



GACETA OFICIAL

DIGITAL

Año

Panamá, R. de Panamá miércoles 08 de mayo de 2024

N° 30026-A

CONTENIDO

AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN N° 19095-Elec-TOMO III
(De lunes 08 de abril de 2024)

POR LA CUAL SE APRUEBA LA CELEBRACIÓN DE LA CONSULTA PÚBLICA NO. 006-24-ELEC PARA CONSIDERAR LA PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL CORRESPONDIENTE AL PERIODO 2023-2037 (PESIN-2023), PRESENTADA POR LA EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S.A. (ETESA).



Gaceta Oficial Digital

Para verificar la autenticidad de una representación impresa del mismo, ingrese el código **GO663BB81456B9C** en el sitio web www.gacetaoficial.gob.pa/validar-gaceta

República de Panamá
AUTORIDAD NACIONAL DE LOS SERVICIOS PÚBLICOS

Resolución AN No. 19095-Elec

Panamá, 8 de abril de 2024

Por la cual se aprueba la celebración de la Consulta Pública No.006-24-Elec, para considerara la propuesta del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional correspondiente al periodo 2023-2037 (PESIN 2023), presentada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

TOMO III
401-600



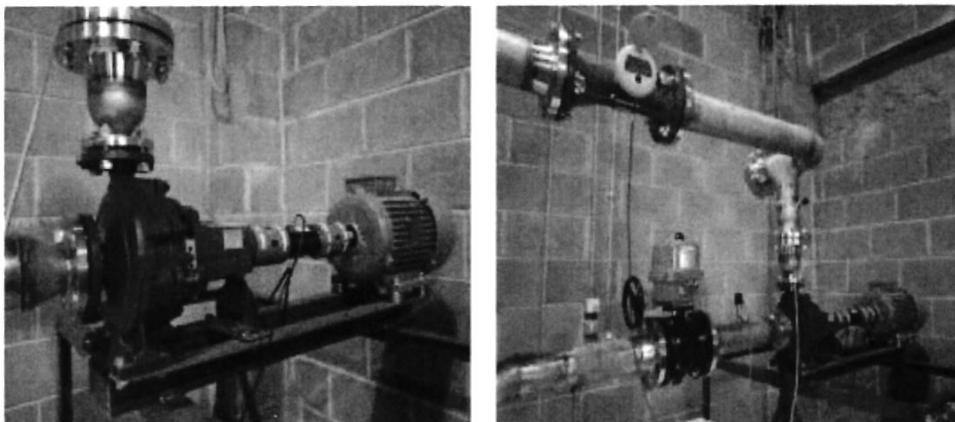


Bombas como turbinas

Las bombas como turbinas (PAT) son bombas hidráulicas que funcionan en modo inverso como turbinas, por lo que producen energía en lugar de consumirla mediante un motor de inducción conectado que funciona como generador. En la Figura 5 se muestra un PAT centrífugo estándar vinculado a un medidor de par y un

generador de inducción. Las bombas hidráulicas se fabrican en masa a nivel mundial y las principales ventajas de su aplicación como turbinas incluyen dimensiones compactas, tiempo de entrega corto, fácil mantenimiento y disponibilidad de repuestos, y costos de instalación reducidos (Kougias, 2019).

Figura 5: Vista de la turbina ensamblada, medidor de torque en línea y generador de inducción



Referencia: (Kougias, 2019)

Handwritten signature or mark





Termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas involucran el aprovechamiento de la energía térmica producto de la combustión de una fuente de energía o insumo para la generación de energía eléctrica. La gran mayoría de las fuentes de energía usadas son de origen fósil, aunque recientemente se ha estado incursionando en el uso de desechos de materias orgánicas. En centrales de carbón, el contenido energético de diferentes fuentes de carbón es aprovechado en las calderas para producir vapor y utilizar el ciclo termodinámico Rankine y sus variantes para impulsar una turbina de vapor. El más reciente es la turba: tiene un porcentaje alto de humedad (hasta 90%), bajo poder calorífico (menos de 2000 kcal/kg) y poco carbono (menos de un 50%). Se debe secar antes de su uso. Se encuentra en zonas pantanosas. Centrales termoeléctricas que operan con motores de combustión interna usan productos derivados del petróleo. En general, los motores diésel utilizan un destilado ligero del petróleo denominado diésel (Fuel oil No. 2); por otra parte, los modelos más recientes pueden quemar diferentes combustibles como el gas natural, gas asociado a petróleo crudo, combustibles vegetales, emulsiones de residuos pesados y Búnker C (fuel oil No. 6). Otro producto comúnmente

utilizado en la producción de energía eléctrica es el gas natural, igual que el carbón y el crudo, yacimientos de gas natural son encontrados en grandes cantidades debajo de la corteza terrestre y son el resultado de la descomposición de animales y plantas de hace millones de años atrás, sometidos a altas presiones y temperaturas. Además de su presencia en yacimientos fósiles, el gas natural puede obtenerse a partir de la descomposición de los restos orgánicos. Este proceso es promovido en plantas de tratamiento especializadas que producen el denominado biogás. Centrales que aprovechan este recurso utilizan turbinas de gas con el ciclo termodinámico Brayton. Por último, la biomasa consiste en la combustión de desechos orgánicos tales como cañas de azúcar, madera, bambú, cáscaras de arroz, tusa de mazorca de maíz, algas, aserrín, hojas y ramas de árboles, desechos de animales de granja. En otros casos, se almacenan los desechos para producir biogás, el cual es un gas combustible que se genera en medios naturales o en dispositivos específicos, por las reacciones de biodegradación de la materia orgánica, mediante la acción de microorganismos y otros factores, en ausencia de oxígeno (esto es, en un ambiente anaeróbico).



A





Nucleares

Una central nuclear es una central termoeléctrica en la que actúa como caldera un reactor nuclear. La energía térmica se origina por las reacciones nucleares de fisión en el combustible nuclear formado por un compuesto de uranio (Nuclenor, 2007). La fisión es una reacción nuclear que se lleva a cabo en los núcleos atómicos de los elementos químicos y consiste en la separación de núcleos pesados en unos más pequeños.

Reacciones de este tipo liberan grandes cantidades de energía en forma de calor y radiación, por lo que la materia que se encuentre alrededor del espacio en donde se produce la fisión se calentará.

El combustible nuclear se encuentra en el interior de una vasija herméticamente cerrada, junto con un sistema de control de la reacción nuclear y un fluido refrigerante constituyendo lo que se llama un reactor nuclear. El calor generado en el combustible del reactor y transmitido después a un refrigerante se emplea para producir vapor de agua, que acciona el conjunto turbina-alternador, generando la energía eléctrica.

La central se ha realizado con un diseño específico que prevé estructuras civiles adecuadas, sistemas duplicados que responden al fallo previsto de uno de ellos y coeficientes de sobredimensionamiento para resistir el sismo máximo esperable, proteger contra las radiaciones ionizantes, prevenir los accidentes posibles y mitigar sus consecuencias. Por este motivo, los edificios de una central nuclear en comparación con una convencional de similar potencia son mucho más robustos y más grandes para alojar los sistemas redundantes instalados (Nuclenor, 2007).

Los elementos de una central nuclear son: el circuito primario donde se produce la reacción nuclear, el circuito secundario para la generación de electricidad, el sistema de refrigeración y el sistema de seguridad. El circuito primario contiene el reactor nuclear, el combustible fisible (uranio 235 o el plutonio 239), las barras de control que ayudan a acelerar o frenar las reacciones en cadena de liberación de neutrones; todos estos elementos se albergan dentro de una estructura de contención hecha de hormigón designada para

A





impedir que la radiactividad sea liberada al ambiente.

En un reactor nuclear, cuando un neutrón libre es bombardeado hacia las barras de combustible, el núcleo lo absorbe y se produce una versión inestable del átomo; posteriormente se lleva a cabo la separación de núcleo en varios fragmentos, que a su vez chocan con átomos vecinos y producen una reacción en cadena.

La energía liberada en forma de calor gracias a este proceso es utilizada para la producción de vapor, y dicho vapor es usado de igual manera que en un ciclo termodinámico de centrales termoeléctricas.

Existen distintas configuraciones de reactores: de agua presurizada, de agua hirviendo, de agua pesada y grafito-gas. Estos diseños utilizan agua (ya sea de río o de mar) como medio de enfriamiento; sin embargo, el aprovechamiento de la propiedad intensiva del agua varía a cada caso. Reactor de agua presurizada (PWR): El combustible se encuentra dentro de un recipiente con agua, y las altas presiones dentro del reactor impiden que el agua se convierta en vapor pero que sí aumente su temperatura. La energía contenida en el agua a altas temperaturas es

transferida en forma de calor al circuito de agua, el cual cambia de fase de líquido a vapor y es usado para impulsar las turbinas. Reactor de agua hirviendo (AWR): El arreglo es similar al del reactor de agua presurizada, excepto que la presión del reactor es menor; por consiguiente, se le permite al agua cambiar de fase líquida a vapor, el cual es utilizada directamente para impulsar las turbinas. Reactor de agua pesada (HWR): este tipo de arreglo permite utilizar como combustible el uranio natural sin necesidad de enriquecimiento, ofreciendo así un grado de dependencia energética. Aunque requiere la necesidad de instalaciones de producción de agua pesada (D2O).

Reactor de Grafito-Gas: este tipo de reactores usan grafito como moderador y CO2 como refrigerante. Mientras que los primeros reactores de este tipo emplearon uranio natural en forma metálica, los actuales denominados avanzados de gas (AGR) utilizan óxido de uranio enriquecido. La gran ventaja de las centrales nucleares es que debido a la gran cantidad de energía que producen, éstas son utilizadas como centrales base para suplir la demanda del sistema; además, no producen

A





emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente ya que el combustible utilizado no es de origen fósil. A pesar de ello, tiene la gran desventaja de producir grandes cantidades de residuos radiactivos nocivos para la salud y, por consiguiente, su manejo y descarte es muy delicado. Otra gran

preocupación que surge con la dependencia de centrales nucleares es la posible pérdida del refrigerante, el cual conllevaría a que el reactor se funda y la radiación contenida en él se libere hacia el ambiente. En la Figura 6, Figura 7 y la Figura 8 muestran los ciclos de operación de centrales nucleares.



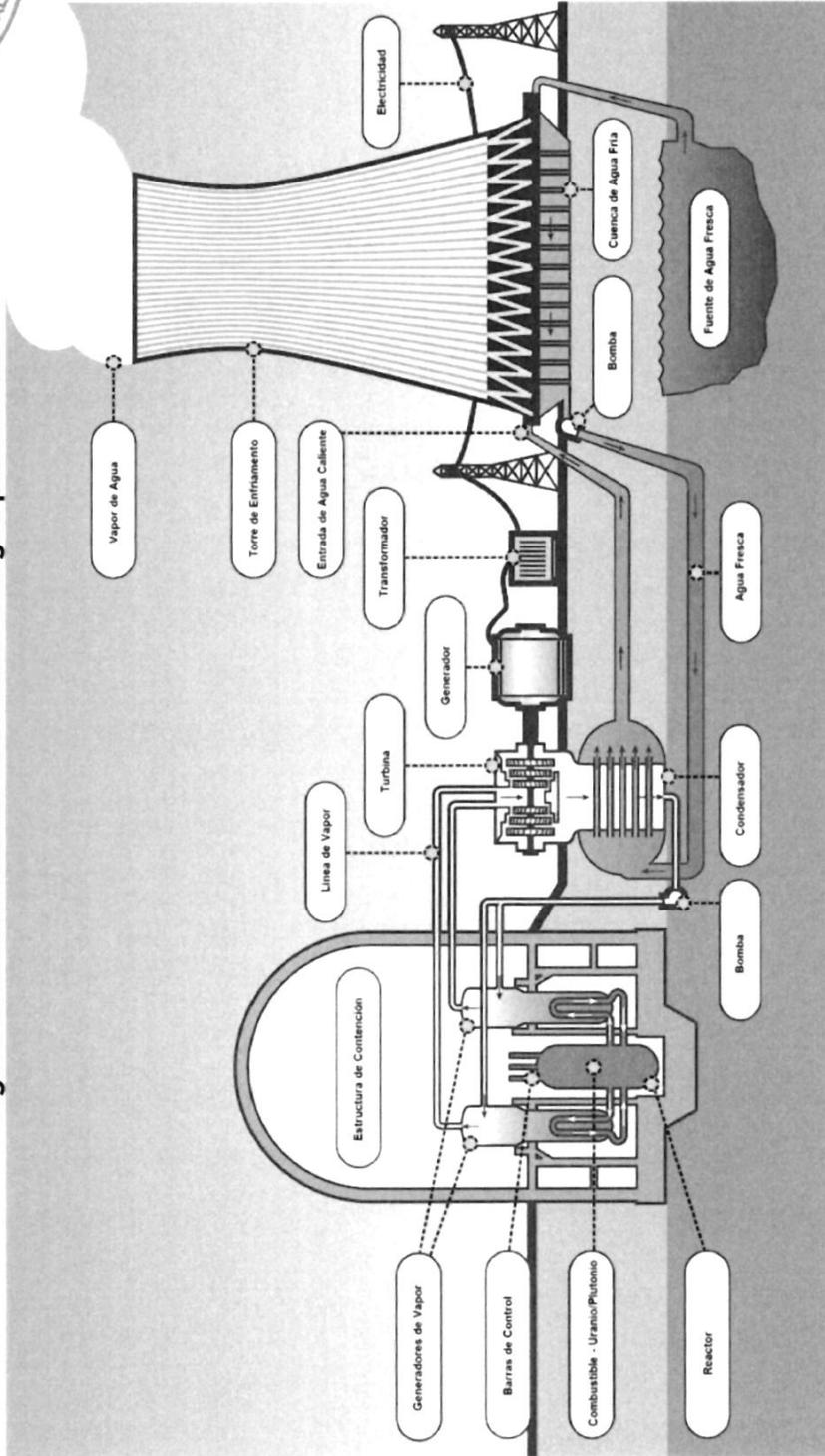
10	<p align="center">Tomo II - Plan Indicativo de Generación Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2023 - 2037</p>
----	--

B





Figura 6: Central nuclear con reactor de agua presurizada



Referencia: (Nuclear Power, 2014).

8

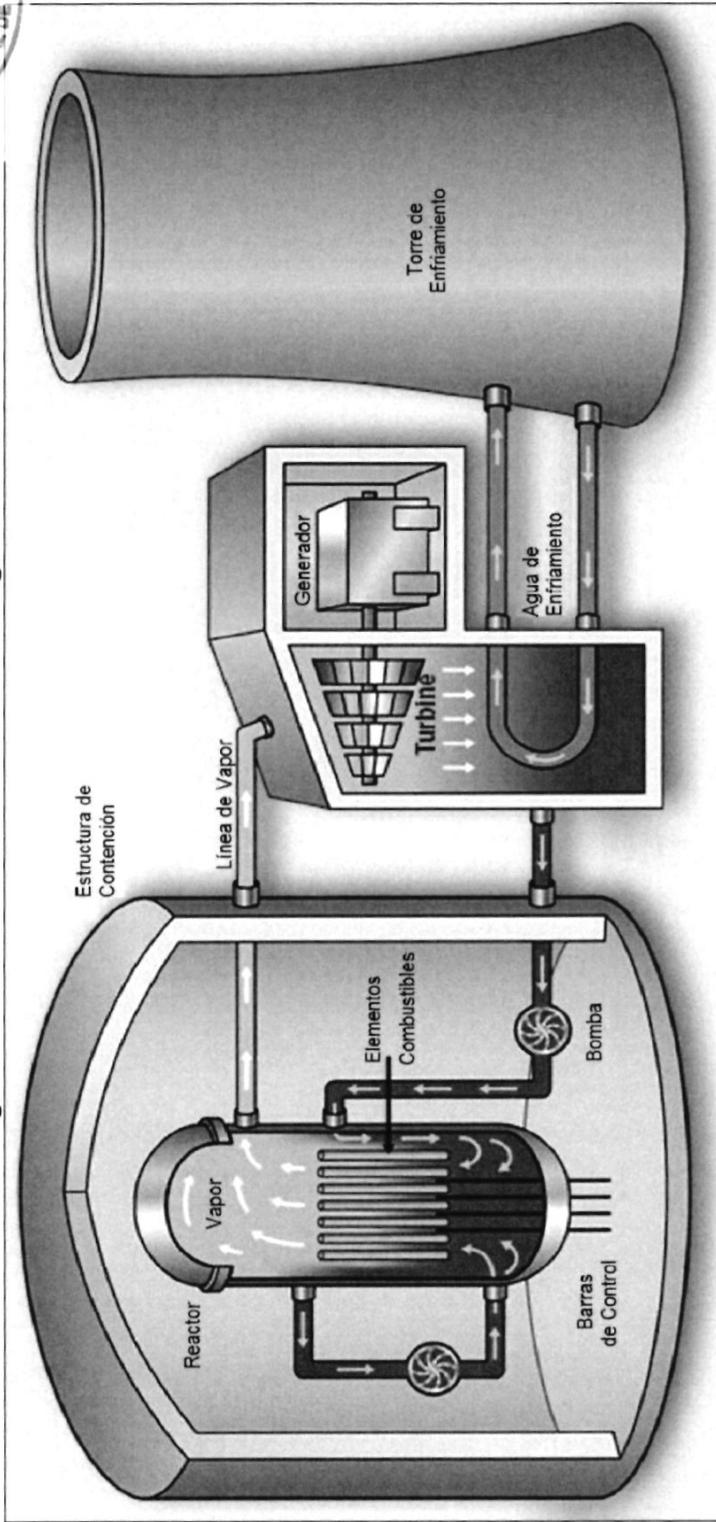




407



Figura 7: Central nuclear con reactor de agua hirviendo



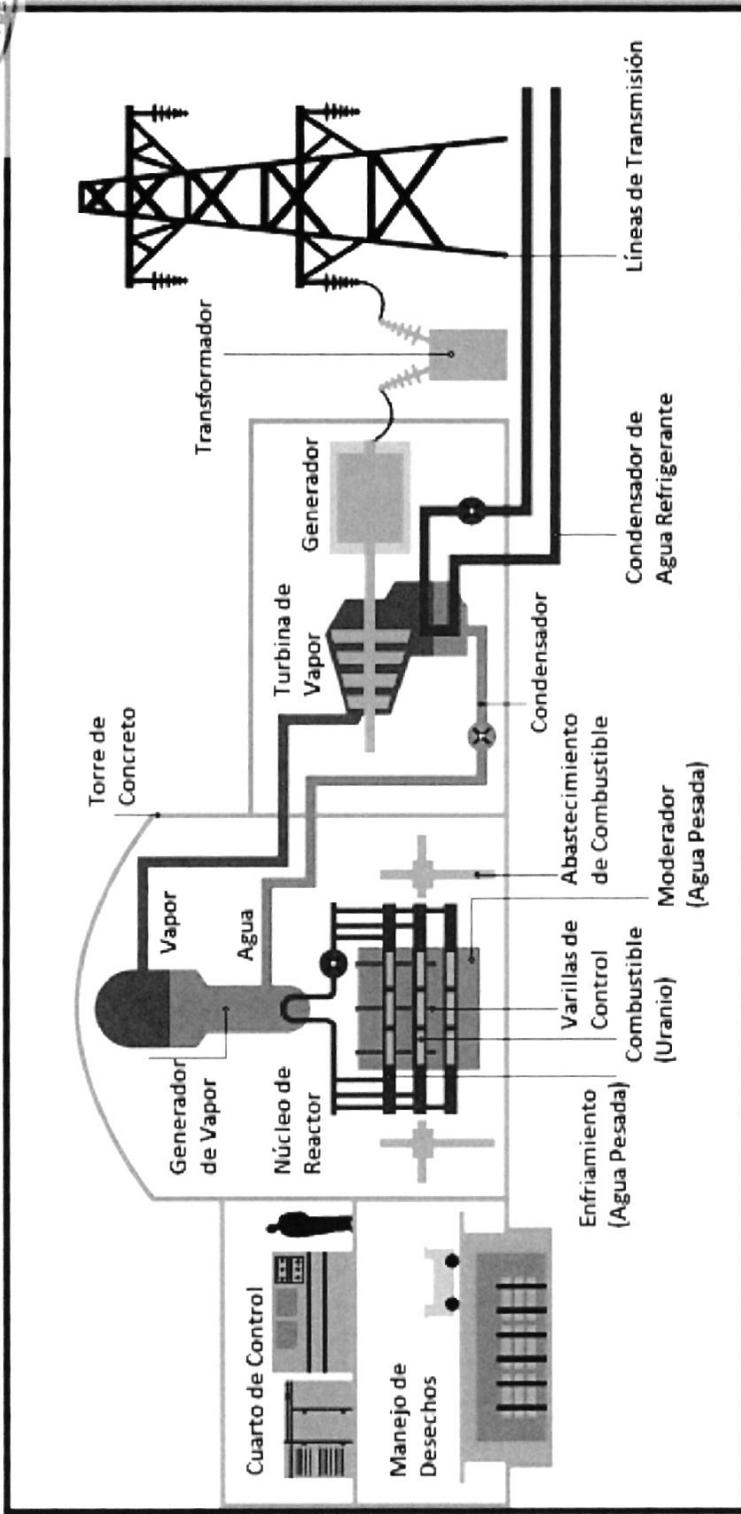
Referencia: (Nuclear Power, 2014).

RA





Figura 8: Central nuclear con reactor de agua pesada



Referencia: (Reactor Heavy Water, 2016).





Solares

El término energía solar se refiere al aprovechamiento de la energía que proviene del Sol. Se trata de un tipo de energía renovable. La energía contenida en el Sol es tan abundante que se considera inagotable. El Sol lleva 5 mil millones de años emitiendo radiación solar y se calcula que todavía no ha llegado al 50% de su existencia.

La energía solar, además de ser inagotable es abundante: la cantidad de energía que el Sol vierte diariamente sobre la Tierra es diez mil veces mayor que la que se consume al día en todo el planeta. La radiación recibida se distribuye de una forma más o menos uniforme sobre toda la superficie terrestre, lo que dificulta su aprovechamiento.

La energía solar es la energía contenida en la radiación solar que es transformada mediante los correspondientes dispositivos, en forma de energía térmica o energía eléctrica, para su consumo posterior allá donde se necesite (Formosa, 2018).

El elemento encargado de captar la radiación solar y transformarla en energía útil es el panel solar. Los paneles solares pueden ser de distintos tipos dependiendo del mecanismo escogido para el aprovechamiento de la energía solar:

- Mediante módulos fotovoltaicos (energía solar fotovoltaica)
- Mediante captadores solares térmicos (energía solar térmica)
- Sin ningún elemento externo (energía solar pasiva)





Energía Solar Fotovoltaica

La energía solar fotovoltaica consiste en la transformación directa de la radiación solar en energía eléctrica. Este tipo de energía, a menudo se la denomina directamente energía fotovoltaica. Esta transformación en energía eléctrica se consigue aprovechando las propiedades de los materiales semiconductores mediante las celdas fotovoltaicas. El material base para la fabricación de paneles fotovoltaicos suele ser el silicio. Cuando la luz del Sol (fotones) incide en una de las caras de la célula solar genera una corriente eléctrica (ML-Ingosol, 2023).

Las celdas fotovoltaicas pueden configurarse para crear módulos que a su vez pueden conectarse en serie y/o paralelo para incrementar el voltaje y/o corriente y conectarse a la red eléctrica, o bien en sitios aislados, por medio de sistemas que incluyen baterías.

A la fecha se pueden definir claramente tres generaciones de desarrollo tecnológico:

1. Placas planas de silicio cristalino.
2. Láminas delgadas hechas con silicio amorfo o materiales sin silicio.

Tecnologías emergentes e innovadoras, tales como la concentración fotovoltaica (espejos o lentes plásticos dirigen rayos solares a celdas fotovoltaicas), celdas fotovoltaicas orgánicas, láminas delgadas diseñadas con impresoras de tinta y plásticos conductivos, etc.

Dependiendo de la construcción, los módulos fotovoltaicos pueden producir electricidad a partir de una gama concreta de frecuencias de la luz, pero en general no puede cubrir toda la gama solar (en concreto, la luz ultravioleta, infrarroja y baja o difusa).

Por tanto, otro concepto de diseño es la de dividir la luz en diferentes longitudes de onda y dirigir los haces en diferentes células sintonizadas en estos rangos. Esto ha sido proyectado para ser capaz de elevar la eficiencia en un 50%. Científicos de Spectrolab, una filial de Boeing, informaron del desarrollo de células solares multi-unión con una eficiencia de más del 40%, un nuevo récord mundial de células solares fotovoltaicas. Los científicos de Spectrolab también predicen que las células solares de concentración podrían llegar a eficiencias de más de 45% o incluso 50% en el futuro, con eficiencias



A



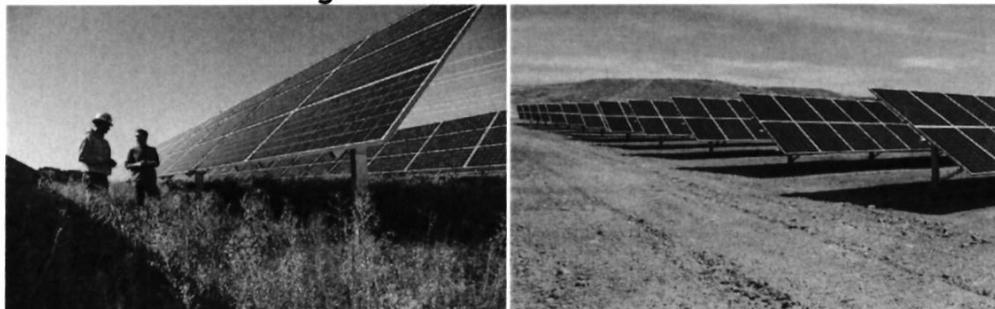


teóricas de alrededor del 58% en las células con más de tres uniones (Memarsa, 2023).

En base a lo observado con el transcurso de los años se espera que se siga invirtiendo aún más en investigación y mejoramiento de esta. La producción de energía

eléctrica mediante fuentes solares fotovoltaicas será más competitiva en comparación con fuentes de energía convencionales en términos de precio, vida útil y eficiencia. Un ejemplo de estos paneles se muestra en la Figura 9.

Figura 9: Paneles Fotovoltaicos.



Referencia: (Laboratory National Renewable Energy, 2019).

Los módulos fotovoltaicos tradicionales están formados por un grupo de celdas de silicio conectadas entre sí en serie, por lo tanto, la pérdida causada por cualquier daño, incluso microgrietas, en cada celda individual se multiplica a través del sistema. De manera similar, al amanecer y al anochecer, algunas celdas que se encuentran en la sombra (luz difusa) provocan pérdidas que la tecnología tradicional no puede soportar (Energy Review, 2020). Eso ni siquiera tiene en cuenta la pérdida estándar del 3-5% en la conversión

de energía. Para resolver esto se idea una arquitectura modificada de grafeno, la cual responde significativamente mejor tanto a la luz dispersa como a la baja, e incluso cuando algunas celdas están en la sombra profunda, no afecta la sensibilidad del resto del módulo activo, como lo hace en la tecnología tradicional. Además, su proceso de fabricación a baja temperatura significa que hay menos daño inadvertido en las etapas de producción e instalación: no más soldadura por calor significa menos estrés térmico y menos casos de grietas en las células de silicio.

B





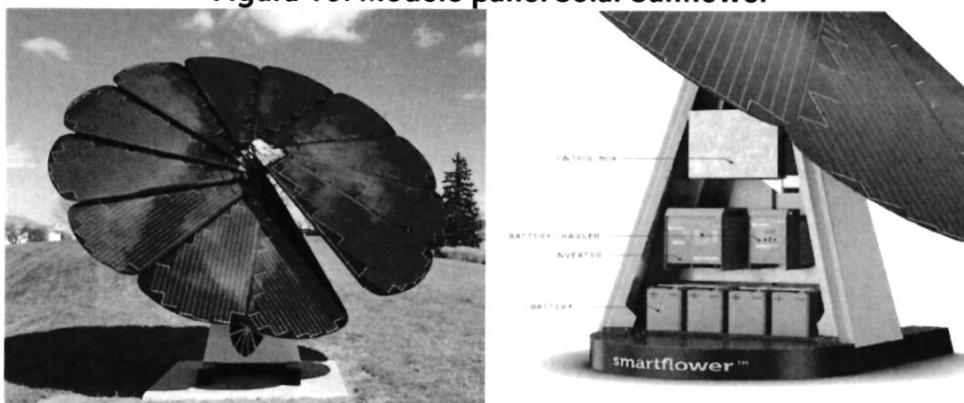
Eso significa una vida más larga para los módulos, nuevamente, ahorrando significativamente en costos de producción en curso (Energy Review, 2020).

El área efectiva que ocupa un panel convencional implica un papel fundamental a la hora de evaluar la generación por área ocupada unitaria por panel, esto ha hecho que se evalúen distintas maneras a

la hora de diseñar los módulos fotovoltaicos, una de las nuevas maneras que se ha desarrollado es la Solar Sunflower, un dispositivo que se abre y se cierra detectando los rayos del sol y rastreando la irradiancia vertical del sol, no solo es una fuente limpia de energía, sino que también produce un 40% más de energía que los paneles solares normales, un ejemplo de esta se muestra en la Figura 10.



Figura 10: Modelo panel Solar Sunflower



Referencia: (Solar Reviews, 2022)

De igual manera se están realizando estudios para saber qué tan viable es la instalación de paneles solares flotantes en cuerpos de agua, específicamente embalses, ya sean de uso humano (agua potable) o de uso propiamente energético, la preocupación principal con este sistema es la creación de patógenos y la lixiviación potencial que estos sistemas tengan sobre dichos

cuerpos, esto se está estudiando obteniendo resultados positivos tanto para la fauna habitante del embalse como para el consumo humano después de un proceso de tratamiento de agua en los peores casos simulados.

La autoridad del Canal de Panamá lleva adelante pruebas con este sistema desde el 2016 en un área

Handwritten signature or mark.





aproximada de 400 metros cuadrados con 88 paneles de 250 W cada uno, en un pequeño lago en Lake View (contigua al Lago Miraflores), se desarrolla el proyecto con la premisa de que la producción de una planta fotovoltaica flotante debe ser como mínimo igual a la de una planta tradicional sobre tierra, sin embargo, estudios indican que se puede obtener hasta un 10% de producción adicional por el efecto de refrescamiento del módulo al estar sobre un cuerpo de agua. El tema más importante por cuidar es

el crecimiento de la vegetación acuática en los alrededores de la estructura flotante, esta no es tan complicada de remover ya que sus raíces no tienen suelo donde formarse, en cuanto a la fauna no se ven afectaciones por parte de estos a la estructura. Se espera que este proyecto de la ACP sirva de base para que otros proyectos más grandes puedan ser puestos en marcha en el mismo Canal como en el resto del país. Este sistema se puede observar en la Figura 11.



Figura 11: Sistema de paneles fotovoltaicos flotantes



Referencia: (Betsolar, 2023)

Otro de los enfoques que se está desarrollando es el de la inclusión de infraestructura solar sobre las carreteras, desarrollando sistemas de células solares incrustados en una estructura de material compuesto que se puede usar de superficie de una carretera bajo

condiciones severas, ya que durante todo el día la infraestructura de transporte recibe energía solar de los rayos del sol, almacenando gran parte de ellos como calor que se disipa en la noche, recolectando energía de una infraestructura ya existente evaluando paneles de

Handwritten signature or mark.





estructura rígida y flexibles, esta tecnología se ha venido desarrollando en países como Francia, China, sin tener el despegue esperado, ya que arroja resultados desalentadores por su ineficiencia en producción de energía, específicamente en 2016 en Normandía, Francia se inauguró este proyecto de 2.8 km de paneles solares Wattway, dando al primer año la mitad de la producción esperada, y al segundo un cuarto de la producción esperada, y para junio del 2020 una octava parte de la producción esperada como consecuencia del tráfico pesado de la zona, deteriorando y ensuciando de tal forma que salía muy caro su mantenimiento, de igual manera en 2014 en Indiegogo se ideaba para aceras y carriles de bicicletas, pero el proyecto se no despegó gracias a

numerosas rupturas de los módulos ideados de paneles solares hexagonales y su funcionamiento con la lluvia. Por otro lado, en China se levantó una carretera solar para alimentar 800 viviendas, se dieron problemas de vandalismo, con la desaparición de bloques de módulos.

Uno de los proyectos que promete ser bastante seguro es desarrollado en Holanda instalando 150 metros de carriles para bicicleta fotovoltaicos integrados a bloques de hormigón en el año 2019, de igual manera se sigue buscando mejorar la eficiencia y la rentabilidad de estos proyectos con varios enfoques de este. Un ejemplo de este tipo de tecnología se puede observar en la Figura 12.

Figura 12: Células solar incrustada en carretera



Referencia: (Wind for Future Magazine, 2020)

B

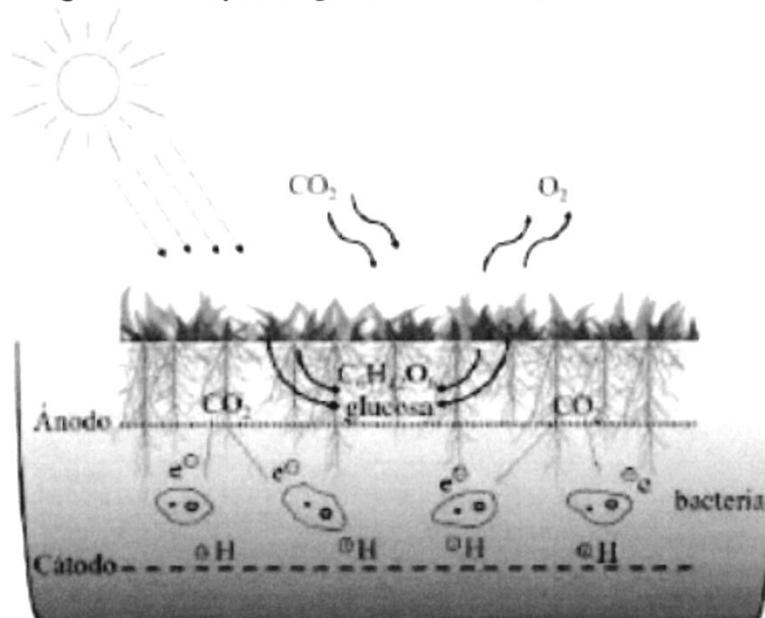




Celda bio-fotovoltaica

Por otra parte, también se están desarrollando celdas bio-fotovoltaicas, las cuales utilizan el proceso natural de la fotosíntesis para generar energía eléctrica. La planta produce materia orgánica a partir de la luz solar y el CO₂ a través de la fotosíntesis. Esta materia orgánica puede ser oxidada por bacterias que viven en y alrededor de las raíces, liberando CO₂, protones y electrones, como se observa en la Figura 13. Los electrones son donados por las bacterias al ánodo y está acoplado a través de una carga externa a un cátodo. Los protones que se liberaron en el lado del ánodo viajan a través de una membrana hacia el cátodo (Salgado, Zepeda, Prado, Villalobos, & Cruz, 2019). Además de que se estudian celdas fotovoltaicas con compuestos biológicos de membranas tilacoides y bilirrubina oxidasa, carbono poroso hibridado con carburo de tungsteno, derivados de clorofila, todos estos realizando reacciones redox, creando una diferencia de potencial entre sus placas.

Figura 13: Esquema gráfico de una celda fotovoltaica



Referencia: (Salgado, Zepeda, Prado, Villalobos, & Cruz, 2019)

Handwritten signature or mark.





Energía Solar Térmica

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la energía procedente del Sol para transferirla a un medio portador de calor, generalmente agua o aire.

Entre las distintas aplicaciones de la energía solar térmica existe la posibilidad de generar energía eléctrica. La tecnología actual permite calentar un fluido con la luz solar para luego producir vapor y posteriormente obtener energía eléctrica (Yuba, 2015).

Panamá actualmente cuenta con 103 proyectos piloto de energía solar térmica con el proyecto Termosolar Panamá, como se observa en la Figura 14, de los cuales 46 se encuentran en el sector hotelero, 23 en el sector gubernamental, 23 en residencial y 11 en agroindustrias (ITSE, 2020).

Figura 14. Proyecto Termosolar



Referencia: (Ministerio de Ambiente, 2022)

Handwritten signature





Concentración Solar

En este tipo de centrales se aprovecha directamente la energía proveniente del sol. La radiación solar es recolectada a una zona en específico, provocando que un fluido de trabajo se caliente, que a su vez será utilizado para mover una máquina térmica y un generador eléctrico vía ciclo termodinámico convencional con el objetivo de producir energía eléctrica; como beneficio adicional, puede aprovecharse la energía térmica del fluido para usos directos, tales como calefacción, enfriamiento y procesos industriales entre muchos otros. El calentamiento del fluido se hace por lo general por medio de dispositivos ópticos (espejos) que concentran la radiación solar, logrando altas temperaturas.

Las centrales de concentración solar tienen la ventaja adicional de que pueden permitir, mediante inversiones adicionales, almacenar la energía en forma de calor, de manera que es posible generar electricidad aun cuando no hay radiación solar, incluyendo días con alta nubosidad y/o después del ocaso. Cuando se cuenta con un sistema de almacenamiento térmico, permite:

- Evitar fluctuaciones en el suministro.
- Continuar la producción en horas de ausencia de radiación solar, en las que no es posible la generación directa.
- Trasladar los picos de producción de acuerdo con las necesidades de la demanda.

Por ejemplo, si se utiliza un fluido con alta capacidad térmica para almacenar la energía solar durante las horas de mayor incidencia, dicha energía puede aprovecharse en las horas de la noche mediante la producción de electricidad.

Centrales con almacenamiento de energía obtienen mejores factores de planta en comparación con aquellas que no cuentan con dicho almacenamiento.

Hasta la fecha se han diseñado e implementado cuatro configuraciones de concentradores solares, los cuales serán presentados en las siguientes secciones.



A





Canal Parabólico

Un colector solar cilíndrico parabólico (CCP) está compuesto por un canal cuyo perfil tiene forma de parábola. Esta geometría permite que la radiación solar que incide paralela al eje focal de la parábola se concentre en el foco de la misma (LACYQS, 2015). El sistema cuenta con un sistema de seguimiento solar automático. En el foco de la parábola se extiende como una línea focal a lo largo de todo el canal. Sobre esta línea se coloca un tubo receptor que contiene un fluido térmico (generalmente aceite) que se calienta cuando el tubo absorbe la radiación solar. Las tuberías están pintadas con un recubrimiento para maximizar la absorción de energía y

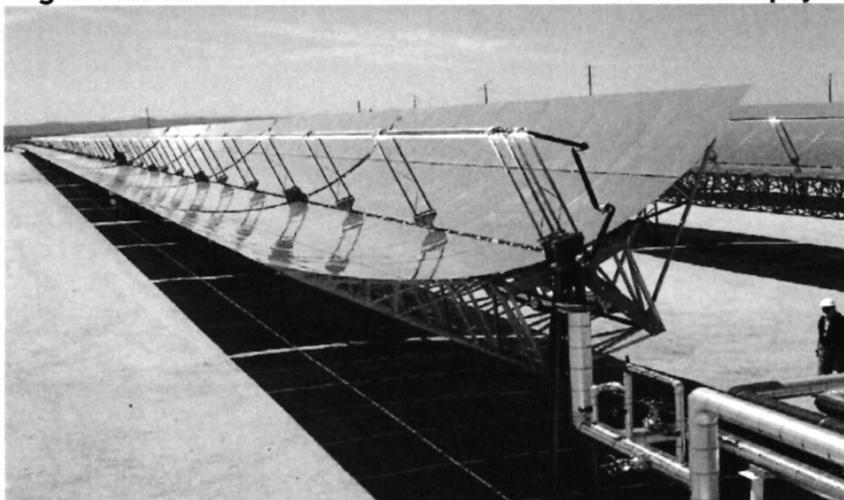
minimizar la radiación infrarroja. Además, para reducir las pérdidas de calor por convección hacia el ambiente, las tuberías operan dentro de un tubo de vacío de vidrio.

Estos sistemas suelen trabajar por encima de los 100°C, y pueden acoplarse a un ciclo Rankine de agua vapor para producir electricidad. El sistema en su conjunto tiene 3 componentes: el sistema de concentración, el generador de vapor, y el sistema de potencia.

Por ser la primera configuración desarrollada a nivel mundial, esta representa la tecnología más madura. Se puede observar un ejemplo de esta en la Figura 15.



Figura 15: Sistema de Concentración Solar utilizando espejos



Referencia: (Reve, 2012)

B





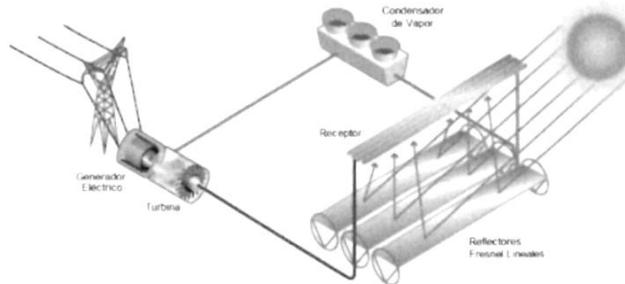
Reflectores Fresnel

Son una nueva tecnología que pretende abrirse camino en competencia directa con los captadores de tipo cilindro-parabólicos. Son sistemas de foco lineal, es decir, concentran la radiación solar a lo largo de una línea, que corresponde a un tubo de absorción por el que circula un fluido térmico (ETSI). Son orientados a diferentes ángulos de inclinación con la finalidad de concentrar la energía solar en un receptor fijo ubicado a varios metros de altura por encima del campo de espejos.

El sistema concentrador está constituido por superficies reflectoras con un elevado radio de curvatura que interceptan, concentran y reflejan la radiación solar dirigiéndola hacia el tubo receptor, situado en un plano diferente al de reflexión. (ETSI)

Las eficiencias ópticas obtenidas son menores en comparación con centrales parabólicas; sin embargo, este tipo de centrales son más simples que las primeras, por lo que la hacen económicamente más viable. Esta tecnología la vemos reflejada en la Figura 16 y la Figura 17.

Figura 16 : Central de concentración solar con reflectores Fresnel



Referencia: (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).

Figura 17: Ejemplo de reflectores Fresnel



Referencia: (Millennium Energy Systems, 2016)





Torres Solares

Una central solar de torre central es un tipo de calentador solar que utiliza una torre para captar la luz solar de manera concentrada. Utiliza un conjunto de espejos planos, móviles (llamados heliostatos) para concentrar los rayos del sol sobre una torre colectora.

Los diseños iniciales usaban estos rayos enfocados para calentar agua y utilizan el vapor resultante para impulsar una turbina, con nuevos diseños implementados a lo largos de los años, se ha demostrado que utilizando un fluido diferente (sodio líquido) o fluidos de trabajo de sales fundidas, se obtiene un mejor rendimiento. Implementando sistemas de almacenamiento de

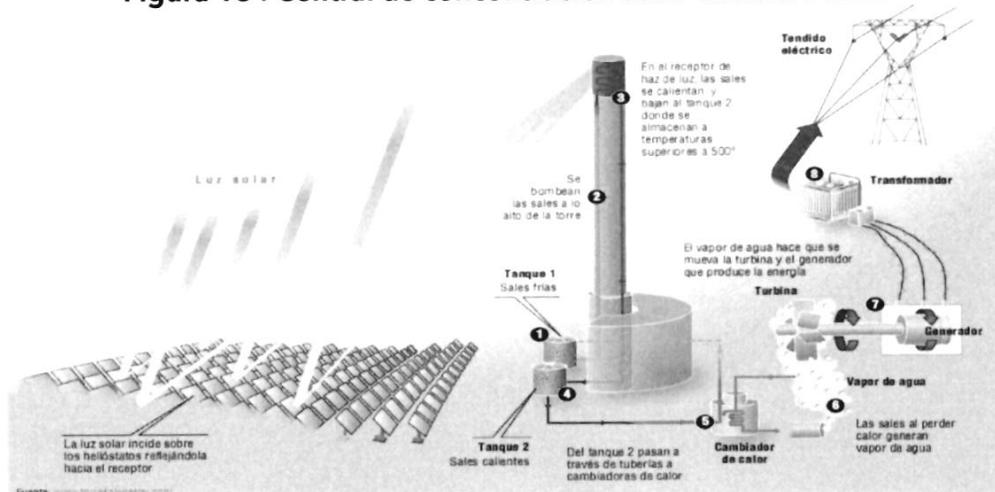
energía, con este tipo de tecnología es posible seguir produciendo energía eléctrica en horas de la noche. (Wikipedia, 2023)

Con los heliostatos se pueden conseguir temperaturas de operación mucho más elevadas que con centrales parabólicas y de reflectores Fresnel; por consiguiente, esta alternativa posee la ventaja de altas eficiencias, mejor almacenamiento térmico y altos factores de planta (Figura 18).

Sin embargo, la principal desventaja de centrales con torres solares es el alto costo de inversión y mantenimiento por el uso de los heliostatos.



