiento o al sistema de quemado de excedente.

Los camiones que son empleados para el acarreo de recurso biomásico, servirán también como medio de transporte del material digerido desde el tanque de almacenamiento hasta los tanques descentralizados ubicados estratégicamente dentro del área de aplicación del proyecto

k. Post-tratamientos

El alto nivel de COD, un test empleando para medir el nivel de componentes orgánicos contaminantes en el agua como el amonio (NH₃) y concentraciones de ortofosfato, en el material de salida (digestate) proveniente de los digestores podrían causar significativos problemas medioambientales si se descargan directamente hacia las corrientes de agua cercanas. En algunas plantas de biogás alrededor del mundo, se han evaluado tratamientos para reducir el COD y las concentraciones de NH₃, pero han tenido resultados satisfactorios limitados.

Entre las técnicas existentes destaca el tratamiento de membrana sobre el material efluente derivado del proceso de digestión, desarrollada por investigadores daneses, y cuyos usos se han extendido por todo el mundo. Estos investigadores muestran que es imposible mejorar la eficiencia de reducción en el nivel de COD mas alla de 60% en el líquido segregado, mientras una gran fracción del COD sea recalcitrante.

Además sugieren que no existe una significativa diferencia entre los tratamientos existentes. El tratamiento de ozono (O₃) es demasiado costoso, mientras que peróxido de hidrogeno activado UV no fue lo suficientemente efectivo. Una solución adecuada se podría lograr usando una combinación de un tanque digestor de película fija y una unidad de osmosis inversa.

Los tratamientos complementarios detallados líneas arriba resultarían demasiado costosos tanto en la construcción como en la operación, encareciendo el presupuesto destinado a la planta CDA. El retorno a tierra de la fracción líquida (liquor) del material digerido es uno de los objetivos del proyecto para reciclar los nutrientes inorgánicos, de este modo se conseguiría reducir la cantidad de fertilizante sintético utilizado.

Resulta esencial una ubicación apropiada de los tanques descentralizados de almacenamiento del liquor para facilitar el uso por parte de los agricultores, así como también de los proveedores de estiércol y lodos (estiércol líquido). Debido a los diferentes tipos de suelos existentes en la zona de aplicación del proyecto, regiones costeras y serranas, resulta esencial que la distribución del material digerido se lleve a cabo según un programa de administración estratégica de nutrientes de terrenos.

I. Almacenamiento descentralizado del material digerido

El liquor será transportado hacia los tanques de almacenamiento descentralizados (46 tanques de 500m³) con la finalidad de cumplir con al menos 6 meses de capacidad de almacenamiento, tiempo prudencial entre la utilización del abono y la acumulación de residuos en la planta. La construcción de estos tanques sería financiada, en parte por los propietarios de las tierras agrícolas que usan el estiércol líquido, teniendo como socio estratégico al operador de la planta CDA.

La ubicación de estos tanques deberá ser definida por los agricultores, quienes esparcen el abono en sus tierras. El liquor debe entregarse lo más cercano posible a los campos de cultivo, para reducir el costo del transporte beneficiando a los dueños de las granjas colindantes. Se recomienda que los tanques sean cilíndricos y construidos de acero inoxidable o concreto reforzado. Se debe proveer una cubierta holgada para prevenir que el agua de lluvia ingrese a los tanques. El contenido de los tanques deberá ser mezclado cuando sea requerido, usando un pulverizador de aire, lo cual beneficiaría la reducción de malos olores potenciales debido a la inhibición de oxígeno a la bacteria que produce el sulfuro.

4.7. Sistema eléctrico en baja tensión

Hasta el momento se desarrolló el diseño de las instalaciones involucradas con la generación de energía, la planta centralizada de digestión anaeróbica (CDA) y la planta de cogeneración (CHP). Ahora resta diseñar un sistema eléctrico de distribución en baja tensión que lleve el servicio hasta las instalaciones de los usuarios. Este sistema eléctrico deberá operar al nivel de tensión obtenido en bornes del módulo de acondicionamiento de potencia (MAP) del sistema de celdas de combustible, es decir trifásico en 380/220V.

Con la finalidad de lograr una mejor comprensión del proceso de diseño se ha dividido el sistema eléctrico en baja tensión en tres partes principales:

- La red eléctrica: infraestructura necesaria para la dotación del servicio.
- El tablero general (TG): que agrupa los equipos de protección, medición y control
- La interfaz de interconexión entre el MAP y el TG.

El objetivo de la sección no es detallar el dimensionamiento del subsistema de distribución secundaria, de práctica común en el desarrollo de proyectos de electrificación rural y que involucran aspectos eléctricos y mecánicos, sino más bien mostrar el método de integración entre la unidad de cogeneración (sistema de celdas de combustible) y el sistema eléctrico en baja tensión de la habilitación urbana. Por esta razón solamente se desarrollaron los cálculos eléctricos asociados al dimensionamiento de alimentadores y selección de equipos de protección y medición que tienen mayor incidencia en el proceso de interconexión [61]-[62].

4.7.1. Red eléctrica

En la habilitación urbana se consideraron tres tipos de cargas principales:

- Servicio particular: 100 unidades de vivienda
- Instalaciones de alumbrado público: 40 lámparas de 70W vapor de sodio.
- Cargas especiales: un centro médico hospitalario y un hotel de turistas.

De la experiencia adquirida en la elaboración de proyectos de electrificación rural, y teniendo en cuenta el manejo de la habilitación urbana, para la dotación del servicio eléctrico a las unidades de vivienda e instalaciones de alumbrado público se proyectó dos circuitos alimentadores aéreos con conductores autoportantes de aluminio (CAAI-S). De otro lado, debido a la gran demanda de las cargas especiales se consideró alimentadores subterráneos con conductores NYY.

En la tabla N° 4.21 se muestra la máxima demanda por circuito proyectado, cuyo cálculo fue desarrollado en la sección correspondiente [66].

TABLA N°4.21: Máxima demanda de potencia por circuito

Tipo de carga	Circuito	Descripción	Máxima demanda (Kw)
Unidades de vivienda	C-1	conexiones domiciliarias en 220V	22.50
	C-2	conexiones domiciliarias en 220V	22.50
alumbrado publico	C-3	iluminación de vías publicas	3.08
Centro hospitalario	C-4	conexión domiciliaria en BT	112.11
Hotel de turistas	C-5	conexión domiciliaria en BT	90.95

a. Servicio particular e instalaciones de alumbrado público

En el dimensionamiento de los alimentadores aéreos, circuitos C-1 y C-2 y C-3, se empleara el criterio de carga concentrada, que consiste en reemplazar todas las cargas conectadas a un ramal común, en una carga única ubicada al centro del ramal y con una demanda de potencia igual a la suma de todas las cargas consideradas.

El diagrama de cargas con los puntos concentrados se muestra en la Fig. 4.10. En cada punto de carga concentrada se calculara la corriente nominal según la ecuación (4.7), para luego proceder a comprobar la caída de tensión, según la ecuación (4.8) a lo largo del todas las posibles rutas desde el TG hasta cada uno de los puntos de carga concentrada.

$$I_n = \frac{MD}{K \cdot 0.38 \cdot \cos(\varnothing)} \quad (4.7)$$

Donde:

MD: máxima demanda en el punto de carga concentrada

K: constante (1 en sistemas monofásicos y 1.73 en trifásicos)

Cos (∅): factor de potencia de la carga (1 para viviendas y 0.9 para alumbrado público)

$$\Delta V = K \cdot I \cdot L \cdot 10^{-3} \quad (4.8)$$

Donde:

I: Corriente que recorre el circuito (A)

L: Longitud del tramo (m)

K: Factor de caída de tensión. Los factores se muestran en la tabla 4.20

En las tablas 4.22 al 4.26 se muestran el resumen de cálculo, características de las conexiones domiciliarias para las unidades de vivienda y especificaciones técnicas de los alimentadores aéreos, respectivamente [66]-[67].

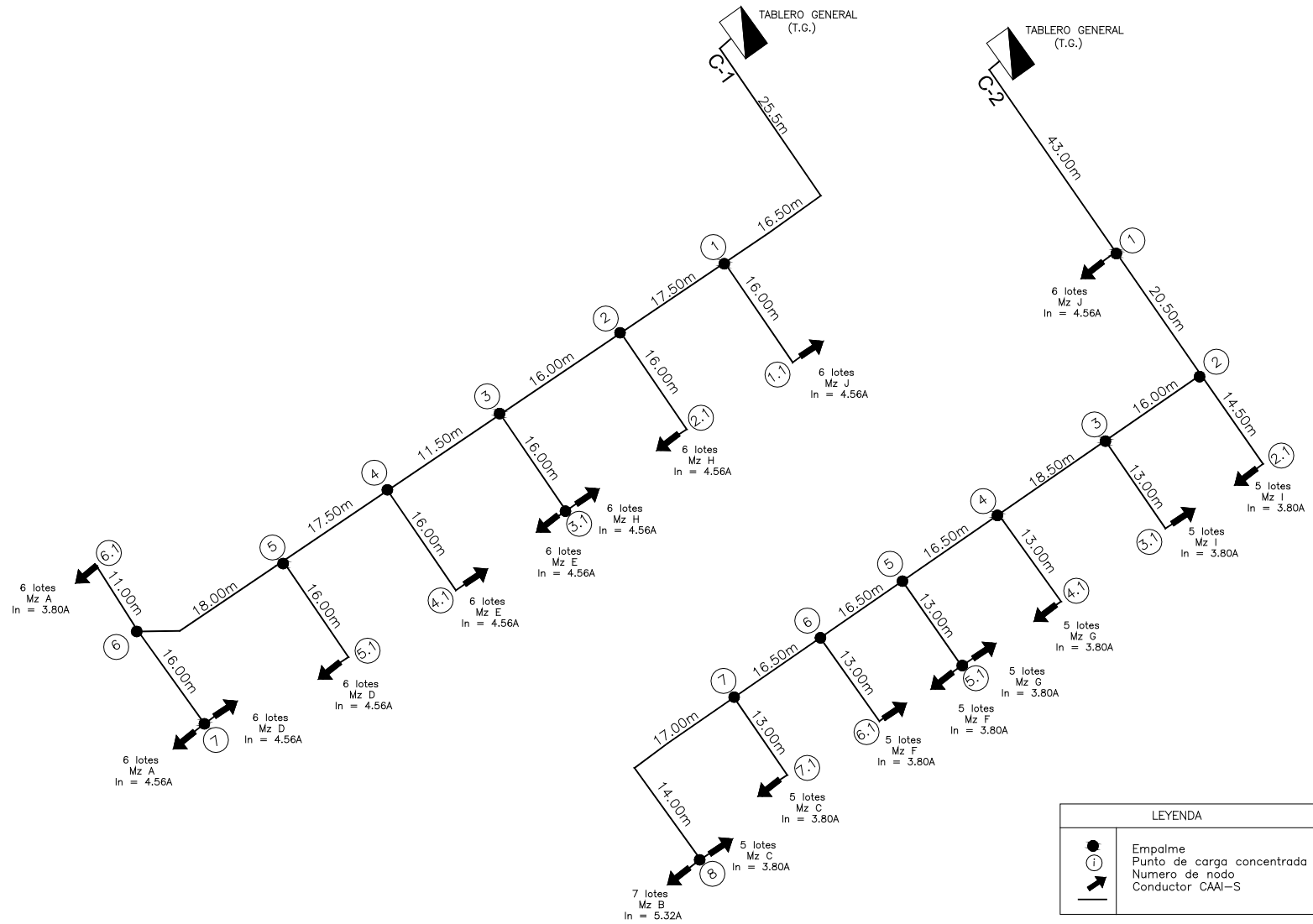


Fig. 4.10: Diagrama de carga de las redes de servicio particular

TABLA N°4.22: Factores de caída de tensión en alimentadores aéreos

FORMACION	RESISTENCIA DEL CONDUCTOR DE FASE (O/Km)		RESISTENCIA DEL CONDUCTOR DE ALUMBRADO PUBLICO (O/Km)		RESISTENCIA DEL CONDUCTOR NEUTRO (O/Km)		REACTANCIA INDUCTIVA (O/Km)		FACTOR DE CAIDA DE TENSION		
	A 20 °C	A 40 °C	A 20 °C	A 40 °C	A 20 °C	A 40 °C	XL(30)	XL (10)	K (380-220 V)	K(440-220 V)	K(220 VAP)
3x35+16/25	0,868	0,929	1,910	2,045	1,38	1,478	0,094	0,123	1,607	-	3,272
3x25+16/25	1,200	1,285	1,910	2,045	1,38	1,478	0,100	0,116	2,223	-	3,272
3x16+16/25	1,910	2,045	1,910	2,045	1,38	1,478	0,110	0,110	3,538	-	3,272
3x35/25	0,868	0,929	-	-	1,38	1,478	0,091	-	1,607	-	-
3x25/25	1,200	1,285	-	-	1,38	1,478	0,095	-	2,223	-	-
3x16/25	1,910	2,045	-	-	1,38	1,478	0,103	-	3,538	-	-
2x35+16/25	0,868	0,929	1,910	2,045	1,38	1,478	0,086	0,114		3,780	3,272
2x25+16/25	1,200	1,285	1,910	2,045	1,38	1,478	0,093	0,109		3,776	3,272
2x16+16/25	1,910	2,045	1,910	2,045	1,38	1,478	0,096	0,096	3,538	3,765	3,272
2x16/25	1,910	2,045	-	-	1,38	1,478	-	0,096	-	3,765	3,272
1x16/25	1,910	2,045	-	-	1,38	1,478	-	0,094	-		3,272