Figura 18 : Central de concentración solar con torre solar



Referencia: (Ingemecánica)





Discos Solares

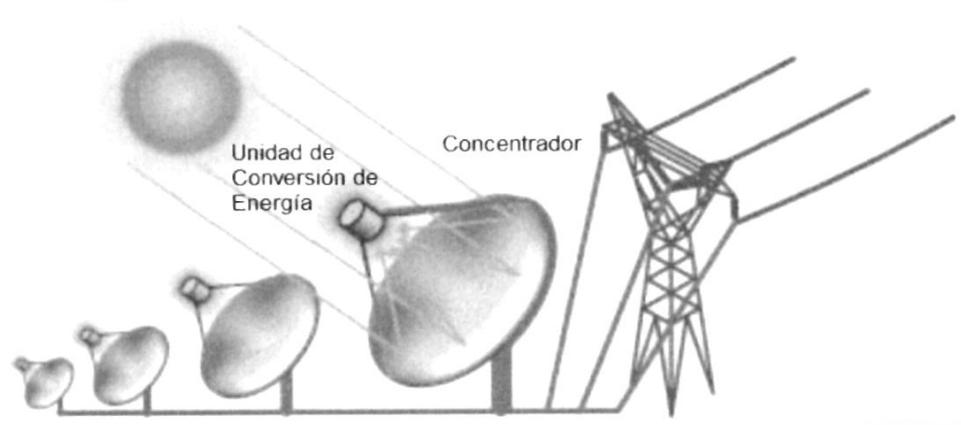
Los sistemas de generación con esta configuración disponen de concentradores con forma parabólica, parecidos a los discos satelitales, con el objetivo de dirigir la radiación solar a un receptor ubicado exactamente en el punto focal del disco.

Como toda tecnología de concentración solar, la reflexión de la componente directa de la radiación solar se consigue a través de una superficie de alta calidad óptica para disminuir posibles errores, el receptor puede ser una máquina Stirling o una microturbina. Dado a la naturaleza de su configuración, esta variante tiene la gran ventaja de modularidad, lo cual es ideal para generación distribuida; sin embargo, sistemas seguidores

de rayos solares de dos ejes son requeridos para obtener altos factores de concentración y por consiguiente altas temperaturas de operación. Este elemento es aquel en el que se proyecta el flujo concentrado. Por tanto, se trata de un elemento donde se presentan muy elevadas temperaturas y que hace la función de captar la máxima energía térmica posible incidente para hacerla pasar al motor. Esta opción ha sido implementada exitosamente y se han reportado altas eficiencias y resulta una alternativa prometedora, el sistema no ha sido implementado a grandes niveles comerciales. En la Figura 19 se muestra un esquema de esta configuración.



Figura 19: Central de concentración solar con discos solares



Referencia: (Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2013).

B





Espacial

La principal limitación de las centrales fotovoltaicas instaladas en tierra consiste en la cantidad de horas en el día en el que se puede obtener el recurso solar y, si con suerte, el día no se encuentra demasiado nublado para su máximo aprovechamiento.

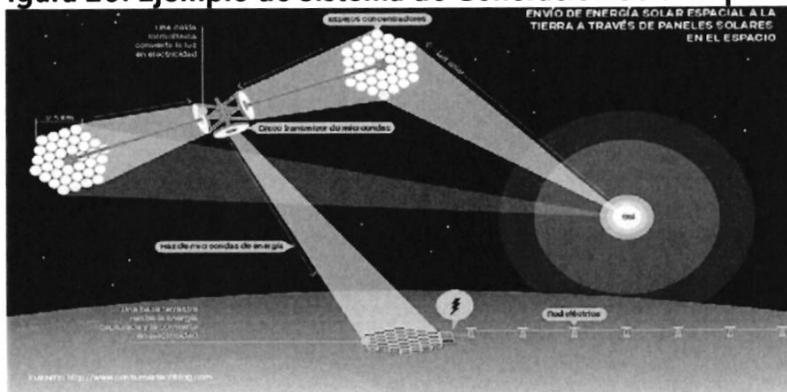
Por tal motivo se ha considerado la alternativa de obtener continuamente la energía solar mediante la instalación de concentradores de rayos solares en el espacio y enviarlos hacia los módulos fotovoltaicos instalados en los campos solares en la superficie terrestre.

Los satélites enviados al espacio tienen varios reflectores y un transmisor de potencia de microondas o láser. Los reflectores y

espejos se encargan de recolectar los rayos solares y son dirigidos hacia el transmisor de potencia para convertir la energía solar en un rayo láser o de microonda. El rayo es orientado ininterrumpidamente hacia centrales receptoras de potencia, donde reciben el rayo y realizan posteriormente la conversión de energía eléctrica.

Como es de esperarse, esta tecnología resulta tener altos costos por los envíos de los satélites al espacio y la construcción de los elementos. A pesar de que se ha probado exitosamente en fase de experimentación la transmisión de 10 kW de potencia en tierra, aún le falta mucha inversión en desarrollo para ser implementada a nivel comercial. En la Figura 20 se muestra el modelo conceptual de esta tecnología.

Figura 20: Ejemplo de Sistema de Generación Solar Espacial.



Referencia: (Carrera por Energía Solar Espacial, 2017)

A

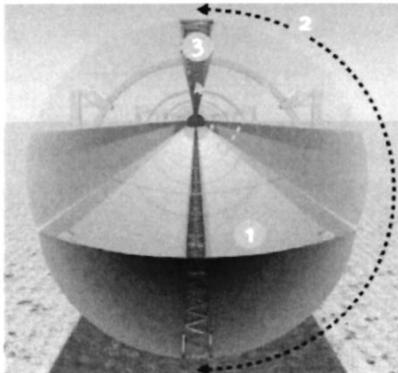




Colector solar inflable

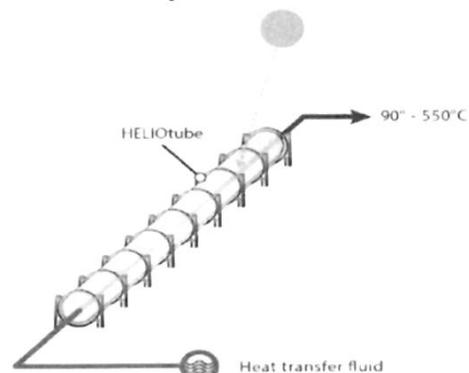
Es un concentrador cilíndrico inflable hecho de tres películas de plástico probadas en la industria, una película base, una película transparente y una película de espejo. La película de espejo divide el concentrador en dos cámaras herméticas que recorren longitudinalmente el tubo. Pequeñas diferencias de presión entre las cámaras superior e inferior arquean la película del espejo hacia abajo. Así, se crea un canal de espejo que concentra los rayos del sol en un receptor térmico en la cámara superior como se muestra en la Figura 19, este calor se puede aplicar ampliamente para calor solar con fines industriales y electricidad, como por ejemplo generación con almacenamiento térmicos y turbinas de vapor hasta las 24 horas del día. Un diseño de esta tecnología es realizado por la empresa Heliovis como se muestra en la Figura 21 y Figura 22.

Figura 21: Funcionamiento de colector solar inflable



Referencia: (Heliovis, 2020)

Figura 22: Diseño HELIOtube de la empresa Heliovis



Referencia: (Heliovis, 2020)

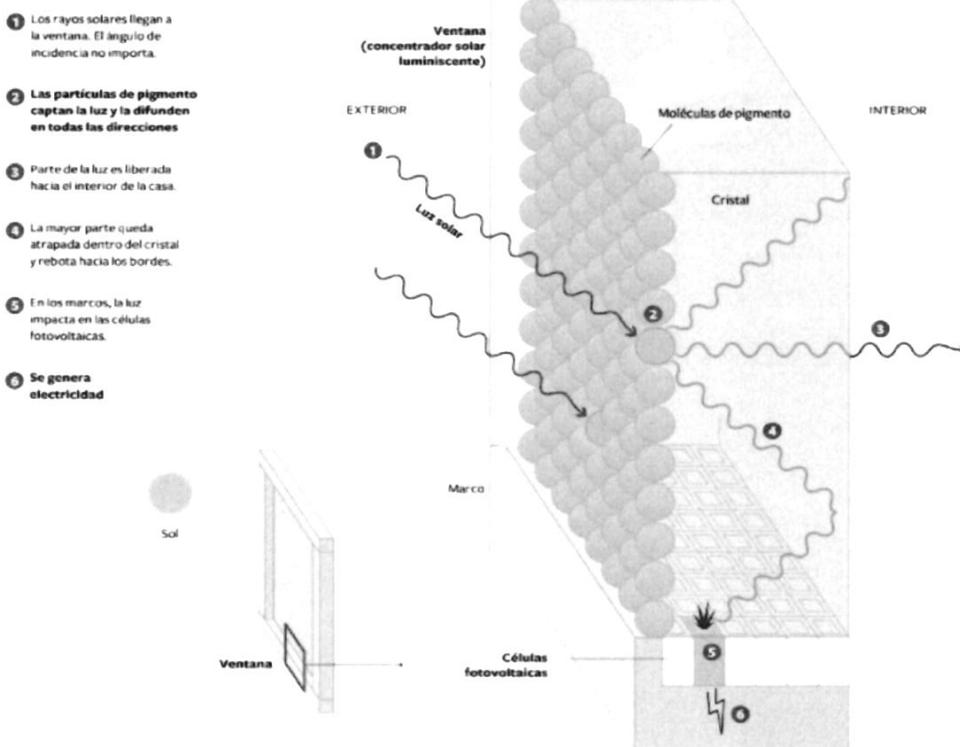




Recubrimientos solares para ventanas (Luminiscente)

A diferencia de los sistemas solares fotovoltaicos (PV) convencionales, los revestimientos de las ventanas de energía solar, como en la Figura 23, pueden aplicar a todos los lados de torres altas o rascacielos, para generar electricidad en condiciones de luz muy diversas. Los recubrimientos han sido diseñados científicamente para funcionar tanto bajo la luz solar natural como con luz artificial. Pero lo realmente especial es que podemos llevar la tecnología al interior y la luz que hay dentro de su oficina se puede utilizar para generar electricidad. La otra característica única de esta tecnología es que la luz no tiene que ser directa, puede ser indirecta, sombreada, difusa o incluso reflejada.

Figura 23: Recubrimientos solares para ventana (luminiscente)



Referencia: (OVACEN, 2022)

Handwritten signature or mark.





Eólicas

La energía eólica es una energía renovable que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El principal medio para obtenerla son los aerogeneradores, correspondientes a "molinos de viento" de tamaño variable que utilizan sistemas de conversión para transformar la energía cinética del viento en energía mecánica de rotación. La energía del viento puede obtenerse instalando los aerogeneradores tanto en suelo firme como en el suelo marino. El potencial eólico se calcula en función de la distribución de la velocidad del viento. Las variables que definen el régimen de vientos en un punto determinado son:

- Situación geográfica
- Características climáticas
- Estructura topográfica
- Irregularidades del terreno
- Altura sobre el nivel del suelo

Para clasificar las centrales eólicas existen tres criterios: orientación de las turbinas (horizontal/ vertical), características de la instalación (en tierra / mar) y conectividad a la red (conectadas / no conectadas). A continuación, detallaremos la diferencia entre turbinas de eje

horizontal y vertical (Generadores de Chile, 2021).

No obstante, gracias al ingenio y creatividad del ser humano, en los últimos años la tecnología de las turbinas eólicas ha ido evolucionando drásticamente, causando que se desarrollen nuevas configuraciones y que sus costos sean igual de competitivos con las tecnologías convencionales. Las siguientes secciones complementan con más información el avance de las configuraciones mencionadas.



A





Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Tierra

Las primeras centrales eólicas fueron construidas bajo este principio, por lo que existen comercialmente en todas partes del mundo. El eje es montado de manera paralelo al flujo del viento y del suelo y las aspas están diseñadas de tal forma que se aprovecha al máximo la captura de la energía del viento para convertirla a energía mecánica rotacional, esto se observa en la Figura 24. El movimiento rotacional producido es transmitido y multiplicado mediante un multiplicador de velocidad (caja de cambio) hasta un generador que es el que se encarga de producir la energía eléctrica. Una caja de cambios es una caja con arreglos de engranajes que hace la función de amplificador de velocidad baja a alta para el generador.

El número de aspas también juega un papel muy importante en la eficiencia del generador; tres resulta ser el número adecuado ya que otorgan mejor balance a las fuerzas giroscópicas ejercidas a la turbina.

Figura 24: Parque eólico con turbinas de viento de eje horizontal



Referencia: (Energy Sources and Energy Use, 2018)

Handwritten signature or mark.





Turbinas de Eje Horizontal Instaladas en Alta Mar

Esta tecnología surge debido a que en alta mar las velocidades del viento son mucho más estables y mayores que en tierra firme. Otra diferencia significativa es el tipo de fundación diseñada: las de tierra firme son de concreto mientras que

las de alta mar pueden estar en el agua (tipo flotante) o fijadas al suelo marino. La Figura 25 muestra una gama de diseños utilizados en proyectos eólicos junto con sus características, ventajas y desventajas.

Figura 25 : Resumen de diferentes fundaciones fijas disponibles para turbinas de viento en alta mar

	Pilar alto con tapa	Monopilar	Base de gravedad de concreto	Tripode	Tres pilares	Estructura Metálica	Cubeta de succión
Diseño							
Ejemplo	Sakata (JP)	Kamisu (JP)	Choshi (JP)	Longyuan Rudong intertidal (CH)	Bard Off-shore 1 (DE)	Kitakyushu (JP)	Dogger Bank (UK)
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> Tapa protege contra colisiones 	<ul style="list-style-type: none"> Diseño sencillo 	<ul style="list-style-type: none"> Económicas No requiere de perforaciones 	<ul style="list-style-type: none"> Más estable que monopilares 	<ul style="list-style-type: none"> Pueden ser instaladas con barcasas convencionales de elevación 	<ul style="list-style-type: none"> Estabilidad Liviana 	<ul style="list-style-type: none"> Menos acero No requiere de perforaciones
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> Profundidad de agua limitada Fabricación compleja 	<ul style="list-style-type: none"> Diámetro aumenta significativamente con la profundidad Perforaciones 	<ul style="list-style-type: none"> Preparación del fondo del mar es requerida 	<ul style="list-style-type: none"> Instalación más compleja 	<ul style="list-style-type: none"> Costos 	<ul style="list-style-type: none"> Costos 	<ul style="list-style-type: none"> No es aplicable en fondos de mar sólidos
Comentarios	<ul style="list-style-type: none"> Muy común en industrias de tierra firme 	<ul style="list-style-type: none"> Tipo de fundación más común Limitaciones en la profundidad del agua 	<ul style="list-style-type: none"> Instaladas actualmente en aguas poco profundas 	<ul style="list-style-type: none"> Altos costos de producción debido a la complejidad de la estructura y peso 	<ul style="list-style-type: none"> Altos costos de producción debido a la complejidad de la estructura y peso 	<ul style="list-style-type: none"> Comercialmente atractivo > 35m por su flexibilidad y bajo peso (40-50% menos acero que monopilares) 	<ul style="list-style-type: none"> Aun a desplegarse a escala

Referencia: (Energy Techonology Systems Analysis Programme & International Renewable Energy Agency, 2016).

Según lo recopilado mediante investigación, la configuración más sencilla y comúnmente usada es la monopilar; sin embargo, dicha configuración solamente puede ser

instalada en aguas de hasta 30 metros de profundidad. Las fundaciones flotantes han sido instaladas usualmente en aguas con profundidades mayores a los 50

Handwritten signature or mark

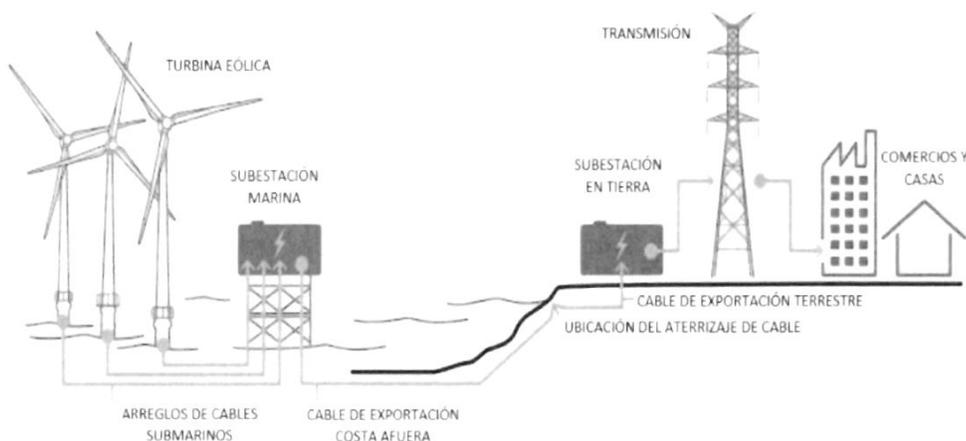




metros debido a que los costos requeridos para una fundación en el suelo marino son extremadamente altos; no obstante, tales estructuras se encuentran en fase de demostración. De acuerdo con el estudio presentado por la Organización de Nuevas Energías y Desarrollo Tecnológico Industrial NEDO en 2013, las pérdidas energéticas en el

proceso de conversión son las siguientes: entre un 50% a 60% de la energía aerodinámica en las aspas y rotor de la turbina, 4% de la energía mecánica en la caja de cambios y un 6% de la energía en el generador. En la Figura 26 podemos observar este tipo de tecnologías y como la energía eléctrica es transportada hasta tierra.

Figura 26: Componentes de transmisión de eólica marina



Referencia: (Department of Energy U.S., s.f.)

Turbinas de Ejes Verticales

Esta configuración corresponde a una de las modalidades más modernas en la actualidad y, por sus resultados obtenidos a la fecha, tiene un potencial muy prometedor para competir con fuentes de producción convencionales. En comparación con las turbinas de generación de eje horizontal, estas requieren menos espacio por lo que permiten la instalación de más generadores, además de ser más fácil la fabricación y transporte de los elementos. Otros beneficios de esta configuración son: la reducción considerable de ruido, un mantenimiento más sencillo del generador debido a que éste se encuentra en

AB





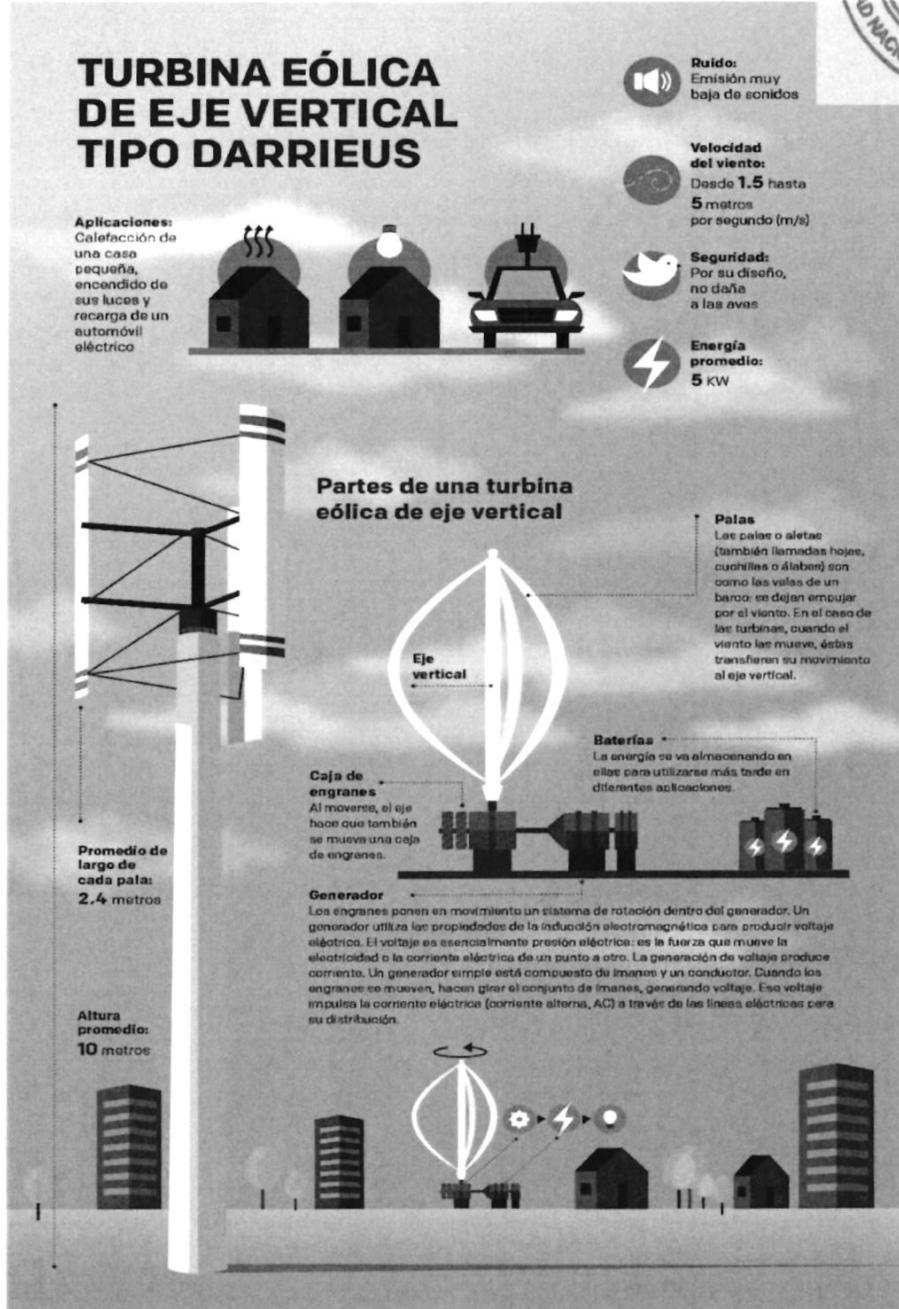
el suelo, y el efecto sombra o de atenuación de la fuerza del viento es beneficioso. Finalmente, estas pueden instalarse tanto en tierra firme como en alta mar; sin embargo, por ser una tecnología relativamente nueva sus costos de inversión son muy elevados y varios proyectos de este tipo se encuentran en fase experimental. Puede notarse en la Figura 27 el espacio reducido requerido para la instalación de un parque eólico con esta tecnología. De forma general podemos decir que el rendimiento de los aerogeneradores de eje vertical se encuentra por debajo de la mitad que el correspondiente a aerogeneradores de eje horizontal, hecho que ha dirigido la industria al desarrollo de esto últimos frente al primero.

Handwritten mark





Figura 27: Modelos de turbinas de viento de eje vertical



Referencia: (ProyectoFSE, 2018)

Handwritten signature or mark





Turbinas de Viento Flotantes

Un aerogenerador flotante es un concepto de diseño para un aerogenerador con un rotor soportado en el aire sin una torre, que se beneficia de opciones más mecánicas y aerodinámicas, la mayor velocidad y la persistencia del viento en grandes altitudes, al tiempo que evita el gasto de la construcción de la torre.

Esta tecnología surge por el hecho de que a mayor altura la instalación de la turbina de viento, mayor será la velocidad de los vientos y por consiguiente una mayor potencia

podrá ser extraída del mismo. Combina las propiedades de una turbina de viento de eje horizontal y las de un dirigible. El dirigible se infla con helio y es mantenido en su posición con cuerdas y estructuras fijadas en el suelo para soportar las fuerzas del viento a elevadas alturas. Ya que estos dispositivos se encuentran a gran altitud, el ruido producido por las aspas es despreciable y requiere de poco mantenimiento. Un prototipo de esta tecnología es mostrado en la Figura 28.

Figura 28 : Prototipo de una turbina de viento flotante



Referencia: (geologiaymedioambiente, 2015)

Handwritten signature or mark





Turbinas sin aspas

Una de las tecnologías eólicas que se está desarrollando hoy en día son los aerogeneradores basados en la resonancia aero-elástica, básicamente, una turbina eólica sin palas, esta consiste en un cilindro fijo vertical sobre una varilla elástica que se empotra en el suelo. El cilindro oscila en un rango de velocidad de viento, que posteriormente transforma la energía mecánica en electricidad mediante un alternador. En otras palabras, es una turbina eólica que no es una turbina en realidad. El cilindro exterior es rígido y está diseñado para oscilar, permaneciendo anclado a la varilla o núcleo. El movimiento de la parte superior del cilindro no está restringido, encontrándose aquí la máxima amplitud de oscilación como se muestra en la Figura 29. La

estructura está construida con resina reforzada con fibra de carbono y fibra de vidrio, materiales ampliamente utilizados en la construcción de palas de los aerogeneradores convencionales. La parte superior del núcleo sostiene el mástil y su parte inferior está firmemente anclada al suelo. Está construido de polímero reforzado con fibra de carbono, que proporciona una gran resistencia a la fatiga y tiene una pérdida de energía mínima cuando oscila. El aerogenerador sin palas captura la energía del viento cuando entra en resonancia debido a un efecto aerodinámico denominado desprendimiento de vórtices. Esta tecnología fue incluida por la Comisión Europea dentro del programa Horizonte 2020 para su desarrollo e innovación.



Figura 29: Representación de modelo de turbina de viento sin aspas



Referencia: (Vortex Bladeless, s.f.)





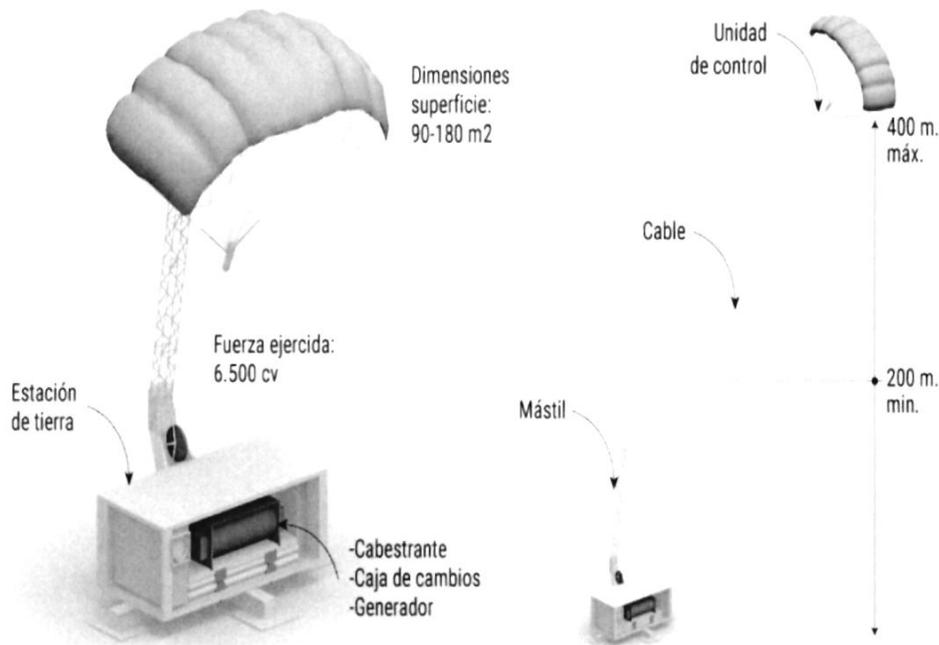
Turbinas Aerotransportadas

Esta tecnología incluye un hardware aerotransportado que incluye una Unidad de Control de Cometas (KCU), el "cerebro volador" del sistema que consiste esencialmente en un manipulador de cable controlado a distancia y la cometa inflable (ala blanda) con su sistema de brida. La KCU está equipada con motores de alta precisión que tiran de las bridas, por lo que controlan el comportamiento de la cometa durante el vuelo y hace uso de una

turbina eólica incorporada capaz de alimentar su electrónica de a bordo. El tipo de ala utilizada por el sistema es una cometa inflable de borde de ataque (LEI). Este tipo de cometa es asequible, fácil de transportar, mantener y actualizar. En el suelo, El módulo de tambor/ generador es responsable de la conversión de la potencia de tracción mientras monitorea y adapta constantemente la fuerza en la correa. Este sistema se puede observar en la Figura 30.



Figura 30: Sistema de turbina aerotransportada



Referencia: (El Mundo, 2022)

Handwritten signature or mark.

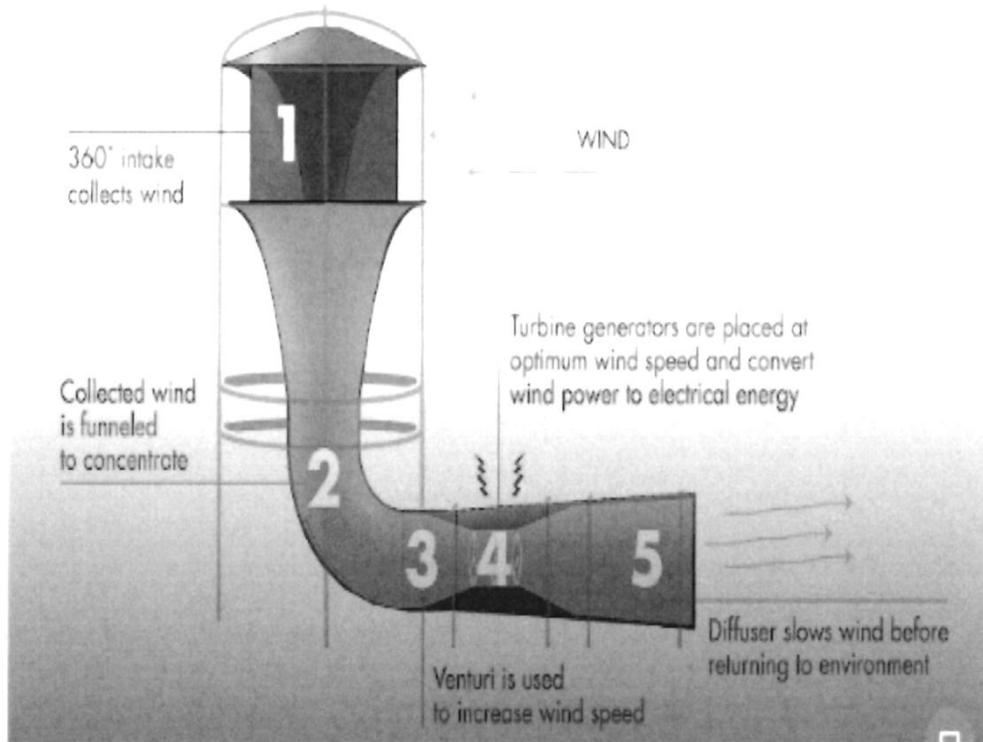




Turbinas Canalizadas

Esta es una tecnología centrada en capturar el aire a través de una entrada omnidireccional para permitir la recolección de viento desde cualquier dirección, por lo tanto, el viento se canaliza a través del sistema concentrándose y acelerando en la sección del efecto Venturi, pasando por las turbinas generadoras y devolviendo el viento a la naturaleza por medio del difusor, se muestra esta tecnología en la Figura 31.

Figura 31: Turbina Canalizada SHEERWIND INVELOX



Referencia: (Windpower - Engineering&Development, 2018)

Handwritten signature





Marinas

La energía marina es un conjunto de tecnologías para el aprovechamiento de la energía de los océanos. El mar tiene un gran potencial energético, que se manifiesta principalmente en las olas, las mareas, las corrientes y en la diferencia de temperatura entre la superficie y el fondo marino.

El uso de la energía marina no genera impactos ambientales ni visuales considerables y constituye un recurso energético con gran capacidad de predicción. Sin embargo, las condiciones hostiles del mar, la fuerza del oleaje y de la corrosión marina, así como la necesidad de contar con mecanismos para trasladar la energía a tierra, hacen que esta tecnología requiera de grandes inversiones y que aún esté, salvo alguna excepción, en fase pre comercial (Appa renovables, 2022). Debido a que la variabilidad de las mareas y de las olas es menor en comparación con la de los vientos, es más fácil predecir y estimar la generación. A continuación, se describen cada una de las alternativas de generación eléctrica con este recurso renovable.

Undimotriz

Consiste en el proceso de conversión de energía mecánica proveniente de las olas superficiales en los océanos a eléctrica. Toda central de producción de energía de esta categoría cuenta con cuatro componentes principales:

1. La estructura y el motor principal encargado de capturar la energía de la ola y convertirla a energía mecánica.
2. La fundación o anclaje que mantendrá en su lugar la estructura y el motor principal.
3. El sistema de toma de potencia, el cual convierte la energía mecánica en eléctrica.
4. Los sistemas de control que salvaguardan y optimizan el rendimiento durante las condiciones de operación.

De acuerdo con la información presentada en el informe de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA por sus siglas en inglés) en su documento "Energía de Olas: Resumen Tecnológico" del año 2014, los dispositivos utilizados para capturar la energía de las olas se clasifican en tres tipos: columna de agua oscilante, cuerpos oscilantes y de desbordamiento.

La Figura 32 muestra a mayor detalle las diferentes opciones que hay actualmente desarrolladas. Complementariamente, en la Figura 33, Figura 34, Figura 35 se puede observar diseños de dispositivos que han sido implementados exitosamente.

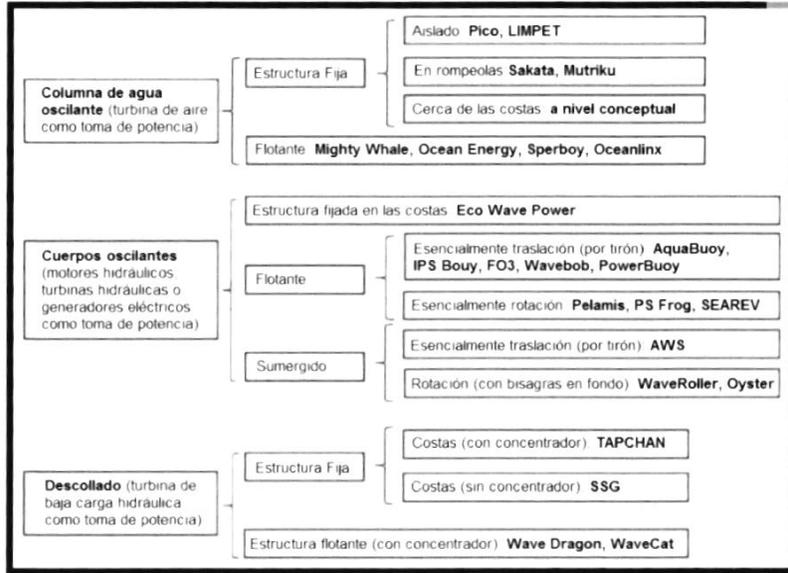


B





Figura 32: Clasificación de técnicas de generación de energía Undimotriz



Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014)

Figura 33 : Convertidores de energía Undimotriz por desbordamiento



Referencia: (International Renewable Energy Agency, 2014)

Handwritten signature or mark.

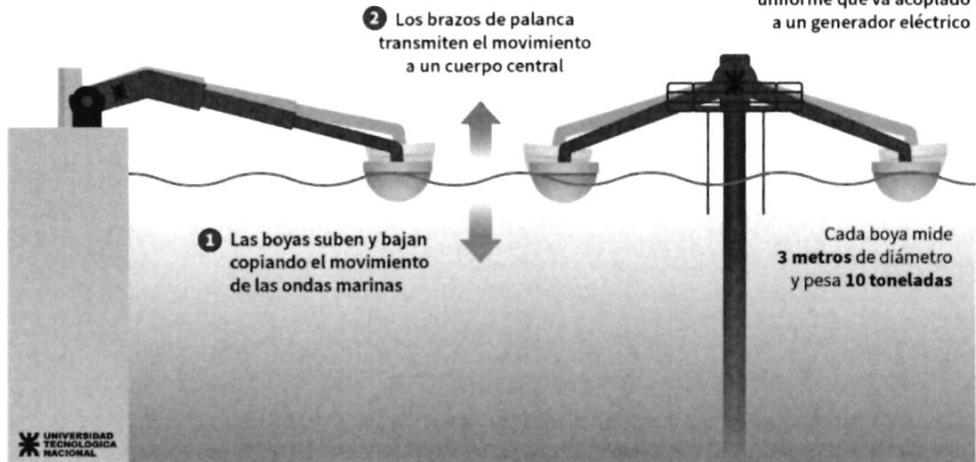




Figura 34: Convertidores de energía undimotriz con cuerpos oscilantes

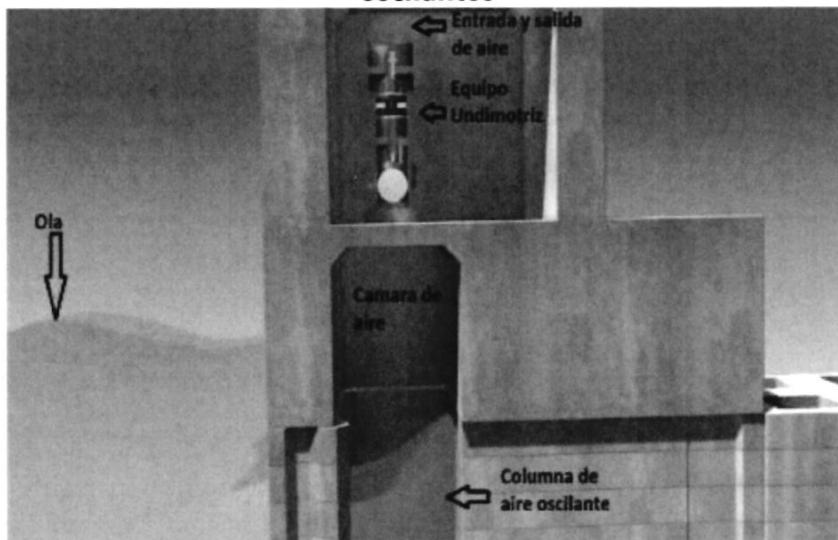
Energía Undimotriz en Argentina

Un sólo dispositivo puede generar 30 kw por hora y se cree que con cien equipos (200 boyas), se puede llegar a tener una potencia instalada para suministrar de energía eléctrica a 20.000 personas o 5.000 hogares



Referencia: (Universidad Tecnológica Nacional - Buenos Aires, 2022)

Figura 35: Convertidores de energía Undimotriz con columnas de agua oscilantes



Referencia: (Universidad Tecnológica Nacional - Buenos Aires, 2016)

Handwritten signature





Mareomotriz

Las mareas son producto de las interacciones gravitacionales del sol y la luna con la Tierra; las centrales aprovechan la energía cinética (corrientes de la pleamar y bajamar) y potencial (diferencia de altura entre la pleamar y bajamar) de las masas de agua al implementar turbinas de bulbo similares a las utilizadas en centrales hidroeléctricas instaladas en presas.

La generación de energía con este recurso es posible con las siguientes alternativas:

1. Generación unidireccional en la bajamar: Durante la pleamar, las compuertas permanecen abiertas para llenar el reservorio y mantenerlo en su nivel más alto. Cuando inicia la bajamar, el agua del mar desciende del reservorio y pasa por las turbinas. Este ciclo permite generar electricidad por cuatro horas una sola vez al día.

2. Generación unidireccional en la pleamar: Durante la pleamar, las compuertas permanecen cerradas para aislar el reservorio y mantenerlo en su nivel más bajo. Cuando inicia la pleamar, el agua del mar asciende al reservorio y pasa por las turbinas. Este ciclo permite generar electricidad por cuatro horas una sola vez al día.

3. Generación bidireccional: combina los ciclos operativos de los dos primeros escenarios. El ciclo permite generar electricidad por cuatro horas dos veces al día; sin embargo, el sistema requiere de turbinas reversibles, lo cual hace los costos de inversión más elevados en comparación con las dos primeras alternativas.

Un ejemplo de la generación mareomotriz por medio de una turbina unidireccional se muestra en Figura 36.

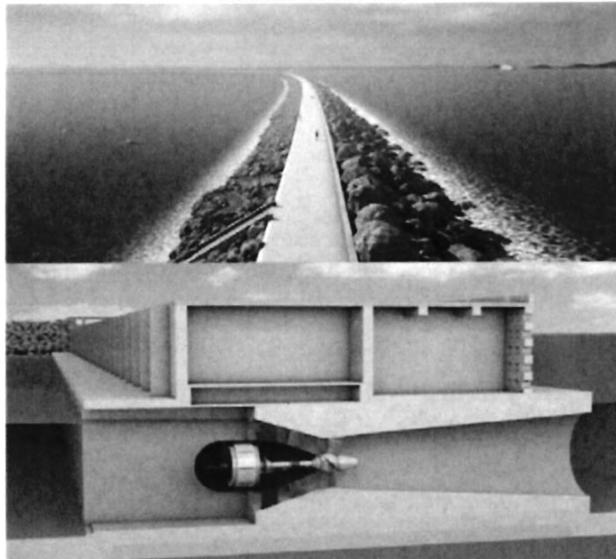


A





Figura 36 : Esquema de una central mareomotriz con generación unidireccional



Referencia: (University of Bristol, s.f.)

Además de las alternativas ya mencionadas, las alternativas *off shore* se desarrollan de igual manera, donde se realiza la instalación de turbinas en el lecho marino como en la Figura 37, aprovechando las corrientes marinas más rápidas que fluyen en el lecho marino.

Figura 37: Turbinas de instalación subterránea



Referencia: (MeyGen // Nova Scotia, s.f.)

B





Maremotérmica

La energía maremotérmica, también conocida como Conversión de Energía Térmica-Oceánica (C.E.T.O), en contraste con las tecnologías olamotriz y mareomotriz que aprovechan la energía cinética y potencial de las olas y mareas, la generación maremotérmica es un tipo de conversión energética mediante un ciclo termodinámico. Se basa en la diferencia de temperaturas entre las aguas profundas, más frías, y las cercanas a la superficie, más cálidas, el agua tibia calienta un fluido de trabajo hasta convertirlo en vapor para mover una máquina térmica y producir trabajo útil, generalmente en forma de electricidad, el ciclo operativo de este tipo de centrales se muestra en la Figura 34. Una ventaja respecto a otras energías renovables es su funcionamiento 24 horas al día, sin dependencia de condiciones eólicas o solares. Con estas centrales se pueden llegar a obtener factores de carga de entre 90 y 95%, una de las más altas dentro de las tecnologías de generación existentes; por otra parte, la producción de energía se logra de manera continua y el recurso es ilimitado. No obstante, es necesario recalcar que esta tecnología se encuentra en fase de desarrollo para niveles comerciales, por lo que hace de esta una

tecnología muy costosa. Igualmente, los costos se elevan aún más por el hecho de requerir tuberías y sistemas de bombas más resistentes a la corrosión.



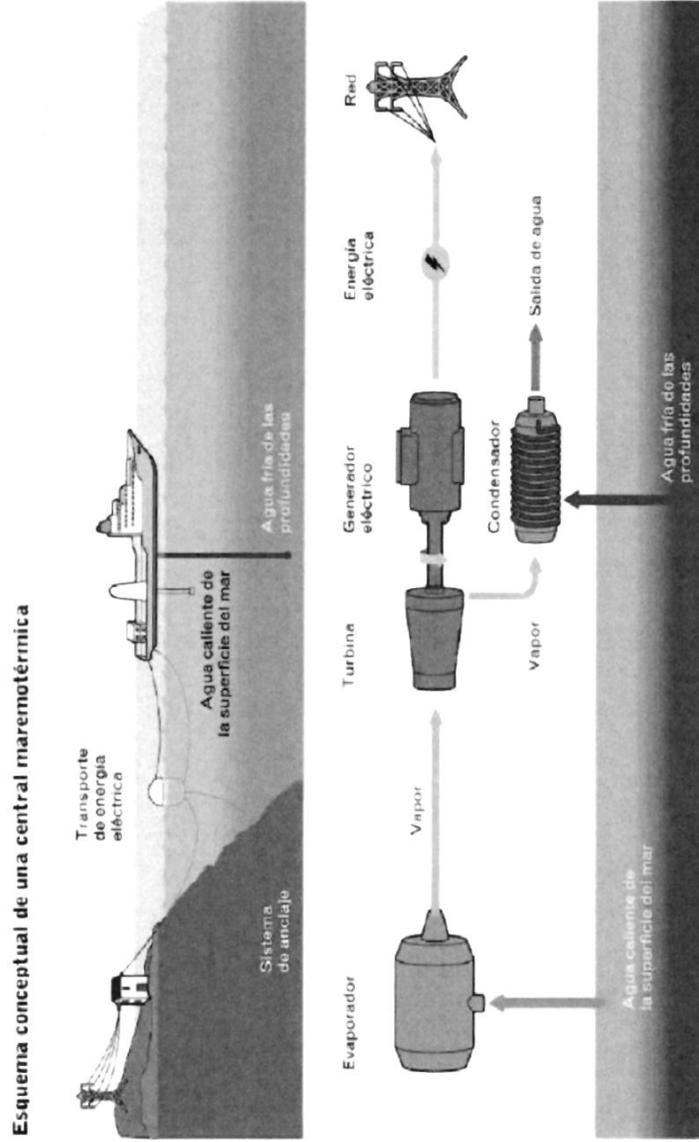
45	<p align="center">Tomo II - Plan Indicativo de Generación Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2023 - 2037</p>
----	--

B





Figura 38: Ciclo operativo de una central maremotérmica



Referencia: (Renovables Verdes)

Handwritten mark





Osmótica

También conocida como energía de gradiente de salinidad y energía azul. Se basa en la diferencia de concentración de salinidad que hay entre dos cuerpos de agua, usualmente agua salada del mar y agua dulce de ríos que desembocan al mar. En la actualidad existen dos maneras de obtener energía eléctrica mediante esta tecnología: mediante ósmosis por presión retardada y la electrodiálisis invertida. En la ósmosis por presión retardada, una membrana delgada separa los reservorios de agua dulce y agua salada. El agua dulce fluye a través de la membrana semipermeable hacia el reservorio de agua salada, provocando un aumento en la presión del reservorio. Cuando la presión acumulada en dicho reservorio es considerable se hace pasar por una turbina el cual realiza la conversión de energía eléctrica. La técnica de electrodiálisis invertida; utiliza un principio físico diferente a la ósmosis por presión retardada para producir electricidad: crea una diferencia de potencial mediante el transporte de iones de sal por un grupo de membranas. Las membranas selectivamente permeables están en un arreglo de tal manera en que se produce un intercambio alternado de cationes y aniones. Asimismo, entre las membranas se encuentran

compartimientos que almacenan alternadamente agua dulce y agua salada, garantizando así el gradiente de salinidad como se muestra en la Figura 35. A pesar de ser una tecnología muy innovadora, aún se requiere de mucha inversión en investigación y desarrollo para ser competitiva comercialmente con otras fuentes renovables. Los principales retos aunados a esta tecnología son el mejoramiento del diseño y calidad de las membranas para tener alta durabilidad en los procesos de conversión energética, así también como el desarrollo de los módulos que contienen las membranas, y el pretratamiento del agua.