TABLA N°4.23: Resumen de cálculo de alimentadores aéreos

CIRCUITO 1:

a).- Cálculo de caída de tensión

Obs: Se evalúa la caída de tensión en caso más crítico, tramo más largo, para definir la sección del alimentador troncal

Ramal Mz A, lote 1							
Tramo	T.G.-1	1--2	2--3	3--4	4--5	5--6	6--7
Carga concentrada (A)	40.31	35.75	31.18	22.06	17.49	12.93	9.13
Longitud (m)	42	17.5	16	11.5	17.5	18	16
Sección (mm ²)	16	16	16	16	16	16	16
K ₃ (Ω/km)	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54	3.54
ΔV(V)	5.99	2.21	1.77	0.90	1.08	0.82	0.52
ΣΔV(V)	5.99	8.20	9.97	10.87	11.95	12.77	13.29
%V _n	1.58	2.16	2.62	2.86	3.14	3.36	3.50

b).- Verificación de la capacidad de corriente del conductor

Tramo	TG--1
P(kW)	23.85
S(mm ²)	16
Intensidad nominal en la carga I _n (A)	40.31
Intensidad de corriente máxima en el conductor I _{max} (A)	81
Porcentaje de reserva (%)	50.23

Notas:

- 1.- Nivel de tensión normalizada en sistemas de distribución: 380/220V, trifásica de 4 hilos
- 2.- Máxima caída de tensión admisible: ΔV_{max}= 5% V_n = 19V
- 3.- Arreglo de alimentadores según Norma DGE-MEM: Diseño de Redes de Distribución Secundaria en Electrificación Rural

TABLA N°4.23: Resumen de cálculo de alimentadores aéreos (continuación)

CIRCUITO C-2:

a).- Cálculo de caída de tensión

Obs: Se evalúa la caída de tensión en caso más crítico, tramo más largo, para definir la sección del alimentador troncal

Ramal Mz B, lote 7								
Tramo	T.G.-1	1--2	2--3	3--4	4--5	5--6	6--7	7--8
Carga concentrada (A)	40.31	35.75	31.94	28.14	24.34	16.73	12.93	9.13
Longitud (m)	43	20.5	16	18.5	16.5	12	17	31
Sección (mm ²)	25	25	25	25	25	16	16	16
K ₃ (Ω/km)	2.22	2.22	2.22	2.22	2.22	3.54	3.54	3.54
ΔV(V)	3.85	1.63	1.14	1.16	0.89	0.71	0.78	1.00
ΣΔV(V)	3.85	5.48	6.62	7.78	8.67	9.38	10.16	11.16
%Vn	1.01	1.44	1.74	2.05	2.28	2.47	2.67	2.94

b).- Verificación de la capacidad de corriente del conductor

Tramo	TG--1
P(kW)	23.85
S(mm ²)	25
Intensidad nominal en la carga I _n (A)	40.31
Intensidad de corriente máxima en el conductor I _{max} (A)	107
Porcentaje de reserva (%)	62.33

Notas:

- 1.- Nivel de tensión normalizada en sistemas de distribución: 380/220V, trifásica de 4 hilos
- 2.- Máxima caída de tensión admisible: ΔV_{max}= 5% V_n = 19V
- 3.- Arreglo de alimentadores según Norma DGE-MEM: Diseño de Redes de Distribución Secundaria en Electrificación Rural

TABLA N°4.24: Descripción de la conexión domiciliaria para unidades de vivienda

TIPO DE CONEXIÓN EN BAJA TENSION	
Nivel de tensión:	220V
Fases:	1
Potencia conectada;	hasta 3kW
Tipo de acometida:	aérea, simple
COMPONENTES	
Cable de acometida:	Aéreo hasta 1kV cobre, concéntrico, 2x4mm ²
Caja de medición:	F°G° 184x143x105mm
Sistema de protección y seccionamiento:	
* Protección sobrecorriente BT Interruptor 220V, termomagnético, bipolar, 16A	
Sistema de medición:	
* Medidor monofásico, electrónico, simple medición, 2 hilos, 220V, 14/50A	

TABLA N°4.25: Especificaciones técnicas de cables tipo CAAI-S

MATERIAL			
Alumbrado público (AP): un conductor de aluminio recocido (Al) aislado con polietileno reticulado (XLPE), color negro, sin nervaduras			
Servicio particular (SP): tres conductores de Al aislados con XLPE, color negro identificados por medio de nervaduras extruidas longitudinalmente			
Portante: cable de acero galvanizado, grado EHS con cubierta XLPE empleado como soporte			
CARACTERISTICAS MECANICAS Y ELECTRICAS			
Cables de fase sección (mm ²)	3x16 + 1x16	3x25 + 1x16	3x35 + 1x16
Cable portante diámetro (mm)	2.7	2.7	2.7
Numero de alambres	7	7	7
Diámetro nominal exterior (mm)	4.75	5.9	6.95
Peso (kg/km)	43.5	66.7	92.4
Densidad a 20°C (gr/cm ³)	2.703		
Coefficiente de dilatación lineal a 20°C (1/°C)	2.3x 10 ⁻⁴		
Capacidad de corriente (A) a T= 40°C	81	107	129

b. Cargas especiales

En el dimensionamiento de los circuitos especiales, C-4 y C-5, destinados al hotel y el centro médico hospitalario se usara un criterio similar a las unidades de vivienda, diferenciándose en la expresión de cálculo para la caída de tensión (ΔV), empleándose la ecuación (4.9) por tratarse de alimentadores subterráneos. Aplicando las ecuaciones (4.7) y (4.9) y teniendo en cuenta las secciones comerciales de los conductores NYY se

dimensionaron los alimentadores, cuyas especificaciones técnicas y resumen de cálculo se muestran en las tablas 4.26 y 4.27, respectivamente.

$$\Delta V = \frac{10^{-3} \cdot K_1 \cdot P \cdot L \cdot (R + X \cdot \tan(\phi))}{V_n} \quad (4.9)$$

Donde:

K₁: constante (2 en sistemas monofásicos y 1 en trifásicos)

V_n: tensión nominal (kV).

R: resistencia del conductor (Ω/km)

X: reactancia del conductor (Ω/km)

P: flujo de potencia activa (kW)

L: longitud del alimentador (m)

Cos (φ): factor de potencia de la carga

Adicionalmente a los alimentadores independientes proyectados, por tratarse de instalaciones con grandes demandas de potencia deberá considerarse conexiones eléctricas en baja tensión para la dotación del servicio. Los tipos y configuraciones de la conexión eléctrica son regulados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), y están en función a la potencia contratada, que en este caso sería igual a la máxima demanda de la instalación por tratarse de alimentadores dedicados (factor de simultaneidad igual a 1). Tanto para el centro médico-hospitalario y el hotel, la potencia conectada esta dentro del rango normalizado de 75kW a 150kW, cuya característica y componentes se muestran en la tabla 4.28. Finalmente en la Fig. 4.11 se muestra el esquema eléctrico de la conexión típica para el suministro del servicio a las cargas especiales.

TABLA N°4.26: Especificaciones técnicas de cables NYY

Normas de fabricación	
Norma técnica peruana:	NTP 370.255-1
Tensión de servicio:	1 kV
Temperatura de operación:	80°C
Descripción	
Conductores de cobre electrolítico recocido, cableado compactado.	
Aislamiento y cubierta de PVC	
Conformación en paralelo mediante una cinta de sujeción	
Montaje	
Directamente enterrado en zanja de 0.50 de ancho por 0.60 de profundidad	
Colores	
Cubierta (fases): rojo, negro azul	
Cubierta (neutro): blanco	

TABLA N°4.27: Resumen de cálculo de alimentadores a cargas especiales

Circuito	M.D. (kw)	Sistema (1Ø o 3Ø)	Cos (Ø)	Tensión (kV)	I _{nominal} (A)	I _{diseño} (A)	ALIMENTADOR						
							sección fase (mm ²)	Capacidad máxima (A)	sección neutro (mm ²)	Longitud (m)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔV (%vn)
C-4	112.11	3	0.90	0.38	189.49	236.86	70	282	35	45	0.260	0.124	1.12
C-5	90.95	3	0.90	0.38	153.72	192.15	70	282	35	95	0.260	0.124	1.91

Notas:

- 1.- Máxima caída de tensión admisible (ΔV) según CNE Utilización 2006: 5%Vn
- 2.- Se considera una reserva de potencia del 25% en el alimentador (I_{diseño}= 1.25 I_{nominal})
- 3.- La longitud corresponde a la distancia entre el TG y las cajas tomas F-2 de las conexiones domiciliarias respectivas

TABLA N°4.28: Descripción de la conexión domiciliaria para cargas especiales

TIPO DE CONEXIÓN EN BAJA TENSION	
Nivel de tensión:	380/220V
Fases	3
Potencia conectada	de 75kW hasta 150kW
Tipo de red	subterránea
Tipo de acometida	simple
COMPONENTES	
Caja toma:	F°G° 650x599x205mm
Caja de medición:	F°G° 525x245x200mm
Sistema de protección y seccionamiento:	
* Protección sobrecorriente BT fusible 500V, Limitador tipo NH-1, unipolar, 250A	
* Base portafusible tipo NH-1, 500V de 250A	
Sistema de medición:	
* Medidor trifásico, electrónico, energía y potencia, 4 hilos, 120-480, 2.5/20A	
* Transformadores de medida, 380/220V, interior, barra pasante.	

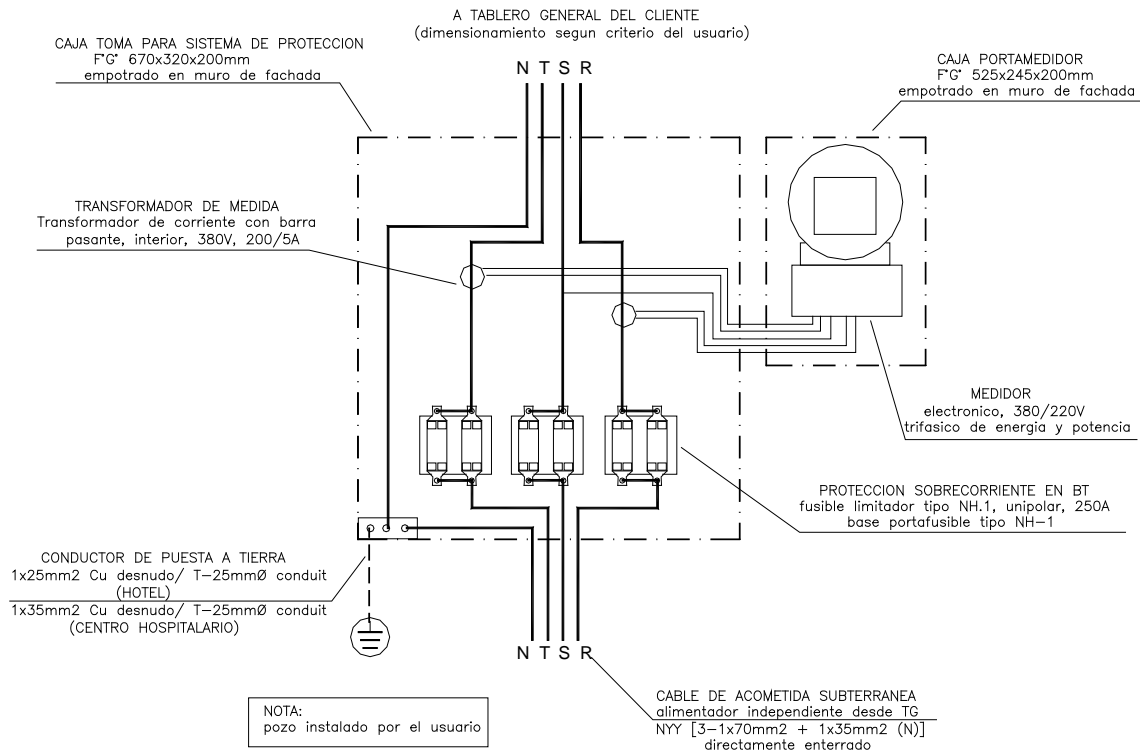


Fig. 4.11: Esquema de la conexión domiciliar para cargas especiales

4.7.2. Tablero general

Una vez definidos los alimentadores, se procederá al diseño del tablero general (TG) que agrupará los equipos de protección y medición. Las consideraciones técnicas de diseño se basan en el Código Nacional de Electricidad (CNE) Utilización 2006, y los estándares de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC).

El diseño de un tablero implica tanto aspectos eléctricos y mecánicos, sin embargo debido a la característica del proyecto, se pondrá mayor énfasis al diseño eléctrico por tener mayor incidencia en el proceso de selección de equipos.

a. Seccionadores fusibles

En la sección 080 del CNE "Protección y control" se indica que los cables de los circuitos de distribución que alimentan cargas de unidades de vivienda deben estar protegidos contra sobrecorrientes, y los equipos de protección que se empleen deben ser unipolares y permitir una desconexión manual. Esto con la finalidad de mantener la continuidad del servicio del mayor número de usuarios (cargas monofásicas de vivienda) conectadas al circuito, interrumpiéndose solo en aquellas instalaciones alimentadas desde las fases falladas.

De otro lado, el requerimiento de desconexión manual se justifica para prevenir labores de mantenimiento. Esta condición particular de operación induce a pensar en un equipo de protección general, destinado al alimentador principal del tablero, que tenga

similares características de configuración y actuación. Por lo tanto, los equipos de protección a considerarse para el alimentador principal y los circuitos de distribución de servicio particular serán del mismo tipo.

Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente, el equipo de protección comercial adecuado para este tipo de aplicaciones sería el seccionador fusible de operación bajo carga. En el mercado local existen dos proveedores: Siemens y ABB. Debido al mejor desempeño y presencia de años en el sector eléctrico peruano, además de contar con la aceptación de la mayoría de empresas concesionarias que tienen normalizados varios de sus productos, se opta por emplear seccionadores fusibles de la empresa ABB.

El criterio de selección del equipo se basa en la intensidad de corriente nominal (I_n) de la carga a proteger, la cual deberá ser menor que la capacidad nominal del fusible y a la vez menor que la máxima capacidad de corriente del conductor empleado. Bajo este criterio, y haciendo uso de la ecuación 4.3, se selecciono los equipos de protección para los alimentadores proyectados, cuyo resumen de cálculo y especificaciones técnicas se muestran en las tablas 4.29 y 4.30 respectivamente [62]-[65].

Tabla N°4.29: Resumen de selección de seccionadores fusibles.

Circuito	Sistema	Carga		Seccionador bajo carga			
				Seccionador		Fusible	
		Máxima demanda (kW)	Corriente nominal (A)	Modelo	Intensidad nominal (A)	Tipo	Corriente nominal (A)
Alimentador principal	3Ø	361.30	610.66	XLP 3	630	NH 3	630
C-1	3Ø	22.50	34.23	XLP 000	100	NH 000	50
C-2	3Ø	22.50	34.23	XLP 000	100	NH 000	50

Tabla N°4.30: Especificaciones técnicas de seccionadores fusibles.

Modelo	XLP 000	XLP 3
Fabricante	ABB	ABB
Numero de polos	3	3
Tipo de fusible según IEC/ EN 60269	NH 000	NH 3
Tensión de empleo U_0 (V)	400/500/690	500/690
Corriente de empleo I_0 (A)	80/100/50	630/500
Corriente térmica sin fusible I_{th} (A)	100	630
Tensión de aislamiento U_i (V)	690	690
Tensión de impulso U_{imp} (V)	6000	8000
Poder de cierre con fusible (kA)	50	50
Frecuencia (Hz)	50/60	50/60
Grado de protección frontal según IEC/ EN 60529	abierto IP20	abierto IP20
	cerrado IP30	cerrado IP30

b. Interruptores termomagnéticos

La sección 080 del CNE recomienda utilizar interruptores automáticos del tipo termomagnético en la protección de cables que alimenten a instalaciones comerciales e industriales. Esto debido a las características de operación de las cargas predominantes en este tipo de instalaciones, motores de elevada potencia, con altas probabilidades de ocurrencia de fallas que requieren una desconexión automática para aislar rápidamente los equipos o áreas afectadas, y evitar que la falla se propague al resto de la instalación.

Como en el caso anterior, el criterio de selección de interruptores automáticos se basa también en tres parámetros principales: la intensidad de corriente nominal de la carga (I_n), el nivel de tensión y la frecuencia del sistema eléctrico. Considerando los alimentadores a las cargas especiales (circuitos C-4 y C-5), los circuitos derivados a los subtableros de las plantas CDA y CHP, circuito C-6 y C-7 respectivamente, los valores de la máxima demanda de potencia calculadas en la sección anterior, y la ecuación (4.3) se seleccionaron los interruptores automáticos para cada circuito [65]-[70].

Debido a las elevadas intensidades de corriente y sobre todo a la sección de los cables alimentadores, mayores de 35mm^2 , se opta por emplear interruptores automáticos del tipo termomagnético en caja moldeada con características constructivas más robustas y de protección eléctrica superiores que permiten la conexión de cables de grandes secciones, y que adicionalmente presentan la opción de regulación de nivel de corriente.

El resumen de selección y especificaciones técnicas de interruptores automáticos se muestran en la tabla 4.31 y 4.32 respectivamente.

Tabla N°4.31: Resumen de selección de interruptores automáticos

Circuito	Sistema	Carga			Interruptor automático			
		Máxima demanda (kW)	Corriente nominal (A)	Corriente diseño $I_d = 1.25I_n$ (A)	Tensión nominal (kV)	Nro. de polos protegidos	Intensidad nominal (A)	Poder de corte I_{cu} (kA)
C-3	1Ø	3.08	15.56	19.44	220	1	25	10
C-4	3Ø	112.11	189.49	236.86	380	3	250	50
C-5	3Ø	90.95	153.72	192.15	380	3	200	50
C-6	3Ø	25.35	42.85	53.57	380	3	63	25
C-7	3Ø	10.14	17.14	21.43	380	3	25	25

Tabla N°4.32: Especificaciones técnicas de interruptores automáticos

Tipo:	Interruptor automático termomagnético			
Fabricante:	General Electric			
Modelo	FD160	FD63	FE250	
Numero de polos	1	3	3	3

Tensión de aislamiento (V)	750	750	750	750
Resistencia a onda de choque Uimp (kV)	3	8	8	8
Tensión máxima de empleo Ue AC (V)	240	690	690	690
PROTECCION DE LINEAS				
Intensidad nominal de empleo I _{th} = I _e (A) a 40°C	63	160	160	250
Poder de corte ultimo en cortocircuito, I _{cu} (kA) 230/240V AC	25	40	40	85
400/415V AC	--	25	25	50
Endurancia (maniobras cierre-apertura)				
mecánica	10000	10000	10000	25000
eléctrica a I _n	5000	5000	5000	10000
eléctrica a I _n /2	10000	10000	10000	20000
Endurancia (maniobras cierre-disparo)				
mecánica	4000	4000	4000	10000

c. Equipos de medición

Con la finalidad de registrar correctamente el consumo eléctrico en las unidades de alumbrado público y los suministros trifásicos dedicados a las cargas especiales, así como también evitar las conexiones clandestinas que se realizan con mayor frecuencia en alimentadores subterráneos, es necesario considerar los siguientes equipos:

- **Un medidor monofásico:** del tipo para empotrar, electrónico y medición simple de energía activa, 2 hilos, 220V, 14/50A destinado al circuito de distribución que alimenta las instalaciones de alumbrado público.
- **Dos equipos registradores trifásicos:** del tipo para empotrar, digital a LED con mediciones de intensidad de corriente, tensión, potencias y energías activa y reactiva. Equipados con 3 transformadores de corriente para conexión trifásica con neutro, 380/220V de 4 hilos. La finalidad de estos equipos es monitorear los parámetros eléctricos asociados a los alimentadores destinados a las cargas especiales (hotel y centro hospitalario).
- **Un multímetro digital:** del tipo para empotrar, digital a LED con funciones avanzadas de medición y protección aun en las condiciones más severas, mayor intensidad de corriente, equipados con 3 transformadores de corriente. Este equipo registrara múltiples parámetros eléctricos por fase y línea como corriente, tensión, factor de potencia, energías y potencia activas y reactivas, armónicos, y la posibilidad de comunicación con puerto RS485 para recopilación y manejo de datos destinados a estudios eléctricos y programación de operación. Se destina el equipo de medición a monitorear los parámetros del alimentador principal, que enlaza el sistema modular de celdas de combustible y el tablero general de distribución en baja tensión.

d. Equipos de control.

Adicionalmente a los equipos de protección y medición, se requiere dotar de un sistema de control de iluminación al circuito de alumbrado público. Este sistema de control está compuesto por:

- **Un interruptor horario digital:** de montaje interior sobre riel DIN de 35mm y programación diaria.
- **Un contactor: unipolar:** de montaje en riel DIN normalmente abierto (1NA), 220V.