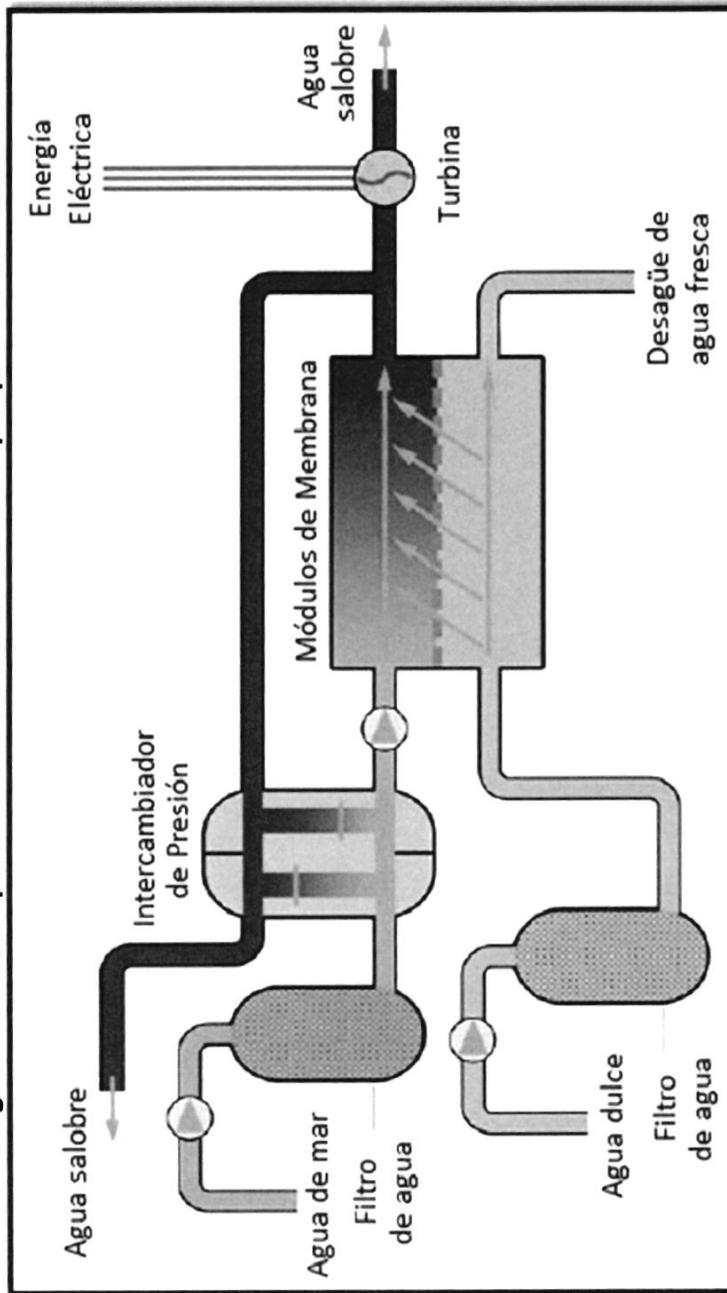
47	<p align="center">Tomo II - Plan Indicativo de Generación Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2022 - 2036</p>
----	--

Handwritten signature





Figura 39: Ciclo operativo de una central osmótica por presión invertida



Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2012)

A





Geotérmica

Las centrales geotérmicas aprovechan el potencial energético de algún tipo de fluido de trabajo proveniente de reservorios encontrados bajo tierra para el uso indirecto de producción de energía eléctrica y/o uso directo. El uso directo no involucra conversiones de energía térmica a eléctrica, por consiguiente, ésta es utilizada para calefacción y/o enfriamiento de recintos, procesos industriales y agrícolas.

La alta temperatura de la energía geotérmica se encuentra en zonas activas de la corteza. El vapor llega a la superficie y mediante una turbina se puede generar la electricidad.

Con todo, se necesita que haya condiciones favorables regidas por ciertos parámetros para que se dé la posibilidad de un campo geotérmico.

En la Figura 36 pueden observarse algunas de las aplicaciones más comunes para el cual el potencial geotérmico es aplicado y su rango de temperatura. Para describir una central geotérmica tenemos que comenzar diciendo que se trata de una zona "sembrada" de grandes tuberías, que conducen el vapor

desde los pozos geotérmicos hasta las plantas generadoras.

Otras tuberías extraen vapor de los pozos. Las cañerías tienen forma de curvas a intervalos regulares que hacen posible que los enormes tubos se expandan y contraigan al calentarse y enfriarse. Actualmente existen tres tipos de configuraciones de centrales geotérmicas, y la selección de éstas depende del estado del fluido de trabajo (vapor o agua) y sus temperaturas. En las siguientes secciones se explican cada una de las configuraciones con mayor detalle.

En la Figura 37 se puede observar los usos directos de la energía geotérmica tanto industriales como agrícolas con sus respectivos rangos de temperatura.

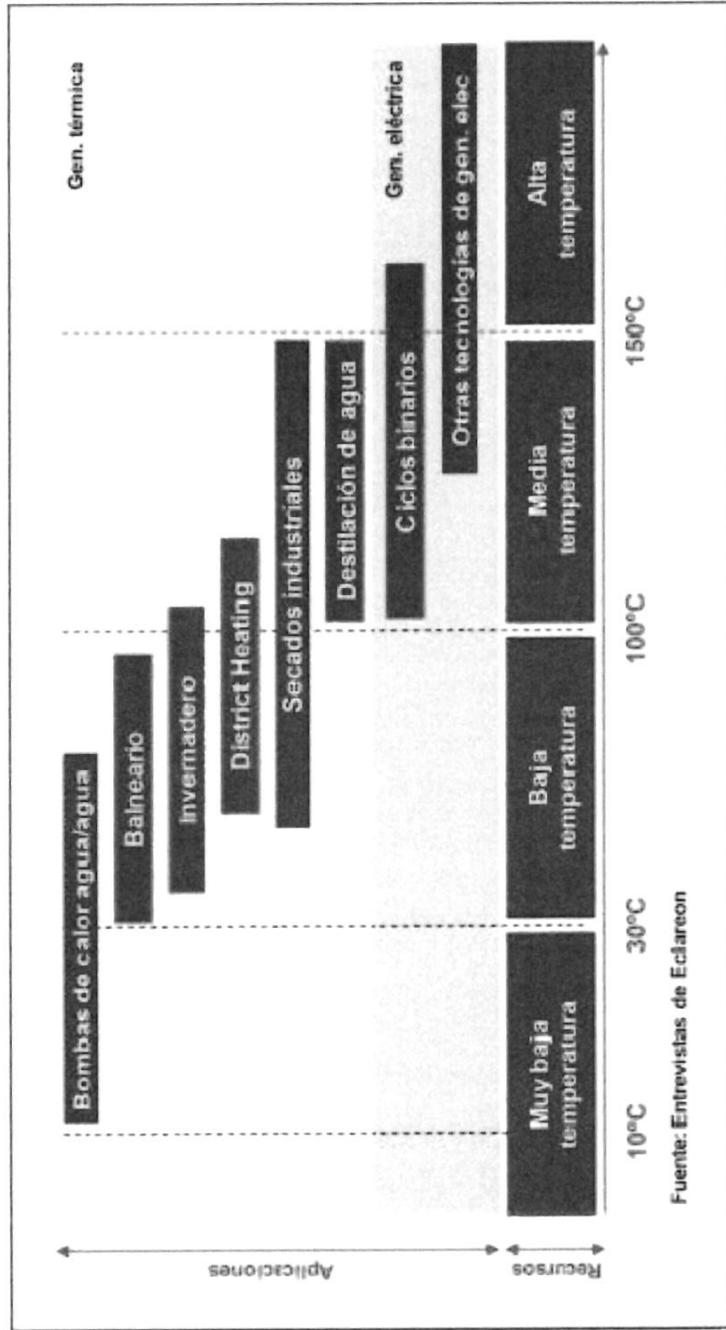




445



Figura 40: Diagrama Lineal de temperatura de agua y vapor geotérmico recomendado para diversas aplicaciones



Fuente: Entrevistas de Eclareon

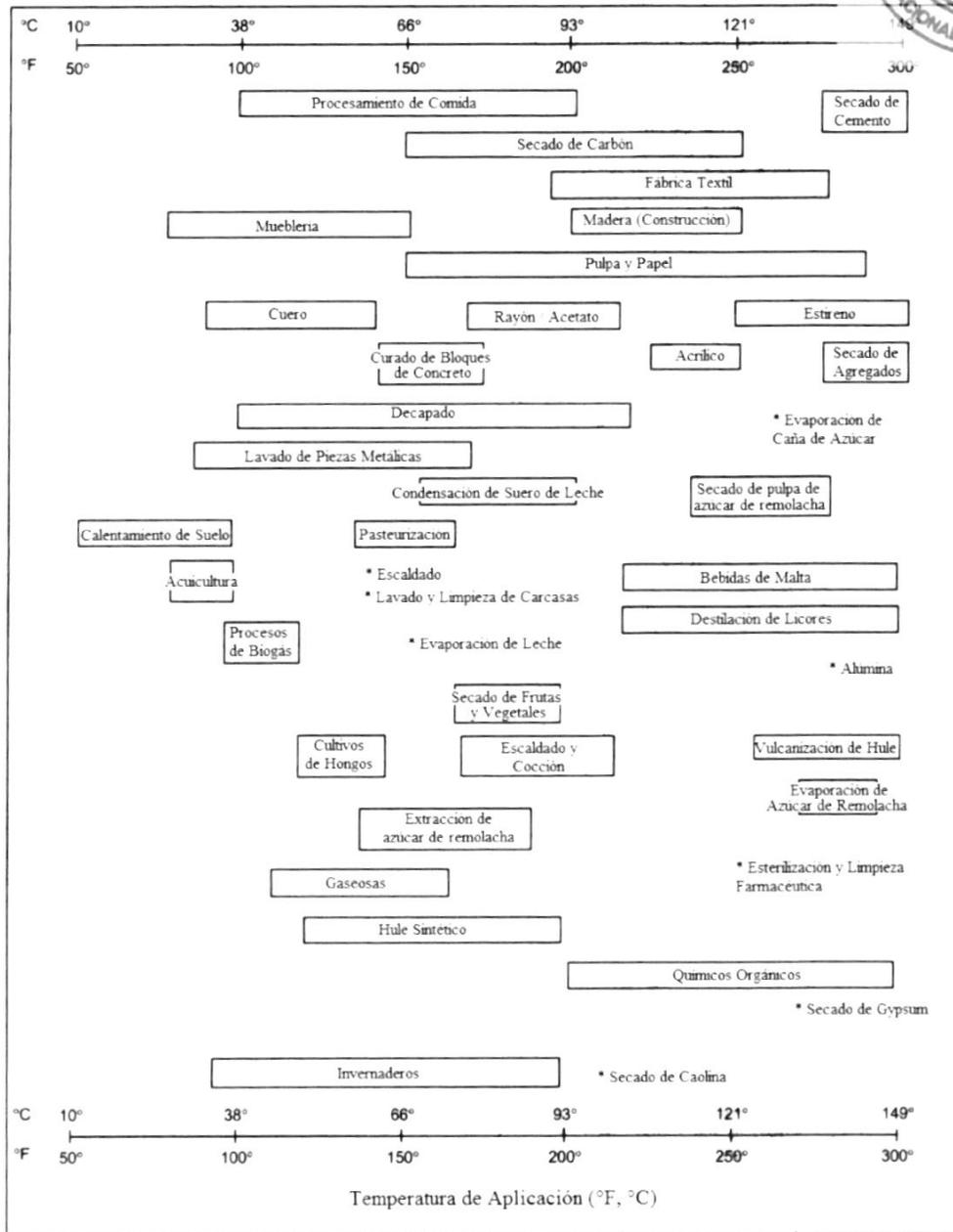
Referencia: (Caloryfrio, 2016)

R





Figura 41: Usos directos del recurso geotérmico: Rangos de temperatura de algunos procesos industriales y aplicaciones agrícolas



Referencia: (Jóhannesson & Chatenay, 2014)

Handwritten signature or mark



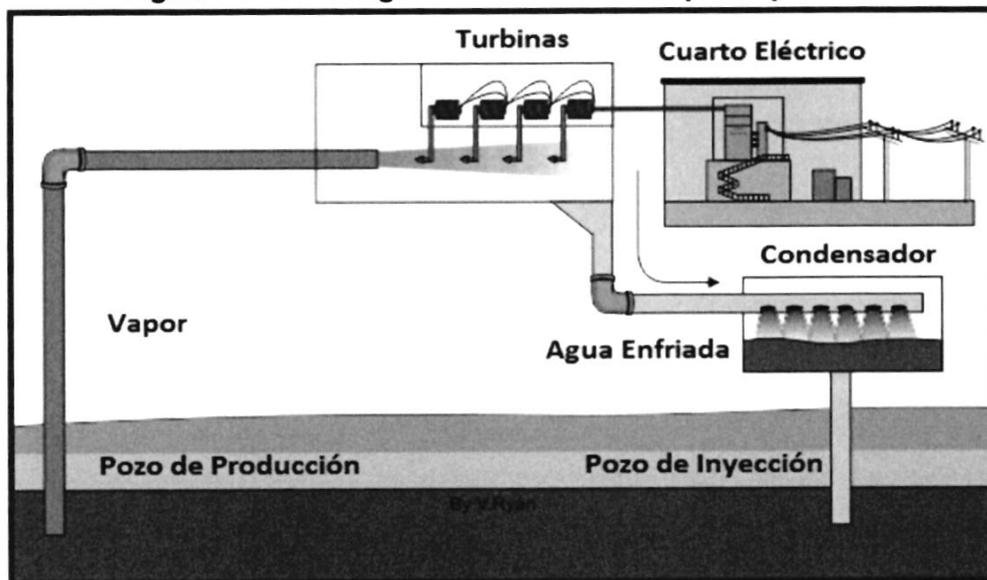


Vapor Seco

Es una de las configuraciones convencionales más antiguas, siendo la primera construida en el año 1904. Con este diseño, agua en fase de vapor sobrecalentado y de temperaturas superiores a 150°C es extraído desde los reservorios y es utilizado para impulsar las turbinas y producir energía eléctrica. Una porción del vapor es posteriormente condensado y reingresado al reservorio con la finalidad de reutilizarlo en el ciclo, mientras que la otra porción del vapor es evacuada hacia el ambiente. En la Figura 38 se presenta una configuración típica de una central geotérmica que opera con vapor

seco. Centrales de generación geotérmica con este esquema tienen costos de inversión relativamente bajos en comparación con los demás esquemas; adicionalmente, son altamente eficientes, llegando a valores de entre 50% y 70%. La principal restricción para implementar esta tecnología es encontrar reservorios con buen potencial de vapor. Otros aspectos que deben tomarse en cuenta con estas centrales son las concentraciones de gases no condensables en el vapor que sean expulsados al ambiente, la alta corrosividad que puede afectar los elementos de la central.

Figura 42: Central geotérmica accionada por vapor seco



Referencia: (Save the Earth, 2016)

B





Vapor por Destello

Una de las configuraciones convencionales más utilizadas para la producción de energía eléctrica. A diferencia de las centrales geotérmicas de vapor seco, éstas utilizan agua en fase líquida con temperaturas mayores a 200°C y altas presiones de operación. Siguiendo el esquema de referencia de la Figura 39, el agua es bombeada y transportada a un tanque en donde la presión del fluido es reducida drásticamente, lo cual provoca el repentino cambio de fase de líquido a vapor (de ahí el nombre de destello de vapor).

La parte del agua convertida a vapor sigue el mismo recorrido que en la configuración de una central de vapor seco; la parte del agua que se mantuvo en fase líquida se combina con el condensado del vapor usado en las turbinas para ya sea ser reinyectado al reservorio, para un segundo tanque para producir vapor por destello nuevamente y generar más electricidad, o algún uso directo de calor. Las eficiencias energéticas globales son función de las veces que el fluido es destellado

y si éste es utilizado para otros procesos aparte de el de la producción de generación eléctrica: si se destella una vez, eficiencias se encuentran entre 30% y 35%; si se destellan dos veces, 35% y 45%.

Si se agregan intercambiadores de calor para el proceso de producción de agua caliente, la eficiencia global es incrementada gradualmente.

Centrales geotérmicas de vapor por destello sencillo requieren de un bajo costo de inversión, pero para poder ser competitivas deben disponer de un recurso geotérmico a temperaturas superiores a los 200°C; por otra parte, centrales con destello doble demandan mayor costo de inversión y para ser competitivas deben contar con el recurso geotérmico a temperaturas superiores a los 240°C.

Independientemente de la cantidad de veces que sea destellado el vapor, los costos de operación y mantenimiento aumentan considerablemente si el recurso tiene una alta concentración de minerales.

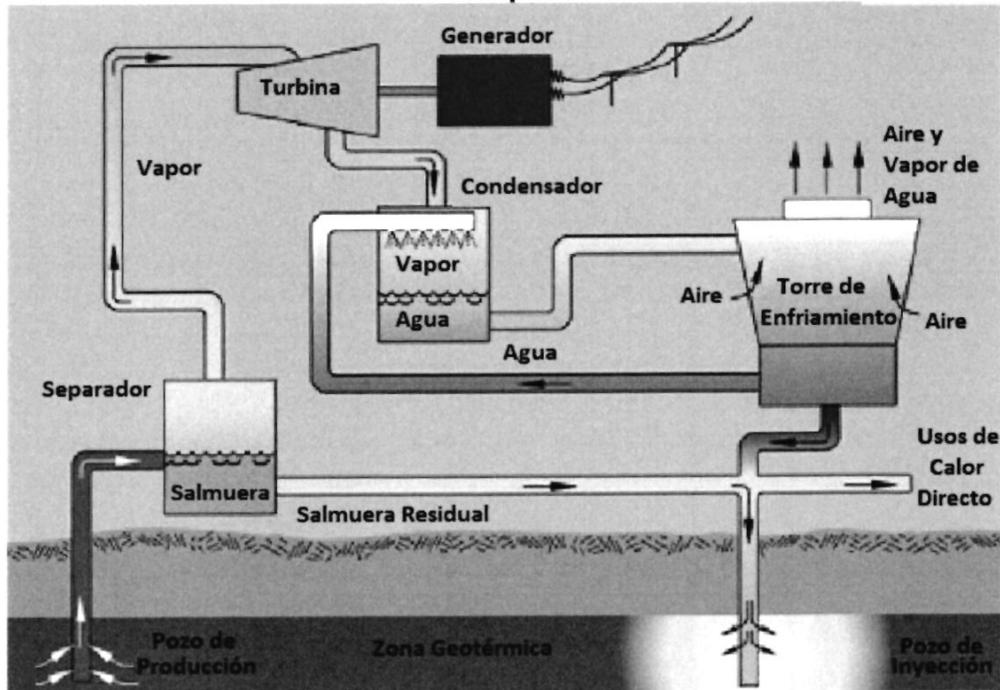
B





449

Figura 43 : Central geotérmica accionada por destello de vapor de una etapa



Referencia: (The National Academies Press, 2013)

Ciclo Binario

Es la configuración más reciente e innovadora dentro del grupo y se espera que futuras instalaciones de centrales geotérmicas adopten este arreglo ya que operan con el ciclo Rankine orgánico o también con el ciclo Kalina. El agua está a temperaturas cercanas a 60°C son transportadas a un intercambiador de calor en donde se transfiere su energía a un fluido de trabajo secundario con una temperatura de ebullición muy inferior que la del agua, causando que éste cambie de

fase líquida a vapor y sea el que impulse las turbinas. La Figura 40 permite visualizar mejor el principio de funcionamiento del ciclo. En comparación con las tecnologías antes mencionadas, éste es un ciclo cerrado, lo cual significa que los fluidos primarios y secundarios no se mezclan durante el proceso y esto conlleva a una disminución en las evacuaciones de vapor y gases nocivos al ambiente virtualmente nulas.

B





Adicionalmente, no se requiere que las temperaturas del agua proveniente del reservorio sean tan elevadas. Una gran desventaja de este ciclo de operación es que la eficiencia del sistema es ligeramente inferior a las demás técnicas. Por ejemplo:

- Usando el ciclo Rankine Orgánico se pueden alcanzar eficiencias entre 25% y 45%.
- Con el ciclo Kalina pueden obtenerse eficiencias entre el 30% y 65%.

Los costos de operación y mantenimiento para una central de ciclo Rankine Orgánico son muy elevados debido a que el recurso contiene una mayor concentración de salinidad que puede afectar los elementos de la planta. En contraste, los costos de inversión y la complejidad tecnológica son muy elevados para centrales que utilizan el ciclo Kalina debido a que este esquema es relativamente nuevo.

La reducción de los costos de inversión para centrales con el ciclo Kalina la harán más competitiva contra la del ciclo Rankine Orgánico solamente cuando haya se efectúen más estudios de diseño y desarrollo.

- Las centrales geotérmicas superan a las centrales térmicas que utilizan recursos no renovables (combustibles fósiles) en los siguientes aspectos: Cuentan con recurso energético confiable, abundante y renovable puesto que el agua puede ser reingresada al reservorio para producir más vapor.
- Reducción en el espacio físico de la central generadora ya que no se requiere de un depósito para el almacenamiento del combustible.
- Sus costos efectivos son más baratos debido a que no dependen de las variaciones de los precios del combustible.
- Las emisiones de gases de efecto invernadero son menores.

A pesar de las ventajas descritas anteriormente, la producción de energía eléctrica mediante esta tecnología lleva integrado intrínsecamente las siguientes desventajas:

- La producción de energía puede verse limitada por el agotamiento del recurso hídrico en los reservorios.

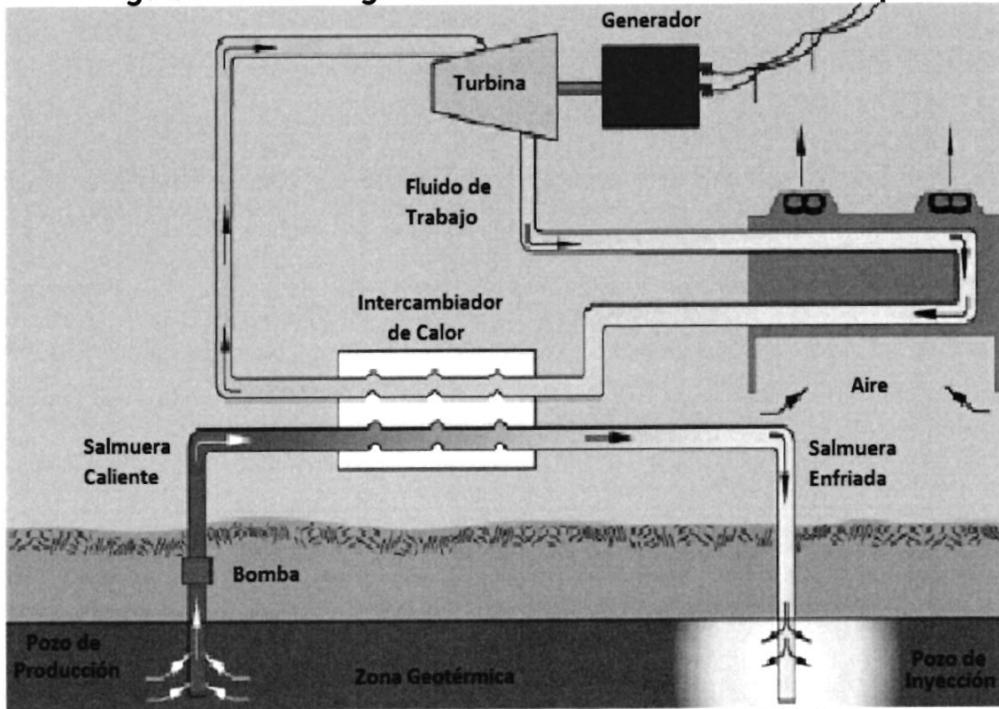
B





- Los respiraderos naturales no son accesibles en su totalidad y solamente lo están en ubicaciones selectas. Por otra parte, los respiraderos artificiales son muy lejanos y profundos en la tierra para ser lo suficientemente efectivos.

Figura 44 : Central geotérmica de ciclo binario de una etapa



Referencia: (The National Academies Press, 2013)

Handwritten signature or mark





Piezolectricidad

La piezolectricidad es una propiedad que tienen ciertos cristales de polarizarse eléctricamente cuando son sometidos a presión, y a la inversa. Esta propiedad es aprovechada por la empresa Pavegen que desarrolla aceras que convierten los pasos en electricidad, con un diseño de acera formada por un pavimento especial componiéndose de baldosas triangulares como se puede

observar en la Figura 41 en las cuales cada esquina contiene un generador electromagnético, que se comprime cuando alguien pasa por encima. Al realizar este movimiento hacia abajo y hacia arriba se genera la electricidad. Tiene distintas aplicaciones a parte de la recolección de electricidad, como para encender luces, mecanismos, ser almacenada en baterías, respuestas sonoras, ect.

Figura 45: Baldosa piezoeléctrica Pavegen



Referencia: (Plataforma Arquitectura, 2019)

B





Tecnologías de Almacenamiento de Energía Eléctrica

El sistema de energía eléctrica debe abordar dos requisitos únicos: la necesidad de mantener un equilibrio casi en tiempo real entre la generación y la carga, y la necesidad de ajustar la generación (o carga) para administrar los flujos de energía a través de las instalaciones de transmisión individuales.

La demanda eléctrica es la suma de los requisitos de energía de miles de usuarios diferentes, desde hogares individuales hasta grandes empresas industriales y comerciales, todos los cuales pueden cambiar las cargas, con magnitudes muy diferentes, en horarios convenientes para cualquier actividad que realicen en el momento.

Esperan que la energía esté disponible a pedido y no consultan a la empresa de servicios públicos para advertirles con anticipación.

Debido a los impactos ambientales notorios en la actualidad, el almacenamiento de electricidad juega un papel crucial en la búsqueda de una matriz energética con más fuentes de energía

renovable. Junto con el impulso de generación de energía solar y eólica, se permite la aguda descarbonización en segmentos clave del mercado energético.

Las tecnologías de producción de energía renovables no convencionales dependen de la disponibilidad momentánea del recurso, por lo que son consideradas como fuentes intermitentes. Con la finalidad de mitigar tal variabilidad, se recurren a los sistemas de acumulación de energía, los cuales permiten almacenar la energía en el momento en que se tiene disponible y posteriormente utilizarla cuando sea necesario.

La capacidad de almacenamiento de electricidad puede reducir las restricciones en la red de transmisión y puede aplazar la necesidad de grandes inversiones en infraestructura. Esto también se aplica a la distribución, independientemente de si las restricciones reflejan el crecimiento en energías renovables o un cambio en los patrones de demanda.





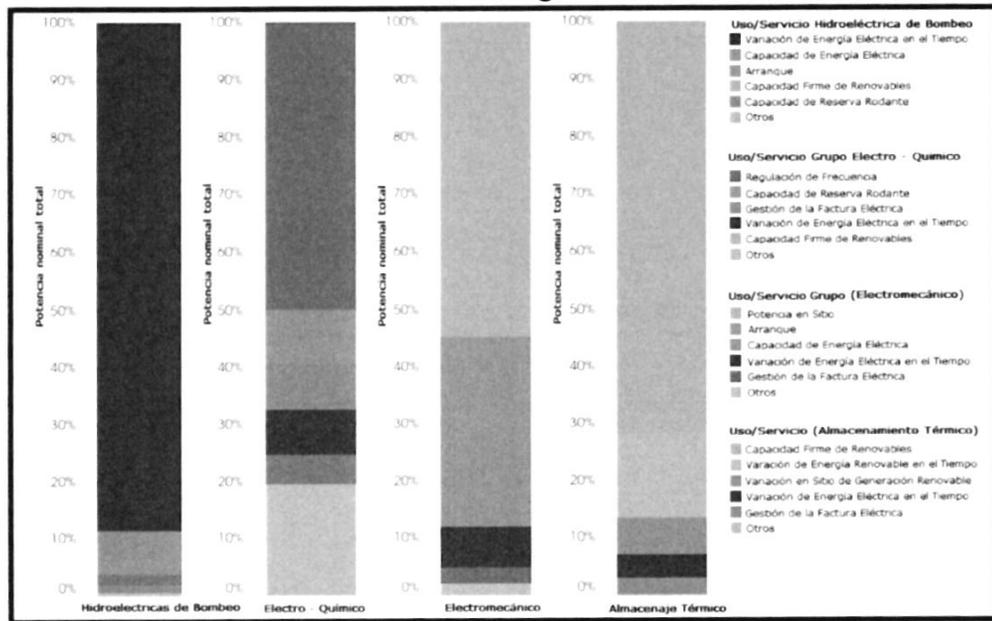
Dependiendo de la duración de la falta de coincidencia, el suministro inmediato se mantiene mediante la llamada "reserva rodante" o baterías hasta que un generador alternativo a más largo plazo entre en funcionamiento para asumir la carga.

Para satisfacer esta demanda, el sector eléctrico debe evaluar una

gama de activos "lentos" y "rápidos" optimizados para satisfacer los componentes fijos y variables de la demanda y de sus necesidades pero generalmente se necesitan activos de almacenamiento con acción particularmente rápida, que proporcionen la flexibilidad necesaria para enfrentar este desafío. Esto se muestra en la Figura 42.



Figura 46 : Capacidad Global de almacenamiento de Energía por Uso y Tecnología.



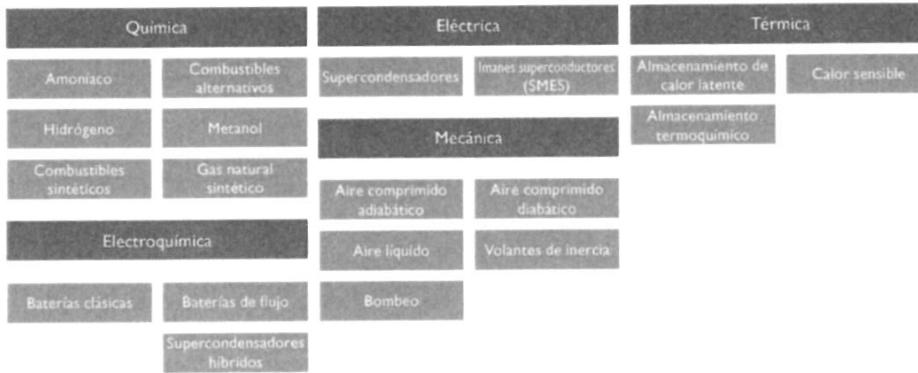
Referencia: (Irena Electricity Storage Cost, 2017)





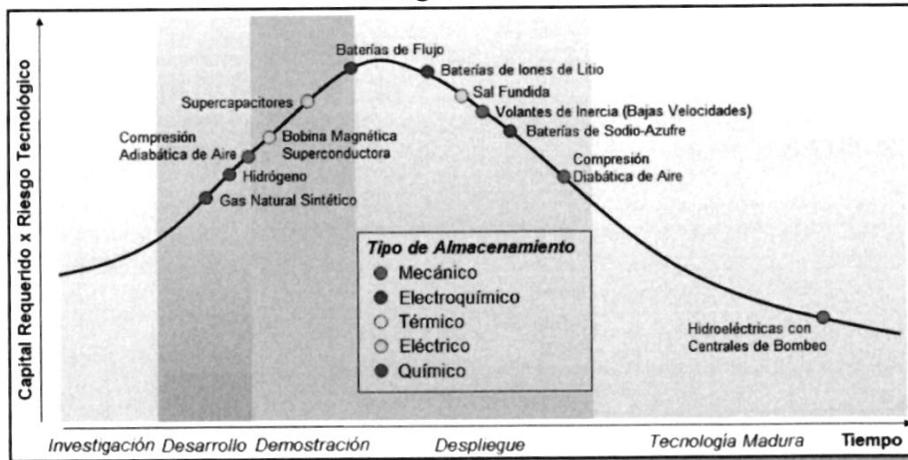
En función de la tecnología de generación de energía eléctrica, se presentan en las siguientes secciones las diferentes alternativas disponibles de sistemas de acumulación de energía. La Figura 43 presenta un resumen de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica; análogamente, en la Figura 44 se muestra la curva de madurez de las tecnologías de almacenamiento de energía. La Figura 45 y la Figura 46 son las comparaciones por tecnología en base al tiempo de descarga y a la densidad de energía y de potencia respectivamente.

Figura 47 : Sistemas de almacenamiento de energía eléctrica



Referencia: (MITECO, 2021)

Figura 48: Curva de madurez de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica



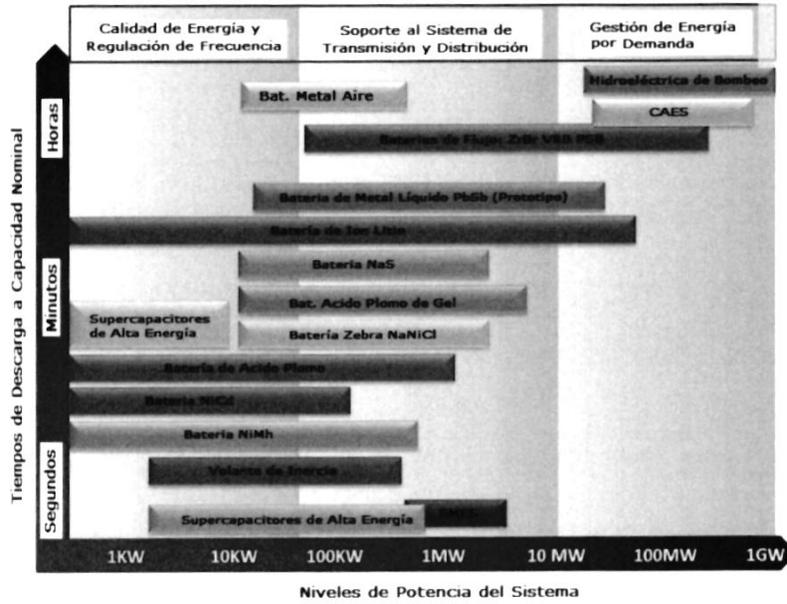
Referencia: (Scottish Renewables, 2016)

B



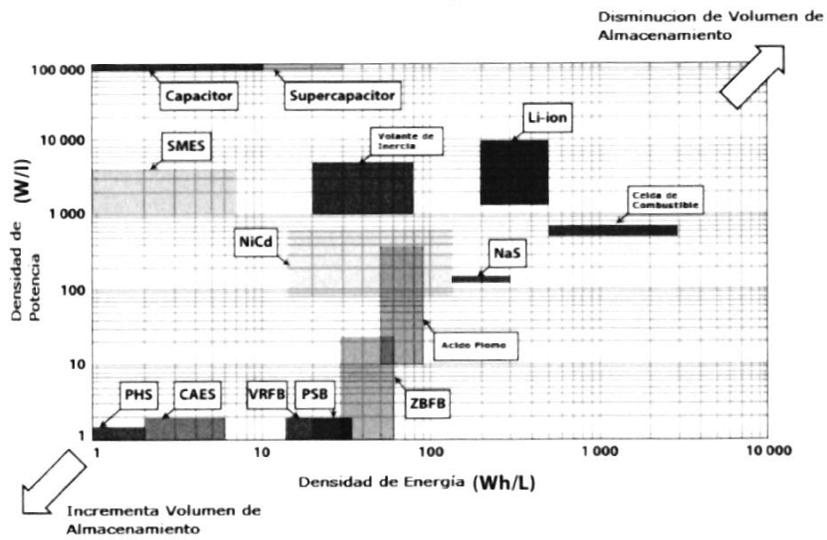


Figura 49: Gráfico de Comparación de Tiempos de Descarga por Tecnología



Referencia: (Irena Electricity Storage Cost, 2017)

Figura 50: Comparación mediante densidades de energía y potencia por Tecnología



Referencia: (Irena Electricity Storage Cost, 2017)

Handwritten signature





Sistemas de Almacenamiento Mecánicos

Hidroeléctricas con Centrales de Bombeo

El bombeo hidráulico es un sistema de almacenamiento muy desarrollado y utilizado para producción de energía a gran escala, el cual, es su único fin, y se combina muy fácilmente con sistemas eólicos, donde la energía sobrante se utiliza para revertir el agua. Son centrales hidroeléctricas que tienen dos reservorios a diferentes elevaciones, en el cual se bombea agua durante horas valle desde el reservorio inferior hacia el reservorio superior.

En horas pico o cuando sea requerido por el sistema, el agua es turbinada desde el reservorio superior hacia el inferior para producir energía eléctrica. Mientras que los reservorios superiores son usualmente los mismos embalses o un embalse a mayor altura, existen varias alternativas técnicamente viables para los reservorios inferiores: pozos de minas inundadas, cavernas u otras cavidades subterráneas, e incluso el mar abierto. De ser posible, es recomendable que el reservorio inferior sea subterráneo, ya que se logra evitar la evaporación del agua. Este tipo de centrales hidroeléctricas son reversibles, ya que los generadores pueden operar

como motores, y las turbinas como bombas. Bajo esta configuración de central hidroeléctrica, su eficiencia oscila entre un 70% y 85%: tienen un rendimiento más bajo cuando operan como bombas que como turbinas.

Las principales ventajas de estas centrales son un tiempo de vida más extendido y la disposición del recurso virtualmente inagotable; por otra parte, las mayores limitaciones de las centrales son una gran dependencia de las condiciones topológicas y un mayor uso requerido de tierra inundable. En cuanto a problemas operativos se han identificado:

- Problemas de cavitación: la casa de máquinas debe ubicarse de tal manera que la bomba opere sumergida en todo momento.
- El cambio de dirección del flujo del agua incrementa la probabilidad de agrietamiento debido a fatiga en la estructura.
- El flujo del agua durante el modo de bombeo tiende a elevar la máquina axialmente, provocando mayores esfuerzos de tensión en cojinetes.
- Las parrillas retenedoras de basura sufren de vibraciones extremas en modo de bombeo.

A





En la Figura 47 puede apreciarse un proyecto desarrollado de central hidroeléctrica con bombeo. La central más grande del mundo (Bath County)

tiene una capacidad instalada de 2100 MW está ubicada en Georgia, Estados Unidos.



Figura 51: Central Hidroeléctrica con Bombeo de agua dulce Rocky Mountain (1095 MW), ubicada en el estado de Georgia, Estados Unidos.



Referencia: (Canary Systems, 2016)

Aire líquido

También conocido como LAES (Liquid Air Energy Storage), este sistema emplea el aire líquido como vector energético y puede integrarse en procesos de calor y frío residual industriales. El proceso se lleva a cabo en una planta de licuefacción de aire industrial que emplea energía eléctrica para enfriar el aire ambiente, hasta producir aire líquido (criogénico) que se almacena en un tanque

aislado a baja presión. Cuando se requiere energía, el aire líquido es presurizado, re-gasificado y expandido en una turbina para generar electricidad. Este almacenamiento puede acompañarse de dos sistemas de almacenamiento térmico asociados a cada uno de los procesos de compresión y expansión de aire (foco frío y caliente). La implementación de estos sistemas

Handwritten signature or mark





permite incrementar la eficiencia de la conversión.

Aire Comprimido

El almacenamiento de energía mediante aire comprimido o CAES (Compressed Air Energy Storage) consiste en almacenar aire a altas presiones de 60-70 bar en cubículos bajo tierra.

Dicho aire se presurizará de forma progresiva con enfriamientos intermedios en el proceso para lograr un mayor rendimiento de energía en periodos donde se posea energía excedente. La compresión de aire se realizará normalmente en las horas de bajo consumo (horas valle) para después producir energía en las horas pico. Posteriormente mezclarlo con gas natural, quemarlo y expandirlo en una turbina de gas modificada y producir energía eléctrica en las horas de demanda pico.

Existen actualmente dos tipos de compresión: diabática y adiabática; la primera alternativa ha sido implementada y demostrada desde el siglo XIX, mientras que la última se encuentra en fase de desarrollo. En un proceso de compresión diabática, el calor liberado durante la compresión es disipado por

enfriamiento y éste no se almacena, por lo que el aire debe recalentarse previamente para su expansión en la turbina. En contraste, en un proceso de compresión adiabática, el calor liberado durante la compresión del aire es almacenado en un depósito térmico (por ejemplo, rocas porosas) y utilizado durante su expansión en la turbina.

En la mayoría de las ocasiones estos compartimentos donde se almacena el aire son antiguas minas, pozos petrolíferos o de gas natural o acuíferos, lo cual permite un almacenaje de aire masivo y sin los enormes costes que supondrían la realización del cubículo subterráneo.

La principal ventaja de estas centrales es su gran capacidad de almacenamiento; sin embargo, se restringen por su baja eficiencia global (menores a 50%) y por su disponibilidad geográfica. En la Figura 48 y Figura 49 se puede observar los esquemas de funcionamiento.



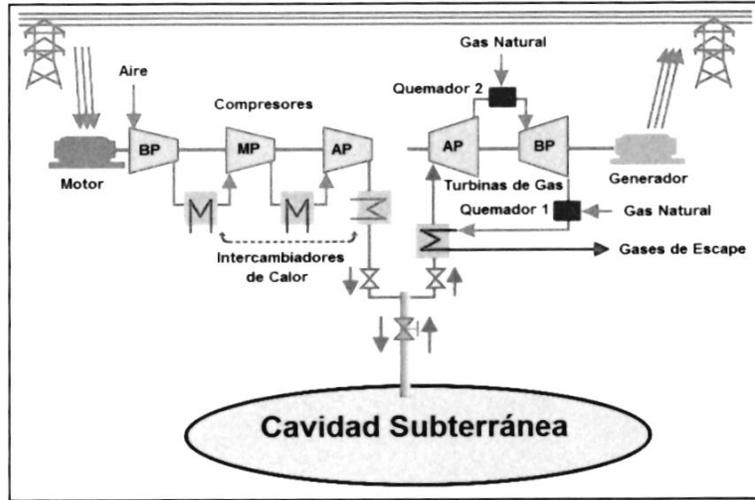
B





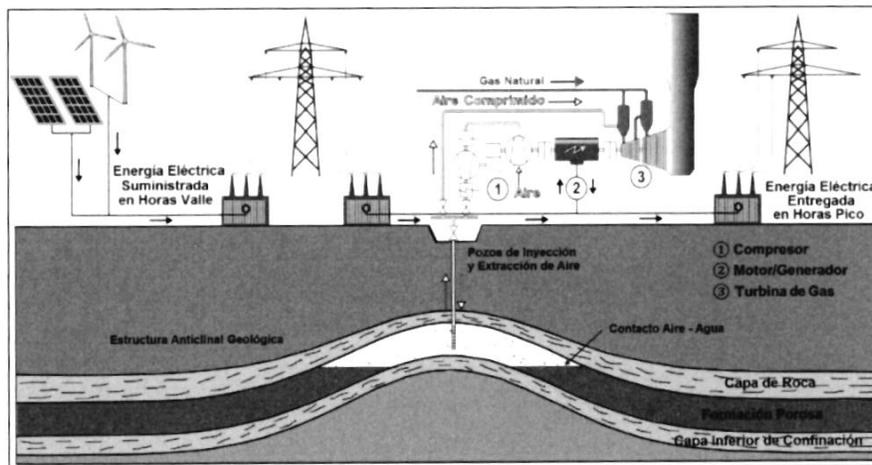
460

Figura 52: Central con almacenamiento por compresión diabática de aire.



Referencia: (Huang, y otros, 2017)

Figura 53: Central con almacenamiento por compresión adiabática de aire.



Referencia: (Wang & Bauer, 2017)

Una innovadora alternativa de almacenamiento de energía por

Handwritten signature





compresión de aire ha sido implementada: compresión submarina de aire. La idea consiste en aprovechar los principios y

conceptos termodinámicos y mecánica de fluidos en un sistema de almacenamiento submarino: el almacenamiento del aire comprimido se da en acumuladores flexibles instalados cerca del fondo de lagos y océanos.

A medida que el aire ingresa, los acumuladores se expanden como un globo; la presión de diseño del aire dentro del acumulador se iguala a la presión hidrostática ejercida por el agua que rodea el acumulador, lo cual mantiene el aire comprimido en el acumulador incluso cuando éste se encuentra parcialmente lleno.



Esta alternativa resulta ser muy ventajosa en comparación con el uso de contenedores rígidos que experimentan una reducción en la presión a medida que el volumen de aire almacenado disminuye. En otras palabras, el aire comprimido en sistemas submarinos mantiene una presión constante independientemente del volumen.