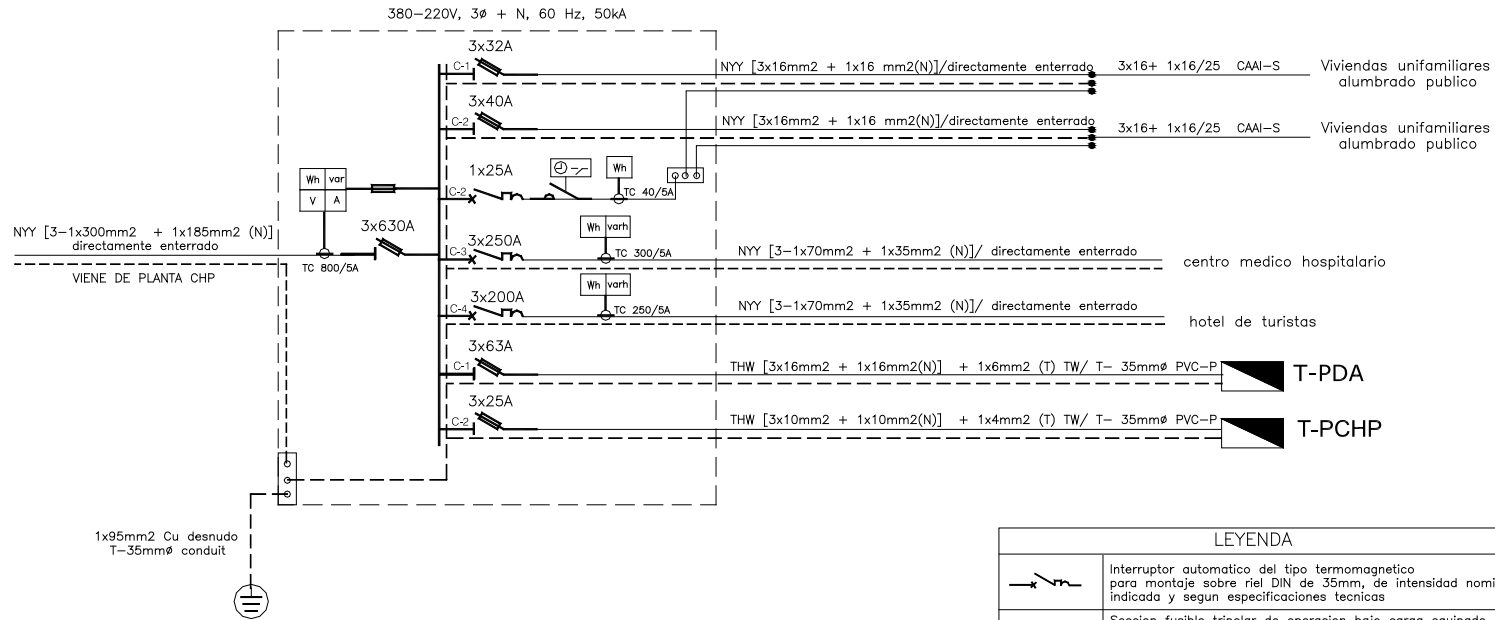
En la Fig 4.12 se muestra el diagrama unifilar del tablero general (TG) que servirá para alimentar el subsistema de distribución secundaria, instalaciones de alumbrado público y cargas especiales proyectadas en la habilitación urbana.

4.7.3. Interfaz de interconexión

El propósito central de la sección es mostrar la metodología de interconexión entre la unidad de co-generación (sistema de modular de celdas de combustible), y un sistema eléctrico, que en este caso vendría a estar representado por las redes eléctricas en baja tensión de la habilitación urbana. Por las condiciones de operación descritas en capítulos anteriores, la interconexión eléctrica estaría formando un sistema aislado, es decir generando y distribuyendo la electricidad en una misma locación, sin conexión alguna con la red pública de un concesionario de distribución local o infraestructura del sistema interconectado nacional.

En todo proceso de integración eléctrica, existen dos participantes principales de los cuales depende la seguridad y continuidad de toda la instalación. En primer lugar se debe contar con un medio de transporte para el bien generado (electricidad), así como también de un sistema de protección que monitoree la operación normal del medio de transporte y a la vez brinda seguridad en ambos lados de la interconexión evitando que los fenómenos eléctricos generados por la ocurrencia de eventos de falla se introduzcan en las instalaciones poniendo en riesgo los equipos y la vida de los usuarios que hacen uso del servicio eléctrico.

Para tener un mejor manejo del proceso de diseño, se ha optado por dividir a la interfaz de interconexión en dos partes, según los requerimientos descritos líneas arriba. A lo largo de la sección se tratara el diseño eléctrico que nos lleve a la selección de los equipos y materiales necesarios involucrados con:



LEYENDA	
	Interruptor automatico del tipo termomagnético para montaje sobre riel DIN de 35mm, de intensidad nominal indicada y según especificaciones técnicas
	Sección fusible tripolar de operación bajo carga equipado con fusibles tipo NH, de capacidad indicada y según especificaciones técnicas
	Transformador de corriente para reducir la corriente primaria a un valor secundaria de 5A.
	Medidor monofasico de una sola bobina amperimetrica para registro de consumo de alumbrado publico.
	Instrumento digital de medicion empotrables trifasicos de energia activa y reactiva.
	Multimetro digital de medicion empotrable trifasico de tension, corriente, potencias, energias y Cos(φ), con puerto de comunicacion RS-485.
	Interruptor horario digital de programacion diaria, para montaje sobre riel DIN de 35mm.
	Contacto unipolar, 30A, 230V, 1NA, controlado por interruptor horario.
	Borneras para distribucion de cables de fase de alumbrado publico y conductores de puesta a tierra
	Tableros de distribucion en plantas. Agrupan los circuitos derivados de los equipos e instalaciones interiores.
	Pozo de puesta a tierra, resistencia menor a 25Ω
	Empalmes unipolares entre cables CAAI-S y NYN de seccion 35mm ² , en estructura normalizada de red secundaria.

Fig. 4.12: Diagrama unifilar del tablero general (TG)

- **Alimentador:** que servirá como medio de transporte de la potencia eléctrica generada en el sistema modular de celdas de combustible (SMCC), específicamente la que se obtiene en los bornes del modulo de acondicionamiento de potencia. Este alimentador se conectara al tablero general (TG), que agrupa todos los circuitos de distribución en baja tensión destinados al suministro del servicio a las plantas, unidades de vivienda y cargas especiales ubicadas en la habilitación urbana piloto.
- **Sistema de protección:** representado por equipos eléctricos con requerimientos de específicos de protección, que tendrán la función de proteger la integridad física del alimentador y asegurar la normal operación del sistema aislado unidad de generación-carga [62]- [63].

a. Alimentador

Debido a la gran magnitud de la potencia eléctrica total proyectada, 361kW, el alimentador de interconexión será del tipo subterráneo. Los conductores normalizados para redes subterráneas de baja tensión son del tipo NYY unipolares en disposición paralelo, los cuales serán instalados en zanja a lo largo de todo el recorrido entre la salida del SMMC y el TG, ubicados en el patio de equipos y cuarto de maquinas de la planta CHP, respectivamente.

Según las recomendaciones técnicas del CNE, para el dimensionamiento de cables eléctricos y selección de dispositivos de protección se debe tener en cuenta dos criterios principales: la capacidad de corriente y la caída de tensión.

Capacidad de corriente

Para el cálculo de la intensidad de corriente nominal (I_n) de una carga eléctrica se emplea la ecuación (4.10), la cual se muestra a continuación:

$$I_n = \frac{MD}{K \cdot 0.22 \cdot \cos(\varnothing)} \quad (4.10)$$

Donde:

MD: máxima demanda de potencia de la carga

K: constante (1 en sistemas monofásicos y 1.73 en trifásicos)

Cos (\varnothing): factor de potencia de la carga.

• Caída de tensión

Para el cálculo de la caída de tensión (ΔV) a lo largo de un arreglo de conductores que alimentan una carga eléctrica, es frecuente utilizar la ecuación (4.11) que se muestra a continuación:

$$\Delta V = \frac{10^{-3} \cdot K_1 \cdot P \cdot L \cdot (R + X \cdot \tan(\varnothing))}{V_n} \quad (4.11)$$

Donde:

K₁: constante (2 en sistemas monofásicos y 1 en trifásicos)

V_n: tensión nominal de operación del conductor (kV).

R: resistencia del conductor (Ω/km)

X: reactancia del conductor (Ω/km)

P: flujo de potencia activa (kW)

L: longitud del alimentador (m)

Aplicando las ecuaciones (4.10) y (4.11), y además considerando las secciones comerciales de los conductores NYY, se dimensiono el alimentador de interconexión, cuyo resumen de cálculo y especificaciones se muestran en las tablas 4.33 y 4.34, respectivamente.

Finalmente se puede concluir que el alimentador de interconexión tendrá la configuración que se muestra en la ecuación (4.12). Cabe señalar que la sección de los conductores de fase y neutro han sido por OSINERGMIN, en base a estudios sobre la operación de las concesionarias de distribución, que se realizan cada dos años, para la fijación del Valor Agregado de Distribución (VAD) y los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica, y cuyos materiales empleados son de uso común para todas las empresas.

$$\text{NYY [3-1x300 + 1x185 mm}^2\text{]}$$

b. Equipo de protección

En las especificaciones técnicas de montaje proporcionado por el fabricante de la unidad de cogeneración, se mencionan los estándares que se debe tener en cuenta al interconectarse el sistema de celdas de combustible con la red eléctrica en baja tensión (carga), en una operación aislada de la red pública del concesionario de distribución local. Estos estándares hacen referencia al Código Nacional Eléctrico Americano (NFPA 70 del National Electrical Code), que es el país donde se ha fabricado y desarrollado proyectos demostrativos y aplicaciones comerciales recientes. Sin embargo, cuando el equipo se instale en otras regiones, los fabricantes recomiendan la aplicación de las normas y procedimientos técnicos que rigen en el país donde se va realizar el proyecto.

Las reglas de la sección 430 del CNE- Utilización 2006: Interconexión de Fuentes de Producción de Energía Eléctrica, mencionan los requerimientos de protección eléctrica que deben considerarse en la instalación de unidades autoproductoras de energía. Entre ellas se destacan dos reglas principales y de gran utilidad por la naturaleza del proyecto.

TABLA N°4.33: Resumen de cálculo del alimentador de interconexión

RED ELECTRICA					ALIMENTADOR						
M.D. (kw)	Sistema (1Ø o 3Ø)	Cos (Ø)	Tensión (kV)	I _{nominal} (A)	sección de fase (mm ²)	Capacidad máxima (A)	sección de neutro (mm ²)	Longitud (m)	R (Ω/km)	X (Ω/km)	ΔV (%vn)
361.30	3	0.90	0.38	610.66	300	632	185	30.00	0.059	0.116	0.86

Notas:

1.- Máxima caída de tensión admisible (ΔV) según CNE Utilización 2006:

* alimentadores principales: 2.5%Vn

3.- La longitud corresponde a la distancia entre el sistema de celda y el tablero general (TG)

TABLA N°4.34: Especificaciones técnicas de cables NYY

Normas de fabricación	
Norma técnica peruana:	NTP 370.255-1
Tensión de servicio:	1 kV
Temperatura de operación:	80°C
Descripción	
Conductores de cobre electrolítico recocido, cableado compactado.	
Aislamiento y cubierta de PVC	
Conformación en paralelo mediante una cinta de sujeción	
Montaje	
Directamente enterrado en zanja de 0.50 de ancho por 0.60 de profundidad	
Colores	
Cubierta (fase): rojo, negro azul	
Cubierta (neutro): blanco	

Regla 430-010: Protección contra sobrecorrientes

- (1) El equipamiento y los conductores deben ser protegidos de acuerdo con las correspondientes reglas del CNE.
- (2) El equipamiento y los conductores que son energizados desde ambas direcciones, deben estar provistos con protección contra sobrecorrientes desde cada fuente de suministro.

Regla 430-026 Medios de desconexión - generalidades

- (1) Los medios de desconexión deben:
 - (a) Ser capaces de ser energizados desde ambos lados; e
 - (b) Indicar claramente si están en la posición abierto o cerrado; y
 - (c) Tener operación de contacto que se pueda verificar con medios visibles directos; y
 - (d) Tener posibilidad de ser bloqueado en la posición abierto; y
 - (e) Estar de acuerdo con las Secciones 080, 160 y 190 del CNE, si incluye un dispositivo contra sobrecorriente; y
 - (f) Ser capaces de abrir con la carga nominal; y
 - (g) Ser capaces de cerrar con seguridad para el operador, con una falla en el sistema; y
 - (h) Desconectar todos los conductores no puestos a tierra de los circuitos en forma simultánea; y
 - (i) Portar un aviso respecto a que las partes internas pueden estar energizadas cuando los medios de desconexión se abren; y
 - (j) Estar accesibles con facilidad.
- (2) Donde se utiliza un fusible como medio de desconexión principal, debe proveerse un interruptor de aislamiento, para permitir que los fusibles estén totalmente desconectados durante su manejo.

Aplicando los criterios anteriores, el equipamiento y los conductores a proteger estarían representados por el TG y el alimentador de interconexión, respectivamente. Como ambas instalaciones serán energizadas en una sola dirección, desde el modulo de acondicionamiento de potencia del SMCC hacia el TG, solo será necesario proyectar un dispositivo de protección al inicio del alimentador.

De acuerdo a las características de tensión obtenido en los bornes del MAP: baja tensión, 380/220 V, trifásico de 4 hilos, con el neutro puesto a tierra de manera efectiva, y tomando como referencia la filosofía de protección aplicada por los concesionarios de distribución en las conexiones en baja tensión, el equipo de protección adecuado sería un seccionador fusible tripolar, de operación bajo carga y equipado con fusibles limitadores

de corriente unipolares del tipo NH. Este equipo fue también considerado en la protección de los circuitos del subsistema de distribución secundaria y alumbrado público [71]-[72]. Siguiendo el mismo criterio aplicado se selecciono el equipo de protección, cuyo resumen de cálculo y especificaciones se muestran en las tablas N° 4.35 y 4.36, respectivamente. El esquema final de la interfaz de interconexión se muestra en la Fig.4.13

TABLA N°4.35: Selección del equipo de protección de interconexión

RED ELECTRICA			EQUIPO DE PROTECCION			
Sistema	Tensión (kV)	I _{nominal} (A)	Seccionador		Fusible	
			Tipo	I _{nominal} (A)	Tipo	I _{nominal} (A)
3Ø	0.38	610.66	tripolar operación bajo carga	630	NH-3	630

TABLA N°4.36: Especificaciones técnicas del equipo de protección de interconexión

Modelo	XLP 3
Fabricante	ABB
Numero de polos	3
Tamaño de fusible según DIN 43620 IEC /EN 60269-2-1	NH -3
Tensión de empleo U _o (V)	500/690
Corriente de empleo I ₀ (A)	630/500
Corriente térmica sin fusible I _{th} (A)	630
Tensión de aislamiento U _i (V)	1000
Tensión de impulso U _{imp} (V)	8000
Poder de cierre con fusible (kA)	50
Frecuencia (Hz)	50/60
Grado de protección frontal según IEC/ EN 60529	abierto IP20 cerrado IP30
Sección de conductores de Al y Cu (empleando accesorios terminales)	300mm ² (un conductor/fase) 2x185mm ² (dos conductores /fase)

MODULO DE ACONDICIONAMIENTO DE POTENCIA
(SISTEMA MODULAR DE CELDAS DE COMBUSTIBLE):
dispositivo de proteccion electrica interno
para bornera de salida en 380/220V, 3Ø, 4 hilos

TABLERO GENERAL:
Del tipo autoportado, instalado en el
cuarto de maquinas de la planta CHP

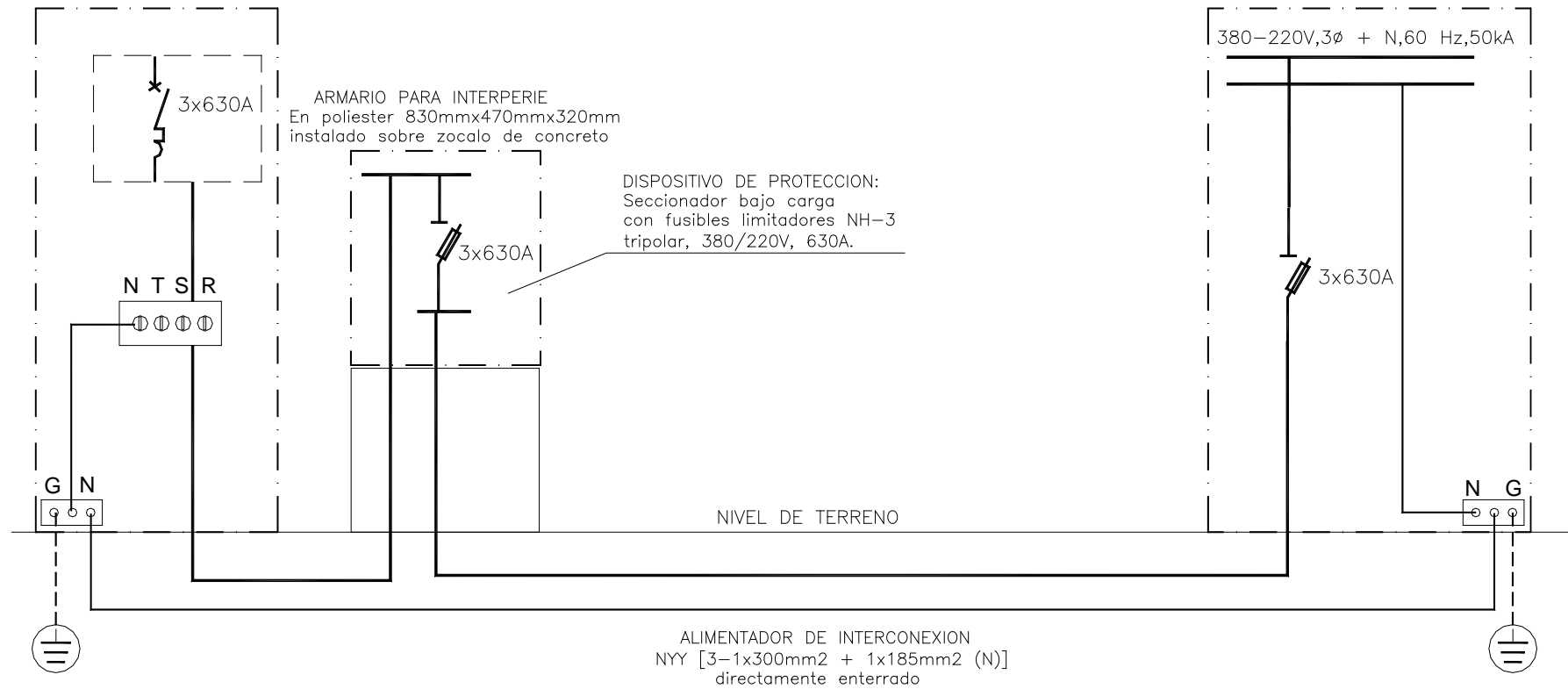


Fig. 4.13: Esquema de la interfaz de interconexión

4.7.4. Evaluación económica

Con la finalidad de mostrar la viabilidad económica del proyecto, se efectúa una evaluación económica (costo-beneficio), que abarca la inversión y el retorno financiero en las plantas de digestión anaeróbica (CDA) y cogeneración (CHP). El propósito de la sección es demostrar que los precios de venta de energía térmica y eléctrica producida en el pequeño sistema de cogeneración son más baratos que los ofrecidos por los concesionarios locales de distribución de gas natural y electricidad, respectivamente. Aproximadamente el 10% del calor (vapor) generado en planta CHP será utilizado en el proceso de digestión anaeróbica. El SMCC operando a máxima capacidad genera un total de 7.3 GWh de energía (eléctrica y térmica) por año, que representa la energía disponible que puede comercializarse. Todas las instalaciones y equipos de las plantas CHP y CDA fueron diseñados y seleccionados para la máxima capacidad de generación del SMCC, cubriendo satisfactoriamente la máxima demanda de energía proyectada para la habilitación urbana, la cual es de 6.5GWh por año.

En la tabla N° 4.37 se muestra las cantidades estimadas de ingreso de recurso biomásico y producción de energía. Se espera que los volúmenes de ingreso y salida permanezcan constantes a lo largo del tiempo de operación del proyecto.

TABLA N°4.37: Recurso ingresado y producción de energía

Descripción	Unidad	Estimado anual
Residuo biomásico ingresante	tons	32,850
Producción de biogás	m ³	1,591,400
Energía producida		
- Calor para los tanques de digestión en planta CDA	kWh	394,200
- Electricidad disponible para venta	kWh	3,328,800
- Calor disponible para venta	kWh	3,547,800
- Total de energía producida	kWh	7,270,800

a. Costo de inversión en la planta CHP

El costo de inversión en la planta de cogeneración (CHP) involucra equipamiento e instalación. En la tabla N° 4.38 se muestran los costos estimados de componentes y procesos que implica desarrollar un proyecto de suministro energético empleando un SMCC [16] [17]. Los costos del SMCC y del recuperador de calor, que necesariamente se tendrían que importar al no contar con un representante comercial a nivel nacional, se basan en información de aplicaciones de generación distribuida a pequeña y mediana escala desarrollados para instalaciones particulares como hospitales y hoteles que operan satisfactoriamente en ciudades de EE.UU. a los cuales se les adiciono los gastos de envío correspondientes. Cabe señalar que los costos asociados al montaje

electromecánico pueden variar significativamente dependiendo de la locación geográfica del proyecto, las condiciones de mercado competitivo y políticas laborales locales; sin embargo, a pesar de ello se consideraron valores promedios de obras similares que ayudaran a tener una mejor perspectiva del costo de inversión necesario.

TABLA N°4.38: Costo de inversión estimado de planta CHP (U\$/kW)

Descripción	sistema 1	sistema 2	sistema 3	sistema 4
Tipo de celda	PAFC	PAFC	MCFC	MCFC
Capacidad nominal eléctrica (kW) con biogás	180	380	280	1180
EQUIPAMIENTO				
- Sistema modular de celdas de combustible (SMCC)	4,500	3,500	4,000	3,870
- Sistema de recuperación de calor	80	40	60	30
- Interfaz de interconexión eléctrica al sistema en baja tensión	150	90	120	40
- Materiales y mano de obra	330	250	290	280
TOTAL DE EQUIPAMIENTO	5,060	3,880	4,470	4,220
MONTAJE ELECTROMECHANICO				
- Proyecto y administración de la construcción	710	550	630	590
- Ingeniería e Impuestos	240	180	210	200
- Contingencias del proyecto	240	180	210	200
- Financiamiento del proyecto (intereses durante la construcción)	70	50	60	60
COSTO TOTAL DE LA PLANTA (U\$/kW)	6,320	4,840	5,580	5,270

Según la tabla anterior, y teniendo en cuenta que el sistema PureCell Model 400 seleccionado para el presente proyecto opera con celdas de combustible tipo PA, el costo de inversión total (CIT) de la planta CHP se puede calcular según la ecuación (4.12):

$$CIT_{CHP} = CIU \times CPE_{SMCC} \quad (4.12)$$

Donde:

CIT_{CHP} : Costo de inversión total de la planta CHP

CPE_{SMCC} : Capacidad potencia eléctrica del SMCC

Reemplazando los respectivos valores en la ecuación se tendrá que el CIT de la planta CHP es de U\$ 1'839,200.

b. Costo de inversión en la planta CDA

El metrado y presupuesto de la infraestructura y el equipamiento que conforman la planta CDA propuesta se muestran en la tabla N°4.39. Equipos como los tanques de digestión y almacenamiento de biogás, así como los intercambiadores de calor, que poseen especificaciones técnicas especiales que requieren tecnologías constructivas

modernas para su implementación, han sido cotizados en el mercado americano. En la elaboración del presupuesto, a los precios de cotización se le adiciono los respectivos gastos de envío. El resto de materiales, costos de montaje electromecánico y pruebas se basan en propuestas de proveedores y contratistas locales.

Bajo las consideraciones descritas líneas arriba, el costo de inversión total de la planta CDA propuesta seria U\$ 1'433,593. Esta cifra final no incluye el costo del terreno donde se instalara la planta, el cual tendría un área aproximada de una hectárea.