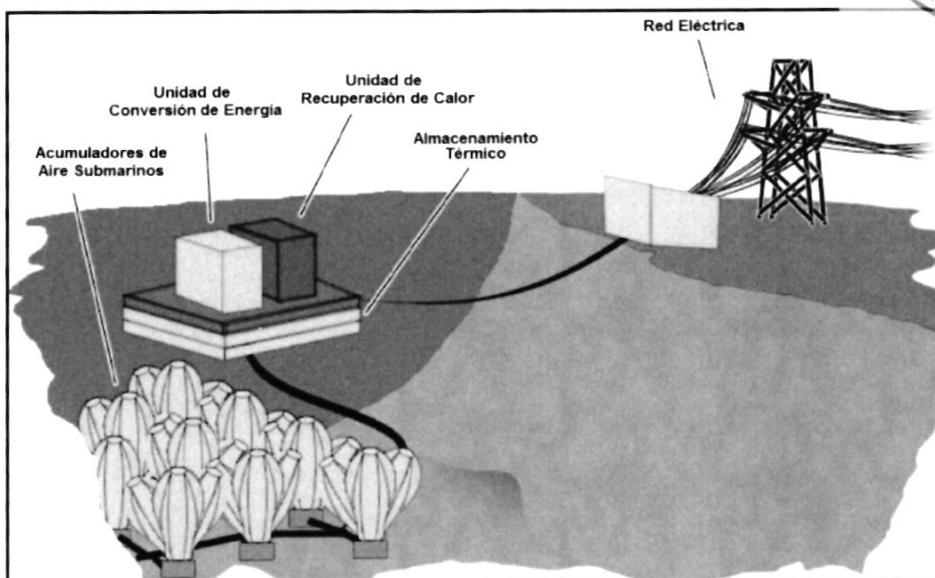
Adicionalmente, durante el proceso de compresión del aire, el calor es almacenado en una plataforma cercana hasta por ocho horas antes de ser utilizado en el ciclo de descarga. Cada uno de estos principios físicos contribuyen a una mejora en la eficiencia global del ciclo de un 60% hasta un 80%. Se puede observar un diagrama de este sistema en la Figura 50.

Handwritten signature





Figura 54 : Sistema de almacenamiento de energía por compresión submarina de aire.



Referencia: (Windpower Engineering & Development, 2014)

Almacenamiento de Aire Comprimido Isotérmico

La energía se puede almacenar en aire comprimido, con pérdidas mínimas de energía, y liberarse cuando más tarde se deja expandir el aire al igual que muchos almacenamientos de energía de aire comprimido tradicional, almacenan energía en formaciones geológicas subterráneas como las cavernas de sal. Sin embargo, en estos sistemas isotérmicos, el aire se calienta cuando se comprime y se enfría cuando se expande.

Los sistemas de aire comprimido convencionales generalmente

utilizan turbinas de combustión de gas para recalentar el aire enfriado antes de expansión. Este proceso crea ineficiencias y emisiones.

El sistema ICAES (isothermal compressed air energy storage) captura el calor de la compresión en el agua y almacena la captura el calor hasta que se necesita nuevamente para la expansión. El almacenamiento del calor capturado elimina la necesidad de una turbina de combustión de gas y mejora la eficiencia. Así se logra el ciclo isotérmico combinando

Handwritten signature or mark.



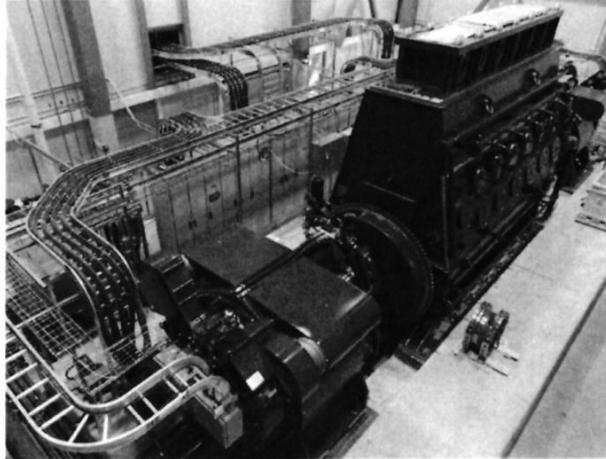


innovaciones patentadas con un control de diseño en componentes y

principios industriales. Esto lo podemos observar en la Figura 51



Figura 55 : Almacenamiento de Aire comprimido Isotérmico de la Compañía SustainX



Referencia: (Isothermal Compressed Air Energy Storage, 2012)

Handwritten signature or mark.





Volantes de Inercia

El volante de inercia es un elemento capaz de almacenar la energía en forma de cinética mediante una rotación, la cual será liberada en el momento que sea necesario. Los volantes se cargan y descargan gracias a la acción de una máquina eléctrica que actúa como motor o generador y gracias a esta máquina y utilizando la energía proporcionada por la red eléctrica provocamos el movimiento del rotor del volante hasta alcanzar su velocidad nominal (proceso de carga).

Después la energía mecánica almacenada se transformará en el momento de su utilización a energía eléctrica mediante el generador, disminuyendo en el proceso la velocidad del rotor del volante hasta su valor mínimo de diseño. Luego se transformará a corriente alterna mediante un inversor y un sistema de control se encargará de controlar los valores de utilización.



Existen dos tipos de volantes de inercia en base a su velocidad:

- Volante de inercia a bajas velocidades: $< 6 \times 10^3$ rpm, su principal uso es en aplicaciones de calidad de energía (regulación de frecuencia, y sistemas de alimentación ininterrumpida).
- Volantes de inercia a altas velocidades: $10^4 - 10^5$ rpm, su principal uso es en aplicaciones de la industria del transporte (vehículos híbridos) e industria aeroespacial (satélites y catapultas en portaviones).

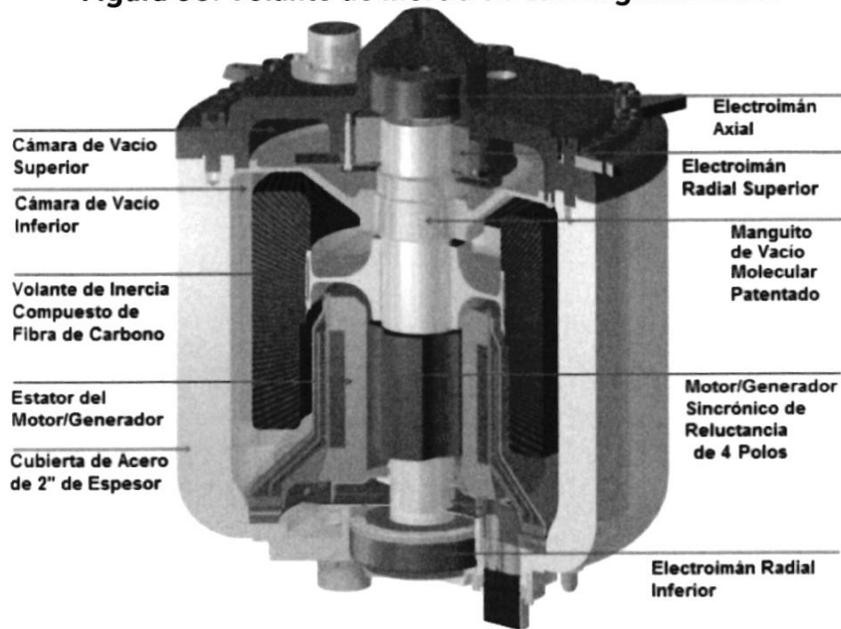
Entre las ventajas de implementar volantes de inercia como acumuladores de energía se pueden mencionar un mantenimiento reducido, densidad de potencia alta, larga vida útil, excelente estabilidad en los ciclos de carga/descarga y el uso de materiales ambientalmente inertes. Un diseño de volante de inercia se muestra en la Figura 52.

A





Figura 56: Volante de inercia de cuarta generación.



Referencia: (Powerthru, 2016).

Handwritten signature





Sistemas de Almacenamiento Electroquímicos

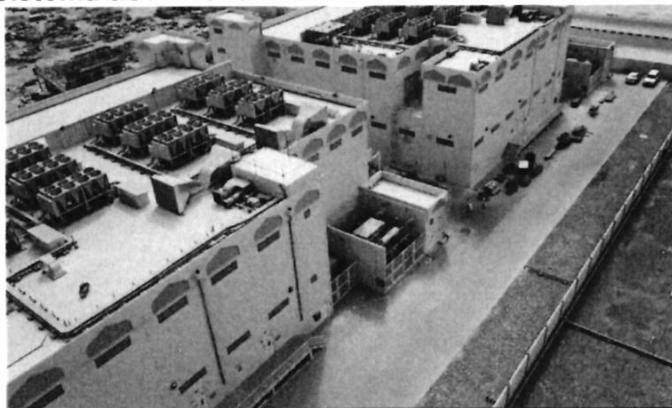
Esta sección describe el principio de funcionamiento de una gran variedad de baterías; pueden clasificarse principalmente en dos grupos: baterías secundarias y de flujo.

Baterías Secundarias

Son baterías recargables utilizadas como respaldo ante interrupciones en el suministro de energía a una carga eléctrica, mitigación de fluctuaciones energéticas provenientes de centrales eólicas, y sistemas aislados con paneles solares fotovoltaicos; usualmente están dispuestas en bancos, e inclusive en subestaciones de almacenamiento. En la actualidad existen subestaciones de este tipo en Estados Unidos, Canadá, Alemania, Australia, Indonesia, China y Japón; el proyecto de mayor capacidad instalada fue construido en Abu Dhabi (Figura 53), son 15 sistemas, en diez ubicaciones distintas, que suman 108 MW / 648

MWh, mediante baterías de sulfuro de sodio. Cada sistema es capaz de almacenar energía durante seis horas. El compromiso total incluye 12 sistemas de 4 MW y tres sistemas de 20 MW. Este es un sistema virtual ya que no se encuentra en una sola ubicación, pero puede ser controlado de manera unitaria. En la Figura 54 se muestra el interior de los módulos de baterías e inversores, elementos importantes de las subestaciones de almacenamiento de energía. Las siguientes secciones explican las tecnologías disponibles en almacenamiento de energía con baterías secundarias

Figura 57: Sistema de Almacenamiento de 20MW ubicado en Abu Dhabi.



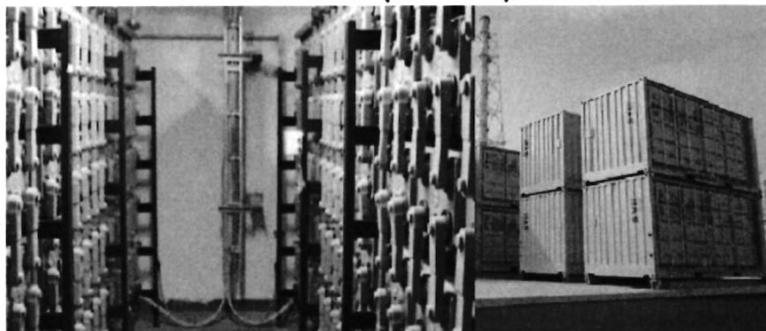
Handwritten signature or mark





Referencia: (Energy Storage News, 2019)

Figura 58: Interior de un módulo de baterías (izquierda) y módulo inversor (derecha).



Referencia: (Saur Energy, 2019).

Plomo ácido

Las baterías de plomo-ácido son ampliamente utilizadas en sistemas fotovoltaicos. Además, tienen una vital importancia actualmente en aplicaciones en automóviles de motor de combustión para su utilización en el arranque del vehículo. No suele ser una opción recomendable para implantar en coches eléctricos debido a sus inconvenientes, sino que se utilizan su variante (plomo-gel).

Tiempos típicos de vida útil varían entre 6 a 15 años con unos 1500 ciclos de vida a un 80% de descarga, y se obtienen eficiencias de ciclo entre 80% y 90%. Entre sus ventajas se encuentran: una favorable razón costo/rendimiento, son fáciles de reciclar, y disponen de una tecnología simple para ser

cargadas. Pese a esto, se puede mencionar entre sus desventajas que su capacidad de almacenamiento decrece cuando se descarga una gran cantidad de energía, tienen una baja densidad energética, y está el hecho de que utilizan plomo - un metal peligroso y prohibido en algunos países.

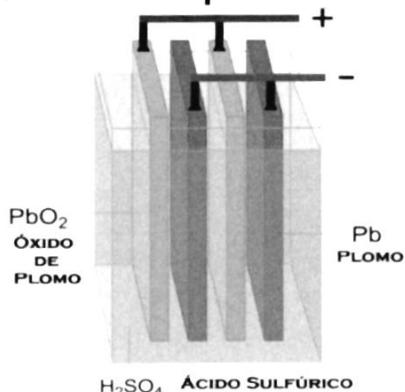
Acerca del futuro de las baterías de plomo-ácido, son más utilizadas por el aumento constante de la flota de vehículos, y debido a su precio y su disponibilidad son en muchas ocasiones una mejor opción. Además, con el surgimiento de una nueva generación de baterías de plomo ácido, cuyo rendimiento alcanza el 90%, sigue haciendo a estas antiguas baterías aún atractivas a todos los niveles de aplicación. Su estructura se muestra en la Figura 55 y en la Figura 56 se muestra un banco de estas.

A





Figura 59: Estructura interna de una batería de plomo ácido



Referencia: (Chemical Glossary, 2017).



Figura 60: Banco de baterías de plomo ácido



Referencia: (Storage Battery Solutions, LLC, 2018)

Níquel cadmio e hidruro metálico de níquel:

En contraste a las baterías de plomo ácido, este tipo de baterías tienen una mayor densidad energética, una densidad de potencia ligeramente superior, y un número de ciclos de vida más alto.

Las baterías de Ni-Cd presentan un largo ciclo de vida, más de 3500 ciclos combinados con bajos requerimientos de mantenimiento. Sin embargo, su vida útil depende principalmente de los niveles de descarga en cada ciclo, pudiendo alcanzar hasta 50.000 ciclos con un 10% de descarga.

Estas baterías requieren mantenimiento con menor frecuencia, pueden entregar más corriente en un menor tiempo y su duración es mayor con respecto a las baterías de Pb-ácido. Pueden

mantener estados de descarga por periodos largos, siendo más robustas que otras tecnologías al mantener una tensión estable durante ciclos de carga/descarga profundos. Poseen una resistencia interna muy baja, por lo que son ideales para disponer en conexiones en serie.

Baterías de níquel cadmio han estado comercialmente activas desde el año 1915, mientras que aquellas de hidruro metálico de níquel desde el año 1995 (Figura 57). Debido a la alta toxicidad del cadmio, en Europa su uso fue permitido exclusivamente para aplicaciones estacionarias, y desde el 2006 han sido prohibidas para consumidores.

A

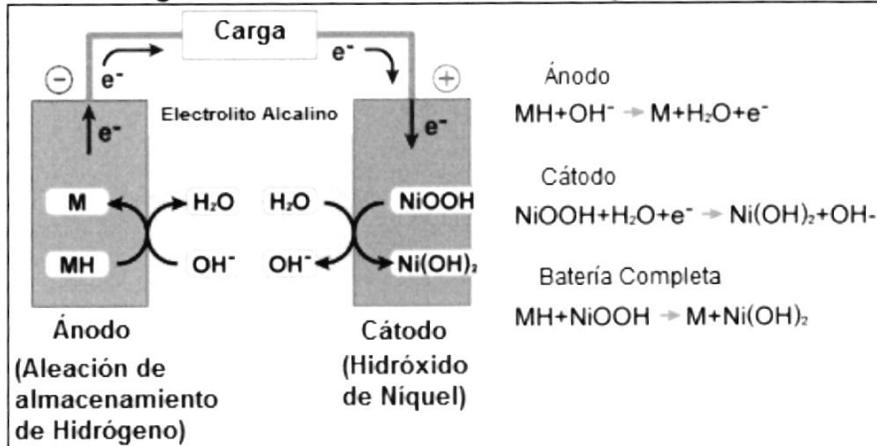




En la actualidad, estas baterías han sido reemplazadas por las de iones de litio, salvo para en el uso de

vehículos híbridos, debido a su robustez y seguridad.

Figura 61 : Banco de baterías de níquel cadmio



Referencia: (Kawasaki, 2018).

Batería de Ion Litio:

La batería de iones de litio, también denominada batería Li-Ion, es un dispositivo diseñado para almacenamiento de energía eléctrica que emplea como electrolito, una sal de litio que procura los iones necesarios para la reacción electroquímica reversible que tiene lugar entre el cátodo y el ánodo.

Las propiedades de las baterías de Li-ion, como la ligereza de sus componentes, su elevada capacidad energética y resistencia a la descarga, la ausencia de efecto memoria o su capacidad para operar con un elevado número de ciclos de regeneración, han

permitido el diseño de acumuladores livianos, de pequeño tamaño y variadas formas, con un alto rendimiento, especialmente adaptados para las aplicaciones de la industria electrónica de gran consumo. Poseen una mayor densidad energética y una reducción considerable en costos por medio de producciones en masa.

Adicionalmente, pueden llegar hasta 5000 ciclos de vida, son altamente eficientes (95% - 98%) y tienen la flexibilidad de tiempos de descarga desde segundos hasta semanas.

A

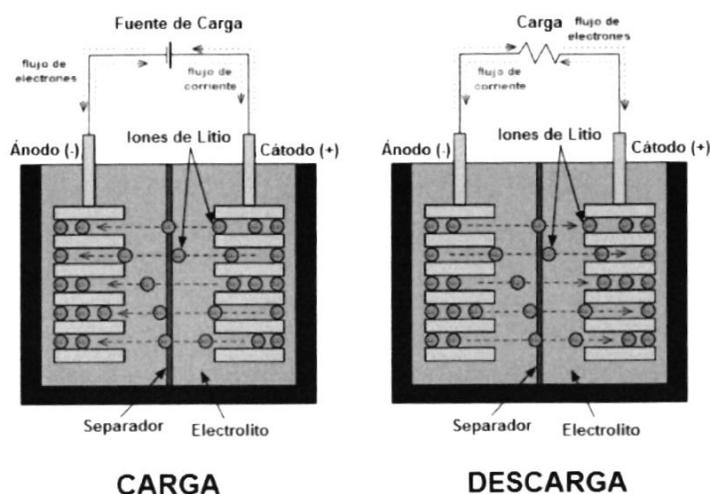




Los problemas de seguridad más frecuentes asociados a esta tecnología son las fallas estructurales de los aislantes debido a sobrecargas o sobre descargas, causando calentamiento en los materiales activos debido a la

reacción exotérmica acumulando presión y una subsiguiente explosión de la batería, con riesgo adicional de combustión como resultado de la exposición al oxígeno. Su funcionamiento se puede observar en la Figura 58.

Figura 62: Funcionamiento de Batería de Ion Litio.



Referencia: (Apteligent, 2016).

Metal - Aire:

Están compuestas por un ánodo hecho de metal puro, y el cátodo conectado a una fuente inagotable de aire, en donde solamente el oxígeno presente en el aire es utilizado para producir la reacción electroquímica. Bajo esta configuración, técnicamente cualquier metal podría ser utilizado para la reacción electroquímica; sin embargo, se prefiere el uso de baterías de zinc aire sobre las de litio

aire por el hecho de que el litio es muy reactivo con el aire y la humedad y puede provocar riesgos de seguridad, incluyendo explosiones e incendios. Con el zinc, la velocidad de reacción puede controlarse adecuadamente al variar el flujo de aire, y la pasta de electrolito / zinc oxidado puede sustituirse fácilmente con una pasta nueva. Una batería recargable de este tipo tiene el potencial de

Handwritten signature or mark.

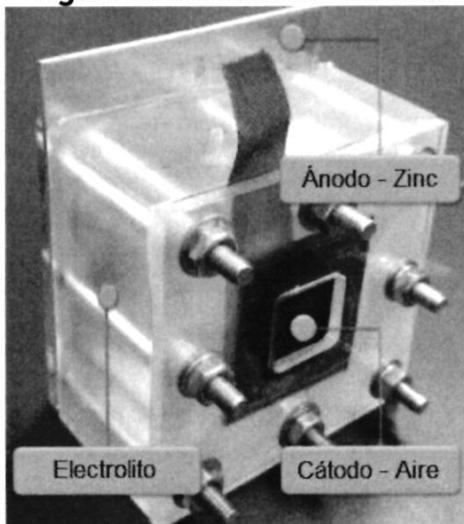




brindar una alta energía específica y un bajo costo de materiales; no obstante, en la actualidad ninguna batería ha alcanzado el nivel de madurez comercial. En las Figura 59 y Figura 60 se muestran respectivamente modelos de baterías de zinc aire y litio aire. Dentro de la familia metal/aire, el par electroquímico de mayores posibilidades de éxito comercial en su aplicación a las diversas necesidades relacionadas con Smart Grids, es el basado en el Aluminio/aire. El aluminio es accesible en el mercado, reciclable

y, frente a otros sistemas de la misma familia, presenta una gran densidad energética (8 kWh por cada kg) y un voltaje por celda similar al conocido de baterías alcalinas, basadas en electrodos de Níquel. En las baterías de Al-Aire la placa de aluminio constituye el ánodo y el aire realiza las funciones del cátodo. La ecuación química básica está formada por cuatro átomos de aluminio, tres moléculas de oxígeno y seis moléculas de agua, que se combinan para producir cuatro moléculas de óxido de aluminio hidratado más la energía.

Figura 63 : Batería de zinc aire



Referencia: (The Agency for Science, Technology and Research, 2017).





Figura 64 : Principio de funcionamiento de una batería de litio aire



Referencia: (IBM, 2012).

Sulfuro de Sodio:

Físicamente en las baterías NaS el electrodo positivo consiste en azufre (S), mientras que el material activo del electrodo negativo corresponde a sodio (Na).

Este tipo de tecnología trabaja normalmente a altas temperaturas, entre 300 °C y 350 °C con la finalidad de mantener los electrodos fundidos debido a las reacciones exotérmicas, en consecuencia, existen cambios de presión y consecuentes riesgos de explosión o incendio, pero esto no ha detenido el desarrollo de esta prometedora tecnología, si hay un cauteloso control de la temperatura, los riesgos son mínimos y las pérdidas por auto descarga son bajas.

En comparación con otras baterías, las NaS tienen una respuesta extremadamente rápida, siendo adecuadas para aplicaciones relacionadas con Calidad de Energía, Adicionalmente, estas baterías pueden inyectar hasta un 600% su potencia por pulso (Rated Power Pulse) alcanzando hasta 30 segundos de duración, lo que está limitado por las subidas de temperatura en las celdas, y la profundidad de descarga. Esto permite que esta tecnología pueda ser utilizada en aplicaciones de calidad y almacenamiento reduciendo picos rápidos en la demanda o en la producción de un parque eólico. Las baterías de NaS presentan una larga vida útil debido a que los electrodos son líquidos,

B





eliminando la corrosión que afecta al resto de las tecnologías de electrodos sólidos.

Son insensibles a cambios de temperatura externos, facilitando su instalación en interiores o exteriores, lo que reduce su impacto respecto al lugar físico que se utiliza, los módulos son reubicables, no producen ruidos o vibraciones por esto permiten su integración cercana a las cargas.

Esta tecnología no es adecuada para sistemas de respaldo (UPS), en los cuales se pueden llegar a descargar totalmente con el consecuente deterioro de los electrodos, sumado

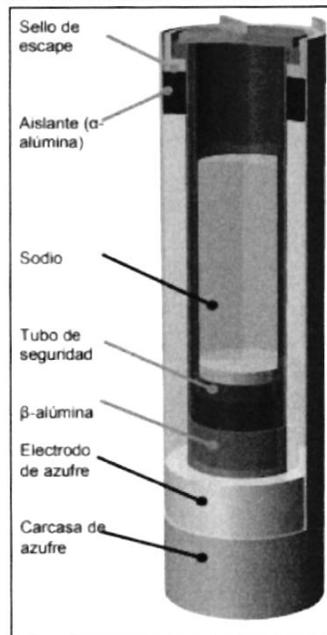
a que mantener una temperatura y voltajes adecuados es esencial en este tipo de baterías, además son necesarios sistemas de control y protección que ocupan un espacio físico adicional.

En Japón se ha demostrado la efectividad de esta tecnología en alrededor de 200 sitios, principalmente utilizada en supresión de picos de demanda; adicionalmente se ha implementado en Alemania, Francia, Estados Unidos y Emiratos Árabes Unidos.

La estructura de una celda de NaS se muestra en la Figura 61.



Figura 65: Estructura de una celda de NaS.



Referencia: (Universidad Distrital Francisco José de Caldas, 2015)

A





Titanato de Litio:

El Titanato de litio es una clase relativamente nueva de iones de litio. Se caracteriza por un ciclo de vida muy largo medido en miles de ciclos, junto con muy alta capacidad de velocidad de descarga y carga. Titanato de litio también es muy seguro y comparable a la de fosfato de hierro en este sentido.

La densidad de energía es más baja que otras químicas de iones de litio y la tensión nominal es 2.4V. Esta tecnología es conocida por su carga muy rápido, resistencia interna baja / alta carga y velocidad de descarga, el ciclo de vida muy alto, y una excelente resistencia / seguridad. Se ha encontrado un uso principalmente en vehículos eléctricos y de almacenamiento de energía, y los relojes de pulsera. Más recientemente, se está comenzando a encontrar uso en dispositivos

médicos móviles debido a su alta seguridad. Una de las razones subyacentes de esta característica de la tecnología es que la química utiliza nanocristales en el ánodo en lugar de carbono, lo que proporciona un área de superficie mucho más eficaz.

Desafortunadamente, esta batería tiene tensiones en los terminales más bajos que otros tipos de litio. Debido a los beneficios del titanato de litio en términos de alta seguridad, alta estabilidad, larga vida útil y características ecológicas, las baterías de titanato de litio se pueden usar ampliamente en vehículos militares, aeroespaciales, eléctricos y estaciones de carga, así como sistemas de energía de respaldo críticos para el sistema. En la Figura 62.



Handwritten signature or mark.





Figura 66: Batería de Titanato de Litio con encapsulado tipo botella.



Referencia: (EV Lithium, s.f.)

Baterías de flujo:

Son baterías en las cuales la energía es almacenada en una o más sustancias disueltas en electrolito líquido. Dichos electrolitos son almacenados externamente en tanques y son bombeados a través de la celda electroquímica que convierte directamente la energía química a eléctrica y viceversa. La potencia de las baterías es definida por el tamaño y diseño de la celda electroquímica, mientras que la energía es definida por el tamaño de

los tanques. Originalmente desarrolladas por la NASA en los años 1970 para vuelos espaciales de largo plazo, las baterías de flujo proveen una solución alternativa y prometedora para el almacenamiento de energía, con duraciones de horas e incluso hasta días, y con potencias del orden de los MW. A la fecha, existen dos tipos de baterías: reducción-oxidación (redox) e híbridas.

Reducción-oxidación:

Como puede observarse en la Figura 63 dos disoluciones de electrolitos líquidos con iones de metal como masas activas son bombeadas a los lados opuestos de una celda electroquímica. Los

electrolitos en los electrodos negativo y positivo son llamados respectivamente anolito y catolito. Durante los ciclos de carga y descarga, los iones metálicos permanecen disueltos en el

B

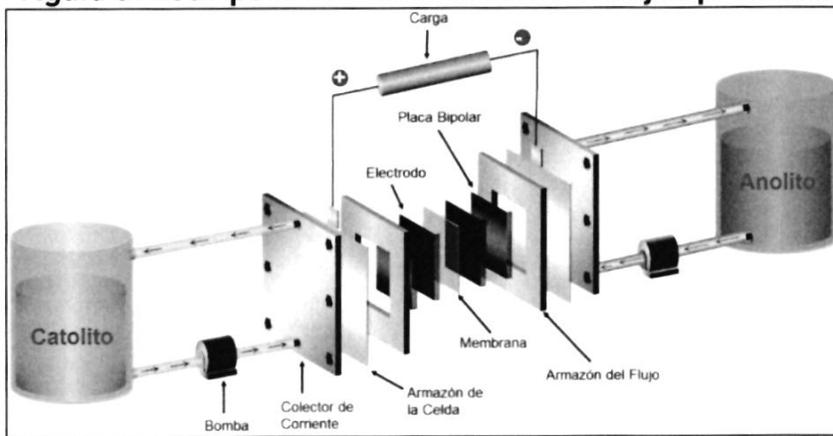




electrolito como líquido; no se produce algún cambio de fase. Durante el proceso de carga, el anolito y catolito fluyen por los electrodos porosos, separados por una membrana que permite el paso de protones a través de ella para efectuar la transferencia de electrones, produciendo una corriente eléctrica. En el proceso de descarga, los electrodos son suministrados continuamente con las masas activas disueltas de los tanques; una vez convertido, el producto final es removido del tanque. Poseen un sistema de bajo impacto, que no utiliza metales

pesados contaminantes y de no ser por el deterioro de la membrana de carbono, tendrían un ciclo de vida prácticamente indefinido, en el cual el electrolito permite un reciclaje completo, sin problemas de disposición de desechos. El tipo de batería de flujo más conocido es el flujo redox de vanadio. El mecanismo de almacenamiento de la batería de flujo redox de vanadio (VRFB) involucra reacciones redox en la célula que son alimentadas por materiales activos de vanadio iónico de los tanques, que resultan en electrones. Sus componentes se observan en la Figura 63.

Figura 67: Componentes de una batería de flujo tipo redox.



Referencia: (Kim, y otros, 2015).

Híbridas:

En este tipo de baterías, una de las masas activas es almacenada internamente dentro de la celda electroquímica, mientras que la otra masa permanece en el electrolito líquido y es almacenada

externamente en un tanque. Bajo esta configuración, baterías híbridas combinan las ventajas de las baterías secundarias convencionales y las de flujo de

Handwritten signature or mark.





reducción-oxidación: su capacidad depende del tamaño de la celda electroquímica. Ejemplos típicos de baterías híbridas son las de zinc-cerio y zinc-bromo: en ambos casos el anolito consiste en una solución ácida de iones de zinc (Zn^{2+}), durante la carga el zinc es depositado en el electrodo y durante la descarga, Zn^{2+} regresa a la solución. Una membrana de material poliolefina microporosa es utilizada; la gran mayoría de los electrodos son compuestos de carbono y plástico. Esta tecnología está en fase de comercialización, habiendo sistemas con capacidades de hasta 1 MW/3 MWh. La batería de flujo de zinc bromo (ZBFB) es

probablemente el más conocido de los tipos de baterías de flujo híbrido. Una célula ZBFB consiste en dos compartimentos separados típicamente por una membrana microporosa. Electrodo en cada lado de la celda (uno en el lado de zinc uno en el lado del bromo) está hecho de materiales compuestos de plástico al carbono, dado que los electrodos de metal sufrirían corrosión en presencia de un ambiente rico en bromo. Dos tanques externos bombean el electrolito acuoso hacia las pilas de células durante la carga y descarga (es decir, en una configuración a la del VRFB).



Sistemas de Almacenamiento Químicos

Hidrógeno

El almacenamiento gracias al hidrógeno trata de, mediante la energía eléctrica o térmica procedente de centrales térmicas, nucleares, eólicas, convertir compuestos químicos para convertirlo más adelante en energía eléctrica. Este elemento se encuentra en grandes cantidades en nuestro planeta, aunque este no se encuentra en su estado puro.

El hidrógeno es un vector de energía que puede ser obtenido de varios productos, como el gas natural, el agua o el refinado de aceites pesados. Sin embargo, la

única producción considerada como limpia es la que implica su obtención a base de agua y energía procedente de fuentes renovables.

Permite tanto el almacenamiento masivo como el almacenamiento a pequeña escala, sin embargo, es más atractiva la idea de almacenamiento masivo, debido a la reducción de costes.

Como se ha dicho anteriormente, este sistema de almacenamiento (ver Figura 64) puede combinarse con cualquier fuente de energía, renovable o no, además de poder





utilizarse incluso como fuente de energía en sí mismo.

La utilidad del almacenamiento de hidrógeno se basa en la producción de energía eléctrica a partir del hidrógeno; luego de su almacenamiento, se puede utilizar posteriormente como:

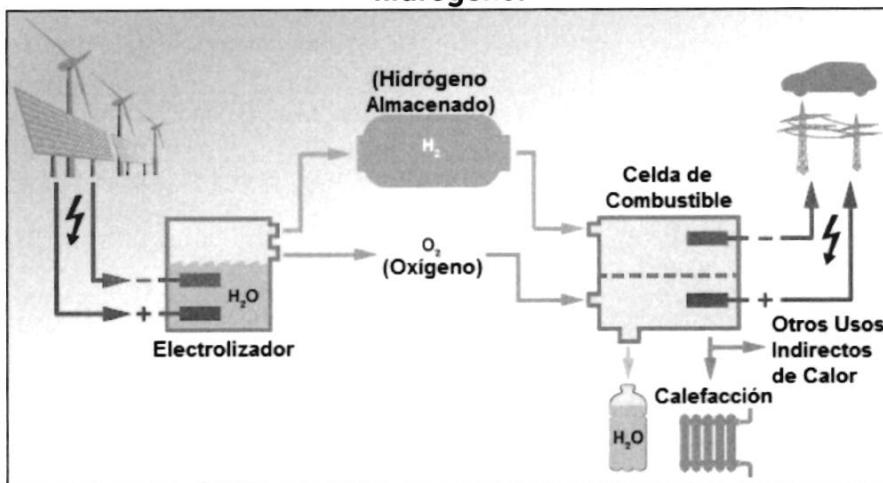
- **Combustión de hidrógeno:** Para la generación de energía eléctrica, se obtiene oxígeno de la atmósfera y se combina con el hidrógeno gracias a unas turbinas de gas, ciclos combinados o utilizado simplemente a modo de combustible (de motores, por ejemplo). Esta aplicación tiene

un potencial inconveniente: la temperatura en la llama supera los 3000°C. Como solución a este problema se puede añadir agua para controlar la temperatura alcanzada.

- **Pilas de combustible de hidrógeno:** se trata de la principal aplicación del hidrógeno, en el que el hidrógeno actúa como combustible en la pila, la cual genera electricidad a partir de la reacción química. Aunque la pila de combustible también funciona con combustibles fósiles, su rendimiento es mayor con hidrógeno, debido a su mayor densidad energética.



Figura 68: Ciclo operativo de un sistema de almacenamiento con hidrógeno.



Referencia: (Deutsche Welle, 2016).

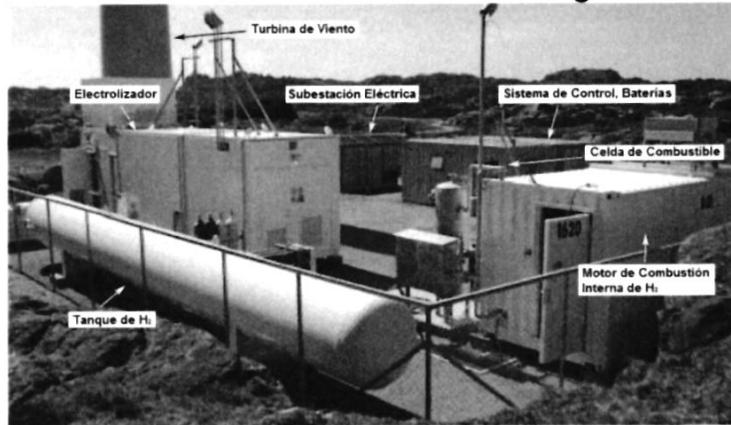
Handwritten signature or mark.





Actualmente no existe ningún sistema de almacenamiento con hidrógeno de forma comercial, pero sí existen varios proyectos en fase de desarrollo que han demostrado su viabilidad exitosamente. Entre algunos casos de éxito pueden mencionarse el proyecto en la isla de Utsira en Noruega, el cual puede apreciarse en la Figura 65: Central de almacenamiento de hidrógeno en Noruega, la central híbrida de Enertag en Alemania y Groenlandia. Futuros proyectos consideran la instalación de centros de carga de hidrógeno para vehículos como alternativa para el reemplazo de productos derivados del petróleo, como el de la Figura 66.

Figura 69: Central de almacenamiento de hidrógeno en Noruega.



Referencia: (New Energy and Fuel, 2010).

Figura 70: Centro de carga para vehículos con celdas de hidrógeno.



Referencia: (International Fleet World, 2018).

Handwritten signature or mark.





85	Tomo II - Plan Indicativo de Generación Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2023 - 2037
----	--

B





Gas Natural Sintético

Otro sistema alternativo de almacenamiento químico disponible en actualidad es la metanación, el cual es el proceso de sintetización del metano para la producción de gas natural sintético (GNS). Posterior al proceso de electrólisis y separación del hidrógeno, éste se mezcla con dióxido de carbono para producir metano en un reactor de metanación.

El gas natural sintético puede almacenarse en tanques a presión, contenedores, cavernas para su posterior uso, o suministrarse directamente a la red de gas.

Excelentes fuentes de dióxido de carbono para la metanación son centrales termoeléctricas, instalaciones industriales o centrales de biogás. Para reducir pérdidas energéticas, debe evitarse el transporte del CO₂ (procedente de la fuente) y H₂ (proveniente del proceso de electrólisis) hacia la central de metanación; la producción del GNS es preferible en ubicaciones donde haya excedentes de CO₂ y electricidad. Centrales de producción de biogás son excelentes lugares con excesos de CO₂, sin embargo, un almacenamiento intermedio en sitio del gas es necesario, debido a que la metanación es un proceso continuo.

En la Figura 67 se muestra el esquema del uso del hidrógeno y GNS como almacenamiento de energía química.

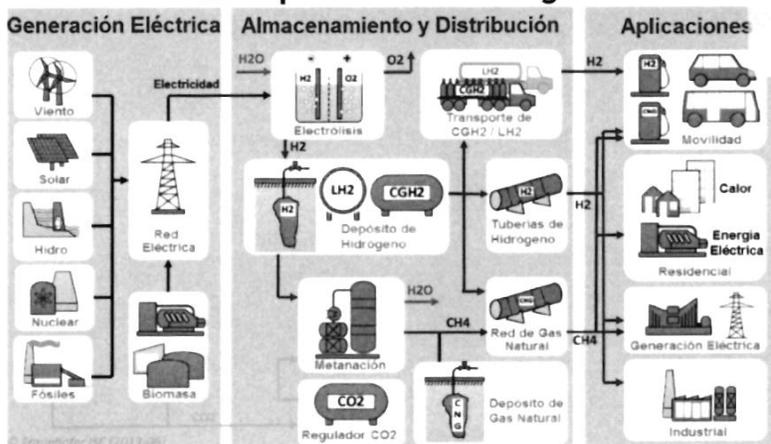
La principal desventaja en sistemas de almacenamiento de energía con GNS es la relativamente baja eficiencia global, debido a las pérdidas energéticas en la conversión durante la electrólisis, metanación, almacenamiento, transporte y posterior generación eléctrica. Eficiencias suelen ser inferiores al 35%.

B





Figura 71: Concepto global del uso de hidrógeno y gas natural sintético como portadores de energía



Referencia: (Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, s.f.).

Amoniaco, Metanol y Combustibles alternativos

Para incrementar la densidad energética volumétrica y aprovechar otras infraestructuras ya existentes, el hidrógeno puede incorporarse a moléculas mayores como amoníaco o líquidos orgánicos portadores de hidrógeno. Así, el hidrógeno puede utilizarse en la síntesis de sustancias líquidas fácilmente transportables empleando las actuales redes de suministro, tales como alcoholes sintéticos, el metanol, el octano, el amoníaco o los derivados amónicos,

entre otros. De entre ellos, destaca el amoníaco, al contar con una infraestructura propia desarrollada que favorecería su almacenamiento energético. Este compuesto no contiene carbono; sin embargo, posee nitrógeno y sus emisiones contribuyen a la formación de aerosoles de sulfato amónico y nitrato amónico, que deterioran la calidad del aire.

Handwritten signature





Sistemas de Almacenamiento Eléctricos

Capacitores de Doble Capa

Los condensadores electroquímicos o EDLC (Electrochemical Double Layer Capacitors) también son conocidos como supercondensadores. (Ver Figura 68). Los ultracondensadores son componentes electrónicos pasivos que permiten el almacenamiento de energía en pequeños periodos de tiempo.

El principio de funcionamiento en el que se basan los ultracondensadores es la pseudocapacitancia que es el almacenamiento de energía asociado a la acumulación de carga eléctrica entre las láminas del condensador gracias al medio aislante. Es un fenómeno que depende de la tensión, por lo que posee una capacitancia variable.

Figura 72: Ejemplo de Supercondensadores.



Referencia: (Energy Storage Technologies in the Electricity grid, 2017)

El cambio principal frente a los condensadores consiste en acercar las cargas de distinta polaridad dentro del dispositivo a nivel molecular y además aumentar la superficie efectiva de los conductores.

Se encuentran entre la categoría de capacitores convencionales utilizados en circuitos electrónicos y baterías de uso general, por su prácticamente ilimitado ciclo de

estabilidad como por su elevada capacidad de potencia y de almacenamiento. A diferencia de los capacitores convencionales de cerámica y los electrolíticos de aluminio, estos no contienen un material dieléctrico, pero sí un electrolito sólido o líquido introducido entre dos electrodos. Esta configuración hace que se forme una doble capa eléctrica,

Handwritten signature

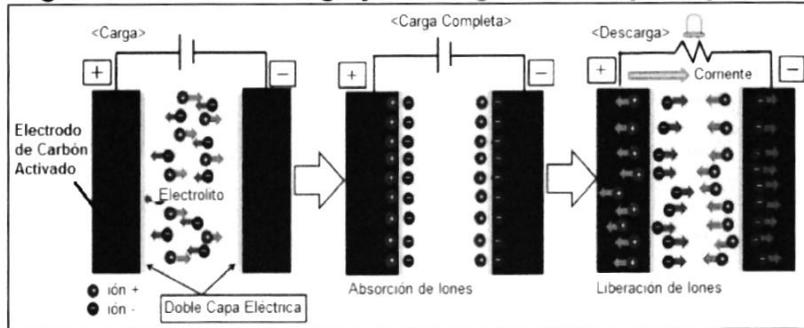




haciendo de éste el nuevo material dieléctrico. La capacitancia del supercondensador es proporcional al área superficial de la doble capa; por consiguiente, al usar carbón activado como electrodos se logran capacitancias muy elevadas. Al aplicar un voltaje en los electrodos,

los iones se desplazan hacia las paredes de la doble capa eléctrica resultando en el proceso de carga del supercondensador; cuando se descarga, se produce el proceso opuesto, tal como aparece en la Figura 69.

Figura 73: Ciclo de carga y descarga de un supercapacitor.



Referencia: (Murata, s.f.).

En sistemas fotovoltaicos se utilizan ultracondensadores dispuestos en paralelo para estabilizar la tensión de salida de las células, permitiendo además disminuir picos de tensión. Los ultracondensadores no solo tienen una mayor vida útil que las baterías para el almacenamiento solar, sino que además su eficiencia de carga es mayor que en las baterías (pérdida de energía en la carga 30% en baterías de plomo-ácido frente a un 10% de los EDLC). También su rango de temperaturas de trabajo se presenta como un factor clave para la elección de los mismos.

No obstante, el uso de supercapacitores no son recomendables para el almacenamiento de energía por periodos extendidos de tiempo porque estos dispositivos tienen una tasa de auto descarga alta, otro motivo por el cual en la mayoría de las ocasiones se descartan como opción válida es su densidad de energía, muy baja comparado con las baterías, lo que para el mismo espacio de almacenamiento tendríamos una cantidad mucho menor de energía almacenada, además de su mayor coste.

B





Bobinas Magnéticas Superconductoras

Los superconductores son capaces de transportar altos niveles de corrientes en la presencia de altos

eléctrica, a menos que sus valores críticos: temperatura (T_c), densidad de flujo magnético (B_c) y densidad de corriente (I_c), sean excedidos. La energía es almacenada en el campo magnético creado por el flujo de corriente directa en una bobina superconductora, el cual se mantiene a una temperatura inferior

niveles de campos magnéticos, bajas temperaturas con bajas resistencias al flujo de corriente

a su temperatura crítica superconductora. El componente principal de esta tecnología es la bobina compuesta de un material superconductor; componentes complementarios incluyen el sistema de refrigeración criogénica y el equipo de acondicionamiento de potencia.

La superconductividad fue descubierta en 1911 por Heike Kamerlingh Onnes, quien se encontraba estudiando la resistencia del mercurio sólido a temperaturas criogénicas, utilizando helio líquido como refrigerante. Una temperatura de 4 K era requerida; debido a estudios e investigaciones científicas, en la actualidad se han diseñado materiales con capacidad de funcionar a temperaturas críticas más altas, alrededor de los 100 K. En la Figura 70 se muestra el método de almacenamiento de energía mediante esta tecnología. La principal ventaja de este sistema es su virtualmente instantáneo tiempo

de respuesta ante el suministro de energía. Adicionalmente, se caracteriza por ser altamente eficiente (85% - 90%), brindar grandes cantidades de energía en un reducido periodo de tiempo, y no disponer de partes móviles en su sistema principal. Teóricamente, la energía puede almacenarse indefinidamente, siempre y cuando el sistema de refrigeración se encuentre en funcionamiento, aunque tiempos extendidos de almacenamiento son limitados significativamente por la demanda energética del sistema de refrigeración.