La provisión de 46 tanques de almacenamiento de abono vegetal (digestate) en las locaciones, a definirse según la ubicación de granjas y tierras de cultivo cercanas a la zona de aplicación del proyecto, junto a la compra de 2 vehículos para el transporte de residuo biomásico a la planta CDA y también para el traslado del abono, pueden generar un adicional de U\$ 1'378,020 al presupuesto. La composición del presupuesto adicional se muestra en la tabla N° 4.40.

En consecuencia, el costo de inversión total del la planta CDA, incluyendo tanques descentralizados de almacenamiento de digestate, seria de U\$ 2'811,613.

TABLA N°4.39: Costo de inversión estimado de planta CDA

Nro. de unidades	Descripcion	Capacidad/ requerimiento por unidad	Costo estimado (U\$)
2	Tanques de recepcion de carga	40m ³	44,000
2	Tanques de almacenamiento de recurso biomasico	450m ³	
2	Unidades de maceracion	30 m ³ /h	30,000
2	Intercambiadores de calor (del digestor al tanque de pasteurizacion)	30m ³ /h a 20°C	10,000
2	Intercambiadores de calor (en el tanque de pasteurizacion)	30m ³ /h a 40°C	10,000
2	Intercambiadores de calor internos (con agua caliente para el contenido del tanque de pasteurizacion)	50m ³ /h a 70°C	10,000
2	Intercambiadores de calor (con agua caliente al material de ingreso del digestor)	a 38°C	10,000
7	Bombas al ingreso de los tanques de pasteurizacion, digestion y almacenamiento (bombas de capacidad progresiva). Una de repuesto en casa de maquinas	30m ³ /h	14,000
2	Compresores de gas y equipamiento auxiliar para los dispositivos de mezcla en los tanques de digestion	Mezclado 1500m ³ 8-15%CS	22,500
2	Tanque de pasteurizacion	40m ³	30,000
2	Tanque aislado de digestion (U value = 0.3 W/m ² . C) de vidrio forrado con acero seccional	1500m ³	200,000
1	Tanque de almacenamiento de vidrio forrado con acero	750m ³	65,000
1	Tanque de almacenamiento de vidrio forrado con acero	1200m ³	85,000
2	Mezclador mecanico	Mezclado 450m ³ 15%CS	15,000
1	Mezclador mecanico	Mezclado 750m ³ 8%CS	12,000
1	Mezclador mecanico	Mezclado 750m ³ 8%CS	12,500
1	Centrifuga tipo bola solida	30 m ³ /h	80,000

1	Bomba para almacenamiento de líquidos	30 m ³ /h	3,000
	Bomba para almacenamiento de líquidos	5m ³ /h	6,000
1	Tanque de almacenamiento de biogas (sellado en seco)	2000m ³	150,000
1	Antorcha torre	para quemar 500m ³ /dia de biogas excedente	32,000
1	Falso muro con protuberancias para registradores de flujo, pH y temperatura		6,500
1	Sistema SCADA para monitoreo y control de niveles de flujo pH, temperatura, metano y régimen de ingreso de material		75,000
19	Sondas de temperatura (6 con señal al computador central y 4 de ellos con señal al falso muro), con registradores en las tuberías de ingreso y salida de intercambiadores de calor		2,000
3	Sondas de presión con señal a válvula automática de presión		600
6	Sonda ultrasónica para indicación de nivel alto/bajo		5,000
2	Sondas no ultrasónicas para indicación de nivel en tanques de digestión		800
2	Sondas de registro en línea para nivel de pH con señal a falso muro y computador central		1,500
6	Válvula neumática automática de alimentación/recirculación con suministro de aire, controlado por timer y señal a computador		5,000
	Trabajos eléctricos en planta		10,000
	Centro de control de motores		25,000
1	Área cerrada para recepción/limpieza de vehículos (U\$200/m ²)	300m ²	60,000
1	Cuarto de control (800U\$/m ²)	20m ²	16,000
1	Laboratorio (800U\$/m ²)	20m ²	16,000
1	Área de servicios higiénicos (U\$200/m ²)	4m ²	800
1	Sistema de ventilación		20,000
1	Cuarto de máquinas para SMCC e intercambiadores de calor (U\$200/m ²)	200m ²	40,000
1	Cuarto para laboratorio y equipos de almacenamiento (U\$200/m ²)	50m ²	10,000
1	Área de pistas y estacionamientos internos (U\$40/m ²)	800m ²	32,000
1	Otras locaciones de trabajo al interior de la planta (U\$5/m ²)	3500m ²	17,500
	Escaleras de acceso y plataformas a los tanques de digestión		10,000
	Pruebas y puesta en servicio		10,000
	Subtotal		1,204,700
	IGV (19%)		228,893
	TOTAL		1,433,593

TABLA N°4.40: Presupuesto de adicionales a la planta CDA

Nro. de unidades	Descripción	Capacidad/ requerimiento por unidad	Costo estimado (U\$)
46	Tanques de almacenamiento descentralizado para abono natural 2 en cada una de las 23 locaciones geográficas proyectadas	500m ³	1,035,000
2	Vehículos comerciales con tanques para traslado de material		123,000
	Subtotal		1,158,000
	IGV (19%)		220,020
	TOTAL		1,378,020

c. Evaluación financiera

La decisión de la viabilidad financiera del proyecto se basa en el cálculo del Valor Actual Neto (VAN) del costo de inversión y la fuente de ingresos del proyecto. Para este análisis se ha tomado en cuenta un horizonte de 20 años, el cual es aproximadamente el tiempo de vida de la planta CHP. En la tabla N° 4.41 se muestra el costo de inversión y la ganancia esperada para el primer año de operación.

TABLA N°4.41: Costos de inversión e ingresos en un año

Descripción	Año 1 (U\$)
Costo de inversión inicial (año 0)	3' 272,793
Inversión en personal	75,000
Inversión en mantenimiento	15,000
Inversión en transporte	20,000
Ingresos	408,216
Ganancia en 1 año de operación	298,216

El costo de inversión total que involucra la construcción y equipamiento de ambas plantas CHP y CDA se estima en U\$ 3'272,793. En esta cantidad no se incluye el costo adicional por implementación de tanques descentralizados de almacenamiento de abono vegetal, debido a que se podría presentar una alternativa más económica a través de tratados comerciales con los propietarios de las tierras de cultivo cercanas a la zona de aplicación del proyecto.

De otro lado, se requieren 5 empleados para operar ambas plantas, lo cual resulta en una inversión en personal de U\$ 75,000 anual. El método de cálculo de la inversión en transporte se basa en el recorrido promedio que efectúan los camiones desde los centros de acopio de recurso biomásico hasta las instalaciones de la planta CDA. La inversión en transporte y mantenimiento podría ser mayor, sin embargo su variación no afectaría las conclusiones que se pretende mostrar. Los ingresos se basan en la venta de calor y electricidad al precio de 0.04U\$/kWh y 0.08U\$/kWh, respectivamente. Las incertidumbres alrededor de los precios de venta de energía considerados y su sensibilidad de beneficios serán analizadas seguidamente.

A pesar que los volúmenes de entrada en la planta CDA y salida en la planta CHP podrían permanecer constantes sobre todo el tiempo de análisis, la inversión y el flujo de ingresos están sujetos a variaciones en los precios. Para el propósito del cálculo del VAN, ambos términos se supondrán constantes e iguales a los precios fijados en el 2010, pero permitiendo incrementos reales, como particularmente el crecimiento en los salarios.

Considerando una tasa de descuento del 3%, y en las condiciones expuestas líneas arriba se calculo el VAN en un periodo de 20 años, cuyo resumen se muestra en la tabla N° 4.42, obteniéndose el valor de 1'163,908.043.

En este tiempo los precios de venta de calor y electricidad que podría manejar el sistema de cogeneración propuesto son desconocidos, debido principalmente a la falta de normativas regulatorias sobre fijación de tarifas en sistemas de cogeneración aislada. Sin

embargo, tomando como referencia el precio promedio de electricidad en el mercado regulado para el caso de empresas concesionarias de distribución que operan en zonas rurales medianamente alejadas de los centros de generación, cuyo valor a Mayo del 2010 fue de 0.11U\$/kWh (incluido IGV), el valor de 0.08U\$/kWh para efectos de cálculo del VAN resulta muy adecuado.

TABLA N°4.42: Resumen de cálculo VAN

periodo (año)	precio de calor (U\$/kWh)	precio de electricidad (U\$/kWh)	ganancia anual (U\$)
0			-3,272,793
1	0.04	0.08	298,216
2	0.04	0.08	298,216
3	0.04	0.08	298,216
4	0.04	0.08	298,216
5	0.04	0.08	298,216
6	0.04	0.08	298,216
7	0.04	0.08	298,216
8	0.04	0.08	298,216
9	0.04	0.08	298,216
10	0.04	0.08	298,216
11	0.04	0.08	298,216
12	0.04	0.08	298,216
13	0.04	0.08	298,216
14	0.04	0.08	298,216
15	0.04	0.08	298,216
16	0.04	0.08	298,216
17	0.04	0.08	298,216
18	0.04	0.08	298,216
19	0.04	0.08	298,216
20	0.04	0.08	298,216
tasa de descuento (%)			3
VAN (U\$)			1'163,908.043

Estimar los ingresos generados por la venta de calor es un poco más complejo. En los primeros años de operación el mercado disponible para este tipo de energía estará conformado por el centro médico-hospitalario y el hotel de turistas proyectados en la habilitación urbana (383kW). Sin embargo, debido al crecimiento del sector agroindustrial en un futuro cercano se prevé la construcción de varias plantas de procesamiento de alimentos cercanas a la zona de aplicación del proyecto, asegurando la operación a plena carga de la planta CHP (450kW). El precio de comercialización de calor estaría sujeto a las variaciones en el precio de combustibles que podrían sustituir este suministro, como GLP o petróleo. Cabe destacar que no es posible analizar la incidencia del gas natural

debido a que al momento no se cuenta con la infraestructura de distribución necesaria en el área de aplicación del proyecto.

De otro lado como se menciona anteriormente, el costo de inversión en transporte (combustible) hacia y desde la planta CDA se puede minimizar si se considera la ocurrencia de los siguientes eventos: Los agricultores de granjas cercanas a las instalaciones de la planta, pueden adquirir directamente el abono natural a un menor costo, evitando los costos asociados al traslado de material hacia sus locaciones y la construcción del tanque de almacenamiento respectivo. Así como también, algunas empresas industriales o de procesamiento de alimentos podrían hacer llegar sus residuos orgánicos a la planta a cambio de un incentivo económico promedio que sea menor que el costo de transporte proyectado. Ambas alternativas lograrían tanto el reducir el costo de inversión total del proyecto como el costo de operación anual destinado al transporte.

Ahora bien, durante el periodo de análisis de 20 años los precios de venta de calor y electricidad inicialmente proyectados para el pequeño sistema de cogeneración pueden sufrir variaciones repentinas, positivas o negativas, dependiendo del precio ofertado en el mercado regulado para los sistemas en baja tensión. En los últimos años se mantiene una tendencia al incremento tarifario en los sistemas interconectados con la finalidad de atraer mayores inversiones debido al déficit de generación, que origina restricciones en el servicio en algunos sectores del país. Por esta razón, el precio inicial propuesto de 0.08U\$/kWh, menor que el precio promedio actual de 0.11U\$/kWh, fácilmente podría elevarse hasta en un 30% y mantener todavía una diferencia aceptable que le permita ser considerada una alternativa de solución económica al problema de suministro energético. Más aun, si tenemos en cuenta que no será posible contar con el gas natural en zonas rurales similares a la locación del proyecto de aplicación, en por lo menos dentro de 5 años, el suministro de energía calorífica empleando el sistema de cogeneración será la mejor alternativa técnica y económica que puedan optar las instalaciones comerciales e industriales que se establezcan en las inmediaciones del proyecto. El precio proyectado de 0.040U\$/kWh es factible de incrementarse hasta en un 40%, manteniendo una ventaja económica considerable sobre el GLP, combustible comercial de menor precio, cuyo precio a Mayo del 2010 es de 0.065U\$/kWh.