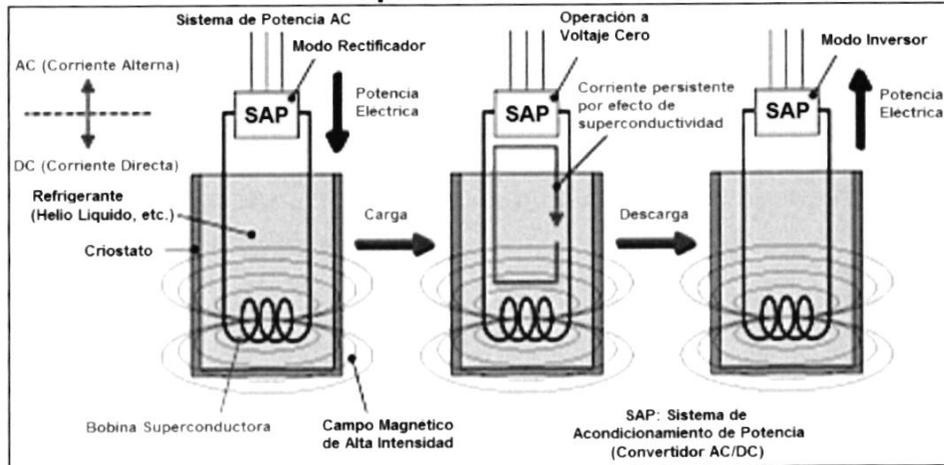
90	<p align="center">Tomo II - Plan Indicativo de Generación Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional PESIN 2023 - 2037</p>
----	--

B





Figura 74: Almacenamiento de energía aprovechando el fenómeno de superconductividad



Referencia: (Nomura, 2015).

Sistemas de Almacenamiento Térmicos

Se caracterizan por almacenar la energía en forma de calor disponible en depósitos aislados térmicamente para luego emplearla en aplicaciones residenciales o industriales tales como calefacción o enfriamiento, producción de agua caliente o generación de energía eléctrica.

Los sistemas de almacenamiento térmico tienen el potencial de incrementar el uso efectivo de la energía térmica y de facilitar el control de la producción térmica a gran escala. Suelen ser especialmente útiles para la corrección de la discordancia entre demanda y producción de energía.

Almacenamiento de Calor Sensible

Es una de las tecnologías más conocidas y con múltiples aplicaciones implementadas comercialmente, tal como es el uso de un tanque para un sistema de agua caliente doméstico.

El almacenamiento de calor sensible se lleva a cabo mediante transferencia de calor a un elemento que lo almacena sin cambiar de estado. Los materiales usados para almacenar energía sensible se mantienen sin cambio de fase en el

Handwritten signature or mark.





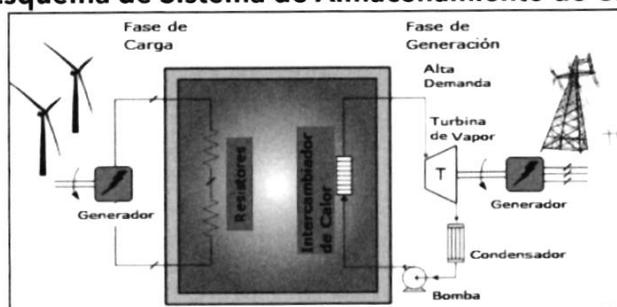
rango de temperaturas del proceso de almacenamiento y el calor almacenado.

Además de la densidad y del calor específico, existen otras propiedades que influyen en el almacenamiento de calor sensible, como son la temperatura de operación, la conductividad térmica, difusión, presión de vapor y por último es muy importante tener en cuenta los costes. Una gran variedad de fluidos ha sido probada como materiales de almacenamiento, agua, aceites y sodio; destacando entre ellos, las sales fundidas. El esquema de este sistema de almacenamiento se muestra en la Figura 71.

Su elección atiende a que son líquidas a presión atmosférica presentan una excelente relación entre la capacidad de almacenamiento y el precio, sus temperaturas de operación son compatibles con las altas presiones y temperaturas en las turbinas de vapor, y no son inflamables ni tóxicas (a diferencia de los aceites sintéticos).

Sus principales aplicaciones son el almacenamiento de calor solar, centrales térmicas con turbinas de vapor y la climatización, siendo este último donde más extendida está su aplicación.

Figura 75: Esquema de Sistema de Almacenamiento de Calor Sensible.



Referencia: (Energy Storage Toolbox, 2018)

Para este tipo de almacenamiento, las tecnologías que se encuentran desarrolladas son las siguientes:

- Almacenamiento de energía térmica de tanque (TTES)
- Almacenamiento de estado sólido

- Almacenamiento por sales fundidas
- Almacenamiento de energía térmica bajo tierra (UTES)

El TTES utiliza un fluido, comúnmente agua, como medio para el almacenamiento, es la forma

Handwritten signature or mark.





más simple, generalizada y técnicamente madura de almacenamiento térmico, en términos de volumen estos tanques van desde unos cientos de litros hasta los 80,000.00 m³, limitado por el espacio y la construcción del tanque. Usualmente proveen almacenamiento diario, y son cargados por tecnología térmica solar calentando agua a 80-90°C. El almacenamiento de estado sólido implica el uso de material particulado para almacenar calor y un fluido que circula a través del lecho para transferir calor dentro y fuera del sistema. Estos sistemas varían en tamaño y se pueden utilizar una gama de materiales, como bloques de cerámica, lechos de cemento, entre otros. Esta tecnología es simple, relativamente barata y escalable, se usan en instalaciones que requieren un grado bajo de calor. El almacenamiento por sales fundidas es utilizado en almacenamiento de alto grado de calor altamente controlados, como el sistema de potencia, es específicamente

utilizado en las plantas de concentración solar, donde el calor es almacenado durante el día y se descarga durante la noche accionando una turbina manteniendo una producción eléctrica continua. El sistema UTES tiene distintos medios de almacenamiento, pueden ser estratos geológicos, formados por tierra, arena o roca sólida, o agua en fosas artificiales, o acuíferos. Las tecnologías UTES clave son el almacenamiento de energía térmica de acuíferos (ATES), el almacenamiento de energía térmica de pozos (BTES) y el almacenamiento de energía térmica en boxes (PTES), como se observa en la Figura 72. Estos sistemas tienen la ventaja clave de que grandes cantidades de energía térmica se pueden almacenar a lo largo de las estaciones; sin embargo, la eficiencia de estos sistemas es relativamente baja y, por lo tanto, se despliegan mejor junto con una fuente barata de energía térmica.

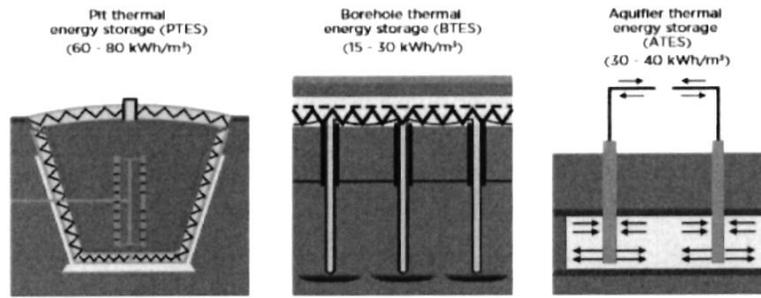


Handwritten signature or mark.





Figura 76: Principio de funcionamiento de materiales de cambio de fase.



Referencia: (IRENA, 2020)

Handwritten signature or mark.





Almacenamiento de Calor Latente

Se basa en la energía almacenada en un cambio de fase, fusión o vaporización, mientras que, en sentido inverso, con la solidificación o condensación se recupera la energía. Este método se caracteriza por tener siempre una temperatura constante.

Este método posee una densidad de energía mayor que el calor sensible. Otras ventajas destacables son que, como la temperatura constante a lo largo del proceso, no tendremos variaciones de volumen, además de una extensa variabilidad en los materiales a utilizar y temperaturas de operación. Sin embargo, los materiales son más costosos que en calor sensible y es más complicado transmitir calor al medio.

La energía térmica en forma de calor latente puede almacenarse al utilizar como medio de almacenamiento materiales que cambian de fase, los cuales pueden ser orgánicos (parafinas) o inorgánicos (hidratos de sales). El material más común empleado para el almacenamiento de calor latente son los materiales de cambio de fase sólido líquido (PCM).

En cualquier caso, son capaces de almacenar grandes cantidades de calor durante el cambio de fase de líquido a sólido. Los materiales PCM pueden almacenar entre 5 y 14 veces más energía en el mismo volumen en comparación con otros materiales como el agua o la roca.

Sin embargo, la mayoría de estos materiales presentan el gran inconveniente de un bajo coeficiente de conductividad del calor, por lo que se deben emplear métodos de mejora de la transmisión energética para así aumentar el rendimiento y utilidad del sistema de almacenamiento.

La gran ventaja que tienen estos sistemas en comparación con los sistemas de calor sensible es su gran capacidad de almacenamiento de energía en un volumen reducido de medio y a una diferencia de temperatura reducida, traduciéndose en una transferencia de calor más efectiva y eficiente.

Para este tipo de almacenamiento se diferencian cuatro tipos de tecnología, las cuales son:

- Sub-cero (cambio de fase debajo de 0°C)
- Hielo (cambio de fase del agua a 0°C)
- Baja temperatura (cambio de fase del agua de 0°C a 120°C)
- Alta temperatura (cambio de fase del agua de por encima de 120°C)

B





Absorción y Adsorción Electroquímica

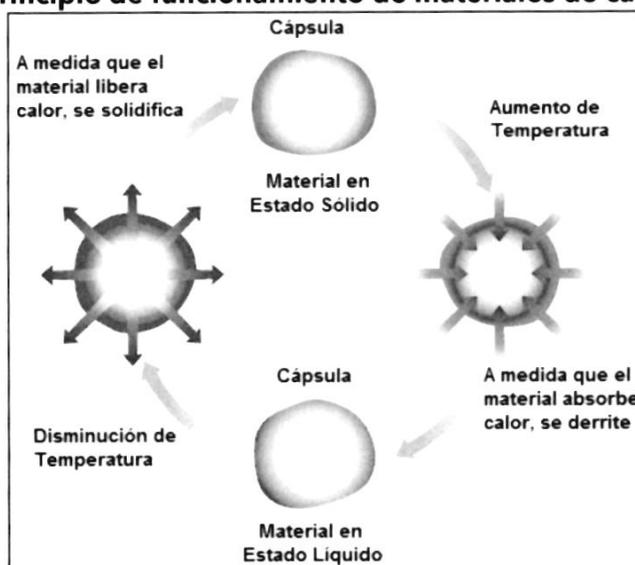
Sistemas de este tipo funcionan como bombas de calor termoquímicas bajo condiciones de vacío; por consiguiente, tienen un diseño mucho más complejo y tienen un costo muy elevado.

Durante el proceso de almacenamiento, calor proveniente de una fuente a alta temperatura es transferido a un adsorbente (gel de sílice o zeolita), y vapor de un fluido de trabajo como el agua es desorbido y condensado a bajas temperaturas en un condensador, removiendo así el calor de condensación del sistema. Posteriormente, el adsorbente seco y el fluido de trabajo separado puede almacenarse por el tiempo deseado.

En el proceso de descarga, el fluido de trabajo recibe calor a bajas temperaturas dentro de un evaporador; seguidamente, el vapor del fluido de trabajo adsorbe en el adsorbente y calor de adsorción es liberado a altas temperaturas. El funcionamiento puede observarse gráficamente en la Figura 73.

Dependiendo de la combinación de adsorbente y fluido de trabajo, la temperatura del calor liberado puede llegar hasta 200°C y la densidad de energía puede llegar a ser hasta tres veces más alta que la del calor sensible almacenable en el agua.

Figura 77: Principio de funcionamiento de materiales de cambio de fase.



Referencia: (University of Southern California, 2010).

Handwritten signature or mark

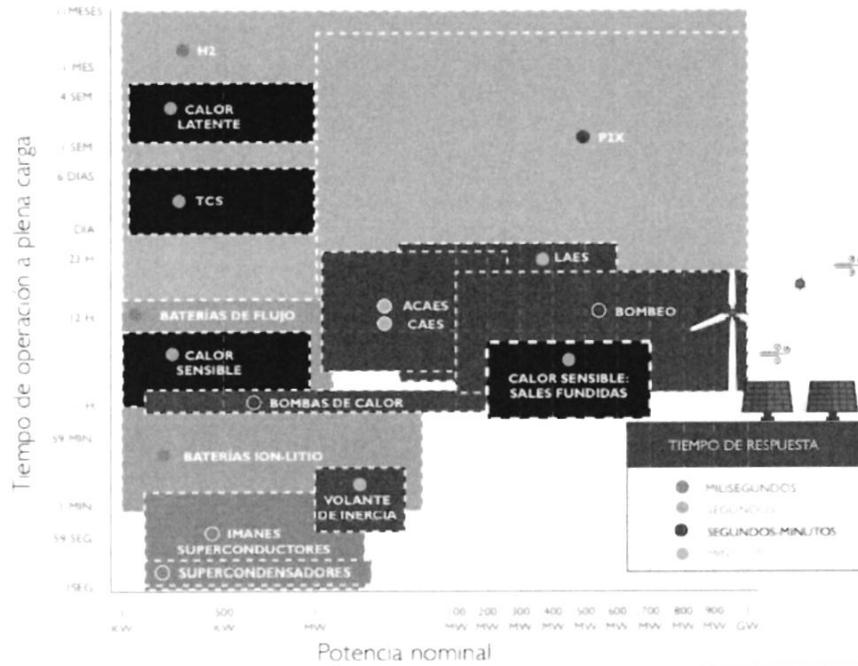




Resumen

En la Tabla 1, Tabla 2, Tabla 3 y en la Figura 74 se presenta un resumen comparativo de las tecnologías de almacenamiento de energía. En la Tabla 4 se observa las aplicaciones respectivas de las tecnologías de almacenamiento.

Figura 78: Comparación de tecnologías de almacenamiento de energía: potencia nominal, energía y tiempo de descarga



TECNOLOGÍA	CAPACIDAD ENERGÉTICA	EFICIENCIA DE CICLO COMPLETO	NIVEL DE MADUREZ	
MECÁNICA	Bombeo (PHS)	1-100 GWh	80%	MUY MADURO
	Bombas de calor (PHES)	500 kWh - 1GWh	70 - 75%	
	Aire comprimido adiabático (ACAES)	10 MWh - 10 GWh	> 70%	
	Aire comprimido (CAES)	10 MWh - 10 GWh	45 - 60%	
ELECTROQUÍMICA	Aire líquido (LAES)	10 MWh - 8 GWh	50 - 100%	MUY MADURO
	Volante de inercia	5 - 10 kWh	85%	
	Baterías ión-litio	<10 MWh	86%	
ELECTRICA	Baterías de flujo (V, Zn, Fe, Zn Br)	<100 MWh	70%	MUY MADURO
	Imanes superconductores (SMES)	1 - 10 kWh	>90%	
QUÍMICA	Supercondensadores	1 - 5 kWh	90%	MUY MADURO
	Power to gas (H2)	Hasta 100 GWh	20- 40%	
TÉRMICA	Power to X (P2X)	1 MWh - varios GWh	50%	NO MADURO
	Calor sensible: Sales fundidas	100 MWh - 10GWh	40 - 60%	
	Calor sensible	10 - 50 kWh	50 - 90%	
	Calor latente (PCM)	50 - 150 kWh	75 - 90%	
	Termoquímico (TCS)	12 - 250 kWh	75 - 100%	

Referencia: (MITECO, 2021)

Handwritten signature or mark.





Tabla 1: Comparación de Sistemas de Baterías por su Potencia y Energía Almacenada.

Tipo de batería	Rango de potencia	Potencia específica (W/kg)	Energía específica (Wh/kg)	Densidad de energía (Wh/L)
Pb-ácido	Alta (decenas de MW)	Media	Muy baja	Baja
Ni-Cd	Alta (decenas de MW)	Media	Baja	Media-baja
NiMH	Baja	Media	Media	Media-alta
Zebra	Baja (decenas de KW)	Baja	Alta	Alta
Sodio-sulfuro	Alta (decenas de MW)	Baja	Media	Media
Metal-aire	Media (MW)	Media	Alta	Alta
Titanato de bario	N/A	N/A	N/A	N/A
Ión-Litio	Baja (decenas de KW)	Alta	Alta	Alta
Litio-Fosfato de Hierro	Baja	Alta	Media-alta	Alta
Li-Po	Baja	Alta	Alta	Alta

Referencia: (Universidad de Valladolid, 2016)

A





Tabla 2: Comparación de Tecnologías de Almacenamiento.

Tipo de Almacenamiento	Voltaje Nominal (V)	Tiempo de Respuesta	Energía Específica (Wh/Kg)	Densidad Energética (Wh/L)	Vida Útil (Años)	Ciclos de Vida	Temperatura de Trabajo (°C)	Tiempo Típico de Carga	Tiempo Típico de Descarga	Porcentaje de Pérdidas por día	Eficiencia Energética (%)	Costo por kWh (USD/kWh)¹
Hydroeléctricas con Central de Bombeo	—	Minutos	0.2 - 2	0.2 - 2	> 30	> 15000	—	—	Horas	0 - 0.5	70 - 80	20 - 105
Aire Comprimido	—	Minutos	—	2 - 6	> 30	> 10000	—	—	Horas	0 - 10	41 - 75	44 - 53
Volantes de Inercia	—	< segundos	5 - 30	20 - 80	15 - 20	2x10 ⁷	—	—	Segundos	—	80 - 90	1500 - 6000
Hydrogeno Centralizado	—	Segundos	33330	600 (200 bar)	10 - 30	10 ³ - 10 ⁴	—	—	Horas - Semanas	0 - 1	24 - 45	10
Gas Natural Sintético	—	Minutos	10000	1800 (200 bar)	10 - 30	10 ³ - 10 ⁴	—	—	Horas - Semanas	—	30 - 38	7200
Capacitores de Doble Capa	2.3 - 2.75	< Segundos	1 - 15	3.6	4 - 20	10 ⁶	-40 - 65	Segundos	< Segundos	—	80 - 98	300 - 1000
Bobinas Magnéticas Superconductoras	—	< Segundos	1 - 10	6	Ilimitados	Ilimitados	-224	Segundos	Segundos	0 @ 4 Kelvin	75 - 95	—

Referencia: Los datos para cada tecnología fueron obtenidos de International Renewable Energy Agency (IRENA), U.S Energy Information Administration (EIA) y otras fuentes.

Definiciones

- **Tiempo de Respuesta:** Tiempo que le toma al sistema el reaccionar a una entrada específica.
- **Energía específica:** Medida de la densidad de energía almacenada en vatios-hora / kilogramo.
- **Densidad Energética:** Medida de la densidad de energía almacenada en vatios-hora / Litro.
- **Vida Útil:** Número de años que el sistema de almacenamiento puede realizar satisfactoriamente antes de necesidad de ser reemplazado.
- **Ciclos de Vida:** Número total de ciclos de carga y descarga que el sistema de almacenamiento puede administrar en su vida.
- **Temperatura de Trabajo:** Temperatura necesaria para un funcionamiento óptimo.
- **Tiempo Típico de Carga:** Tiempo que le toma a la batería alcanzar su valor nominal.
- **Tiempo Típico de Descarga:** Tiempo que le toma a la batería alcanzar el 10% de su valor nominal.
- **Porcentaje de Pérdidas por día:** Valor porcentual de las pérdidas en base al total del sistema diario.
- **Eficiencia:** Relación de "salida de potencia útil" sobre "entrada de potencia total".
- **Costo por kWh:** costo de almacenamiento por kWh de cada tecnología.

Handwritten mark





Tabla 3: Comparación de Baterías por Tecnología

Tipo de Almacenamiento	Voltaje Nominal (V)	Tiempo de Respuesta	Energía Específica (Wh/Kg)	Densidad Energética (Wh/L)	Vida Útil (Años)	Ciclos de Vida	Temperatura de Trabajo (°C)	Tiempo Típico de Carga	Tiempo Típico de Descarga	Porcentaje de Pérdidas por día	Eficiencia Energética (%)	Costo por kWh (USD/kWh) ¹
Plomo - Acido	2.1	< segundos	35 - 40	80 - 90	10	250 - 1500	-	Horas	Minutos	0.3	85	147 - 263
Plomo - Acido (GEL)	2 - 6	< segundos	42	30 - 80	12	100 - 2000	-	Horas	Horas	0.3	81	150 - 369
Litio (NMC)	3.6 - 3.7	< segundos	175	345	14	1000 - 2000	-	Horas	Horas	0.1	92.5	480 - 775
Litio (LFP)	3.2	< segundos	120	220	10	1000 - 2000	-	Horas	Horas	0.1	86.5	600 - 1020
Titanato de Litio	2.4	< segundos	110	177	17	6000 - 20000	-	Horas	Horas	0.1	96.5	473 - 1260
Litio (NCA)	3.8	< segundos	215	120	14	± 500	-	Horas	Horas	0.2	92.5	450 - 729
Batería de Sal Fundida (ZEBRA)	2.58	Minutos	90	160	20 - 30	± 7000	400 - 700	-	Horas	1 - 8	90 - 99	219
Sulfuro de Sodio (NaS)	2	< segundos	206	150 - 300	16	± 5500	300	Horas	> Horas	7	85	386 - 735
Redox de Vanadio	1.15 - 1.55	segundos	45	15 - 25	10 - 20	> 10000	-	Horas	> Horas	0.2	75 - 80	150 - 1000
Redox (ZnBr)	1.8	segundos	50	39	12	> 2000	-	Horas	> Horas	15	75.9	525 - 1000
Niquel - Cadmio	1.2	< segundos	40 - 70	50 - 120	15	1500 - 3000	-	Horas	Minutos	0.32	70 - 90	400 - 1200
Niquel - Metal Hidruro	1.2	< segundos	70 - 120	140 - 300	8	500 - 2000	-	Horas	> Horas	0.5	75	800 - 3500

Referencia: Los datos para cada tecnología fueron obtenidos de International Renewable Energy Agency (IRENA), U.S Energy Information Administration (EIA) y otras fuentes

RA





497

Aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento de Energía en la Red Eléctrica

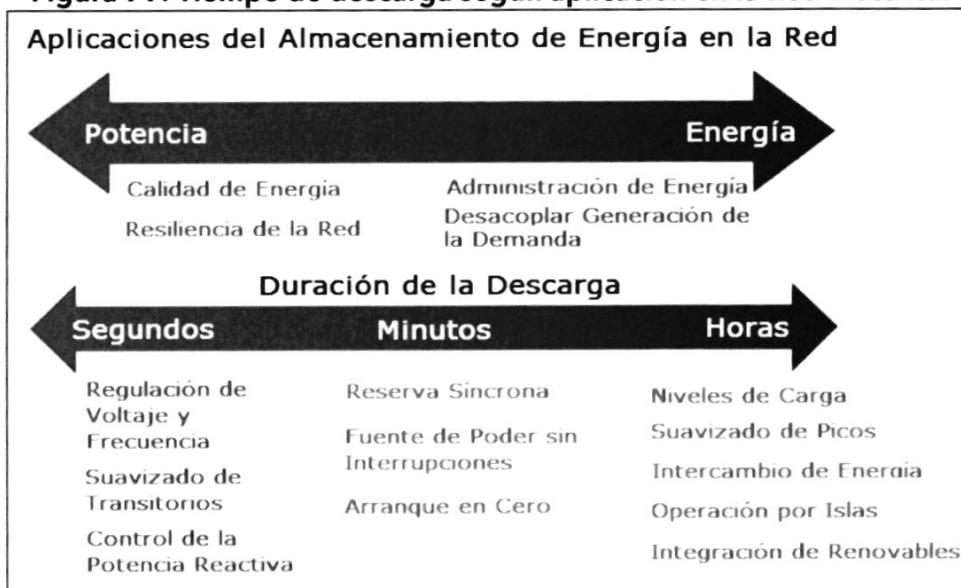
En años anteriores, la energía eléctrica no podía almacenarse económicamente en grandes cantidades y tenía que producirse en el instante en que se necesitaba y se consumía tan rápido como era su producción.

Las tecnologías modernas de almacenamiento de energía han cambiado todo eso, allanando el camino para la adopción de fuentes

de energía renovables, la oferta de nuevos servicios al cliente y una red más segura y rentable.

Con el avance de la electrónica de potencia y la reducción de costos en los materiales de construcción de los sistemas de almacenamiento, se hace viable su aplicación en los sistemas eléctricos de potencia como se muestra en la Figura 75.

Figura 79: Tiempo de descarga según aplicación en la Red Eléctrica.



Referencia: (Grid Scale Energy Storage Systems, s.f.)





Generación Eléctrica

Integración de Renovables:

Aparte de la variabilidad del suministro, el problema con estas fuentes de energía intermitentes es que la energía puede estar disponible cuando no se necesita y puede no estar disponible cuando se necesita. Aunque no hay Sol

Sin embargo, el almacenamiento de energía es especialmente adecuado con estas tecnologías para

durante la noche, al menos sabemos que el Sol sale todos los días y la variación de la intensidad de radiación recibida tiende a coincidir aproximadamente con el perfil de demanda de electricidad. El viento sin embargo es menos predecible.

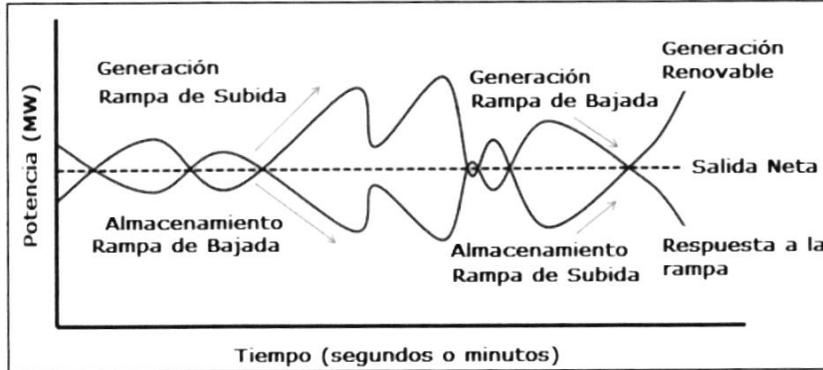
amortiguar y suavizar la variabilidad de estos sistemas y se está utilizando ampliamente para este propósito.

Seguimiento de las Rampas de Generación:

Es el cambio de generación de potencia de salida a lo largo de marcos de tiempo que van desde unos pocos segundos a unos pocos minutos. Similar al seguimiento de la demanda, el servicio auxiliar de respuesta a rampa de generación implica recursos que compensan la rampa de salida. Por lo tanto, los

recursos utilizados para el servicio de rampa proporcionan una variabilidad de salida que es la inversa de la variabilidad de salida de otras generaciones debido a la rampa. Un ejemplo de esto lo vemos en la Figura 76: Generación de Energía Renovable y Almacenamiento en Rampa.

Figura 80: Generación de Energía Renovable y Almacenamiento en Rampa



B





Referencia: (E&I Consulting, s.f.)

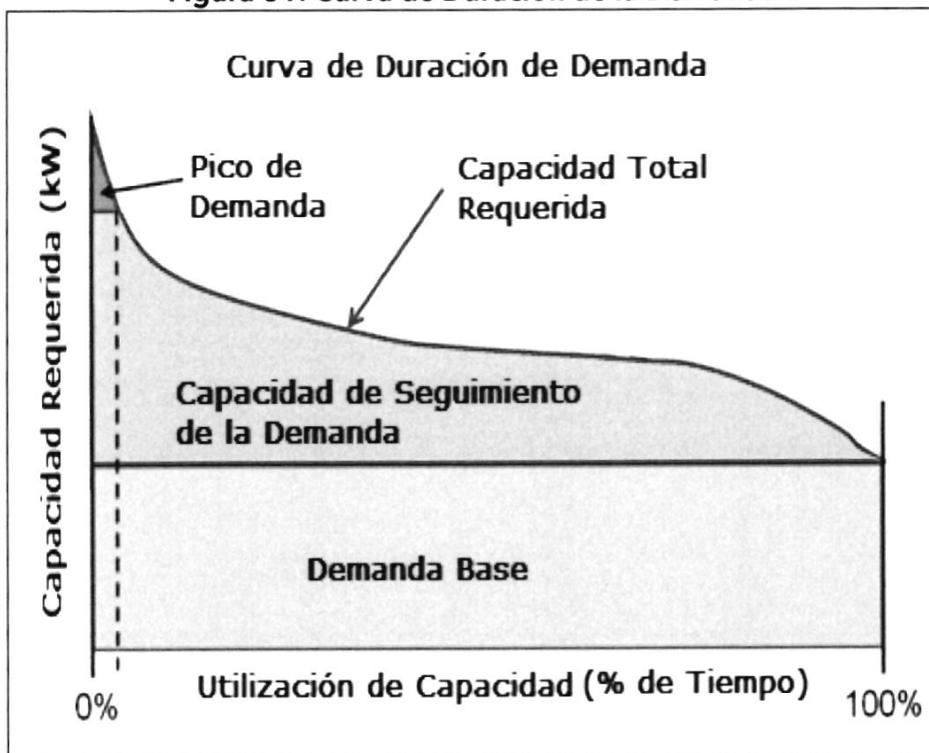
Seguimiento de la Demanda

El seguimiento de carga se requiere durante las llamadas "horas de carga" en el ciclo de demanda eléctrica diaria:

- Mientras que la demanda eléctrica aumenta en la mañana a medida que las personas comienzan su día y se preparan para el trabajo y la escuela y otras actividades diarias normales.
- A medida que la demanda eléctrica disminuye por la noche, el trabajo y las actividades domésticas disminuyen.

En la Figura 77 se observa el modelo de la curva de duración de la demanda y en la Figura 78 la curva de duración de la demanda horaria del mes de enero del 2023, en Panamá.

Figura 81: Curva de Duración de la Demanda

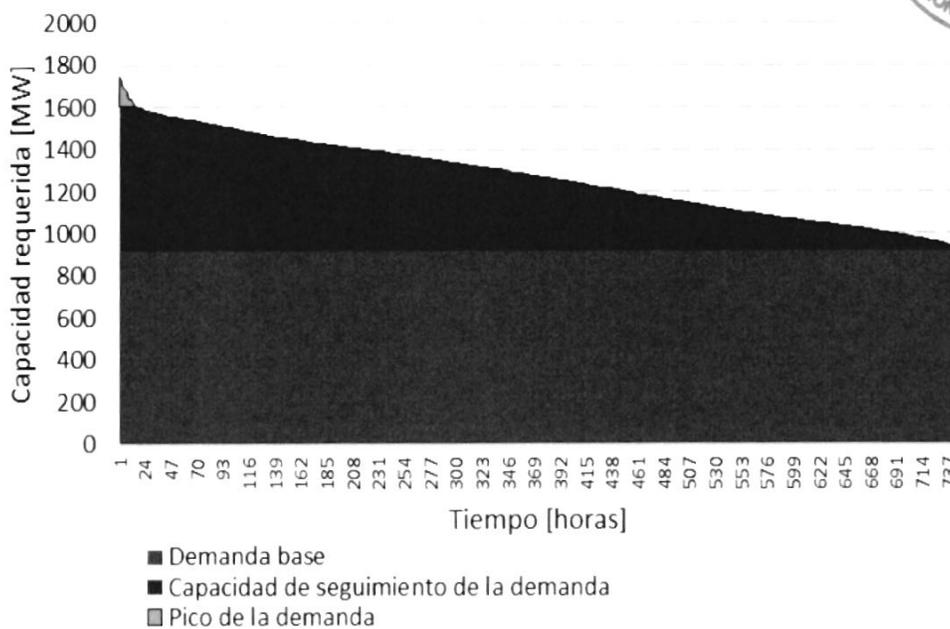


Referencia: (Grid Scale Energy Storage Systems, s.f.)





Figura 82: Curva de duración de la demanda eléctrica de Panamá (enero 2023)



Referencia: (ETESA, 2023)

Transmisión y Distribución

Calidad de Energía

La calidad de energía describe la capacidad de la red eléctrica para suministrar un flujo de energía limpio y estable que actúa como una fuente de alimentación que siempre. Los principales factores que contribuyen a la inestabilidad del voltaje y la interferencia en, o la distorsión de la forma de onda del voltaje, son el flujo de potencia reactiva y la presencia de transitorios y armónicos en la red como resultado de las cargas reactivas y

está disponible, tiene una forma de onda sinusoidal sin ruido y está siempre dentro de las tolerancias de voltaje y frecuencia.

los circuitos de conmutación de alta potencia conectados a ella.

La mayoría de las cargas conectadas al sistema de distribución de la red, como motores, transformadores y cables, son de naturaleza inductiva y hacen que fluya en el circuito un componente reactivo de la corriente





que los alimenta, así como un flujo de corriente resistiva que alimenta el dispositivo.

La energía para suministrar esta corriente reactiva (ya sea para cargas inductivas o capacitivas) tiene que ser suministrada por el generador, que debe desviar parte de su energía disponible para satisfacer esta demanda.

La consecuencia es que la tensión que crea la corriente resistiva disminuye, lo que reduce la tensión en la red y, por lo tanto, la potencia disponible para la carga. Esto significa que el voltaje en cualquier punto de la red será menor que el voltaje disponible para una carga resistiva pura y dependerá de la magnitud de la potencia reactiva transportada por la línea de transmisión.

El método aplicado para este inconveniente es la corrección del factor de potencia, que busca contrarrestar los flujos de potencia reactiva con pérdida introduciendo componentes reactivos compensadores para equilibrar las

reactancias positivas y negativas para devolver el factor de potencia a la unidad y así reducir la corriente del generador.

La mayoría de las cargas en la red son inductivas y la compensación pasiva del factor de potencia se puede proporcionar en la subestación conectando los capacitores en paralelo con la carga.

Sin embargo, las cargas en la red suelen ser variables, ya que son el agregado de las cargas de numerosos consumidores, mientras que la capacidad de los bancos de condensadores solo está disponible en incrementos fijos, de modo que la compensación solo es efectiva en un rango de reactancia estrecho. Los consumidores industriales pueden proporcionar esta compensación en sus propias instalaciones.

De manera similar, los reguladores de voltaje y los transformadores de potencia con cambiadores de tomas en carga (OLTC) se instalan en subestaciones para proporcionar control de voltaje.

Aplazamiento de Actualización de los Sistemas

El almacenamiento de energía puede retrasar la sustitución tanto de antiguos equipos como de sistemas de la red eléctrica, gestionando así un ahorro de dinero para los propietarios de

infraestructuras de transmisión. Por ejemplo; cuando un transformador se reemplaza por un transformador nuevo, más grande, su tamaño se selecciona para manejar incremento de la demanda eléctrica en los

B





próximos 15 a 20 años. Esto conduce a la subutilización de transformadores para la mayoría de sus vidas. Sistemas de almacenamiento de energía puede

descongestionar transformadores existentes durante las horas pico, evitando así la necesidad de equipos de mayor potencia.



Extensión de la vida útil de los equipos de Transmisión y distribución

Al igual que con los aplazamientos de la actualización de Transmisión y Distribución, se pueden utilizar pequeñas cantidades de almacenamiento para prolongar la vida útil del equipo T&D si el uso del almacenamiento reduce la carga y, por lo tanto, el calentamiento y desgaste excesivos del equipo existente que se acerca a su vida útil prevista. El resultado es una extensión de la vida útil de los

equipos existentes. Quizás el ejemplo más convincente en nuestro caso sea las líneas de transmisión. La prolongación de la vida útil se logra reduciendo la carga máxima de estas líneas que, a su vez:

- Evita la sobrecarga excesiva de las líneas.
- Reduce el número o la posibilidad de fallas a tierra que tienen un efecto dramático en la vida útil del cable.

Suavizado de Picos de Demanda

Sin almacenamiento de energía, las cargas pico de corta duración normalmente son suministradas por generadores de acción rápida como las turbinas de gas. Estos son activos costosos, generalmente con menor eficiencia térmica que los generadores de carga base, y pueden tener un factor de carga de solo 2% o menos debido al tiempo limitado que se requieren.

El suavizado de picos se refiere al recorte de la demanda de capacidad de generación inmediata durante los cortos períodos de demanda máxima y al suministro de cargas en lugar de fuentes de energía almacenadas. Por lo tanto, la capacidad de generación o transmisión máxima se puede reducir por el potencial total de todo el almacenamiento más las cargas diferibles, lo que ahorra el gasto de esta capacidad.

Handwritten signature or mark.





Comercial, Industrial y Residencial

Transferencia de Energía en función de la hora

La transferencia de energía eléctrica en función de la hora implica el almacenamiento de energía eléctrica cuando el uso y el valor de la energía son bajos, de modo que la energía se puede usar o vender, más adelante, cuando el uso y el valor de la energía son altos.

El objetivo es utilizar energía de bajo precio en momentos en que el costo para producir la energía o el precio

para comprar la energía son altos (es decir, durante los períodos de "demanda máxima"). El precio para comprar esa energía en tiempo real (cuando sea necesario) es alto porque la demanda de electricidad es alta. El costo de producción de energía en ese momento también es alto, principalmente porque se utiliza la generación con menor consumo de combustible.

Funcionamiento como islas

Pueden requerirse medidas especiales para garantizar suministros a clientes remotos. Algunas comunidades isleñas o sitios industriales sin capacidad de generación local pueden estar conectadas a la red a través de un

único enlace vulnerable. En tales casos, la energía de emergencia puede ser proporcionada por baterías grandes capaces de mantener el suministro por un día o más.

Servicios Auxiliares

Regulación y Respuesta de Frecuencia

La regulación de frecuencia es el medio por el cual se mantiene la frecuencia de sincronización de los generadores de una red eléctrica dentro de límites aceptables, típicamente 50 o 60 Hz. Esto se realiza mediante ajustes continuos a la potencia de salida para lograr un valor estable de la frecuencia, sin embargo, cuando el consumo de energía eléctrica excede momentáneamente la energía que

se está generando en ese momento, ya sea, por un mayor uso por parte del cliente o una capacidad de generación reducida en algún lugar de la red, el aumento de carga en los generadores en operación resultará en una disminución de su velocidad de rotación y, dado que los generadores son máquinas sincrónicas, la frecuencia de la corriente alterna de la red también disminuirá.






Del mismo modo, si el consumo cae repentinamente por debajo de la potencia generada o si se cambia la capacidad de generación a la red, el generador se acelerará y la frecuencia de la red aumentará. La razón principal para un control de frecuencia preciso es sincronizar la velocidad de rotación de los muchos generadores conectados a la red.

El desajuste de frecuencia entre los generadores en la red puede tener serias consecuencias. Cuando dos generadores síncronos se conectan en paralelo y suministran a la misma carga, solo hay una corriente a través de la carga, de modo que la velocidad de rotación y la salida de frecuencia de ambos generadores serán iguales y están bloqueadas a la frecuencia de la corriente a través de la carga.

Los pares de torque del generador pueden ser diferentes, pero son máquinas síncronas y, como tales, se sincronizarán entre sí. Si el motor primario de una máquina no produce suficiente energía para mantener el rotor de su generador girando a la velocidad síncrona deseada, la energía fluirá desde el otro motor primario para que ambos giren a una nueva velocidad síncrona. Esto se conoce como "motorización" del generador.

El generador "motorizado" más lento se convierte en una carga para

el sistema y, de hecho, comenzará a impulsar su propio motor primario que, en consecuencia, estará sujeto a fuerzas involuntarias. Además, esto puede dar lugar a corrientes excesivas en la red. Esta no es una condición normal y puede dañar el generador o su motor principal, así como la inestabilidad en la red.

Para evitar la posibilidad de dañar los escenarios de desequilibrio de energía que afectan adversamente a la red, el operador de la red debe mantener una capacidad de generación de reserva para cubrir los desequilibrios con diferentes magnitudes y duraciones para mantener la capacidad de generación lo más cerca posible en línea con la demanda en todo momento.

La gestión de este requisito requiere una capacidad de reserva de acción rápida que se puede conectar a la red para proporcionar un balanceo inmediato a corto plazo y, posiblemente, una respuesta más lenta, generando capacidad para cubrir los desajustes de capacidad de mayor duración. La regulación de frecuencia implica la conciliación momento a momento de la demanda de electricidad y el suministro. La conciliación se realiza cada pocos segundos y la duración de la intervención o el soporte puede ser de milisegundos a minutos.



Handwritten mark





Además, la justificación económica de los sistemas de almacenamiento por baterías para regulación de frecuencia podría variar según las

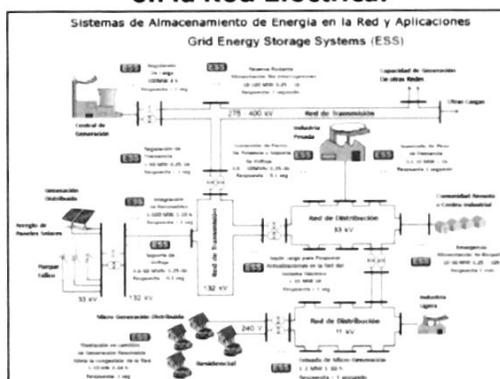
características propias de la operación del sistema eléctrico analizado.

Reserva

La capacidad de reserva es esencialmente una generación de respaldo para la red eléctrica, para su uso si una o dos fuentes de energía grandes no están disponibles de forma inesperada. Por lo tanto, al utilizar el almacenamiento como capacidad de reserva de suministro eléctrico, la necesidad y el costo de las reservas basadas en la generación se compensan y, en menor medida, los costos de operación incurridos para la capacidad de reserva basada en la generación se reducen / evitan. La cantidad de capacidad de reserva necesaria depende de las normas relacionadas con la confiabilidad del suministro eléctrico (generalmente,

10 a 20% de la capacidad de suministro eléctrico normal). Cuando está cargado, el almacenamiento puede, en la mayoría de los casos, proporcionar reservas simplemente al estar listo para descargar. Además, las reservas se necesitan con poca frecuencia, por lo que el almacenamiento utilizado para la capacidad de reserva en realidad se descarga con poca frecuencia. Eso le da al almacenamiento una ventaja sobre las reservas de hilatura basadas en la generación, ya que la generación utilizada debe estar realmente "girando" y lista para recuperar la carga en cualquier momento.

Figura 83: Ejemplo de aplicaciones de los Sistemas de Almacenamiento en la Red Eléctrica.



Referencia: (Grid Scale Energy Storage Systems, s.f.)

Handwritten signature or mark.





Impactos Ambientales

Al momento de evaluar y de comparar las distintas fuentes de energía que pueden ser utilizadas para la producción eléctrica, cada vez cobran mayor importancia las consideraciones referidas a su impacto ambiental. Estas consideraciones son tan importantes que están afectando decisivamente la configuración del futuro energético de muchos países.

En la actualidad, la generación de energía eléctrica se realiza optimizando los sistemas de producción para minimizar y eliminar los contaminantes; esto es gracias a la evolución tecnológica. Debido a esto, es posible utilizar combustibles con un alto poder energético generando un menor impacto ambiental y a la vez emplear materias primas que de lo contrario no serían aprovechadas.

Como cualquier otra actuación humana, las actividades necesarias para generar, transportar y distribuir la electricidad dan lugar a determinados efectos sobre el medio ambiente que se controlan y se tratan de minimizar, mediante medidas preventivas y correctoras.

La generación de energía eléctrica conlleva el consumo de recursos naturales (principalmente combustibles), emisiones a la atmósfera que generan de forma directa e indirecta una serie de impactos tanto a nivel local como global.

Cada tecnología de generación de energía eléctrica presentada tiene sus ventajas y desventajas operativas, innovación, costos, riesgos e impactos ambientales.

Dentro de esos impactos ambientales pueden mencionarse los siguientes:

1. Impactos locales:

- **Explotación de los suelos:** La producción, transporte, almacenamiento y consumo de energía suponen una importante ocupación de suelos, y desplazan otros usos de la corteza terrestre.
- **Agotamiento progresivo de los recursos de origen fósil no renovables:** Hay un gran número de las fuentes actuales de energía que son recursos no renovables, con riesgo de agotamiento, con el consiguiente impacto en las generaciones futuras.
- **Generación de residuos sólidos:** La producción y consumo de energía produce residuos sólidos, que a menudo son de difícil y costoso

A





tratamiento para evitar impactos ambientales significativos. Los residuos radioactivos representan un problema particularmente importante.

- **Contaminación del aire:** La producción, transporte y consumo de energía es hoy fuente de emisiones atmosféricas: el dióxido de carbono, los óxidos de azufre y de nitrógeno, el metano, el monóxido de carbono, los metales pesados, las partículas en suspensión y los clorofluorocarbonos, son algunos de los contaminantes principales.
- **Contaminación del suelo y del agua:** La producción, transporte y consumo de energía es hoy fuente de emisiones atmosféricas: el dióxido de carbono, los óxidos de azufre y de nitrógeno, el metano, el monóxido de carbono, los metales pesados, las partículas en suspensión y los clorofluorocarbonos, son algunos de los contaminantes principales.
- **Contaminación visual:** Las instalaciones de generación de energía eléctrica conllevan un impacto visual, que puede ser significativo cuando se afecta a un entorno natural. En lo relativo a la distribución de energía eléctrica, el impacto visual más significativo es el de las redes y de las diferentes actuaciones acometidas a su alrededor en entornos en algunos casos con un alto valor ambiental.
- **Contaminación auditiva:** Otro de los impactos de la generación y distribución de la energía eléctrica es la inevitable generación de ruidos. La huella sonora de las instalaciones está determinada por su ubicación y por sus condiciones técnicas, por lo que no se puede generalizar el impacto para todas las instalaciones.

2. Impactos globales:

- **Contribución al cambio climático:** En la generación de energía eléctrica en centrales térmicas, la quema de combustibles fósiles da lugar a emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y óxido nitroso (N₂O).

Con el fin de minimizar lo máximo posible estas emisiones, se tiene en cuenta el valor calorífico neto de los combustibles utilizados (contenido energético), su factor de emisión de CO₂ y N₂O (emisiones por cantidad de combustible utilizado) y las tecnologías disponibles (incremento de eficiencia energética), como consecuencia de la acentuación del efecto

B





invernadero. Con sus consecuencias, entre otras, de posible subida del nivel del mar, extensión de la aridización, y difusión de enfermedades.

- **Reducción drástica de la capa de ozono:** En los años setenta se descubrió que ciertos productos químicos, clorofluorocarbonos, o CFCs, usados hasta entonces como refrigerantes y como propelentes en los aerosoles, dan lugar a la destrucción de la capa de ozono que rodea el planeta tierra, presenta consecuencias para la salud humana (mayores cánceres de piel y enfermedades de visión, por ejemplo).
- **Incremento en la formación de lluvias ácidas:** La lluvia ácida es un fenómeno ambiental generado por las emisiones de óxidos de nitrógeno y azufre a la atmósfera, tiene consecuencias negativas para los ecosistemas y para las infraestructuras humanas. No se trata de un fenómeno local, ya que las emisiones de estas sustancias pueden dar lugar a lluvias ácidas a miles de kilómetros de distancia del foco de emisiones.
- **Pérdida de los ecosistemas y biodiversidad:** La conservación de la biodiversidad se viene haciendo más difícil a lo largo de los años con el actual desarrollo económico. Debido a esto, disminución de la biodiversidad es un grave problema no sólo estético y cultural, sino también, y, sobre todo, de disminución de la información genética que necesitamos para producir nuevos fármacos y materiales.

Si bien las energías renovables no utilizan combustibles fósiles en su generación esto no es suficiente argumento como para aseverar que son tecnologías que no impactan el medioambiente. Si la matriz de generación energética es optimizada basándose únicamente en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, nuevos impactos podrían ser introducidos en la región estudiada a partir de otras emisiones (por ejemplo, NOx y SO2).

Así, se vuelve imperante una nueva perspectiva respecto a los impactos ambientales que puede ocasionar la generación eléctrica, de modo de tener claridad de los impactos transversales de estas tecnologías y entregar elementos de análisis que puedan servir para balancear la penetración de cada tecnología de generación renovable no convencional.

La herramienta de análisis de ciclo de vida (ACV) es cada vez más utilizada a nivel nacional e internacional y ha demostrado su utilidad en todos los campos de producción/generación. La metodología de ACV permite la evaluación de

Handwritten mark



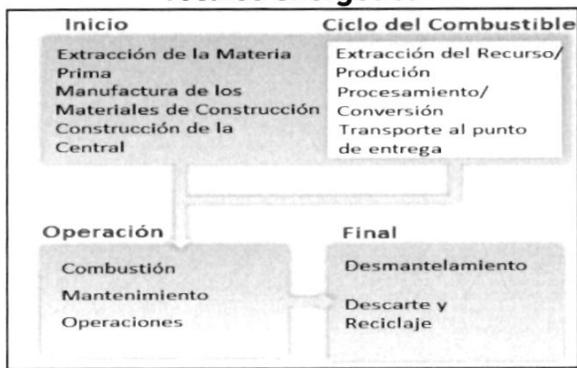


impactos ambientales en productos y servicios a lo largo de todo su ciclo de vida.

El análisis de ciclo de vida es una herramienta de toma de decisiones muy útil a la hora de seleccionar entre diferentes alternativas que proveen de un mismo producto, en este caso la energía.

La Figura 80 es una representación visual del ciclo de vida general para cualquier fuente de generación.

Figura 84: Aspectos considerados en un Análisis de Ciclo de Vida para un recurso energético



Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2013).

Las tecnologías más responsables por impactos negativos al ambiente son aquellas dependientes de combustibles fósiles como el carbón y derivados del petróleo; seguidamente por las centrales que operan con gas natural y por las centrales nucleares por sus nocivos residuos de índole radiactiva. Por otra parte, tecnologías de generación con recursos renovables presentan huellas de carbono muy bajas, esto se muestra en la Figura 81.

A pesar de que estas tecnologías renovables no liberan emisiones de gases de efecto invernadero al ambiente como lo hacen las termoeléctricas convencionales, las principales fuentes de huellas de carbono surgen de los procesos de extracción de la materia prima y manufactura de los materiales de construcción. Dentro de los elementos de construcción que contribuyen a las huellas de carbono pueden mencionarse: las aspas de las turbinas de viento para los parques eólicos, los paneles de silicio cristalino para los parques solares fotovoltaicos y los espejos reflectores en centrales de concentración solar.

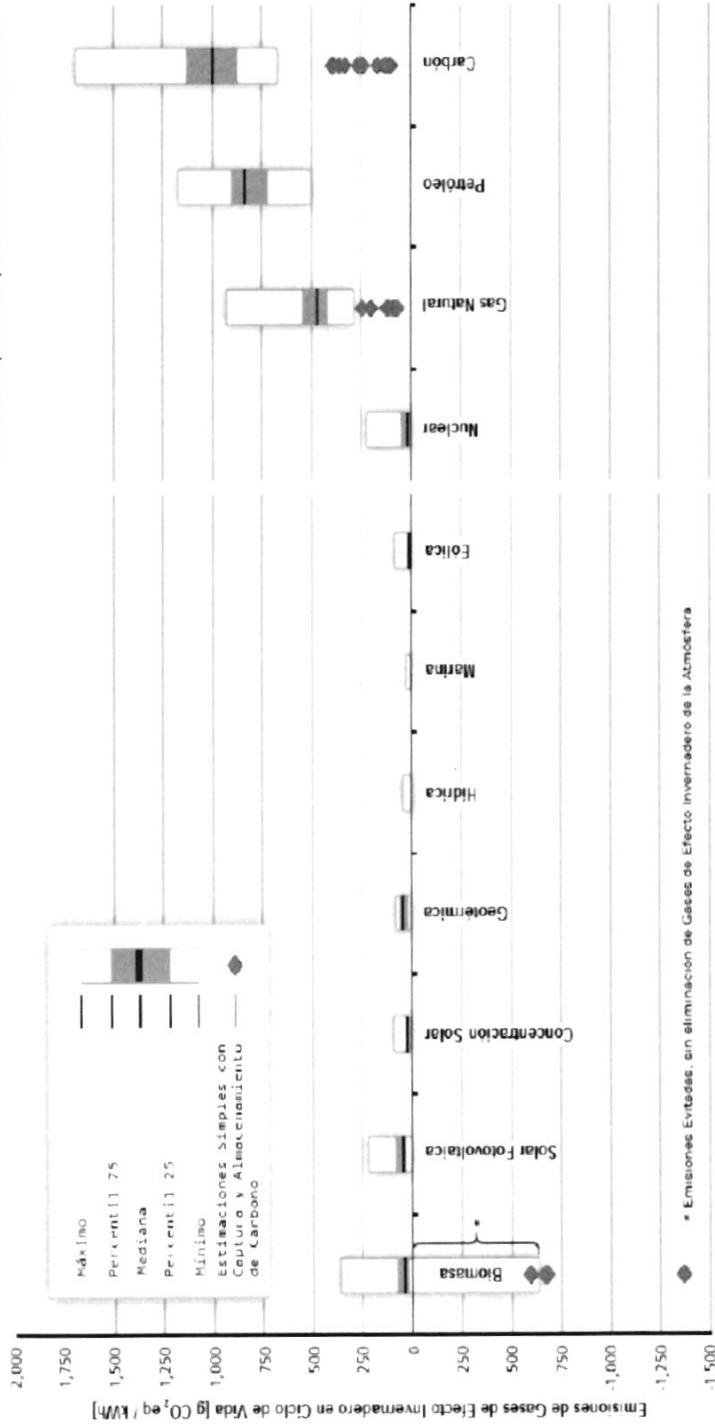
B





Figura 85: Huellas de Carbono de diferentes tecnologías de Generación

Tecnologías de Generación de Energía Eléctrica Impulsadas por Recursos Renovables
Eléctrica Impulsadas por Recursos NO Renovables



Referencia: (National Renewable Energy Laboratory, 2011)

* Emisiones Evitadas, sin eliminación de Gases de Efecto Invernadero de la Atmósfera

A





I. Referencias

- Isothermal Compressed Air Energy Storage. (Octubre de 2012). Obtenido de <https://www.energy.gov/sites/prod/files/SustainX.pdf>
- Appa renovables. (2022). *¿Qué es la energía marina?* Obtenido de <https://www.appa.es/appa-marina/que-es-la-energia-marina/>
- Aptelligent. (26 de Octubre de 2016). *Li-ion Batteries in the Hot Seat (A Primer on the Science of Exploding Smartphones)!* Obtenido de <http://www.aptelligent.com/2016/10/li-ion-batteries-hot-seat-primer-science-exploding-smartphones/>
- Aqua Helica. (s.f.). *Hidro tornillo como micro central eléctrica.* Obtenido de http://www.ib-deutschmann.de/html/body_hydroenergie.html
- Betsolar. (2023). *Estructuras flotantes.* Obtenido de <https://betsolar.es/producto/estructuras-2/>
- bibing.us. (s.f.). Obtenido de <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/4994/fichero/3.Energ%C3%ADa+Undimotriz.pdf>
- Caloryfrio. (2 de Febrero de 2016). *Usos de la energía geotérmica en función de su temperatura.* Obtenido de <https://www.caloryfrio.com/energias-renovables/geotermia/usos-energia-geotermica-en-funcion-temperatura.html>
- Canary Systems. (Agosto de 2016). *Project Profile: Rocky Mountain Pumped Storage Hydroelectric Plant.* Obtenido de <http://canarysystems.com/2016/08/project-profile-rocky-mountain-pumped-storage-hydroelectric-plant/>
- Carrera por Energía Solar Espacial. (24 de Febrero de 2017). Obtenido de Proyectos FSE: <http://www.proyectorfse.mx/2016/10/05/la-carrera-por-la-energia-solar-espacial/>
- Chemical Glossary. (29 de Agosto de 2017). *Lead-acid battery.* Obtenido de <https://glossary.periodni.com/glossary.php?en=lead-acid+battery>
- Deutsche Welle. (15 de Junio de 2016). *Hydrogen and wind: Allies for sustainable energy.* Obtenido de <http://www.dw.com/en/hydrogen-and-wind-allies-for-sustainable-energy/a-19330382>
- E&I Consulting. (s.f.). Obtenido de <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-benefits/benefit-categories/grid-operations-benefits>

A





- Ecovive. (Enero de 2018). Obtenido de <https://www.envinergy.com/hidroelectricidad/funcionamiento-s816.html>
- El Mundo. (5 de Mayo de 2022). *Las cometas que quieren revolucionar la generación de energía eólica.* Obtenido de <https://www.google.com/url?sa=i&url=https%3A%2F%2Fwww.elmundo.es%2Fciencia-y-salud%2Fmedio-ambiente%2F2022%2F05%2F05%2F6262d61ee4d4d80e128b457e.html&psig=AOvVaw0RsFjIBuQlo89NnGmFHKCg&ust=1691502448645000&source=images&cd=vfe&opi=89978449&ved=2ahUKEwik6fzl>
- Energy Review. (15 de Mayo de 2020). *Los paneles solares de grafeno una nueva solución para instalaciones de pequeña escala.* Obtenido de <https://www.review-energy.com/solar/los-paneles-solares-de-grafeno-una-nueva-solucion-para-instalaciones-de-pequena-escala>
- Energy Sources and Energy Use. (2018). Obtenido de <https://www.nationalgeographic.org/activity/energy-sources-and-energy-use/>
- Energy Storage News. (8 de Febrero de 2019). *Energy Storage News.* Obtenido de <https://www.energy-storage.news/news/uae-integrates-648mwh-of-sodium-sulfur-batteries-in-one-swoop>
- Energy Storage Technologies in the Electricity grid. (Septiembre de 2017). Obtenido de <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/12027/396460.pdf?sequence=1>
- Energy Storage Toolbox. (2018). *Energy Storage Toolbox.* Obtenido de <https://estoolbox.org/index.php/8-samples/8-tes-introduction>
- Energy Techonology Systems Analysis Programme & International Renewable Energy Agency. (Marzo de 2016). *Wind Power - Technology Brief.* Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2016/IRENA-ETSAP_Tech_Brief_Wind_Power_E07.pdf
- ENGIMIA. (2019). *Energías renovables marítimas, el potencial de los mares y océanos.* Obtenido de <https://engimia.com/blog/energias-renovables-maritimas-el-potencial-de-los-mares-y-oceanos>
- ETESA. (2019).

A





ETESA. (2023). Obtenido de <https://www.cnd.com.pa/index.php/informes/categoria/informes-de-mercado?tipo=1118>

ETSI. (s.f.). *Captador solar fresnel - Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad de Sevilla*. Obtenido de <https://biblus.us.es/bibing/proyectos/abreproy/12072/fichero/Memoria%252FCap%C3%ADtulo+2.pdf>

EV Lithium. (s.f.). Formosa, C. P. (1 de Agosto de 2018). *Definición de energía solar*. Obtenido de <https://www.ingenierosformosa.com.ar/?pag=leer&id=91>

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. (s.f.). *Power to Gas*. Obtenido de <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/hydrogen-technologies/hydrogen-production-by-water-electrolysis/power-to-gas.html>

Generadoras de Chile. (2021). *Energía Eólica*. Obtenido de <http://generadoras.cl/tipos-energia/energia-eolica>

geologiaymedioambiente. (Febrero de 2015). Obtenido de <https://geologiaymedioambiente.com/2015/02/turbinas-eolicas-flotantes/>

Golson, J. (22 de December de 2016). *World's first 'solar panel road' opens in France*. Obtenido de <https://www.theverge.com/2016/12/22/14055756/solar-panel-road-electricity-france-normandy>

Grid Scale Energy Storage Systems. (s.f.). Obtenido de https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm

Heliovis. (2020). *heliovis*. Obtenido de <https://heliovis.com/technology/>

Huang, Y., Chen, H., Zhang, X., Keatley, P., Huang, M., Vorushylo, I., . . . Hewitt, N. (Mayo de 2017). *Techno-economic Modelling of Large Scale Compressed Air Energy Storage Systems*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/317305678_Techno-economic_Modelling_of_Large_Scale_Compressed_Air_Energy_Storage_Systems?_sg=98g6HIPX22Wy_OuHwHQyzCREIMuObcwOi-_W3TD0HKjWISWaiIEgmERoSO9kl8Edv5o1s86lvDHTozAmMMRHbaaZqv1WmhiEWw

IBM. (20 de Abril de 2012). *IBM Battery 500 - IBM creates breathing, high-density, light-weight lithium-air battery*. Obtenido de

A





- <http://www.extremetech.com/computing/126745-ibm-creates-breathing-high-density-light-weight-lithium-air-battery>
- Ingemecánica. (s.f.). *Planta Termosolar con Tecnología de Torre*. Obtenido de <https://ingemecanica.com/tutorialsemanal/tutorialn134.html>
- Ingeoexpert. (22 de marzo de 2018). *Ingeoexpert*. Obtenido de <https://ingeoexpert.com/2018/03/22/como-funciona-una-central-hidroelectrica/>
- Inhabitat. (28 de Marzo de 2012). *Altaeros Energies' Floating Wind Turbines Tap Into Strong High Altitude Winds*. Obtenido de <https://inhabitat.com/altaeros-energies-floating-wind-turbines-tap-into-strong-high-altitude-winds/altaeros-energies-1/>
- International Fleet World. (Septiembre de 2018). Obtenido de <https://internationalfleetworld.com/whatever-happened-to-hydrogen/>
- International Renewable Energy Agency. (2014). *IRENA*. Obtenido de irena.org
- IRENA. (2020). www.irena.org. Obtenido de <https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Innovation-outlook-Thermal-energy-storage>
- Irena Electricity Storage Cost. (2017). Obtenido de https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- ITSE. (17 de Noviembre de 2020). *Promueven el conocimiento en energía solar térmica para combatir el cambio climático*. Obtenido de <https://www.itse.ac.pa/Promueven-el-conocimiento-en-energia-solar-termica-para-combatir-el-cambio-climatico>
- Jóhannesson, T., & Chatenay, C. (Marzo de 2014). *Direct Use of Geothermal Resources*. Obtenido de <https://orkustofnun.is/gogn/unu-gtp-sc/UNU-GTP-SC-18-20.pdf>
- Kawasaki. (2018). *Battery Energy Storage System - GIGACELL - Frequently Asked Questions*. Obtenido de http://global.kawasaki.com/en/energy/solutions/battery_energy/questions/index.html
- Kim, K. J., Park, M.-S., Kim, Y.-J., Kim, J. H., Dou, S., & Skyllas-Kazacos, M. (9 de Junio de 2015). *A technology review of electrodes and reaction mechanisms in vanadium redox flow batteries*. Obtenido de <http://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ta/c5ta02613j/unauth#!divAbstract>

A





- Kougias, I. (Octubre de 2019). *sciencedirect.com*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119304375>
- Laboratory National Renewable Energy. (2019). Obtenido de <https://www.nrel.gov/news/features/2019/beneath-solar-panels-the-seeds-of-opportunity-sprout.html>
- LACYQS. (2015). *Canal parabólico y fresnel*. Obtenido de <https://concentracionssolar.org.mx/concentracion-solar/canal-parabolico-y-fresnel>
- Memarsa. (2023). *¿Qué es la energía solar?* Obtenido de <http://www.instalaciones-electricas.net/que-es-la-energia-solar/>
- MeyGen // Nova Scotia. (s.f.). *simecatlantis.com // offshore-energy.biz*. Obtenido de <https://simecatlantis.com/projects/meygen/> -- <https://www.offshore-energy.biz/nova-scotia-drops-cape-sharp-tidal-turbine-project/>
- Millennium Energy Systems. (2016). *Colector Solar Fresnel*. Obtenido de <http://www.millenniumenergias.com/wp-content/uploads/2016/02/FICHA-FRESNEL-MES.pdf>
- Ministerio de Ambiente. (19 de Julio de 2022). *Proyecto Termosolar: En tres hospitales panameños mitigarán el impacto del cambio climático al generar agua caliente sin emisiones (CO2)*.
- MITECO. (Febrero de 2021). Obtenido de https://www.miteco.gob.es/es/prensa/estrategiadealmacenamientoenergetico_tcm30-522655.pdf
- ML-Ingesol. (2023). *Energía solar fotovoltaica*. Obtenido de <https://ml-ingesol.com.ar/alumbrados-autonomos/>
- Murata. (s.f.). *The Structure and Principle of Electrical Double Layer Capacitor*. Obtenido de <https://www.murata.com/en-us/products/capacitor/edlc/techguide/principle>
- National Renewable Energy Laboratory. (2011). *Life Cycle Assessment Harmonization*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html>
- National Renewable Energy Laboratory. (Junio de 2012). Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/52409-2.pdf>
- National Renewable Energy Laboratory. (Enero de 2013). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation*. Obtenido de <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57187.pdf>

A





- New Energy and Fuel. (15 de Junio de 2010). *Wind to Fertilizer Construction Begins*. Obtenido de <https://newenergyandfuel.com/http://newenergyandfuel.com/2010/06/15/wind-to-fertilizer-construction-begins/>
- Nomura, S. (2015). *Store Electricity! - Opening of Energy Technology by Zero Electrical Resistance*. Obtenido de <http://www.meiji.ac.jp/cip/english/frontline/nomura/index.html>
- Nuclear Power. (2014). *BWR - Boiling Water Reactor*. Obtenido de <https://www.nuclear-power.net/bwr-boiling-water-reactor/>
- Nuclear Power. (2014). *Nuclear Power Plant*. Obtenido de <https://www.nuclear-power.net/nuclear-power-plant/>
- Nuclenor. (2007). *Cuestiones sobre la Energía*. Obtenido de https://www.nuclenor.org/aula/222_07/capitulo8.htm#:~:text=El%20combustible%20nuclear%20se%20encuentra,se%20llama%20un%20reactor%20nuclear.
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (Agosto de 2013). *Linear Concentrator System Basics for Concentrating Solar Power*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/linear-concentrator-system-basics-concentrating-solar-power>
- OVACEN. (2022). *Ventanas fotovoltaicas luminiscentes*. Obtenido de <https://ovacen.com/ventanas-luminiscentes/>
- Paludea, Central Hidroeléctrica. (29 de Enero de 2015). *Zeco*. Obtenido de <https://www.zeco.it/zeco-turbinas/tornillo-de-archimedes?lang=es>
- Pérez Porto, J. G. (12 de agosto de 2014). *Definición.DE*. Obtenido de <https://definicion.de/hidroelectrica/>
- Plataforma Arquitectura*. (21 de Febrero de 2019). Obtenido de <https://www.plataformaarquitectura.cl/cl/911968/veredas-que-generan-energia-a-traves-de-los-pasos-de-los-peatones>
- Plataforma Solar de Almería. (7 de Marzo de 2014). Obtenido de <https://novapolis.es/la-psa-coordina-la-implantacion-de-la-energia-solar-de-concentracion-en-europa/>
- Power, K. (s.f.). *kitepower.nl*. Obtenido de <https://kitepower.nl/tech/>
- Powerthru. (2016). *Carbon Fiber Flywheel Technology for Government Applications*. Obtenido de http://www.powerthru.com/carbon_fiber_flywheel_technology.html

A





- ProyectoFSE. (Junio de 2018). *¿Sabes cómo funciona una turbina eólica de eje vertical?* Obtenido de <http://www.proyectofse.mx/2018/06/28/turbina-eolica-de-eje-vertical/>
- ramauniversityjournal. (28 de Marzo de 2018). Obtenido de http://www.ramauniversityjournal.com/engineering/pdf_march2018/19.pdf
- Reactor Heavy Water. (2016). Obtenido de <https://askeyphysics.org/2016/05/14/516-520-wkepowertorque/candu-reactor-schematic/>
- Remica Servicios Energéticos. (s.f.). Obtenido de <https://remicaserviciosenergeticos.es/blog/energia-renovable-geotermia/>
- Renovables Verdes. (s.f.). *Energía maremotérmica.* Obtenido de <https://www.renovablesverdes.com/energia-maremotermica/>
- Reve. (7 de Noviembre de 2012). *Construirán en Salta la primera termosolar de Argentina con una inversión de 100 millones de dólares.* Obtenido de <https://www.evwind.com/2012/11/07/construiran-en-salta-la-primeratermosolar-de-argentina-con-una-inversion-de-100-millones-de-dolares/>
- Salgado, M., Zepeda, J., Prado, M. d., Villalobos, J., & Cruz, R. (Octubre de 2019). *Celda biofotovoltaica para la generación de energía eléctrica a través de plantas vivas.* Obtenido de https://www.academia.edu/40802176/Celda_biofotovoltaica_para_la_generacion_de_energia_elctrica_a_traves_de_plantas_vivas
- Saur Energy. (6 de Febrero de 2019). Obtenido de <https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/abu-dhabi-commissions-worlds-largest-storage-battery>
- Save the Earth. (Diciembre de 2016). *The Limitless Power of Geothermal Energy.* Obtenido de <https://savetheearth.coop/blog/power-geothermal-energy/>
- Scottish Renewables. (Agosto de 2016). *The Benefits of Pumped Storage Hydro to the UK.* Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/312098425_The_Benefits_of_Pumped_Storage_Hydro_to_the_UK?_sg=3C5eh1Y9_mxzl_ifRNKuPn17IXgv9sUpaATDLjpgTdh754UEnPQeTC3EmZv3OX5HlwQVQqSZTgtif4sM7KOCrUcNbD2A8MEXOA

B





Solar Reviews. (26 de Septiembre de 2022). *Smartflower solar tracker: a change for residential solar?* Obtenido de <https://www.solarreviews.com/blog/solar-flower-smartflower-solar-tracker>

Storage Battery Solutions, LLC. (2018). *Stationary / Standby Power*. Obtenido de <http://www.sbsbattery.com/products-services/by-application/stationary-standby-power.html>

The Agency for Science, Technology and Research. (14 de Enero de 2017). *A breath of fresh air: Improving zinc-air batteries*. Obtenido de <https://www.sciencedaily.com/releases/2017/01/170114191153.htm>

The National Academies Press. (2013). Obtenido de <https://www.nap.edu/read/13355/chapter/6>

Turbulent. (2022). *turbulent.be*. Obtenido de <https://www.turbulent.be/>

Universidad de Valladolid. (2016). *Sistemas de Almacenamiento de Energía*. Obtenido de <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/TFG-P-432.pdf>

Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2015). *ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE BATERÍAS*. Obtenido de <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/3663/1/ANA%CC%81LISIS%20TE%CC%81CNICO%20DE%20LOS%20DIFERENTES%20TIPOS%20DE%20BATERI%CC%81AS%20COMERCIALMENTE%20DISPONIBLES%20PARA%20SU%20INTEGRACIO%CC%81N%20EN%20EL%20PROYECTO%20DE%20UNA%20MICRORRED%20AI>

Universidad Tecnológica Nacional - Buenos Aires. (2016). *Aprovechamiento de la Energía Undimotriz*. Obtenido de <https://docplayer.es/9771882-Aprovechamiento-de-la-energia-undimotriz.html>

Universidad Tecnológica Nacional - Buenos Aires. (9 de Abril de 2022). *El Proyecto Undimotriz avanza en el diseño del convertidor a escala real y en su instalación en el puerto marplatense*. Obtenido de <https://undimotriz.frba.utn.edu.ar/el-proyecto-undimotriz-avanza-en-el-diseno-del-convertidor-a-escala-real-y-en-su-instalacion-en-el-puerto-marplatense/>

University of Bristol. (s.f.). *Tidal lagoons and offshore wind*. Obtenido de <https://www.bristol.ac.uk/cabot/research/casestudies/2017/tidal-lagoons.html>

University of Southern California. (10 de Noviembre de 2010). *Get That "Just Right" Feel: Incorporating Phase Change Materials Into Textiles*. Obtenido de

B





- de <http://illumina.usc.edu/2/get-that-34just-right34-feel-incorporating-phase-change-materials-into-textiles/vortexbladeless>. (s.f.). Obtenido de <https://vortexbladeless.com/es/desarrollo-tecnologia/>
- Wang, B., & Bauer, S. (27 de Abril de 2017). *Compressed air energy storage in porous formations: a feasibility and deliverability study*. Obtenido de <https://pubs.geoscienceworld.org/pg/article/23/3/306/519394/compressed-air-energy-storage-in-porous-formations>
- Wattway. (2023). *Wattway Pack*. Obtenido de <https://wattway-by-colas.lianacms.com/media/documents/documents-en-espanol/dp-wattway-pack-gb.pdf>
- Wikipedia. (6 de Julio de 2023). *Central termoeléctrica solar de torre*. Obtenido de https://es.wikipedia.org/wiki/Central_termoel%C3%A9ctrica_solar_de_torre
- Wind for Future Magazine. (29 de Septiembre de 2020). *Solar Panel Highways - How do they Work?*
- Windpower - Engineering&Development. (17 de Abril de 2018). *SheerWind's novel INVELOX wind-turbine patent portfolio up for auction*. Obtenido de <https://www.windpowerengineering.com/sheerwinds-novel-invelox-wind-turbine-patent-portfolio-up-for-auction/>
- Windpower Engineering & Development. (28 de Abril de 2014). *Underwater compressed-air storage making good progress*. Obtenido de <https://www.windpowerengineering.com/business-news-projects/underwater-compressed-air-storage-making-good-progress/>
- Yuba. (5 de Marzo de 2015). *Aplicaciones de la energía solar térmica*. Obtenido de <http://www.yubasolar.net/2015/03/aplicaciones-de-la-energia-solar-termica.html>
- Kang-Won Waynee Lee, Andrew J. Correia, Brett D.J. Neilan, Ben Dahn. (Agosto 2013). *Comparative Study of Solar Panels for Roadway Operations*. Obtenido de https://www.researchgate.net/publication/271970247_Comparative_Study_of_Solar_Panels_for_Roadway_Operations (2021).
- Arham, Harshit Srivastava, Abshihek Kumar Yadav. (2018 Marzo). *Solar Sunflower*. Obtenido de www.ramauniversityjournal.com/engineering/pdf_march2018/19.pdf

A





- Sung Cheon Ko, Hyun Jeong Lee, Sun Young Choi, Jong-il Choi, Hang Min Woo. (4 de Agosto de 2018). *Bio-solar cell factories for photosynthetic isoprenoids production*. Obtenido de <https://link.springer.com/article/10.1007/s00425-018-2969-8>
- D. Mathijssen, B. Hofs, E. Spierenburg-Sack, R. van Asperen, B. van der Wal, J. Vreeburg, H. Ketelaars . (10 de julio de 2020). *Potential impact of floating solar panels on water quality in reservoirs; pathogens and leaching*. Obtenido de <https://iwaponline.com/wpt/article/15/3/807/75352/Potential-impact-of-floating-solar-panels-on-water>
- Taiki Adachi , Kunishige Kataoka , Yuki Kitazumi , Osamu Shirai , and Kenji Kano . (2019). *A Bio-solar Cell with Thylakoid Membranes and Bilirubin Oxidase* . Obtenido de <https://www.journal.csj.jp/doi/abs/10.1246/cl.190176>
- Yongwei Zhang, Sining Yun, Ziqi Wang, Yangliang Zhang, Chen Wang, Asim Arshad, Feng Han, Yiming Si, Wen Fang. (Julio de 2020). *Highly efficient bio-based porous carbon hybridized with tungsten carbide as counter electrode for dye-sensitized solar cell*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0272884220307495>
- Chao Zhang, Wenjie Zhao, Shin-ichi Sasaki, Hitoshi Tamiaki, Xio-Feng Wang. (1 de Julio de 2020). *A chlorophyll derivative-based bio-solar energy conversion and storage device*. Obtenido de <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0013468620306757>
- Fabio Nardecchia, Daniele Groppi, Ilenia Lilliu, Davide Astiaso Garcia, Livio De Santoli. (15 de Julio de 2019). *Increasing energy production of a ducted wind turbine system*. Obtenido de <https://journals.sagepub.com/doi/abs/10.1177/0309524X19862760>

B



PE
2024



TOMO II

ANEXO VI

METODOLOGÍA DE LOS MODELOS OPTGEN Y SDDP





522



Esta sección está en proceso de desarrollo

AB





OptGen

Manual de Metodología

VERSIÓN 8.0

PSR

A handwritten signature or set of initials, possibly "R", is located in the bottom right corner of the page.





Tabla de contenido

1 Introducción..... 3

2 OptGen 1 - Estrategia de solución del primer enfoque 3

 2.1 Introducción..... 3

 2.2 Metodología de solución 5

 2.3 Manejando incertidumbres..... 14

 2.4 La incorporación de las restricciones de seguridad 17

 2.5 Formulación detallada del problema..... 20

3 OptGen 2 - Estrategia de solución del segundo enfoque 26

 3.1 Introducción..... 26

 3.2 Metodología de solución 27

 3.3 Manejando incertidumbres..... 30

 3.4 Formulación detallada del problema..... 32

4 Consideraciones finales y comparación entre estrategias de solución 45





Manual de Metodología del OptGen

1 INTRODUCCIÓN

En todo el mundo se nota un aumento en el interés sobre la planificación óptima de la expansión de sistemas de potencia. En los países emergentes de América Latina, Asia y África, con alto crecimiento de la demanda y recursos financieros limitados, el énfasis está en el plan de expansión más económico. En los países desarrollados, el crecimiento de demanda es generalmente más moderado. En estos casos, las fuentes de energía renovable variable (ERV) se están construyendo como parte de las políticas de descarbonización y para desplazar plantas térmicas más ineficientes. Para ambos los tipos de países, seleccionar el “mejor” de un grupo de alternativas es lo que caracteriza la naturaleza combinatoria del problema de planificación de la expansión.

El objetivo principal del proceso de planificación de la expansión es garantizar un equilibrio apropiado entre el suministro de electricidad y la demanda, es decir, determinar el conjunto óptimo de las plantas de generación y las vías de transmisión que deben ser construido para cumplir con los requisitos de la demanda a lo largo de un horizonte de estudio (medio y largo plazo), mientras minimiza una función de costos considerando: (i) costos de inversión (capital) y operación de las centrales de generación (combustible, O&M, etc.) y (ii) penalizaciones de energía no suministrada, también conocida como costo de déficit.

En términos generales, este proceso de decisión implica en el cumplimiento de criterios económicos, de confiabilidad y ambientales, en el ámbito de las políticas nacionales de energía. Además, uno de los mayores desafíos es cómo manejar las incertidumbres inherentes al proceso de planificación, tales como el crecimiento de la demanda, los caudales hidrológicos y la disponibilidad de generación, especialmente en los sistemas basados en renovables. Tomados en cuenta todos los hechos mencionados, el problema de planificación de la expansión se modela como un grande y complejo problema estocástico multietapa entero mixto que debe ser solucionado por un algoritmo de optimización especializado.

Este manual presenta una descripción de la metodología adoptada por el modelo OptGen, herramienta computacional para la planificación de la expansión de sistemas de potencia. Las principales características del modelo son:

- Horizontes de estudio que varían desde 1 año hasta varias décadas;
- Tipos de proyectos candidatos diferentes que se puede contemplar en el estudio, tales como:
 - Producción de energía: plantas hidroeléctricas, centrales térmicas y fuentes renovables (eólica, solar, biomasa, etc.);
 - Interconexiones regionales y circuitos de transmisión (líneas, transformadores, enlaces CC, etc.);
 - Gasoductos, nodos de producción, estaciones de regasificación.





Manual de Metodología del OptGen

- Otros componentes de energía: baterías, estaciones de bombeo hidráulicas, etc.
- Datos financieros detallados de los proyectos como, por ejemplo, costos de inversión, cronogramas de desembolso, tiempo de vida útil, tiempo de construcción;
- Datos detallados específicos de los proyectos, tales como, tipo de decisión (obligatoria u opcional), tipo de variable de decisión (binaria, entera o continua), fechas mínima y máxima de entrada en operación, cronograma de entrada de unidades generadoras etc.;
- Restricciones adicionales, tales como, restricciones de energía / potencia firme, exclusividad, asociación y precedencia entre proyectos, mínima y máxima capacidad adicional, metas de capacidad de generación y así sucesivamente;
- Diferentes estrategias de solución están disponibles, basado principalmente en la partición del horizonte de expansión y en la solución encadenada de problemas con horizontes más cortos.

En resumen, el objetivo del OptGen es determinar un cronograma de inversiones de mínimo costo para la construcción de nuevas capacidades de generación (proyectos hidroeléctricos, térmicos y renovables), interconexiones regionales (o circuitos de transmisión detallados), fuentes de producción de gas y gasoductos. Esto se logra mediante la optimización del equilibrio entre los costos de inversión para construir nuevos proyectos y el valor esperado de los costos operativos y del déficit de energía.

Con el fin de determinar el mejor plan de expansión, el OptGen presenta dos tipos de estrategias de solución que pueden ser seleccionadas por el usuario. Esta selección se realiza a través de la opción "Opciones de Estudio >> Planificación de la expansión >> Estrategia de solución" en la pantalla principal.

- "OptGen 1": Utiliza técnicas de descomposición que permiten el uso del modelo SDDP para la evaluación de *trade-off* multietapa considerando operación hidrotérmica estocástica;
- "OptGen 2": Utiliza modelo horario de operación y escenarios de caudal / generación renovable para incorporar *unit commitment*, restricciones de rampa y reserva probabilística de generación.

Cada enfoque y sus aplicaciones correspondientes se explican en detalle a lo largo de este manual. El Capítulo 2 describe el primer enfoque, también llamado "OptGen 1", el Capítulo 3 describe el segundo enfoque, también llamado "OptGen 2" y el Capítulo 4 presenta las consideraciones finales y la comparación entre las dos estrategias.





Manual de Metodología del OptGen

2 OPTGEN 1 - ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN DEL PRIMER ENFOQUE

2.1 Introducción

Como se mencionó en el capítulo anterior, el objetivo básico de la tarea de planificación es minimizar la suma de los costos de inversión y el valor esperado de los costos de operación. La formulación del problema para las decisiones de inversión requiere, además de las *variables continuas*, también *variables binarias* (si el proyecto de generación o transmisión está listo / no listo para operar en cada año $t = 1, \dots, T$ del horizonte de estudio). Adicionalmente, las incertidumbres en los caudales fluviales, la generación renovable, la disponibilidad de los equipos y otros factores tornan la simulación de la operación del sistema esencialmente un problema de *optimización estocástico multi-etapa*.

Un grande desafío para este tipo de formulación es que ninguno de los paquetes de optimización actuales, tales como Xpress, CPLEX o Gurobi, puede resolver *directamente* un problema de optimización con todas las características de los problemas de inversión y operación: estocástico, multi-etapa y lineal-entero mixto. A continuación, se ilustra el esquema adoptado por PSR, conocido como la descomposición de Benders, que permite la obtención de la solución óptima global a través de la solución iterativa de problemas *separados* de optimización entera y optimización estocástica multi-etapa.

2.1.1 Descomposición de Benders

PSR ha sido pionera a nivel mundial en el desarrollo y aplicación de la técnica de descomposición de Benders para problemas de planificación. Este esquema separa el problema de optimización estocástico / entero en dos módulos de optimización, que se resuelven de manera iterativa hasta la obtención de la solución óptima global: (i) módulo de *inversión*, donde un plan de expansión candidato se determina a través de la solución de un problema de optimización lineal entero mixto (MILP); y (ii) módulo de *operación*, que calcula el valor esperado de los costos operativos resultante de cada plan candidato producido por el módulo de inversión, a través de la solución de un problema de optimización estocástico multi-etapa. La siguiente figura muestra el esquema de descomposición de Benders.

PSR

3

AB



Manual de Metodología del OptGen

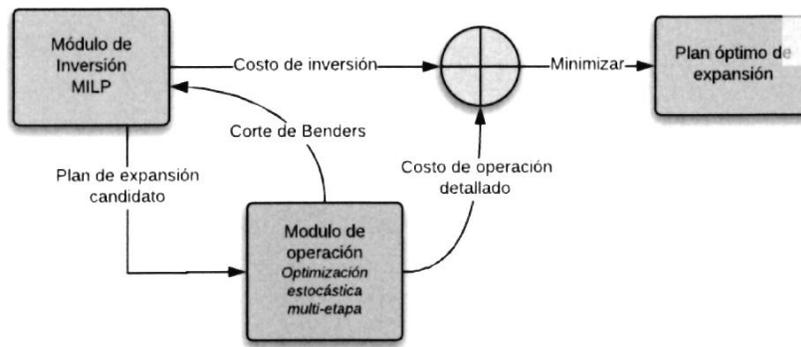


Figura 2.1 - Optimización del problema de planificación de la expansión por descomposición de Benders

2.1.1.1 Módulo de inversión

El módulo de inversión representa los proyectos candidatos como variables continuas / binarios a lo largo del horizonte de estudio. El problema de optimización es minimizar la suma del valor presente de los costos de inversión y una aproximación del valor esperado del costo de operación resultante del plan. Como se describe a continuación, esta aproximación es una función lineal por partes producida por el módulo de operación.

2.1.1.2 Módulo de operación

El módulo de operación calcula la política estocástica que minimiza el promedio de los costos de operación para todo el horizonte de estudio, teniendo en cuenta las incertidumbres en los caudales, generación renovable, fallas de los equipos, etc. Este problema se resuelve a través del algoritmo de Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP – *Stochastic Dual Dynamic Programming*), desarrollado por PSR. El algoritmo SDDP, que se puede interpretar como una descomposición de Benders estocástica multi-etapa, es reconocido mundialmente como uno de los esquemas más eficientes para resolver problemas reales de este tipo y es objeto de múltiples artículos de investigación de las universidades en todo el mundo. Por ejemplo, en el Congreso Internacional ICSP (*International Congress on Stochastic Optimization*) en 2016, que es el principal evento académico en esta área, 10% de los artículos presentados tenía SDDP como tema.

2.1.1.3 Retroalimentación del módulo de operación para el módulo de inversión

Esta retroalimentación es una restricción lineal, conocida como un corte de Benders, que se añade al problema del módulo de inversión. El corte de Benders puede interpretarse como una aproximación lineal del valor esperado del costo de operación con respecto a diferentes decisiones de inversión en el plan de expansión, calculados en torno del plan candidato generado por el módulo de inversión. Esto significa que, en cada iteración del esquema, se mejora la representación aproximada del costo de operación en el módulo





Manual de Metodología del OptGen

de inversión. Con esto, tenemos el criterio de convergencia para el esquema de descentralización, que se presenta a continuación.

2.1.1.4 Criterio de convergencia

El valor de la solución óptima del módulo de inversión en cada iteración es un *límite inferior* para la solución óptima global (la razón es que la representación lineal del costo de operación es una aproximación por debajo del costo real). Por su vez, la suma del costo de la inversión del plan candidato y el costo “real” de operación (calculado por el módulo de operación) es un *límite superior* para el óptimo global (la razón es que el plan de candidato producido por el módulo de expansión es un plan factible, no necesariamente óptimo).

Como la incorporación de los cortes Benders en cada iteración mejora sucesivamente la aproximación del costo de operación en el módulo de inversión, entonces el límite inferior aumenta progresivamente. Por su vez, el límite superior disminuye progresivamente, porque los planes de expansión candidato se tornan mejores. Por lo tanto, sabemos que el óptimo global se ha logrado cuando los límites superior e inferior coinciden (con una tolerancia especificada por el usuario).

2.2 Metodología de solución

El problema de planificación de la expansión de un sistema de energía se modela como un problema de programación matemática, expresado en su forma simplificada por la formulación a continuación. Se supone, por simplicidad, que todas las plantas son proyectos candidatos para el problema de la expansión.

2.2.1 Formulación simplificada del problema

2.2.1.1 Función objetivo

$$\text{Min } ci \cdot x + co \cdot g + cd \cdot d \quad (2.1)$$

ci	costo de la inversión del proyecto	M\$
co	costo de operación del proyecto	M\$
cd	costo de déficit del sistema	M\$
x	decisión de inversión del proyecto	p.u.
g	producción de energía del proyecto	MWh
d	déficit de energía del sistema	MWh

2.2.1.2 Límites de las variables de decisión

$$x \leq 1$$

R





Manual de Metodología del OptGen

2.2.1.3 Suministro a la demanda

$$g + d = D$$

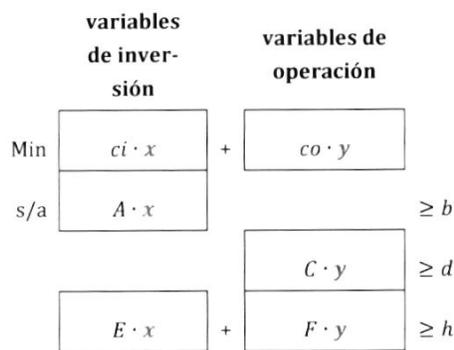
D demanda de energía del sistema MWh

2.2.1.4 Límites operacionales

$$g - \bar{g} \cdot x \leq 0$$

\bar{g} producción máxima de energía del proyecto MWh

Como podemos ver, este problema tiene estructura en bloques, que es adecuado para la aplicación de técnicas de descomposición.



En "OptGen 1", aplicamos la metodología de descomposición de Benders, que se describe a continuación.

2.2.2 Técnica de descomposición de Benders

El problema de planificación de la expansión (2.1) de un sistema de energía se puede escribir como:

$$\text{Min } z(x) = c(x) + w(x) \tag{2.2}$$

$$\text{s/a } x \in X$$

Donde X representa el conjunto de decisiones de inversión viables, es decir, aquellas que cumplen con las restricciones $A \cdot x \geq b$. Las funciones $c(x)$ y $w(x)$ representan, respectivamente, los costos de inversión y operación del plan de expansión candidato x .

El proceso de optimización se muestra en la Figura 2.2.





Manual de Metodología del OptGen

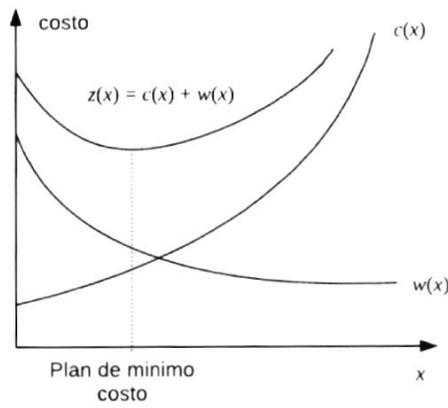


Figura 2.2 - Proceso de optimización de la expansión

Se observa que la función de costo de inversión $c(x)$ es **conocida**, mientras que la función de costo de operación $w(x)$ se representa implícitamente a través de la solución del siguiente problema de operación.

$$w(x) = \text{Min } co \cdot y \tag{2.3}$$

$$\text{s/a } F \cdot y \geq h - E \cdot x$$

$$y \geq 0$$

La metodología de solución adoptada en "OptGen 1", conocida como descomposición de Benders, construye una aproximación de la función $w(x)$ representada dentro del módulo de inversión (2.2), a partir de la solución del problema de la operación (2.3). La Figura 2.3 ilustra este proceso interactivo:

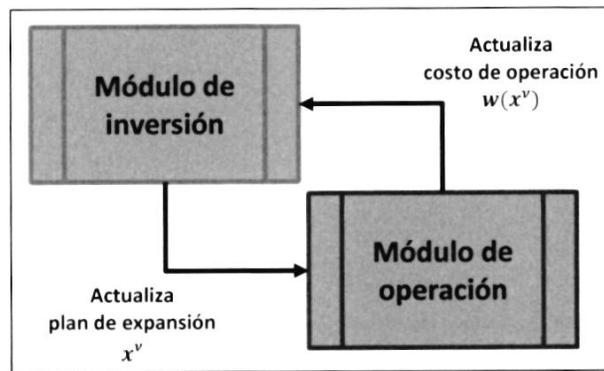


Figura 2.3 – Descomposición del problema de expansión

Esta figura muestra que la descomposición entre los problemas de inversión y operación permite la utilización de módulos independientes para cada problema. Esto significa que

Handwritten signature or mark.