Bajo las consideraciones expuestas en el párrafo anterior, se evaluó los VAN para diferentes escenarios de precios y tasas de descuento, cuyo resumen de cálculo se muestra en la tabla N° 4.43.

En el peor de los casos, manteniendo constantes los precios de electricidad en el mercado regulado y el precio del calor generado por el GLP se puede observar que en los escenarios 1, 2 y 3, considerados los más probables según la tendencia financiera a

nivel local y mundial, la inversión en el proyecto de cogeneración resulta rentable. Como está configurado el mercado, y a pesar de incrementar la tasa de descuento, en ningún escenario se obtendrían pérdidas, garantizándose siempre una ganancia que justifique la inversión inicial.

TABLA N°4.43: Resumen de cálculo VAN

Escenario	Tasa de descuento (%)	Precio de electricidad (U\$/kWh)		Precio de calor (U\$/kWh)		VAN (U\$)
		sistema aislado propuesto	mercado regulado sistema interconectado	sistema aislado propuesto	precio promedio empleando GLP	
1	3	0.0850	0.11	0.0450	0.065	1'675,440
2	3	0.0875	0.11	0.0475	0.065	1'931,206
3	3	0.0900	0.11	0.0500	0.065	2'186,972
4	5	0.0850	0.11	0.0450	0.065	872,126
5	5	0.0875	0.11	0.0475	0.065	1'086,370
6	5	0.0900	0.11	0.0500	0.065	1'300,614
7	7	0.0850	0.11	0.0450	0.065	250,766
8	7	0.0875	0.11	0.0475	0.065	432,893
9	7	0.0900	0.11	0.0500	0.065	615,020

Es posible obtener una ganancia igual o mayor al doble del costo de inversión inicial, para esto el sistema de cogeneración debe comercializar su energía producida en escenarios donde el precio de electricidad y calor sean superiores a 0.095U\$/kWh y 0.070U\$/kWh, respectivamente; y además esperar que los precios en el mercado regulado de electricidad y combustibles mantengan esa tendencia creciente predominantes en los últimos años. Esto último, no solo contribuye a que la implementación del proyecto de cogeneración propuesto en el trabajo sea económicamente factible, sino también atraerá la atención de los inversionistas hacia el desarrollo de proyectos basados en generación descentralizada con fuentes de energía locales que resuelva limpia y eficientemente el problema de suministro energético en las zonas que aun no cuentan con el servicio, y a la vez pueda contribuir a resolver el problema de déficit de generación en los sistemas interconectados integrándose a los sistemas de distribución en baja tensión.

CONCLUSIONES

1. Los problemas y limitaciones actuales de los sistemas eléctricos de potencia interconectados, como las elevadas pérdidas de potencia eléctrica en la infraestructura de transmisión y distribución, disminución en la calidad del servicio conforme el sistema se expande y se hace más robusto, los elevados costos asociados con la expansión tradicional del sistema en base a construcción de líneas de transmisión en alta tensión, los constantes eventos de contingencia que derivan en indeseados fuera de servicio de aéreas operativas, y sobre todo la discriminación indirecta que ejerce la topología del sistema eléctrico al privar del servicio a casi la mitad de la población mundial, seguirán prevaleciendo sino se cambia la filosofía de la industria eléctrica.
2. Ante la disminución de las reservas probadas de gas natural en nuestro país, que adicionado a la rápida y no sostenida expansión de la economía del gas natural cuyo consumo centralizado en lima pareciera quitar oportunidad de participación al resto de ciudades del país, que al momento no cuenta con la infraestructura de distribución necesaria para acercar este beneficio a sus comunidades, se hace necesaria la búsqueda y experimentación de otras fuentes de energía. De otro lado, el descarte de proyectos de hidroeléctricos en zonas de la amazonia, que a pesar de tener un enorme potencial hidráulico, debido a políticas medioambientales nacionales que se fundamentan en el impacto negativo que deriva su construcción y operación. La característica inestable de las fuentes de energía eólica y solar, que dependen mucho de factores externos como el tiempo, la estación y ubicación geográfica, se constituye en una gran limitante para el desarrollo y éxito de proyectos basados en esta tecnología. Sobre todo en un país como el nuestro que debido a la gran demanda de potencia requiere de suministros permanentes y confiables en todo el tiempo.
3. El Perú no es ajeno a las consecuencias del calentamiento global, que entre otras áreas, afectan directamente a los glaciales serranos con la consiguiente disminución de las reservas de agua y la escases de lluvias propiciadas por el cambio climático. Es decir no se disponible de un adecuado nivel de agua que pueda satisfacer todos los tipos de demanda actuales. Sin agua las hidroeléctricas no operan, dando lugar a la puesta en servicio de las centrales térmicas, que dependiendo del combustible quemado

contribuyen no solo a elevar las tarifas del servicio eléctrico, sino también el nivel de emisiones contaminantes. Por esta razón es necesario introducir tecnologías alternativas modernas de generación eléctrica, que tengan un impacto mínimo sobre el medioambiente y la calidad de vida de las personas.

4. El Perú es un país privilegiado con la presencia de recurso biomásico, gracias a la ubicación geográfica y el tipo actividades económicas y productivas en desarrollo. Existe un enorme potencial biomásico que diariamente se desperdicia debido al desconocimiento de parte de los usuarios y el poco interés mostrado por los agentes de gobierno en fomentar y organizar programas de gestión de residuos. A diferencia de otros tipos de energía renovable, como la eólica y solar, la biomasa es un recurso permanente y abundante en todo el país. Si se cuenta con la tecnología necesaria, este recurso puede ser aprovechado directamente en el lugar donde se requiera generando algún tipo de energía. Esta característica innata descentralizada puede ayudar a solucionar los problemas de fuera de alcance de los sistemas eléctricos actuales, con ayuda de procesos y metodología adecuados.

5. El esquema de generación distribuida aislada otorga una nueva oportunidad a las fuentes de energías renovables locales. Las comunidades alejadas que todavía no disponen del servicio eléctrico pueden autosatisfacer sus necesidades empleando esta filosofía de generación y distribución de electricidad en sitio. La conformación de pequeños y medianos sistemas eléctricos aislados trae consigo muchos beneficios económicos y sociales como la reducción de los costos asociados al desarrollo de proyectos de electrificación, al prescindir de toda la infraestructura de los sistemas de transmisión, sub-transmisión y distribución primaria, contribuye a la expansión de la frontera eléctrica mejorando la calidad de vida de las personas quienes pueden acceder a otros servicios complementarios como comunicaciones, tecnologías de salud, infraestructura educativa moderna, que operan con la electricidad. Una sociedad justa es aquella donde todos tengamos las mismas oportunidades, he aquí el lado social del esquema distribuido, facilitando el acceso a quienes menos tienen pero que merecen lo mismo que todos nosotros.

6. Las tecnologías basadas en sistemas combinados de calor y potencia (CHP), o también denominado cogeneración, ofrecen la mayor alternativa de aprovechamiento energético del recurso biomásico. La energía generada puede ser aprovechada casi en su totalidad recuperando el calor en forma de vapor o agua caliente que se produce al generar electricidad en estos equipos. Actualmente, existen instalaciones industriales, comerciales e institucionales que requieren, adicionalmente al suministro eléctrico, una fuente de energía térmica para el desarrollo de sus operaciones diarias ya sean

productivas o de servicios. Si a esto le agregamos el desarrollo sostenido y el buen nivel de penetración en zonas rurales de proyectos agroindustriales y ganaderos dedicados a exportación, que requieren de calor en sus instalaciones y que muchas veces tienen que invertir en tecnología y combustible adicionales para suplir estas necesidades. Los proyectos energéticos de cogeneración se erigen como la solución técnica y económicamente idónea, beneficiándose tanto los usuarios comerciales y residenciales, al obtener un suministro de energía térmica a menor costo y menores tarifas de electricidad en un ambiente de máxima eficiencia, respectivamente.

7. La presencia de cargas térmicas garantiza y justifica la implementación de cualquier proyecto de cogeneración. Por esta razón, resulta imprescindible incluir dentro del proyecto instalaciones que requieran de un suministro térmico permanente y continuo. No necesariamente manteniendo la misma intensidad de demanda durante todo el día, dado que esto último es posible de manejar debido a la característica fluctuante de la curva de duración de carga eléctrica, similar al de una carga térmica, con picos relativos y mayores en el transcurso de la mañana. Se recomienda efectuar estudios de factibilidad en zonas aledañas a hospitales, hoteles, pequeños y medianos centros industriales.

8. En estos últimos tiempos, donde las personas alrededor del mundo han empezado a tomar conciencia de las terribles consecuencias irreparables que genera el cambio climático propiciado por los incrementos en el nivel de contaminación, y las políticas medioambientales y gubernamentales se hacen cada vez más rigurosas al momento de aprobar proyectos de generación eléctrica basado en combustibles fósiles e hidráulicos, los sistemas modulares de celdas de combustible surgen como la mejor alternativa de solución en el corto plazo. El nivel nulo de emisión en todo el proceso de generación energética (electricidad y calor), la posibilidad de operar con energías renovables (biocombustibles), la facilidad de transporte, la simplicidad de instalación y mantenimiento, aseguran un futuro satisfactorio y ambientalmente amigable en la industria de generación eléctrica, tan necesitada de cambios y aceptación .

9. Resulta necesario introducir la tecnología de celdas de combustible en la industria de generación eléctrica peruana, sobretodo destinado al servicio público de electricidad. Esta tecnología, conjuntamente con el esquema de generación distribuida y el gas natural, viene obteniendo excelentes resultados en proyectos energéticos piloto destinados a satisfacer las necesidades de instalaciones particulares de la industria, comercio e institucionales en el mundo. La reciente fabricación y comercialización de sistemas modulares de celdas de combustibles capaces de reformar internamente combustibles gaseosos y líquidos derivados de la biomasa, la convierten en el mejor aliado del sistema de generación distribuida aislada con fuentes de energía renovable

descentralizada que se pretende introducir con la exposición del presente proyecto de tesis.

10. La aparición de nuevas tecnologías han hecho posible el desarrollo de procesos más eficientes y menos contaminantes para aprovechar la energía contenida en la biomasa. Es posible obtener combustibles gaseosos y líquidos derivados con una gran facilidad de transporte y almacenamiento, cualidades que contribuyen a difundir y expandir el empleo de este recurso renovables muchas veces postergado. Dependiendo del tipo de tecnología y procesos involucrados, se puede obtener un combustible de buena calidad, de similares características e incluso de poderes caloríficos superiores a los típicos combustibles fósiles. Con todas estas ventajas, en un futuro no muy lejano los biocombustibles ocuparían el lugar de preferencia, desplazando a los tradicionales fósiles no solo en la generación eléctrica sino también en la industria automotriz.

11. Si bien es cierto que el hidrogeno necesario para alimentar las celdas de combustible se puede obtener de cualquier tipo de combustible mediante un proceso químico de reformación, que se realiza en el modulo de reformación de combustible del sistema modular de celdas de combustible (SMCC), el emplear derivados de la biomasa trae beneficios excepcionales. Procesos físico-químicos de menores etapas, mas rápidos, ligeros y con un nivel menor de emisiones contaminantes resultan de reformar biogás, gas de síntesis y bioetanol.

12. El SMCC puede operar de tres maneras: interconectado a la red de baja tensión del concesionario de distribución local, alimentando a una instalación particular de manera aislada, o simultáneamente en ambas configuraciones anteriores. Cada forma de operación requiere de diferentes esquemas eléctricos de interconexión y necesidades de protección. En el caso particular del proyecto aplicativo, El SMCC operara de forma aislada alimentado unidades de vivienda y cargas especiales de una habilitación urbana. Si bien es cierto que el fabricante provee manuales técnicos con los procedimientos de instalación según el tipo de interconexión, estas recomendaciones están enmarcadas en estándares y normas técnicas que rigen en el país donde se construyo el equipo. Por seguridad y para evitar incompatibilidades con el sistema eléctrico de la región donde se va instalar, se debe utilizar la recomendaciones técnicas de la normatividad vigente en la región; tal y como se hizo en el proyecto, al emplearse las normas del Código Nacional de Electricidad Utilización (CNE-2006).