Manual de Metodología del OptGen

el esfuerzo en la solución de un problema de inversión no se ve afectado por el nivel de detalles representado en la formulación de la operación.

2.2.2.1 Características de la función $w(x)$

El problema (2.3) es un modelo de optimización de programación lineal (PL). De la teoría de PL, el problema dual se formula como:

$$w(x) = \text{Max } \pi \cdot (h - E \cdot x) \quad (2.4)$$

$$\text{s/a } \pi \cdot F \leq c_0$$

$$\pi \geq 0$$

De la teoría de PL, sabemos que los valores de la solución óptima del problema dual (2.4) y del problema de la operación (2.3)- conocido como primal - coinciden. Además, las variables duales π son el vector de multiplicadores simplex asociados a las restricciones del problema primal (2.3) en la solución óptima.

Sea $\Pi = \{\pi^i, i = 1, \dots, r\}$ el conjunto de soluciones básicas factibles del problema dual (2.4). Se observa que este conjunto no depende de la decisión de inversión x . Por lo tanto, la solución óptima podría, en principio, ser obtenida por enumeración:

$$w(x) = \text{Max } \{\pi^i \cdot (h - E \cdot x), \pi^i \in \Pi\} \quad (2.5)$$

El problema (2.5) se puede reescribir de la siguiente manera equivalente:

$$w(x) = \text{Min } \alpha \quad (2.6)$$

$$\text{s/a } \alpha \geq \pi^1 \cdot (h - E \cdot x)$$

$$\alpha \geq \pi^2 \cdot (h - E \cdot x)$$

$$\dots$$

$$\alpha \geq \pi^r \cdot (h - E \cdot x)$$

Donde α es una variable escalar irrestricta (positiva o negativa). Como α debe ser mayor o igual a cada una de las restricciones $\alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x)$, entonces debe ser mayor o igual al máximo de estas restricciones. Como el objetivo es minimizar α , se concluye que debe ser igual a $\text{Max } \{\pi^i \cdot (h - E \cdot x)\}$, que es la expresión (2.5).

La ventaja de la formulación de (2.6) es que muestra claramente que $w(x)$ es una función lineal por partes, como se muestra en la Figura 2.4:

B





Manual de Metodología del OptGen

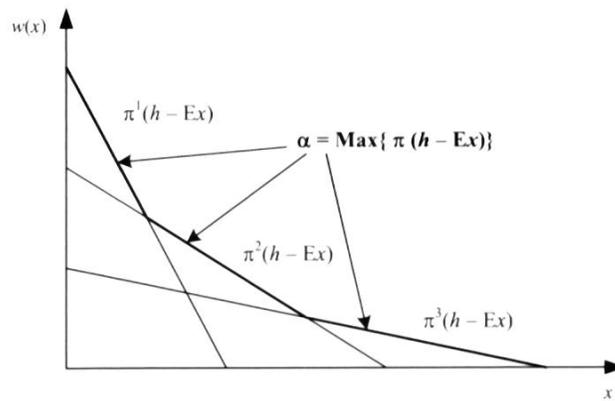


Figura 2.4 - Gráfico de la función $w(x)$

2.2.2.2 Problema aproximado de inversión

A través de la sustitución de la expresión (2.6) en el problema de expansión (2.2), obtenemos:

$$\begin{aligned} \min \quad & c(x) + \alpha & (2.7) \\ \text{s/a} \quad & \alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x) & i = 1, \dots, r \\ & x \in X \end{aligned}$$

El número de restricciones $\alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x)$ en el problema (2.7) puede ser elevado. Sin embargo, sólo algunas de esas restricciones estarán activas (es decir, satisfechas en la igualdad) en la solución óptima; esto significa que las demás restricciones pueden ser relajadas, sin pérdida de optimalidad.

El algoritmo de descomposición de Benders, presentado a continuación, se basa en la relajación del problema (2.7) y en la generación iterativa de las restricciones $\alpha \geq \pi^i \cdot (h - E \cdot x)$ a partir de la solución del problema de la operación (2.3).

2.2.2.3 Algoritmo de descomposición

1. Inicializar: número de iteraciones $\nu = 0$; límite superior $\bar{z} = +\infty$; tolerancia para la convergencia ξ (dato de entrada)
2. Incrementar el número de iteraciones $\nu = \nu + 1$ y resolver el problema aproximado de la inversión:

$$\begin{aligned} z = \text{Min} \quad & c_i \cdot x + \alpha & (2.8) \\ \text{s/a} \quad & \alpha \geq \pi^\mu \cdot (h - E \cdot x) & \mu = 1, \dots, \nu - 1 \\ & x \in X \end{aligned}$$

Handwritten signature or mark.





Manual de Metodología del OptGen

3. Sea $\{x^v, \alpha^v\}$ la solución óptima de (2.8). Como este problema es una relajación del problema original (2.7), su valor es un límite inferior para el valor de la solución óptima del problema original. Se define el límite inferior \underline{z} como:

$$\underline{z} = ci \cdot x^v + \alpha^v \quad (2.9)$$

4. Resolver el problema de la operación:

$$w(x^v) = \text{Min } co \cdot y \quad (2.10)$$

$$s/a \quad F \cdot y \geq h - E \cdot x^v$$

$$y \geq 0$$

5. Sea y^v la solución óptima de (2.10). El conjunto (x^v, y^v) es una solución factible del problema original (2.7), pero no necesariamente la solución óptima. Como el costo de una solución factible es por definición mayor que o igual al valor óptimo, entonces el valor:

$$\bar{z} = \text{Min } \{\bar{z}, ci \cdot x^v + co \cdot y^v\} \quad (2.11)$$

es un límite superior de la solución óptima del problema original.

6. Si $\bar{z} - \underline{z} \leq \xi$, entonces el problema está resuelto; la solución asociada a \bar{z} es una solución ξ -óptima. Caso contrario, se construye la siguiente restricción lineal, conocida como un corte de Benders:

$$\alpha \geq \pi^v \cdot (h - E \cdot x) \quad (2.12)$$

Donde π^v es el vector de multiplicadores simplex asociados a las restricciones del problema de operación (2.10), y volver al paso 2.

2.2.2.4 Interpretación geométrica del algoritmo

A partir de la igualdad de las soluciones primal y dual del problema de operación (2.4), Podemos escribir los cortes de Benders de una forma alternativa, como sigue:

$$w(x^v) = \pi^v \cdot (h - E \cdot x^v) \quad (2.13)$$

Manejando la ecuación, tenemos una expresión para $\pi^v \cdot h$:

$$\pi^v \cdot h = w(x^v) + \pi^v \cdot E \cdot x^v \quad (2.14)$$

Sustituyendo (2.14) en la expresión de corte de Benders $\alpha \geq \pi^v \cdot (h - E \cdot x)$, resulta en:

$$\alpha \geq w(x^v) - \pi^v \cdot E \cdot (x - x^v) \quad (2.15)$$

Hay un camino diferente para llegar a la expresión alternativa de corte de Benders. Sea la función:





Manual de Metodología del OptGen

$$H(x) = h - E \cdot x$$

que representa el lado derecho (RHS - *Right-hand Side*) de las restricciones del problema de operación (2.4). Si π^v es el vector de las variables duales asociadas a la solución óptima de este problema, sabemos que:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \right|_{x=x^v} = \pi^v \quad (2.17)$$

Usando la regla de la cadena, podemos deducir la derivada de $w(x)$ con respecto a x :

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^v} = \left. \frac{\partial w(x)}{\partial H(x)} \right|_{x=x^v} \cdot \left. \frac{\partial H(x)}{\partial x} \right|_{x=x^v} = -\pi^v \cdot E \quad (2.18)$$

Como $w(x)$ es una función lineal por partes, la expresión (2.18) corresponde a un sub gradiente de $w(x)$ alrededor del punto $x = x^v$. Por lo tanto, podemos concluir que:

$$w(x) \geq w(x^v) + \left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^v} \cdot (x - x^v) \quad (2.19)$$

Definiendo $\alpha = w(x)$, obtenemos la expresión (2.15).

De la inecuación (2.19), vemos que el corte Benders puede interpretarse como una aproximación de primer orden de la función de costo de operación $w(x)$ alrededor del vector decisión de inversión producido por el módulo de inversión (2.8).

2.2.2.5 Expresión alternativa para el problema aproximado de la inversión

Sustituyendo (2.15) en el problema aproximado de expansión (2.8), tenemos:

$$z = \text{Min} \quad c_i \cdot x + \alpha \quad (2.20)$$

$$\text{s/a} \quad \alpha \geq w(x^\mu) + \lambda(x^\mu) \cdot (x - x^\mu) \quad \mu = 1, \dots, v$$

$$x \in X$$

donde $\lambda(x^\mu) = -\pi^\mu \cdot E$, $\mu = 1, \dots, v$.

2.2.3 La descomposición de Benders aplicada al problema de planificación de la expansión

En esta sección, se presenta la aplicación de la metodología de descomposición de Benders al problema de planificación de la expansión (2.1). Como se comentó anteriormente, el problema de la operación se resuelve para cada plan de inversión candidato. El corte Benders se construye a partir del costo óptimo y el vector de multiplicadores simplex del problema de operación. Este corte se añade como una nueva restricción lineal al problema aproximado de inversión, que es resuelto nuevamente y produce un nuevo plan de expansión candidato.

B





Manual de Metodología del OptGen

2.2.3.1 Problema de operación

Dado un plan de expansión x^v para un horizonte de planificación T , el problema de operación se formula como la minimización del costo de operación, sujeto al suministro a la demanda, límites operativos y otras restricciones:

$$\begin{aligned}
 w(x^v) = \text{Min} \quad & \sum_{t \in T} \left(\sum_{i \in I} c_{o,t,i} \cdot g_{t,i} + cd \cdot d_t \right) & (2.21) \\
 \text{s/a} \quad & \sum_{i \in I} g_{t,i} + d_t = D_t & \forall t \in T \\
 & g_{t,i} \leq \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^v & \forall t \in T, \forall i \in I
 \end{aligned}$$

2.2.3.2 Cálculo del corte de Benders

En el problema de operación (2.21) sólo las restricciones de generación de los proyectos dependen de las decisiones de inversión x^v . Para facilitar la notación, estas restricciones se escriben en el formato estándar de programación lineal:

$$-g_{t,i} \geq -\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^v \quad \forall t \in T, \forall i \in I \quad \pi_{t,i}^v$$

Donde $\pi_{t,i}^v$ es la variable dual asociada a esta restricción en la solución óptima. Usando la regla de la cadena, se puede deducir que la derivada asociada a una decisión de inversión $x_{t,i}$ es:

$$\left. \frac{\partial w(x)}{\partial x_{t,i}} \right|_{x=x^v} = \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \cdot (-\bar{g}_i) = -\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \quad (2.22)$$

El corte de Benders se calcula como:

$$\alpha \geq w(x^v) - \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \right) \cdot (x_{t,i} - x_{t,i}^v) \quad (2.23)$$

Agregando valores como:

$$rhs^v = w(x^v) + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \right) \cdot x_{t,i}^v \quad (2.24)$$

y pasando las variables al lado izquierdo (LHS - *Left-Hand Side*) se resulta en:

$$\alpha + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^v \right) \cdot x_{t,i} \geq rhs^v \quad (2.25)$$





Manual de Metodología del OptGen

2.2.3.3 Problema aproximado de expansión

El objetivo del problema aproximado de expansión es minimizar la suma del valor presente de los costos de inversión de los proyectos, más una aproximación del costo de operación α , sujeto a las restricciones de integralidad y unicidad de los proyectos y otras restricciones. En cada iteración del algoritmo de descomposición, se añade una nueva restricción a este problema, que se calcula a partir de los resultados del problema de operación.

El problema aproximado de expansión en la v -ésima iteración se formula como:

$$\begin{aligned} \text{Min } & \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} (c_{t,i} \cdot x_{t,i} + \alpha) & (2.26) \\ \text{s/a } & x_{t,i} \in \{0,1\} & \forall t \in T, \forall i \in I \\ & \sum_{t \in T} x_{t,i} \leq 1 & \forall i \in I \\ & \alpha + \sum_{t \in T} \sum_{i \in I} \left(\bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=t}^T \pi_{\tau,i}^\mu \right) \cdot x_{t,i} \geq rhs^\mu & \mu = 1, \dots, v \end{aligned}$$

2.2.4 Criterio de valor esperado

El algoritmo de Benders también se puede aplicar a problemas de planificación con múltiples escenarios. La estructura en bloques del problema es aún más evidente.

	Variables de inversión	Variables de operación Esc. 1	Variables de operación Esc. 2	Variables de operación Esc. S	
Min	$ci \cdot x$	$+ co_1 \cdot y_1$	$+ co_2 \cdot y_2$	$\dots co_S \cdot y_S$	
s/a	$A \cdot x$				$\geq b$
	$E_1 \cdot x$	$+ F_1 \cdot y_1$			$\geq h_1$
	$E_2 \cdot x$		$+ F_2 \cdot y_2$		$\geq h_2$
	\dots				
	$E_M \cdot x$			$+ F_S \cdot y_S$	$\geq h_S$

La expansión óptima con el criterio de valor esperado se formula como:

$$\begin{aligned} \text{Min } & c(x) + \bar{w}(x) & (2.27) \\ \text{s/a } & x \in X \end{aligned}$$

B





Manual de Metodología del OptGen

donde $c(x)$ y $\bar{w}(x)$ son, respectivamente, el costo de inversión y el costo esperado de operación para el plan de candidato x :

$$\bar{w}(x) = \sum_{s=1}^S p_s \cdot w_s(x) \quad (2.28)$$

donde p_s es la probabilidad del escenario s . Sea la decisión x^v , entonces el problema de operación para cada escenario s , con $s = 1, \dots, S$, se formula como el siguiente problema de optimización:

$$\begin{aligned} w_s(x^v) = \text{Min} \quad & co_s \cdot y_s & (2.29) \\ \text{s/a} \quad & F_s \cdot y_s \geq h_s - E_s \cdot x^v & \pi_s^v \\ & y_s \geq 0 \end{aligned}$$

El corte de Benders asociado a cada problema de operación se obtiene a partir de (2.29):

$$\alpha \geq w_s(x^v) + \lambda_s(x^v) \cdot (x - x^v) \quad s = 1, \dots, S$$

donde $\lambda_s(x^v) = -\pi_s^v \cdot E_s$. Como la expresión (2.28) es lineal, el corte de Benders es el promedio de todos los cortes ponderado por la probabilidad. Definiendo:

$$\bar{\lambda}(x^v) = \sum_{s=1}^S p_s \cdot \lambda_s(x^v) \quad (2.30)$$

Tenemos:

$$\alpha \geq \bar{w}(x^v) + \bar{\lambda}(x^v) \cdot (x - x^v) \quad (2.31)$$

Sustituyendo $\bar{w}(x)$ en (2.27) por los cortes (2.31) generados en cada iteración del algoritmo de descomposición, se obtiene el siguiente problema relajado de expansión:

$$\begin{aligned} z = \text{Min} \quad & c(x) + \alpha & (2.32) \\ \text{s/a} \quad & \alpha \geq \bar{w}(x^\mu) + \bar{\lambda}(x^\mu) \cdot (x - x^\mu) & \mu = 1, \dots, v \\ & x \in X \end{aligned}$$

2.3 Manejando incertidumbres

Una cuestión fundamental de la metodología de planificación de la expansión es cómo manejar las incertidumbres inherentes al proceso de planificación, como los caudales hidrológicos y los escenarios de generación renovable variable. Como se puede ver en la sección anterior, el modelo de planificación de la expansión puede contemplar múltiples escenarios operativos, y el algoritmo propuesto es capaz de capturar sus efectos a través de un enfoque probabilístico. Además, al aplicar el algoritmo de descomposición de Benders, los problemas de inversión y operación pasan a resolverse separadamente. Por





Manual de Metodología del OptGen

esta razón, el OptGen puede trabajar con dos opciones de modelos de operación, como se muestra en la Figura 2.5:

- **SDDP**: utiliza el modelo completo de programación dinámica dual estocástica (SDDP) como módulo de operación;
- **Escenarios**: utiliza un modelo de simulación de escenarios multi-determinísticos como módulo de operación.

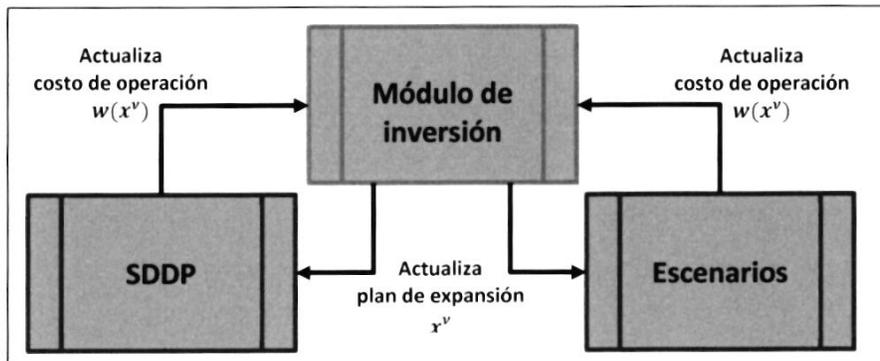


Figura 2.5 - Opciones para resolver el sub-problema de la operación en el enfoque “OptGen 1”

El proceso de descomposición se muestra en la Figura 2.6. En esta figura, observamos cómo las incertidumbres son manejadas por cada opción operativa: (i) SDDP y (ii) Escenarios, teniendo en cuenta la solución del plan de expansión a cada iteración del OptGen.



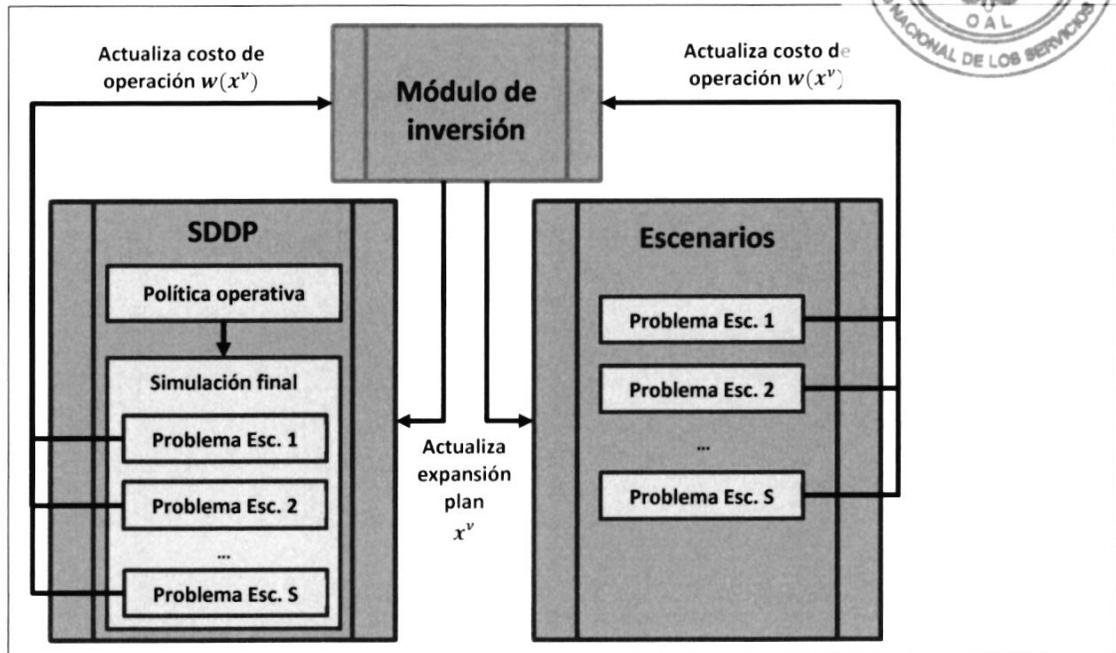


Figura 2.6 - Esquema de descomposición para múltiples escenarios

2.3.1.1 SDDP

Cuando se selecciona la opción "SDDP" como módulo de operación, para cada plan de expansión candidato encontrado a cada iteración del OptGen, se realiza una ejecución completa del SDDP, es decir, el SDDP primero calcula la política operativa estocástica por un procedimiento de descomposición multi-etapa que construye una Función de Costo Futuro (FCF) para cada etapa, con el objetivo de minimizar los costos operativos promedios a lo largo del horizonte de estudio (considerando incertidumbres en los caudales hidrológicos y generación renovable). A continuación, para generar los resultados operativos, SDDP contempla la FCF y realiza la simulación final de la operación del sistema, resolviendo un problema para cada etapa y para cada escenario de incertidumbre.

2.3.1.2 Escenarios

En vez de calcular la política operativa y realizar la simulación final, la opción "Escenarios" resuelve un único problema de optimización multi-etapa (involucrando todo el horizonte de estudio) para cada escenario de incertidumbre. Como consecuencia, para generar los resultados operativos, el modelo realiza una simulación de escenarios multi-determinísticos.

Handwritten signature or mark.





Manual de Metodología del OptGen

2.3.1.3 Retroalimentación de la operación

Aunque cada modelo tiene una estrategia de solución diferente que optimiza la operación del sistema, ambos los enfoques (SDDP y Escenarios) realizan simulaciones de escenarios cuyos resultados operativos se utilizan para generar un nuevo corte de Benders que se incorpora al problema de planificación de la expansión de la próxima iteración.

En ambos los enfoques, los coeficientes de los cortes de Benders y el lado derecho se calculan con base en el valor esperado del costo total de operación y en las derivadas del costo de operación con respecto a las decisiones de inversión.

Estas derivadas, a su vez, se obtienen a partir de los multiplicadores de Lagrange asociados a las siguientes restricciones: (i) límites de almacenamiento y caudal turbinable hidro; (ii) límites de capacidad de generación térmica; (iii) producción de energía de las fuentes renovables; y (iv) segunda ley de Kirchhoff y límites de flujo de los componentes de transmisión. Los multiplicadores traen las informaciones sobre las reducciones de costos operativos relacionados con cada decisión de inversión para cada escenario y cada etapa de tiempo. En ese caso, antes de crear el corte de Benders, necesitamos tener un número final que represente los beneficios operativos esperados relacionados con cada decisión de inversión. Por lo tanto, teniendo en cuenta cada resultado arriba mencionado, calculamos el VPN para tener un valor único por escenario. A continuación, calculamos el promedio de todos los escenarios.

2.4 La incorporación de las restricciones de seguridad

Para cada plan de expansión propuesto, los índices de confiabilidad, tales como LOLP y EPNS, pueden ser evaluados por CORAL, el modelo para análisis confiabilidad de sistemas. Además, las restricciones de seguridad mínima pueden ser incluidas en el problema de expansión como criterio de planificación. Por lo tanto, es posible evaluar el beneficio de cada proyecto tanto en términos de reducción del costo operativo, así como en el aumento de la confiabilidad global del sistema.

De esta manera, el análisis económico y de confiabilidad se hacen en un problema único para la planificación de la expansión:

$$\text{Min } z(x) = c(x) + w(x) \quad (2.33)$$

$$\text{s/a } r(x) \leq \bar{r}$$

$$x \in X$$

Donde X representa el conjunto las decisiones de inversión viables. Las funciones $c(x)$ y $w(x)$ representan, respectivamente, los costos de inversión y operación del plan de expansión candidato x . La función $r(x)$ es el índice de confiabilidad evaluado para el plan de expansión x y \bar{r} es el valor máximo informado aceptado para esta medida de riesgo.





2.4.1 La descomposición de Benders aplicada al problema de planificación de la expansión

Como se mencionó anteriormente, se utiliza la técnica de descomposición de Benders para separar el problema original en módulos de inversión, operación y confiabilidad. Esta partición permite que cada sub-problema se resuelva por un algoritmo especializado a través de un procedimiento iterativo, donde el sub-problema de operación se resuelve mediante la Programación Dinámica Dual Estocástica (SDDP - *Stochastic Dual Dynamic Programming*), y el sub-problema de confiabilidad mediante simulación Monte Carlo (MC). La Figura 2.7 ilustra este proceso iterativo.

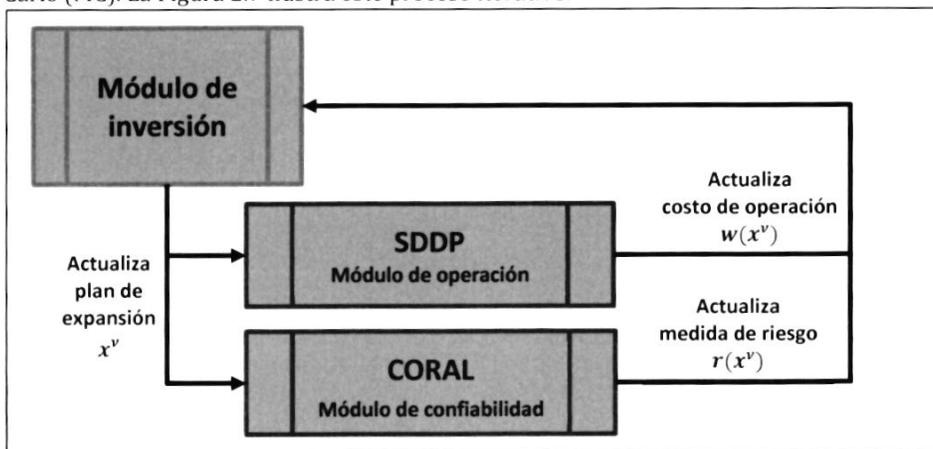


Figura 2.7 - La descomposición del problema de expansión

En términos generales, la aplicación de la técnica de descomposición de Benders descrita anteriormente para la construcción de una aproximación de la función costo de operación $w(x)$, se puede extender para la medida de confiabilidad $r(x)$.

Dado un plan candidato de inversión x^v , el sub-problema de confiabilidad calcula el valor de la medida de riesgo $r(x^v)$ asociada a este plan. Si la solución no es factible, $r(x^v) > \bar{r}$, entonces el análisis de sensibilidad realizado en este problema, utilizando el modelo **CORAL**, fornece la derivada de la función de confiabilidad con respecto a la decisión de inversión. Esta derivada, a su vez, se utiliza para la construcción de los cortes de Benders que aproximan la región factible asociada al criterio de confiabilidad adoptado en el problema maestro.

En otras palabras, el problema maestro (2.34) es una relajación del problema de planificación de la expansión (2.33), donde tanto la función de costo de operación $w(x)$ cuanto la función de confiabilidad $r(x)$ se aproximan por un conjunto de restricciones lineales, conocidas como cortes de Benders, que se construyen de manera iterativa por la solución de los modelos SDDP y CORAL para cada decisión de expansión x^v .

$$z = \text{Min } c_i \cdot x + \alpha \tag{2.34}$$





543

Manual de Metodología del OptGen

$$\begin{aligned}
 \text{s/a } \alpha &\geq w(x^\mu) + \left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^\mu} \cdot (x - x^\mu) & \mu = 1, \dots, \nu \\
 r(x^\mu) + \left. \frac{\partial r(x)}{\partial x} \right|_{x=x^\mu} \cdot (x - x^\mu) &\leq \bar{r} & \mu = 1, \dots, \nu \\
 x &\in X
 \end{aligned}$$

2.4.2 Criterio de máxima EPNS

En la versión actual del OptGen, consideramos $r(x) = EPNS(x)$, el valor esperado de la potencia no suministrada, como la medida de riesgo, que es el valor promedio del corte de carga del sistema. En este caso, a cada iteración del algoritmo de descomposición de Benders, se resuelve el siguiente problema de planificación de la expansión:

$$z = \text{Min } ci \cdot x + \alpha \tag{2.35}$$

$$\begin{aligned}
 \text{s/a } \alpha &\geq w(x^\mu) + \left. \frac{\partial w(x)}{\partial x} \right|_{x=x^\mu} \cdot (x - x^\mu) & \mu = 1, \dots, \nu \\
 EPNS(x^\mu) + \left. \frac{\partial EPNS(x)}{\partial x} \right|_{x=x^\mu} \cdot (x - x^\mu) &\leq \overline{EPNS} & \mu = 1, \dots, \nu \\
 x &\in X
 \end{aligned}$$

Donde \overline{EPNS} , la máxima potencia esperada no suministrada, es el criterio de riesgo informado por el planificador.

2.4.2.1 Problema de confiabilidad

Dado un plan de expansión x^ν del problema (2.35), el sub-problema de confiabilidad, para cada etapa t , se formula como la minimización de la potencia esperada no suministrada:

$$\begin{aligned}
 EPNS_t(x^\nu) &= \text{Min } \sum_{s \in S} p_s \cdot d_s & (2.36) \\
 \text{s/a } d_s &\geq D_t - \sum_{i \in I} \left(\xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^\nu \right) & \forall s \in S \\
 d_s &\geq 0 & \forall s \in S
 \end{aligned}$$

Donde S es el conjunto de escenarios de indisponibilidad, p_s es la probabilidad del escenario s y d_s es la variable de corte de carga para el escenario s . $\xi_{i,t,s}$ es la variable aleatoria que representa el estado operativo del generador i en la etapa t , escenario s . El estado puede ser 0 si el equipo no está operando o 1 caso contrario.





Manual de Metodología del OptGen

2.4.2.2 Cálculo del corte de Benders

El problema de confiabilidad (2.36) se puede reescribir de la siguiente manera equivalente, sin representar explícitamente la variable de corte de carga:

$$EPNS_t(x^v) = \sum_{s \in S} p_s \cdot \max \left(D_t - \sum_{i \in I} \left(\xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^v \right), 0 \right) \quad (2.37)$$

Además, podemos definir Ω_t como el conjunto de escenarios en la etapa t donde el corte de carga es mayor que cero:

$$\Omega_t = \{s \in S \mid D_t > \sum_{i \in I} (\xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^v)\}$$

De esta manera, el problema (2.37) se puede escribir como:

$$EPNS_t(x^v) = \sum_{s \in \Omega_t} p_s \left(D_t - \sum_{i \in I} \left(\xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i}^v \right) \right) \quad (2.38)$$

Para cada etapa t , tal que $EPNS_t(x^v) > 0$, un nuevo corte de Benders se calcula como:

$$EPNS_t(x^v) + \sum_{\tau=1}^t \left. \frac{\partial EPNS_t(x)}{\partial x_{\tau,i}} \right|_{x=x^v} \cdot (x_{\tau,i} - x_{\tau,i}^v) \leq \overline{EPNS} \quad (2.39)$$

Donde la derivada de la función de confiabilidad con respecto a una decisión de inversión se calcula como:

$$\left. \frac{\partial EPNS_t(x)}{\partial x_{\tau,i}} \right|_{x=x^v} = \sum_{s \in \Omega_t} p_s \cdot \xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \quad \tau = 1, \dots, t \quad (2.40)$$

Entonces los cortes de Benders (2.39) se tornan:

$$EPNS_t(x^v) + \sum_{s \in \Omega_t} p_s \cdot \sum_{i \in I} \left(\xi_{i,t,s} \cdot \bar{g}_i \cdot \sum_{\tau=1}^t (x_{\tau,i} - x_{\tau,i}^v) \right) \leq \overline{EPNS} \quad \forall t \in T \quad (2.41)$$

2.5 Formulación detallada del problema

La planificación de la expansión de generación y transmisión se formula como un problema de programación matemática de la siguiente manera:

2.5.1 Función objetivo

$$z = \text{Min} \sum_{t \in T} \sum_{i \in P} (c_{t,i} \cdot x_{t,i} + \alpha) \quad (2.42)$$

- T conjunto de etapas en el horizonte del estudio
- P conjunto de proyectos





Manual de Metodología del OptGen

- $x_{t,i}$ decisión de inversión del proyecto i para la entrada en operación en la etapa t
- $ci_{t,i}$ costo de inversión del proyecto i para la entrada en operación en la etapa t M\$
- α costo de operación aproximado M \$

2.5.2 Fechas mínima y máxima de entrada en operación

$$x_{t,i} = 0 \quad \forall t \notin [\underline{t}_i, \bar{t}_i], \quad \forall i \in P \quad (2.43)$$

$\underline{t}_i, \bar{t}_i$ etapas mínima y máxima para la entrada en operación del proyecto i

2.5.3 Proyectos de decisión binaria, entera y continua

$$x_{t,i} \in \{0,1\} \quad \forall i \in p^{bin} \quad (2.44)$$

$$x_{t,i} \in \mathbb{Z}_+ \quad \forall i \in p^{int} \quad (2.45)$$

$$x_{t,i} \leq 1 \quad \forall i \in p^{cnt} \quad (2.46)$$

- p^{bin} conjunto de proyectos de decisión binaria
- p^{int} conjunto de proyectos de decisión entera
- p^{cnt} conjunto de proyectos de decisión continua

2.5.4 Proyectos obligatorios y opcionales

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_{t,i} = 1 \quad \forall i \in p^{ob} \quad (2.47)$$

$$\sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_{t,i} \leq 1 \quad \forall i \in p^{op} \quad (2.48)$$

$$x_{t,i} = 0 \quad \forall i \in P, \forall t \notin [\underline{t}_i, \bar{t}_i] \quad (2.49)$$

- p^{ob} conjunto de proyectos obligatorios
- p^{op} conjunto de proyectos opcionales

Handwritten signature





546

Manual de Metodología del OptGen

2.5.5 Proyectos mutuamente excluyentes

$$\sum_{i \in P_k^{ex}} \sum_{t=\underline{t}_i}^{\bar{t}_i} x_{t,i} \leq 1 \quad \forall k \in R^{ex} \quad (2.50)$$

R^{ex} conjunto de restricciones de exclusividad
 P_k^{ex} conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción de exclusividad k

2.5.6 Proyectos asociados (con retraso máximo)

$$\sum_{t=1}^T \left(x_{t,i} - \sum_{\tau=\underline{t}_k}^{\bar{t}_k} x_{\tau,j} \right) \leq 0 \quad \underline{t}_k = \max(1, t - MXD_k)$$

$$\sum_{t=1}^T \left(x_{t,j} - \sum_{\tau=\underline{t}_k}^{\bar{t}_k} x_{\tau,i} \right) \leq 0 \quad \bar{t}_k = \min(T, t + MXD_k) \quad (2.51)$$

$$\forall i, j \in P_k^{as}, \forall k \in R^{as}$$

R^{as} conjunto de restricciones de asociación
 P_k^{as} conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción de la asociación k
 MXD_k retraso máximo entre la entrada en operación de los proyectos que pertenecen a la restricción de asociación k

2.5.7 Capacidad instalada/Energía Firme/Potencia firme mínima y máxima

$$\sum_{t=\underline{t}_k}^{\bar{t}_k} \left(\sum_{i \in P_k} \omega_i \cdot x_{t,i} + \sum_{i \in E_k} \omega_i \right) \geq \underline{\omega}_k \quad \forall k \in R \quad (2.52)$$

$$\sum_{t=\underline{t}_k}^{\bar{t}_k} \left(\sum_{i \in P_k} \omega_i \cdot x_{t,i} + \sum_{i \in E_k} \omega_i \right) \geq \bar{\omega}_k \quad \forall k \in R \quad (2.53)$$

ω_i capacidad instalada o energía firme o potencia firme del agente i MW
 $\underline{\omega}_k, \bar{\omega}_k$ capacidad instalada o energía firme o potencia firme mínima y máxima de la restricción k . Este es un valor absoluto que puede ser incremental o total. Si total, puede ser una meta informada como un porcentaje del valor total del sistema. MW
 $\underline{t}_k, \bar{t}_k$ etapas mínima y máxima para satisfacer a la restricción k . Cuando la etapa mínima no es informada, entonces el valor de la restric-

Handwritten signature or mark.





Manual de Metodología del OptGen

ción es total, caso contrario, es incremental.

- R conjunto de restricciones
- P_k conjunto de proyectos que pertenecen a la restricción k
- E_k conjunto de agentes existentes que pertenecen a la restricción k

2.5.8 Precedencia entre proyectos (con retraso mínimo)

$$\sum_{\tau=1}^t x_{\tau,i} - \sum_{\tau=1+MND_k}^{t+MND_k} x_{\tau,j} \geq 0 \quad \forall i, j \in P_k^{pre}, \forall k \in R^{pre}, \quad (2.54)$$

$$\forall t \in T$$

$$x_{t,j} = 0 \quad \forall t \in [1, t_j + MND_k - 1]$$

- R^{pre} conjunto de restricciones de precedencia
- P_k^{pre} conjunto de proyectos que pertenecen a restricciones de precedencia k , donde el proyecto i precede el proyecto j
- MND_k retraso mínimo entre la entrada en operación de los proyectos que pertenecen a la restricción de precedencia k

2.5.9 Energía firme y potencia firme por sistema

$$\sum_{t \in T_y} \Delta_t \cdot \left(\sum_{i \in G_n} w_{t,i}^e + \sum_{i \in P_n^G} w_{t,i}^e \cdot \sum_{\tau=\underline{t}_i}^t x_{\tau,i} \right) \geq f_{y,n}^e \cdot \sum_{t \in T_y} d_{t,n} \quad \forall n \in N, \forall y \in Y \quad (2.55)$$

$$\sum_{i \in G_n} w_{t,i}^p + \sum_{i \in P_n^G} w_{t,i}^p \cdot \sum_{\tau=\underline{t}_i}^t x_{\tau,i} \geq f_{y,n}^p \cdot \max_{t \in T_y} \left(\frac{d_{t,n}}{\Delta_t} \right) \quad \forall n \in N, \forall y \in Y \quad (2.56)$$

- Y conjunto de años del estudio
- T_y conjunto de etapas que pertenecen al año y
- N conjunto de sistemas
- G_n conjunto de plantas de generación existentes del sistema n
- P_n^G conjunto de proyectos de generación del sistema n
- Δ_t duración de la etapa t horas
- $d_{t,n}$ demanda del sistema n en la etapa t MWh
- $w_{t,i}^e$ energía firme de la planta i en la etapa t MWprom
- $f_{y,n}^e$ factor de energía firme del sistema n en el año y p.u.
- $w_{t,i}^p$ potencia firme de la planta i en la etapa t MW
- $f_{y,n}^p$ factor de potencia firme del sistema n en el año y p.u.





548

Manual de Metodología del OptGen

2.5.10 Cortes de Benders de la función de costo de operación

$$\alpha \geq w_\mu + \sum_{t \in T} \sum_{i \in P} \lambda_{t,i,\mu} \cdot (x_{t,i} - x_{t,i,\mu}) \quad \mu = 1, \dots, v \quad (2.57)$$

- v número de iteraciones anteriores de descomposición de Benders
- w_μ solución óptima del módulo de operación en la μ -ésima iteración M\$
- $\lambda_{t,i,\mu}$ coeficiente del corte de Benders obtenido a partir de las variables duales de la solución óptima del módulo de operación en la μ -ésima iteración. M\$
- $x_{t,i,\mu}$ decisión de inversión obtenida en la μ -ésima iteración.

2.5.11 Cortes de Benders de las restricciones de seguridad

$$EPNS_{\mu,t} + \sum_{i \in P} \left(\gamma_{t,i,\mu} \cdot \sum_{\tau=1}^t (x_{\tau,i} - x_{\tau,i,\mu}) \right) \leq \overline{EPNS} \quad \mu = 1, \dots, v, \forall t \in T \quad (2.58)$$

- v número de iteraciones anteriores de descomposición de Benders
- $EPNS_{\mu,t}$ solución óptima del módulo de confiabilidad para la μ -ésima iteración p.u.
- $\gamma_{t,i,\mu}$ coeficiente del corte de Benders obtenido a partir de las variables duales de la solución óptima del módulo de confiabilidad en la μ -ésima iteración. p.u.
- $x_{t,i,\mu}$ decisión de inversión obtenida en la μ -ésima iteración.
- \overline{EPNS} valor máximo de la medida de riesgo p.u.

2.5.12 Problema de operación

Para la decisión de expansión x^μ , obtenida del problema de inversión a cada iteración μ , hay un problema de operación de mínimo costo que se resuelve por el modelo SDDP. La solución óptima de este problema se utiliza para calcular un nuevo corte de Benders, representado por la inecuación (2.57).

Para obtener más información acerca de la formulación detallada de las restricciones del módulo de operación, consulte el manual de metodología del SDDP.

2.5.13 Problema de confiabilidad

Para la decisión de expansión x^μ , obtenida del problema de inversión a cada iteración μ , hay un problema de confiabilidad que se resuelve por el modelo CORAL. La solución





Manual de Metodología del OptGen

óptima de este problema se utiliza para calcular nuevos cortes de Benders, representados por las inecuaciones (2.58).

Para obtener más información acerca de la formulación detallada de las restricciones del módulo de confiabilidad, consulte el manual de metodología del CORAL.





Manual de Metodología del OptGen

3 OPTGEN 2 - ESTRATEGIA DE SOLUCIÓN DEL SEGUNDO ENFOQUE

3.1 Introducción

El aumento de la competitividad económica de las fuentes de energía eólica y solar, también llamadas fuentes de energía renovables variables (ERV), ha atraído una gran atención mundial. Estas fuentes de energía no sólo reducen las emisiones de gases de invernadero, como también reducen la vulnerabilidad de los países que importan combustibles fósiles (en particular, petróleo y gas natural).

Sin embargo, la rápida penetración de estas nuevas fuentes también ha planteado algunas preocupaciones tanto para los planificadores cuanto para los operadores por dos razones principales: (i) la mayoría de estas fuentes son no despachables, es decir, su generación no puede ser controlada por el operador del sistema; y (ii) su producción de energía presenta una gran variabilidad, es decir, la producción puede cambiar significativamente de una hora a otra.

Como se puede ver, la penetración de ERV causa impactos representativos sobre el perfil de la demanda neta. Además del cambio en el perfil, cabe resaltar el aumento de las rampas de la demanda neta y sus respectivas inclinaciones con la mayor penetración renovable. Estos impactos conducen a nuevos desafíos operativos, que se destacan:

- **Situaciones de exceso de oferta:** períodos en que la generación renovable es superior a la demanda a ser suministrada (esto ocurre especialmente en el medio de la noche en regiones con fuertes vientos o durante el día en regiones con una gran capacidad de energía solar);
- **Rápidas rampas de subida y bajada:** plantas despachables deben tener la capacidad de responder rápidamente al aumento y disminución de la generación renovable intermitente para mantener la confiabilidad y la estabilidad del sistema;
- **Incremento en la ciclaje de las térmicas:** posible aumento en el número de arranques y paradas de las plantas térmicas en el sistema debido a la intermitencia de la generación renovable.

Como consecuencia, la penetración de plantas renovables intermitentes en los sistemas eléctricos ha cambiado la forma como se maneja la planificación de la expansión. Este tipo de recurso tiene una gran variabilidad en pequeños intervalos de tiempo, por esta razón, para algunos sistemas, la representación horaria de la operación debe ser considerada dentro del modelo de planificación de la expansión. Además, las reservas de generación también deben ajustarse con el fin de capturar el efecto intermitente. Dado que muchos países utilizan centrales térmicas rápidas como parte de estas reservas, el *unit commitment* y las restricciones de rampa también se han tornado más relevantes.

Debido a su importancia, los problemas de planificación de expansión se discuten ampliamente en la literatura. Este tipo de problema es generalmente no convexo debido a

R





Manual de Metodología del OptGen

la necesidad de incorporar decisiones de inversión y operación enteras. Enfoques comunes para la resolución de estos problemas son: Programación no lineal (NLP - *Non-linear Programming*); Programación Lineal Entera Mixta (MILP - *Mixed-Integer Linear Programming*); técnicas de descomposición (tales como la descomposición de Benders) combinado con aproximaciones y suposiciones sobre el modelo para que sea computacionalmente tratable.

En esta estrategia de solución, se propone un MILP como modelo de planificación de la expansión, que puede representar pasos de tiempo horarios, manteniendo tiempos computacionales razonables, donde ambos los problemas de inversión y operación se resuelven simultáneamente, como se muestra en la figura a continuación.

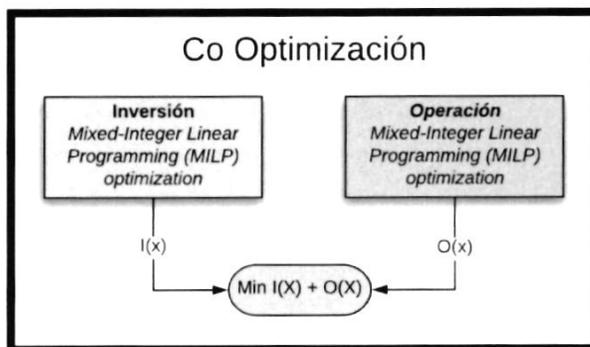


Figura 3.1 -Co-optimización de la inversión y operación

Sin embargo, debido a los grandes horizontes de planificación (décadas), la resolución horaria de todo el horizonte en un solo problema de optimización sería computacionalmente inviable para los sistemas reales. Por esta razón, se hace necesario aplicar una heurística de descomposición del horizonte en pequeños sub-horizontes, y utilizar la representación de días típicos y estaciones para reducir el tamaño del problema.

3.2 Metodología de solución

3.2.1 Heurística de descomposición del horizonte

El modelo considera etapas anuales de inversión, es decir, un problema de co-optimización de la inversión y operación se resuelve para cada año en un esquema de horizonte rodante. Un plan de expansión óptimo se calcula para un año, la decisión se fija, y un nuevo problema de optimización se define para el año siguiente, teniendo en cuenta las decisiones de inversión tomadas en el año anterior como fijadas y complementando el plan de expansión, cuando necesario, como se muestra en la figura a continuación.