BIBLIOGRAFIA

1. European Commission (EC), "European Smartgrids Technology Platform", EC - Bélgica, 2009.
2. European Commission (EC), "World Energy, Technology and Climate Policy Outlook 2030", EC - Bélgica, 2009.
3. Olga Vinogradova, "La Crisis Energética Mundial", Colegio Nacional de Buenos Aires – Argentina, 2008.
4. Juan Ezequiel Domínguez, "La Crisis Energética y la Humanidad", Escuela Normal Superior en Lenguas Vivas – Argentina, 2008.
5. Roberto Cunningham, "La Energía, Historia de sus Fuentes y Transformación", Revista Petrotecnia – México, 2003.
6. Alfredo Jalife-Rahme, "Los Países Mienten Sobre Las Reservas de Petróleo", Diario El Clarín – Argentina, 2005.
7. Gustavo Vargas, "Calentamiento Global de la Tierra: Un ejercicio Econométrico", Revista Momento Económico – México, 2003.
8. Oficina General de Planeamiento y Presupuesto, "Balance Nacional de Energía", Ministerio de Energía y Minas - Perú, 2008.
9. Comisión para la Cooperación Ambiental (CCA), " Fomento de los Mercados Eléctricos de Electricidad Renovable en América del Norte: Resumen Ejecutivo", CCA - Canadá, 2007.
10. United Nations Development Programme (UNDP), "World Energy Assessment, Energy and the Challenge of Sustainability", UNDP, 2009.
11. José Santamaria Flórez, "Las Energías Renovables son el Futuro", Revista World Watch – España, 2004.
12. Oficina Regional para Centroamérica de Biomass Users Network (BUN-CA), "Manuales sobre Energías Renovables", BUN-Centro América - Costa Rica, 2002.
13. International Energy Agency (IEA), "Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets", IEA, 2002.
14. Copper Development Association (CDA), "Power Quality and Utilization Guide: Distributed Generation and Renewable", CDA, 2008.

15. Ernesto Cardona, "Cogeneration: a Regulatory Framework Toward Growth", Energy Policy Report - France , 2005
16. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), "Catalogue of CHP Technologies", EPA - United States of America, 2008.
17. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), "Biomass Combined Heat and Power Catalog of Technologies", EPA - United States of America, 2008.
18. Martin Pehnt, "Fuel Cells for Distributed Power: Benefits, Barriers and Perspectives", Wuppertal Institute – Germany, 2007.
19. Sossina Haile, "Fuel Cell Materials and Components", California Institute of Technology – United States of America, 2003.
20. Energy Center of Wisconsin, "Fuel Cells for Distributed Generation", Energy Center of Wisconsin – United States of America, 2000.
21. A.Siddle, K.D. Pointon, R.W. Judd and S.L. Jones, "Fuel Processing for Fuel Cells – A Status Review and Assessment of Prospects", DTI Sustainable Energy Programmes – United Kingdom, 2003.
22. Energy and Environmental Analysis, Inc., and ICF Company, "Technology Characterization. Fuel Cells", Environmental Protection Agency (EPA) - United States of America, 2008.
23. U.S. Department of Energy, "Fuel Cell Handbook (Seventh Edition)", U.S. Department of Energy – United States of America, 2004.
24. José Linares, Beatriz Moratilla, "El Hidrogeno y la Energía", Universidad Pontificia Comillas – España, 2007.
25. José Iturbe García, "El Hidrogeno: Sustituto de los Combustibles Fósiles", Revista Contacto Nuclear – México, 2007.
26. European Environment Agency (EEA), "How Much Bioenergy Can Europe Produce Without Harming the Environment ", EEA, 2006.
27. Thomas A. Milne, Carolyn C. Elam and Robert J. Evans, "Hydrogen from Biomass: State of the Art and Research Challenges", National Renewable Energy Laboratory (NREL) – United States of America, 2004.
28. Thomas J. Giligan, "Biomass/Biowaste Fed Fuel Cells", Ohio Biomass Energy Program – United States of America, 2004.
29. Mark Jan Prins, "Thermodynamic Analysis of Biomass Gasification and Torrefaction", Eindhoven University – The Netherlands, 2005.
30. Sangeta Chopra and Anil Kr Jain, "A Review of Fixed Bed Gasification Systems for Biomass", School of Energy Studies for Agriculture – India, 2007.
31. H. Hofbauer and R. Rauch, "Hydrogen-Rich Gas from Biomass Steam Gasification", Institute of Chemical Engineering – Austria, 2001.

32. Wade A. Amos, "Analysis of Two Biomass Gasification/Fuel Cell Scenarios for Small-Scale Power Generation", National Renewable Energy Laboratory – United States of America, 1998.
33. Hubert E. Stassen, "Small-Scale Biomass Gasifiers for Heat and Power: A Global Review", World Bank Technical Paper – United States of America, 1995.
34. N.J. Themelis, "Anaerobic Digestion of Biodegradable Organics in Municipal Solid Wastes", Columbia University – United States of America, 2002.
35. Leonor Carrillo, "Microbiología Agrícola, Capítulo 5: Rumen y Biogás", Publicación Independiente- España, 2003.
36. Dennis A. Burke, "Dairy Waste Anaerobic Digestion Handbook", Environmental Energy Company (EEC) – United States of America, 2001.
37. Charles H. Nakagawa, "Chinese Biogas Digester", Peace Corps: Information Collection & Exchange – United States of America, 1985.
38. Fabien Monnet, "An Introduction to Anaerobic Digestion of Organic Wastes", Remade Scotland Final Report – United Kingdom, 2003.
39. Jeffrey Bentley and Robert Derby, "Ethanol & Fuel Cells: Converging Paths of Opportunity", Renewable Fuels Association – United States of America, 2004.
40. José Núñez y Pablo García, "Biocombustibles: Bioetanol y Biodiesel", Universidad de Santiago de Compostela – España, 2006.
41. Drew J. Braden, "Fuel Cell Grade Hydrogen Production from the Steam Reforming of Bio-Ethanol Over Co-based Catalysts: An Investigation of Reaction Networks and Active Sites", The Ohio State University – United States of America, 2005.
42. Arturo Vizcaino, "Producción de Hidrogeno por Reformado de Etanol con Vapor Empleando Catalizadores de Cu-Ni Soportados", Universidad Rey Juan Carlos – España, 2007.
43. Energy Research and Development Authority, "Feasibility of Fuel Cells for Energy Conversion on the Dairy Farm", Energy Research and Development Authority – United States of America, 2003.
44. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), "CHP Project Development Handbook", EPA – United States of America, 2005.
45. Action Energy Program from Carbon Trust Company (AEP), "Combined heat and power for buildings: Selection, installing and operating CHP in buildings", AEP - United Kingdom – 2004.
46. Midwest CHP Application Center, "Combined Heat & Power (CHP) Resource Guide for Hospital Applications", Midwest CHP Application Center - United States of America, 2007.
47. U.S. Environmental Protection Agency (EPA), "CHP in the Hotel and Casino Market Sectors", EPA – United States of America, 2005.

48. Günter R. Simader, Robert Krawinkler, Georg Trnka, "Micro CHP Systems: State of the Art", Austrian Energy Agency – Austria, 2006.
49. Fondo para la Reconstrucción Integral de las Zonas del Sur (FORSUR), "Plan de Desarrollo Urbano de la Ciudad de Pisco", FORSUR- Perú, 2008.
50. Dirección General de Electricidad (DGE), "Calificación Eléctrica para la Elaboración de Proyectos de Subsistemas de Distribución Secundaria", Ministerio de Energía y Minas – Perú, 2004.
51. Dirección General de Programación Multianual del Sector Público, "Perfil de Electrificación Rural", Ministerio de Economía y Finanzas – Perú, 2006.
52. Trama Tecno Ambiental Ingenieros Consultores, "Guía de Evaluación de Proyectos de Electrificación Rural", Ministerio de Energía y Minas - Perú, 2006.
53. Rikke Lybaek, "Guideline for Implementing Co-generation Based on Biomass Waste from Thai Industries", University of Roskilde – Denmark, 2004.
54. Fuel Cell Energy Company, "Direct Fuel Cell Power Plant: Applications Guide", Fuel Cell Energy Company – United States of America, 2008.
55. British Biogen Company, "Anaerobic Digestion of Farm and Food Processing Residues: Good Practices Guidelines", British Biogen Company – United Kingdom, 2004.
56. U.S. Department of Agriculture, "Biomass-Fired District Energy for Santa Fe, New Mexico: Fuel Study", U.S. Department of Agriculture – United States of America, 2004.
57. Soledad Garcia, "Farm Scale Anaerobic Digestion Integrated in a Organic Farming System", JTI-Swedish Institute of Agricultural and Environmental Engineering – Sweden, 2003.
58. Teodorita Al Seadi, "Danish Centralized Biogas Plants- Plant Descriptions", Bioenergy Department, University of Southern Denmark – Denmark, 2000.
59. Carl Nelson and John Lamb, "Final Report: Haubenschild Farms Anaerobic Digester", The Minnesota Project Company – United States of America, 2002.
60. The Public Utility Commission of Texas, "Distributed Generation Interconnection Manual", The Public Utility Commission of Texas – United States of America, 2002.
61. National Renewable Energy Laboratory (NREL), "Residential Fuel Cell Demonstration Handbook", NREL – United States of America, 2002.
62. National Renewable Energy Laboratory (NREL), "Interconnecting Testing and Applications", NREL – United States of America , 2004.
63. Martin Geidl, "Protection of Power Systems with Distributed Generation. State of the Art", Swiss Federal Institute of Technology – Sweden, 2005.
64. Dirección General de Electricidad (DGE), "Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento", Ministerio de Energía y Minas – Perú, Actualizado a Marzo del 2009.

65. Dirección General de Electricidad (DGE), “Código Nacional de Electricidad- Utilización 2006”, Ministerio de Energía y Minas – Perú, 2006.
66. Dirección General de Electricidad (DGE), “Bases para el Diseño de Líneas y Redes Secundarias con Conductores Autoportantes para Electrificación Rural”, Ministerio de Energía y Minas – Perú, 2003.
67. Dirección General de Electricidad (DGE), “Conexiones Eléctricas en Baja Tensión en Zonas de Concesión de Distribución”, Ministerio de Energía y Minas – Perú, 2004.
68. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (OSINERGMIN), “Proceso de Determinación de los Costos de Conexión a la Red de Distribución Eléctrica correspondiente a la Fijación del Periodo 2007-2011”, OSINERGMIN – Perú, 2007.
69. Dirección General de Electricidad (DGE), “Símbolos Gráficos en Electricidad, Parte I: Símbolos Gráficos para Diagramas y Planos”, Ministerio de Energía y Minas – Perú, 2004.
70. Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales – Instituto Nacional de Defensa de la Competencia Intelectual (INDECOPI), “Norma Técnica Peruana NTP 370.053: Seguridad Eléctrica”, INDECOPI- Perú, 1999
71. Low Voltage Products, Automation Technologies Division, ABB, “NH- Interruptor Seccionador- Fusible Catalogue”, ABB- Sweden, 2003.
72. WEG Equipamientos Eléctricos S.A., División Internacional, “Especificaciones Técnicas de Fusibles NH”, WEG- Brazil, 2009.
73. General Electric Consumer & Industrial: Power Protection, “Catalogo de Productos de Distribución de la Energía”, General Electric- España, 2007.
74. Lovato Electric S.P.A., “Catalogo de Instrumentos Digitales de Medida y Transformadores de corriente”, Lovato Electric – Italia, 2009.