Manual de Metodología del OptGen

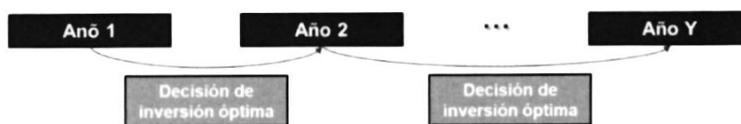


Figura 3.2 – Heurística de descomposición del horizonte

3.2.2 Días típicos y estaciones

Como hemos visto anteriormente, ya que los horizontes de planificación son largos, con el fin de resolver el problema de la expansión aplicándose la co-optimización de la inversión y operación, el horizonte se descompone en sub-horizontes anuales a través de la estrategia *forward* en el tiempo, es decir, las decisiones tomadas en un determinado año son fijas en los años subsiguientes.

Es importante recordar que la operación se resuelve con representación horaria, que puede resultar en un problema grande y computacionalmente intratable, dado el tamaño de los estudios de planificación que representan horizontes de largo plazo, y dado que el modelo propuesto resuelve un MILP, que tiene como objetivo minimizar los costos de inversión y el valor esperado de los costos operativos, sujeto a incertidumbres en la hidrología y generación de fuentes renovables intermitentes.

Como una forma de ejemplificar esta cuestión, teniendo en cuenta un sistema de energía real, la tabla a continuación resume el tamaño de los problemas de optimización para 1 mes y 5 bloques versus 744 horas:

Restricciones	Bloques	Horas
Restricciones de balance hídrico	114	+80,000
Restricciones de balance de demanda	30	+4,000
Generación máxima y restricciones de turbinamiento	1499	+290,000
Restricciones de volumen máximo y mínimo	228	+165,000
Total	1461	+520,000

Como se puede ver, el tamaño de los problemas de optimización aumenta significativamente. Además, para la evaluación del plan de expansión de sistemas reales, también es necesario la utilización de múltiples escenarios para incorporar las incertidumbres al cual un sistema real queda expuesto (hidrología, generación renovable etc.) y, consecuentemente, la adición de todas las restricciones por escenario en el problema de optimización. Por esta razón, es necesario crear una estrategia que reduce el tamaño del problema, pero sin comprometer la calidad de los resultados.

Para reducir el esfuerzo computacional requerido por estos problemas de optimización, es necesario introducir los conceptos de estaciones y días representativos (típico), que





Manual de Metodología del OptGen

además de permitir la solución de estos problemas en tiempos computacionales aceptables, captura los efectos de la generación intermitente en el sistema.

El primer paso de esta estrategia es agrupar los meses del año en estaciones, como se muestra en la figura a continuación.

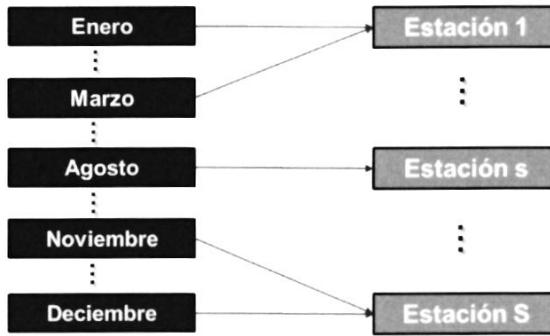


Figura 3.3 - Asociación de meses en las estaciones

Una vez definidas las estaciones, los días representativos de cada una de ellas, aquí referidos como días típicos, deben ser definidos. Este tipo de representación tiene como objetivo reducir el número de días analizados dentro de cada estación, ya que los perfiles de demanda diarios generalmente no suelen ser tan diferentes, especialmente dentro de las estaciones predefinidas. La siguiente figura ilustra este agrupamiento de días reales en los días típicos para un conjunto de estaciones en un año específico. La asociación presentada en la figura se hizo de una manera genérica, con fines ilustrativos.

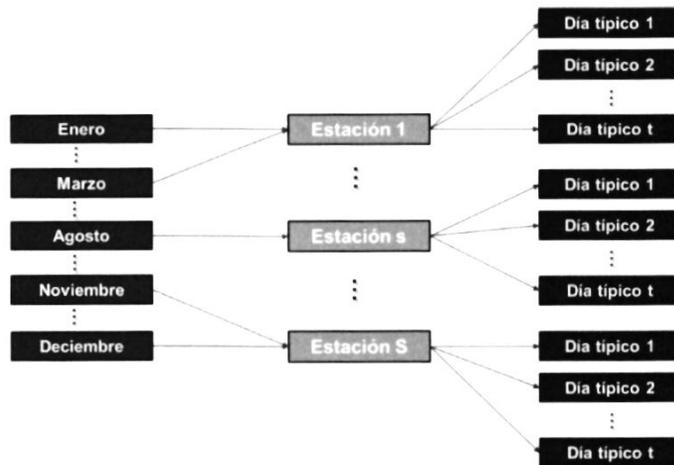


Figura 3.4 - Asignación de días típicos dentro de cada estación

Como ejemplo de aplicación, lo que es claramente observado, es la distinción entre días de semana y días de fin de semana. En este caso, para cada estación y año, los días típicos serían calculados de la siguiente manera:





Manual de Metodología del OptGen

- **Día típico 1:** el promedio de los cinco días de mayor demanda dentro de cada estación;
- **Día típico 2:** el promedio de los dos días de menor demanda dentro de cada estación;

De una manera práctica, la Figura 3.5 ilustra el proceso de asociación de los días en un mes de enero para el cálculo del día típico 1 (curva azul) y 2 (curva naranja).

Por último, es importante mencionar que la solución que aquí se presenta es totalmente flexible con respecto al número y criterios utilizados para el agrupamiento de meses en las estaciones y los días en los días típicos, es decir, el usuario puede personalizar la configuración de días típicos y estaciones de acuerdo con cada aplicación/estudio. Al final del día, las restricciones operativas del problema se deben cumplir en cada estación, día típico, hora y escenario considerado.

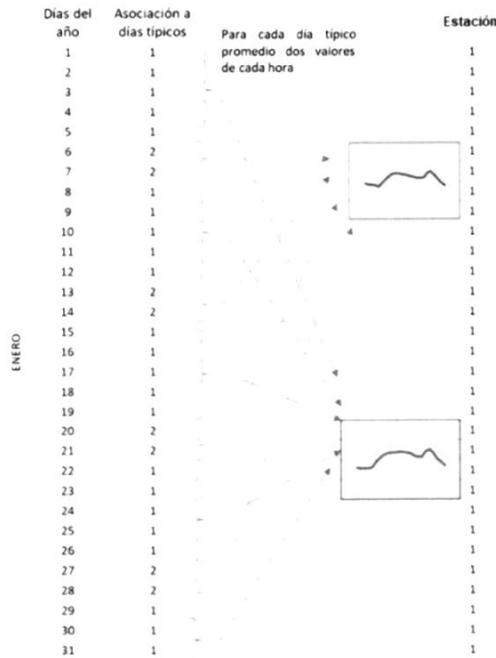


Figura 3.5 - Cálculo de días típicos 1 (curva azul) y 2 (curva naranja) para enero

3.3 Manejando incertidumbres

En el modelo SDDP, el proceso de la tomada de decisión de los costos de producción a largo plazo (generación de cada planta, interconexiones entre regiones, flujos de circuitos, etc.) consiste en un problema de optimización estocástica que busca el equilibrio entre el costo inmediato y el valor esperado del costo futuro (el valor esperado proviene de la incertidumbre sobre la hidrología, viento, consumo, disponibilidad de equipo, etc.).

Handwritten signature





Manual de Metodología del OptGen

Este problema está intrínsecamente relacionado a los dispositivos de almacenamiento que crean un acoplamiento temporal entre etapas. Por consiguiente, decisiones operativas de hoy, tales como los niveles de almacenamiento, pueden tener impactos en la operación a medio y largo plazo, afectando los costos futuros de operación. Para más detalles, consulte el Manual de Metodología del SDDP.

Tomando en cuenta la explicación mencionada y dado que este enfoque de la expansión realiza una co-optimización de la inversión y operación dentro del mismo problema, la política operativa no se calcula a través del algoritmo SDDP - como el enfoque "OptGen 1" realiza, es decir, el enfoque "OptGen 2" no hace el cálculo de una Función de Costo Futuro (FCF) para el sistema para cada etapa de la operación, una vez que su cálculo requeriría iteraciones de la operación, es decir, varias simulaciones de la operación para cada etapa hasta que la FCF sea suficientemente bien aproximada. La aplicación del SDDP para calcular la FCF es la forma más realista de simular la operación del sistema, sin embargo, ya que se pretende aplicar la estrategia de co-optimización, la operación de los embalses hidroeléctricos durante todo el año debería simplificarse. En este caso, se adopta la estrategia de operación de los embalses presentado en la figura a continuación.

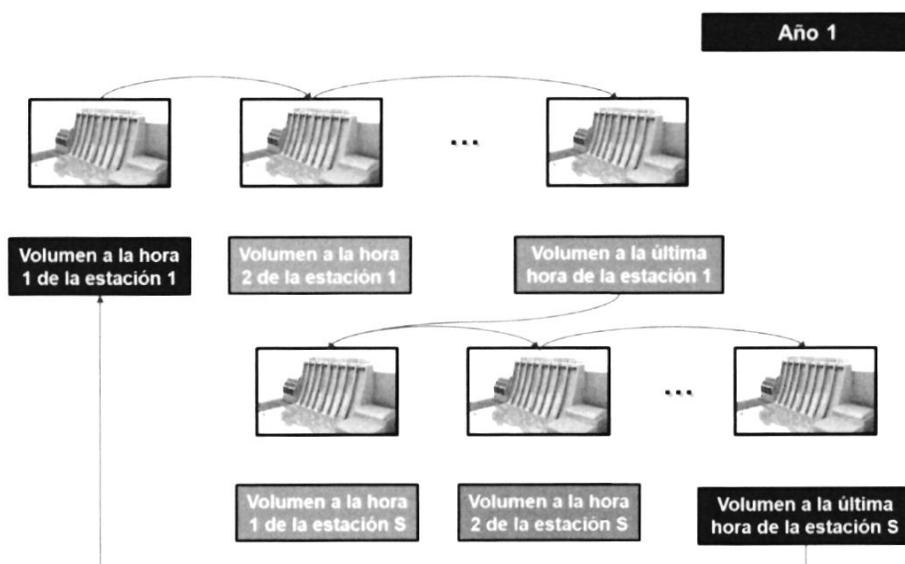


Figura 3.6 - Estrategia de operación de los embalses

Esta formulación asegura que el volumen inicial del embalse de cada planta hidroeléctrica en el comienzo de cada año sea igual al volumen final de ese año. Esta estrategia impide el modelo de vaciar por completo los embalses, optimizando su uso durante todo el año. El concepto detrás de esta estrategia es una operación multi-determinística, donde la operación de los embalses se optimiza para cada escenario separadamente, sin la incorporación de la incertidumbre en el proceso de toma de decisiones de la operación para cada escenario. Esa simplificación de la operación de grandes embalses tiene un

Handwritten signature or mark.





Manual de Metodología del OptGen

sesgo optimista, sin embargo, su aplicación práctica indica que esta aproximación presenta resultados satisfactorios para la toma de decisión y cálculo del plan de expansión.

Las secciones siguientes van a detallar todas las restricciones aplicadas al modelo de expansión que utiliza la co-optimización de la inversión y operación, estrategia de solución llamada "OptGen 2".

3.4 Formulación detallada del problema

El problema de planificación de la expansión de un sistema de energía se formula primariamente como un problema de programación matemática, expresado por la formulación a continuación. Suponemos que, por simplicidad, todas las plantas son proyectos candidatos para el problema de la expansión.

3.4.1 Restricciones de inversión

Toda la formulación de las restricciones de inversión para el OptGen 2 son análogas a la formulación detallada del OptGen 1 y se describen en la sección 2.5 de este Manual.

3.4.2 Restricciones de las centrales térmicas

3.4.2.1 Generación de energía mínima y máxima

$$g_j \cdot y_{j,t,d,h,s} \leq g_{j,t,d,h,s} \leq \bar{g}_j \cdot y_{j,t,d,h,s} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.1)$$

$g_{j,t,d,h,s}$	Decisión de generación de la central térmica j , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
$y_{j,t,d,h,s}$	Decisión de <i>commitment</i> de la central térmica j , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	
\bar{g}_j	Generación máxima de la central térmica j	MW
g_j	Generación mínima de la central térmica j	MW

3.4.2.2 Rampa de subida y bajada de generación

$$g_{j,t,d,h,s} - g_{j,t,d,h-1,s} \leq \Delta_j^{UP} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.2)$$

$$g_{j,t,d,h-1,s} - g_{j,t,d,h,s} \leq \Delta_j^{DN} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.3)$$

Δ_j^{UP}	Rampa de subida máxima de la central térmica j	MW
Δ_j^{DN}	Rampa de bajada máxima de la central térmica j	MW





Manual de Metodología del OptGen

3.4.2.3 Unit commitment

$$st_{j,t,d,h,s} \geq y_{j,t,d,h,s} - y_{j,t,d,h-1,s} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.4)$$

$$y_{j,t,d,h,s} \leq x_j \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.5)$$

$$y_{j,t,d,h,s} \in \{0,1\} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.6)$$

- $st_{j,t,d,h,s}$ Variable de decisión de partida de la central térmica j , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s
- x_j Decisión de inversión de la central térmica j

La restricción (3.5) representa la relación entre las decisiones de *commitment* y las decisiones de inversión, evitando que una central térmica sea ascendida sin la inversión previa. Esta relación hace incompatible la representación de decisiones de inversión continuas con la representación del *commitment* de las térmicas (pues requiere variables de decisiones binarias).

Los otros costos relativos a las centrales térmicas, como la inversión, costo de partida y consumo de combustible pueden ser vistos en la función objetivo (3.43) - (3.47).

3.4.3 Restricciones de usinas hidroeléctricas

3.4.3.1 Balance hídrico

Como el modelo no considera la Función de Costo Futuro (FCF), fuerza los niveles de agua en los embalses de todas las plantas hidroeléctricas a terminar al mismo nivel que comenzaron (volumen inicial = volumen final), lo que evita que el sistema vacíe el embalse al final del horizonte, para evitar costos con operación térmica. Esta estrategia obliga el modelo a optimizar la operación del embalse, de forma a utilizar todo el caudal que llega dentro del período analizado.

$$v_{i,t+1,s} = v_{i,t,s} + a_{i,t,s} - (u_{i,t,s} + s_{i,t,s}) + \sum_{m \in M_i} (u_{m,t,s} + s_{m,t,s}) \quad \forall i, t, s \quad (3.7)$$

$$v_{i,T,s} = v_{i,0,s} \quad \forall i, s \quad (3.8)$$

- $v_{i,t,s}$ Volumen de la hidroeléctrica i , estación t y escenario s hm^3
- $u_{i,t,s}$ Turbinamiento de la hidroeléctrica i , estación t y escenario s hm^3
- $s_{i,t,s}$ Vertimiento de la hidroeléctrica i , estación t y escenario s hm^3
- $a_{i,t,s}$ Caudal incremental en la hidroeléctrica i , estación t y hm^3

Handwritten signature





Manual de Metodología del OptGen

- escenario s
- M_i Conjunto de plantas aguas arriba de la hidroeléctrica i

3.4.3.2 Producción de energía

La ecuación (3.9) garantiza que la producción horaria de energía de las hidroeléctricas sea igual a la energía total turbinada en la estación. Esta ecuación asume que todas las hidroeléctricas tienen regulación total dentro de las estaciones, es decir, pueden transferir, libremente, agua de una hora para la otra.

$$\sum_{d,h} D_{t,d} \cdot g_{i,t,d,h,s} = \rho_i \cdot u_{i,t,s} \quad \forall i, t, s \quad (3.9)$$

$$g_{i,t,d,h,s} \leq \bar{g}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, d, h, s \quad (3.10)$$

$g_{i,t,d,h,s}$	Decisión de la generación de la hidroeléctrica i , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
ρ_i	Coefficiente de producción promedio de la hidroeléctrica i	MWh/hm ³
\bar{g}_i	Generación máxima de la hidroeléctrica i	MW
x_i	Decisión de inversión de la hidroeléctrica i	
$D_{t,d}$	Duración del día típico d en la estación t	horas

3.4.3.3 Volumen mínimo y máximo

$$v_{i,t,s} \leq \bar{v}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, s \quad (3.11)$$

$$v_{i,t,s} + \delta_{i,t,s}^v = \underline{v}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, s \quad (3.12)$$

\bar{v}_i	Volumen máximo de la hidroeléctrica i	hm ³
\underline{v}_i	Volumen mínimo de la hidroeléctrica i	hm ³
$\delta_{i,t,s}^v$	Decisión de violación del volumen mínimo de la hidroeléctrica i , estación t y escenario s	hm ³

3.4.3.4 Turbinamiento mínimo y máximo

$$u_{i,t,s} \leq \bar{u}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, s \quad (3.13)$$





Manual de Metodología del OptGen

$$u_{i,t,s} + \delta_{i,t,s}^u = \underline{u}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, s \quad (3.14)$$

\bar{u}_i	Turbinamiento máximo de la hidroeléctrica i	hm^3
\underline{u}_i	Turbinamiento mínimo de la hidroeléctrica i	hm^3
$\delta_{i,t,s}^u$	Decisión de violación del turbinamiento mínimo de la hidroeléctrica i , estación t y escenario s	hm^3

3.4.3.5 Defluencia total mínima

$$u_{i,t,s} + s_{i,t,s} + \delta_{i,t,s}^q = \underline{q}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, s \quad (3.15)$$

\underline{q}_i	Defluencia total mínima de la hidroeléctrica i	hm^3
$\delta_{i,t,s}^q$	Decisión de violación de la defluencia total mínima de la hidroeléctrica i , estación t y escenario s	hm^3

Los otros costos relativos a las centrales hidroeléctricas, como las penalidades, O&M y de inversión pueden ser vistos en la función objetivo (3.43) - (3.47).

3.4.4 Restricciones de renovables

La decisión de generación de las plantas renovables debe ser menor que los escenarios de generación renovable.

$$g_{l,t,d,h,s} \leq \varphi_{l,t,d,h,s} \cdot x_l \quad \forall l, t, d, h, s \quad (3.16)$$

$g_{l,t,d,h,s}$	Decisión de generación de la planta renovable l , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
$\varphi_{l,t,d,h,s}$	Escenario de generación renovable de la planta l , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
x_l	Decisión de inversión de la planta renovable l	

3.4.5 Restricciones de baterías

Los costos relativos a la operación de las baterías se consideran en la función objetivo (3.43) - (3.47).





Manual de Metodología del OptGen

3.4.5.1 Balance de energía de batería

El balance de energía de las baterías se realiza en etapas horarias, como se ve en la ecuación (3.17). Como las centrales hidroeléctricas, las baterías también tienen restricciones de regulación (3.18), donde el volumen inicial es igual al volumen final.

$$v_{b,t,d,h+1,s} = v_{b,t,d,h,s} + \eta_b^+ \cdot q_{b,t,d,h,s}^+ - q_{b,t,d,h,s}^- \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.17)$$

$$v_{b,t,d,24,s} = v_{b,t,d,0,s} \quad \forall b, t, d, s \quad (3.18)$$

$v_{b,t,d,h,s}$	Volumen de la batería b , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
$q_{b,t,d,h,s}^+$	Carga de la batería b , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
$q_{b,t,d,h,s}^-$	Descarga de la batería b , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
η_b^+	Eficiencia de carga de la batería b	

3.4.5.2 Volumen, cargamento y descargamiento máximos

$$v_{b,t,d,h,s} \leq \bar{v}_b \cdot x_b \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.19)$$

$$q_{b,t,d,h,s}^+ \leq \bar{q}_b^+ \cdot x_b \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.20)$$

$$q_{b,t,d,h,s}^- \leq \bar{q}_b^- \cdot x_b \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.21)$$

\bar{v}_b	Volumen máximo de la batería b	MW
\bar{q}_b^+	Capacidad máxima de carga de la batería b	MW
\bar{q}_b^-	Capacidad máxima de descarga de la batería b	MW
x_b	Decisión de inversión de la batería b	

3.4.6 Restricciones de líneas de transmisión

Los costos de inversión de las líneas de transmisión se consideran en la función objetivo (3.43)- (3.47).

3.4.6.1 Flujo máximo

Las variables de flujo para la representación de la red son $f_{k,t,d,h,s}^+$ y $f_{k,t,d,h,s}^-$ donde estas dos variables (positivas) representan el flujo en ambas direcciones de cada línea, donde + significa orientación positiva y - significa orientación negativa.





Manual de Metodología del OptGen

$$f_{k,t,d,h,s}^+ \leq \bar{f}_k^+ \cdot x_k \quad \forall k, t, d, h, s \quad (3.22)$$

$$f_{k,t,d,h,s}^- \leq \bar{f}_k^- \cdot x_k \quad \forall k, t, d, h, s \quad (3.23)$$

$f_{k,t,d,h,s}^+$	Flujo De→Para en la línea de transmisión k , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
$f_{k,t,d,h,s}^-$	Flujo Para→De en la línea de transmisión k , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
\bar{f}_k^+	Capacidad máxima de flujo en el sentido De→Para en la línea de transmisión k	MW
\bar{f}_k^-	Capacidad máxima de flujo en el sentido Para→De en la línea de transmisión k	MW
x_k	Decisión de inversión de la línea de transmisión k	

3.4.6.2 Segunda ley de Kirchhoff

El modelo considera dos tipos de líneas de transmisión: Enlace CC y Circuitos. La segunda ley de Kirchhoff sólo se representa para los circuitos.

$$f_{k,t,d,h,s}^+ - f_{k,t,d,h,s}^- - \gamma_k (\theta_{b_k^+,t,d,h,s} - \theta_{b_k^-,t,d,h,s}) \geq -M(1 - x_k) \quad \forall k \in K^p, t, d, h, s \quad (3.24)$$

$$f_{k,t,d,h,s}^- - f_{k,t,d,h,s}^+ - \gamma_k (\theta_{b_k^+,t,d,h,s} - \theta_{b_k^-,t,d,h,s}) \leq M(1 - x_k)$$

γ_k	Susceptancia de la línea de transmisión k
$\theta_{b_k^+,t,d,h,s}$	Ángulo nodal de la barra b_k^+ (barra De de la línea de transmisión k)
$\theta_{b_k^-,t,d,h,s}$	Ángulo nodal de la barra b_k^- (barra Para de la línea de transmisión k)
M	Constante disyuntiva
K^p	Conjunto de proyectos de circuitos

3.4.6.3 Restricciones de importación / exportación de área

Las restricciones de importación / exportación pueden limitar la cantidad máxima de energía que entra o sale de un área eléctrica específica.

Para las restricciones de importación:

$$\sum_{k \in K_a^+} f_{k,t,d,h,s}^+ + \sum_{k \in K_a^-} f_{k,t,d,h,s}^- \leq \overline{Imp}_a \quad \forall a, t, d, h, s \quad (3.25)$$

B





Manual de Metodología del OptGen

$$\sum_{k \in K_a^+} f_{k,t,d,h,s}^+ + \sum_{k \in K_a^-} f_{k,t,d,h,s}^- \geq \underline{Imp}_a \quad \forall a, t, d, h, s \quad (3.26)$$

Para las restricciones de exportación:

$$\sum_{k \in K_a^+} f_{k,t,d,h,s}^+ + \sum_{k \in K_a^-} f_{k,t,d,h,s}^- \leq \overline{Exp}_a \quad \forall a, t, d, h, s \quad (3.27)$$

$$\sum_{k \in K_a^-} f_{k,t,d,h,s}^- + \sum_{k \in K_a^+} f_{k,t,d,h,s}^+ \geq \overline{Exp}_a \quad \forall a, t, d, h, s \quad (3.28)$$

K_a^+	Conjunto de líneas de transmisión que llegan en el área a (barra Para está en el área a y barra De en un área diferente)	
K_a^-	Conjunto de líneas de transmisión que llegan en el área a (barra De está en el área a y barra Para en un área diferente)	
\overline{Imp}_a	Cantidad máxima de importación del área a	MW
\underline{Imp}_a	Cantidad mínima de importación del área a	MW
\overline{Exp}_a	Cantidad máxima de exportación del área a	MW
\underline{Exp}_a	Cantidad mínima de exportación del área a	MW

3.4.7 Restricciones de generación

La restricción de generación es una restricción operativa que garantiza que un determinado grupo de generadores (centrales térmicas e hidroeléctricas) siempre produzcan energía arriba o abajo de un límite.

$$\sum_{j \in J_c^g} g_{j,t,d,h,s} + \sum_{i \in I_c^g} g_{i,t,d,h,s} + \delta_{c,t,d,h,s}^g \geq \underline{g}_c \quad \forall c, t, d, h, s \quad (3.29)$$

$$\sum_{j \in J_c^g} g_{j,t,d,h,s} + \sum_{i \in I_c^g} g_{i,t,d,h,s} + \delta_{c,t,d,h,s}^g \leq \overline{g}_c \quad \forall c, t, d, h, s \quad (3.30)$$

$\delta_{c,t,d,h,s}^g$	Decisión de violación de la restricción de generación c , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
J_c^g	Conjunto de centrales térmicas que pertenecen a la restricción de generación c	
I_c^g	Conjunto de centrales hidroeléctricas que pertenecen a la restricción de generación c	
\underline{g}_c	Valor mínimo de la restricción de generación c	MW
\overline{g}_c	Valor máximo de la restricción de generación c	MW





Manual de Metodología del OptGen

3.4.8 Restricciones de balance de reserva

3.4.8.1 Requisito de reserva individual

$$g_{j,t,d,h,s} + r_{j,t,d,h,s} \leq \bar{g}_j \cdot y_{j,t,d,h,s} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.31)$$

$$r_{j,t,d,h,s} \leq \Delta_j^{UP} \quad \forall j, t, d, h, s \quad (3.32)$$

$$g_{i,t,d,h,s} + r_{i,t,d,h,s} \leq \bar{g}_i \cdot x_i \quad \forall i, t, d, h, s \quad (3.33)$$

$$\eta_b^- \cdot q_{b,t,d,h,s}^- + r_{b,t,d,h,s} \leq \eta_b^- \cdot \bar{q}_b^- \cdot x_b \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.34)$$

$$r_{b,t,d,h,s} \leq \eta_b^- \cdot v_{b,t,d,h,s} \quad \forall b, t, d, h, s \quad (3.35)$$

$r_{j,t,d,h,s}$	Reserva asignada para la central térmica j , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
$r_{i,t,d,s}$	Reserva asignada para la hidroeléctrica i , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
$r_{b,t,d,h,s}$	Reserva asignada para la batería b , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW

La reserva individual se define como un margen de operación de cada central, expresado en MW, para cada estación y hora, para ajustar la operación en tiempo real a las variaciones relacionadas con la operación planificada. En general, la reserva individual se utiliza para estabilizar la frecuencia del sistema después de una perturbación. Este tipo de reserva no es una variable de decisión, sino un valor fijo que se reduce de la capacidad máxima de cada planta.

3.4.8.2 Requisito de reserva conjunta

$$\sum_{j \in J_c^R} r_{j,t,d,h,s} + \sum_{i \in I_c^R} r_{i,t,d,h,s} + \sum_{b \in B_c^R} r_{b,t,d,h,s} + \delta_{c,t,d,h,s}^R \geq R_{c,t,d,h} \quad \forall r, t, d, h, s \quad (3.36)$$

J_c^R	Conjunto de térmicas que pertenecen a la restricción c	
I_c^R	Conjunto de hidros que pertenecen a la restricción c	
B_c^R	Conjunto de baterías que pertenecen a la restricción c	
$\delta_{c,t,d,h,s}^R$	Decisión de violación de la restricción de reserva c , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
$R_{c,t,d,h}$	Requisito de reserva c , estación t , día típico d y hora del día h	MW

Handwritten signature or mark.





564

Manual de Metodología del OptGen

Los requisitos de reserva conjunta se utilizan para representar diferentes tipos de reservas que pueden existir en diferentes sistemas de energía, como reservas primarias, secundarias, terciarias y otras. Estas reservas son satisfechas por la suma de los agentes involucrados en la restricción, que pueden combinar unidades hidroeléctricas, térmicas, baterías y enlaces CC.

A diferencia de la reserva individual, las reservas de los agentes involucrados en requisitos conjuntos son variables de decisión. Por lo tanto, los agentes seleccionados competirán para proporcionar reserva en un mercado de reserva (cada restricción de reserva conjunta representa un mercado o área de reserva).

3.4.8.3 Reserva probabilística dinámica (RPD)

$$\hat{g}_{l,t,h} = \frac{1}{D_t \times S} \sum_{s=1}^S \sum_{d=1}^{D_t} \varphi_{l,t,d,h,s} \quad \forall t, h, l \quad (3.37)$$

$$\delta_{c,s,t,d,h} = \sum_{r \in I_c^R} (\varphi_{l,t,d,h,s} - \hat{g}_{l,t,h}) \cdot x_r \quad \forall t, d, h, s, c \quad (3.38)$$

$$\Delta_{c,s,t,d,h} = |\delta_{c,s,t,d,h} - \delta_{c,s,t,d,h-1}| \quad \forall t, d, h, s, c \quad (3.39)$$

$$\mathcal{R}_{c,t,h} = (1 - \lambda_c)E[\Delta_{c,s,t,d,h}] + \lambda_c CVaR_{\alpha_c}[\Delta_{c,s,t,d,h}] \quad \forall t, h, c \quad (3.40)$$

- t Número de etapas
- D_t Número de días en la etapa t
- S Número de escenarios s
- I_c^R Conjunto de renovables que pertenecen a la restricción c
- $\hat{g}_{l,t,h}$ Generación renovable predecible de la renovable l , en la etapa t y hora del día h MW
- $\Delta_{c,s,t,d,h}$ Amos de RPD de la restricción c , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s MW
- $\delta_{c,s,t,d,h}$ Generación imprevisible total de la restricción c , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s MW
- λ_c Parámetro de aversión al riesgo de la restricción c
- α_c Parámetro de confiabilidad de la restricción c
- $E[\]$ Operador de valor esperado
- $CVaR_{\alpha_c}$ Operador CVaR, calcula el promedio de los valores $\alpha_c\%$ más grandes de la RPD, para cada estación t y hora del día h
- $\mathcal{R}_{c,t,h}$ Requisito de reserva c en la estación t , día típico d , hora del día h MW





Manual de Metodología del OptGen

La Reserva Probabilística Dinámica es una metodología para calcular el requerimiento de reserva necesario para proteger el sistema frente a la intermitencia de fuentes renovables no despachables, como plantas eólicas y solares. El requisito debe basarse en la capacidad de previsión, por ejemplo, aunque las plantas solares tienen una gran variabilidad en el amanecer y el atardecer, debido al hecho de que la planta comienza a generar de repente por la mañana y luego deja de generar de repente a primera hora de la tarde. Esta variabilidad no trae al sistema una necesidad de reserva ya que es predecible (sabemos las horas exactas de salida y poner del sol como sabemos de los eclipses y otros eventos similares). Para estos casos no es necesaria una reserva, sino un plan operativo que tenga en cuenta estos fenómenos. Por lo tanto, lo que se denomina requisito de reserva es la necesidad de proteger el sistema contra eventos inesperados, es decir, eventos impredecibles.

Dada la definición anterior, la RPD no debe basarse en la variabilidad, sino en los posibles errores de pronóstico que se pueden tener en la planificación operativa de un sistema que cuenta con recursos renovables no convencionales. En otras palabras, RPD es una metodología que analiza escenarios de generación y estima la imprevisibilidad de estos escenarios. Entonces, esta imprevisibilidad se traduce en estadísticas, y este valor obtenido debe ser considerado en la operación como un requisito de reserva.

El requisito de RPD debe ser dinámico, es decir, es necesario calcular un valor diferente para cada hora, ya que la variabilidad de las fuentes renovables es diferente para cada hora del día. En el caso de las plantas solares, no hay variabilidad e incertidumbre durante la noche, pero sí una gran variabilidad a lo largo del día (debido a las nubes y otros efectos). Además, el requisito debe ser probabilístico para considerar incertidumbres relacionadas con las energías renovables. Finalmente, la RPD consiste en un perfil de 24 horas para cada etapa que se repite todos los días de la etapa.

3.4.9 Restricciones de balance de demanda

$$\sum_{j \in J_n} g_{j,t,d,h,s} + \sum_{i \in I_n} g_{i,t,d,h,s} + \sum_{l \in L_n} g_{l,t,d,h,s} \quad \forall n, t, d, h, s \quad (3.41)$$

$$+ \sum_{b \in B_n} (\eta_b^- \cdot q_{b,t,d,h,s}^- - q_{b,t,d,h,s}^+)$$

$$+ \sum_{k \in K_n^+} (f_{k,t,d,h,s}^- - f_{k,t,d,h,s}^+)$$

$$- \sum_{k \in K_n^-} (f_{k,t,d,h,s}^- - f_{k,t,d,h,s}^+) - DE_{n,t,d,h,s}$$

$$+ d_{n,t,d,h,s} = DI_{n,t,d,h,s}$$

J_n Conjunto de centrales térmicas que pertenecen a la barra





Manual de Metodología del OptGen

	n	
I_n	Conjunto de hidroeléctricas que pertenecen a la barra n	
L_n	Conjunto de plantas renovables que pertenecen a la barra n	
B_n	Conjunto de baterías que pertenecen a la barra n	
η_b^-	Eficiencia de descarga de la batería b	
K_n^+	Conjunto de líneas de transmisión que llegan a la barra n	
K_n^-	Conjunto de líneas de transmisión que parten de la barra n	
$DE_{n,t,d,h,s}$	Demanda elástica asociada a la barra n , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
$d_{n,t,d,h,s}$	Decisión del déficit en la barra n , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW
$DI_{n,t,d,h,s}$	Demanda inelástica asociada a la barra n , estación t , día típico d , hora del día h y escenario s	MW

El costo de déficit y el beneficio de demanda elástica también aparecen en la función objetivo - ecuaciones (3.43) - (3.47).

3.4.10 Función objetivo

Vamos a definir $\beta_{t,d,s}$ como:

$$\beta_{t,d,s} = \frac{p_s \cdot D_{t,d}}{(1 + rt)^{t-1}} \tag{3.42}$$

p_s	Probabilidad del escenario s	
$D_{t,d}$	Duración del día típico d en la estación t	horas
rt	Tasa de descuento de la estación	

A continuación, la función objetivo del problema es la minimización los siguientes costos:

3.4.10.1 Costo de generación

$$\sum_{t,d,s} \beta_{t,d,s} \left(\sum_{j,h} (co_j \cdot g_{j,t,d,h,s} + cs_j \cdot st_{j,t,d,h,s}) + \sum_{i,h} co_i \cdot g_{i,t,d,h,s} \right) \tag{3.43}$$

co_j	Costo de operación de la central térmica j	M\$/MWh
cs_j	Costo de partida de la central térmica j	M\$





Manual de Metodología del OptGen

co_i Costo de O&M de la hidroeléctrica i $M\$/MWh$

3.4.10.2 Costo de violación

$$\sum_{i,t,s} \frac{p_s}{(1+rt)^{t-1}} (c\delta_i^v \cdot \delta_{i,t,s}^v + c\delta_i^u \cdot \delta_{i,t,s}^u + c\delta_i^q \cdot \delta_{i,t,s}^q) + \sum_{t,d,s} \beta_{t,d,s} \left(\sum_{c,h} c\delta_c^G \cdot \delta_{c,t,d,h,s}^G + \sum_{c,h} c\delta_c^R \cdot \delta_{c,t,d,h,s}^R \right) \tag{3.44}$$

- $c\delta_i^v$ Penalidad de violación del volumen mínimo de la hidroeléctrica i $M\$/hm^3$
- $c\delta_i^u$ Penalidad de violación del turbinamiento mínimo de la hidroeléctrica i $M\$/hm^3$
- $c\delta_i^q$ Penalidad de violación de la defluencia mínima de la hidroeléctrica i $M\$/hm^3$
- $c\delta_c^G$ Penalidad de violación de la restricción de generación c $M\$/MWh$
- $c\delta_c^R$ Penalidad de violación de restricción de reserva c $M\$/MWh$

3.4.10.3 Costo de déficit

$$\sum_{t,d,s} \beta_{t,d,s} \cdot \sum_{n,h} cd \cdot d_{n,t,d,h,s} \tag{3.45}$$

cd Costo de déficit $M\$/MWh$

3.4.10.4 Ganancia de demanda elástica

$$\sum_{t,d,s} \beta_{t,d,s} \cdot \sum_{n,h} P_n^E \cdot DE_{n,t,d,h,s} \tag{3.46}$$

P_n^E Precio de la demanda elástica en la barra n $M\$/MWh$

3.4.10.5 Costos de inversión

$$\sum_{j \in J_x} ci_j \cdot x_j + \sum_{i \in I_x} ci_i \cdot x_i + \sum_{l \in L_x} ci_l \cdot x_l + \sum_{b \in B_x} ci_b \cdot x_b + \sum_{k \in K_x} ci_k \cdot x_k \tag{3.47}$$

B





Manual de Metodología del OptGen

ci_j	Costo de inversión del proyecto de térmica j	M\$
ci_i	Costo de inversión del proyecto de hidroeléctrica i	M\$
ci_l	Costo de inversión del proyecto de renovable l	M\$
ci_b	Costo de inversión del proyecto de batería b	M\$
ci_k	Costo de inversión del proyecto de línea de transmisión k	M\$
J_x	Conjunto de proyectos de centrales térmicas	
I_x	Conjunto de proyectos de centrales hidroeléctricas	
L_x	Conjunto de proyectos de plantas renovables	
B_x	Conjunto de proyectos de baterías	
K_x	El conjunto de proyectos de líneas de transmisión	





Manual de Metodología del OptGen

4 CONSIDERACIONES FINALES Y COMPARACIÓN ENTRE ESTRATEGIAS DE SOLUCIÓN

La estrategia de solución "OptGen 1", explicada en el Capítulo 2, propone un esquema de descomposición de dos etapas, como se describe a continuación:

- **Problema de la primera etapa (subproblema de inversión):** formulado como un problema de programación entera (MIP) donde el objetivo es proponer alternativas para el plan de expansión del sistema;
- **Problema de la segunda etapa (subproblema de operación):** el objetivo de este problema es evaluar el desempeño de las alternativas de expansión propuestas en la primera etapa, produciendo los resultados que se incorporarán al problema de la primera etapa para mejorar la solución de expansión. La segunda etapa se resuelve por la herramienta de simulación probabilística de despacho de PSR, el modelo SDDP.

En resumen, la tarea de planificación de la expansión se realiza a través de una herramienta computacional que determina el plan de expansión de mínimo costo para un sistema de electricidad que considera proyectos candidatos hidroeléctricos, térmicos y renovables y se integra a una herramienta de simulación de despacho que representa todos los detalles de la producción de energía. El plan de mínimo costo se logra optimizando el *trade-off* entre los costos de inversión para construir nuevos proyectos y el valor esperado de los costos operativos obtenidos a partir del modelo de despacho hidrotérmico estocástico (SDDP), que permite una representación detallada de la operación del sistema **bajo incertidumbre**. En este enfoque, para cada plan de expansión propuesto en cada iteración del OptGen, el SDDP calcula una política operativa que minimiza el valor esperado de los costos operativos. Esto se hace a través de la metodología de Programación Dinámica Dual Estocástica, donde se calcula una Función de Costo Futuro (FCF) para cada etapa operativa, considerando la incertidumbre en hidrología, eólica, solar, consumo, disponibilidad de los equipos, etc.).

Las grandes ventajas de esta estrategia de solución son:

- Los problemas de cuales proyectos (*sizing*) y cuándo serán construidos (*timing*) se resuelven simultáneamente. Como consecuencia, este enfoque es útil cuando el *timing* de las decisiones es importante. Más que eso, en algunos sistemas, si se decide por la construcción de algunos proyectos grandes, entonces toda la expansión futura puede ser afectada (algunos proyectos pueden ser retrasados o evitados). Como se puede ver, en algunos casos, no sólo el cronograma de entrada de los proyectos es importante, pero considerar varios años en la misma evaluación también es importante para obtener el plan de expansión óptimo;
- Para cada plan de expansión propuesto, la política operativa es calculada y la simulación final de la operación se realiza **bajo incertidumbre**. Como se puede ver, la operación de los embalses de las hidroeléctricas, y otras variables de es-





Manual de Metodología del OptGen

tado que presentan acoplamiento temporal de las decisiones, se realiza de manera detallada y realista. De esta forma, como la política operativa cambia de acuerdo con el plan de expansión propuesto, esta estrategia de solución es muy útil para sistemas predominantemente hidroeléctricos, es decir, captura adecuadamente el efecto del plan de expansión en la operación del sistema y realimenta el modelo de inversión con resultados tales que los beneficios esperados asociados a cada proyecto candidato puedan ser evaluados de forma detallada bajo incertidumbre;

- Como los subproblemas de inversión y operación se resuelven en separado, en general, un número representativo de escenarios de las variables aleatorias (hidrología, viento, sol, etc.) puede ser representado, capturando así la estocasticidad del problema. En resumen, no hay límite para el número de escenarios a ser considerado en los subproblemas operativos y esa definición no afecta el tiempo computacional del subproblema de inversión. Es importante recordar que en cada iteración del OptGen, se ejecuta una operación completa del SDDP, por lo tanto, cuanto mayor sea el tiempo de ejecución del subproblema de operación, mayor será el tiempo gastado en cada iteración del OptGen (ya que el tiempo del subproblema de inversión es generalmente constante).

Además, dado que (i) una ejecución completa del SDDP es necesaria para cada iteración del OptGen, (ii) los horizontes de los estudios de planificación son grandes y (iii) los problemas de *sizing* y *timing* se resuelven simultáneamente a través de esta estrategia de solución; entonces una agregación de horas en bloques no cronológicos se aplica en las etapas mensuales / semanales, una representación conocida como **Curva de Duración de Carga**.

Por último, es importante recordar que la ejecución del OptGen involucra (i) la tarea de planificación de expansión y (ii) la simulación del plan de expansión. Una vez que la descomposición de Benders exige que el problema de operación sea convexo, durante el paso (i) las restricciones de integralidad de este problema se relajan, es decir, las decisiones binarias asociadas a decisiones de *unit commitment*, vertimiento no controlable y curvas cóncavas de consumo de energía térmica se tratan como continuas. Después de encontrar el plan de expansión óptimo, en la ejecución final del SDDP realizada en el paso (ii), todas las variables binarias son representadas.

Al contrario del enfoque clásico de descomposición de Benders del OptGen, la estrategia "OptGen 2" considera restricciones operativas explícitas dentro del modelo de inversión. Como resultado, este enfoque puede representar no convexidades en las restricciones operativas (como decisiones de *unit commitment*). Por otro lado, debido al aumento de la complejidad del problema, son necesarias algunas simplificaciones, como por ejemplo, considerar problemas de duración anual en lugar del horizonte completo y días representativos (típicos) en lugar de días reales en un año.





Manual de Metodología del OptGen

Este enfoque de planificación de expansión también introduce el concepto de "estaciones". Las estaciones son un agrupamiento de etapas y pueden durar de una semana hasta un año entero.

Días típicos son días dentro de una estación que se consideran representativos de los datos de entrada. Así, en lugar de representar todos los días de una estación, el usuario selecciona un cierto número de días típicos para representar la estación y hace un mapeo de los días reales en estos días típicos. Por ejemplo, es común diferenciar los días de la semana de los sábados y domingos, pero el número de días típicos y sus definiciones son flexibles y escogidos por el usuario.

Las grandes ventajas de esta estrategia de solución son:

- La co-optimización de inversión y operación dentro del mismo MILP permite la representación de *unit commitment* y otras variables binarias operativas;
- La representación cronológica horaria en la operación permite capturar la variabilidad de producción de fuentes renovables intermitentes y las rampas de generación.

Además de las grandes ventajas de esta estrategia de solución, también es importante recordar sus limitaciones. Como se explica en el Capítulo 3, la simulación operativa se realiza de forma multi-determinística, donde la operación de los embalses se optimiza para cada escenario individualmente, sin la incorporación de la incertidumbre hidrológica en el proceso de toma de decisión de la operación del sistema (como ocurre cuando se aplica la metodología SDDP, donde la FCF se calcula para cada etapa de tiempo). Es plausible explicar que esta simplificación de la operación de grandes centrales hidroeléctricas con grandes embalses tiene un sesgo optimista, sin embargo, su aplicación indica que es una aproximación que presenta resultados satisfactorios para toma de decisión de inversión y cálculo del plan de expansión.

Además, también es importante notar que, como los problemas de inversión y operación son co-optimizados en esta estrategia de solución, entonces cuanto más escenarios son contemplados dentro del problema, mayor el esfuerzo computacional requerido para solucionar el MILP. Como consecuencia, para sistemas de gran escala, el tiempo computacional puede limitar el número de escenarios que pueden ser contemplados en un estudio de planificación. Por otro lado, como en la estrategia de solución "OptGen 1" los problemas de inversión y operación se desacoplan (a través de un esquema de descomposición), el tiempo computacional demandado en el módulo de inversión no se ve afectado por el número de escenarios contemplados en el módulo operativo.

Después de esta revisión de ambas estrategias de solución, la siguiente tabla resume las principales diferencias entre los dos enfoques:

Estrategia "OptGen 1"	Estrategia "OptGen 2"
-----------------------	-----------------------





Manual de Metodología del OptGen

Método de descomposición de Benders para la estimación de costos de operación	Co-optimización de inversión y operación dentro de un único MILP
Permitir al usuario contemplar varias etapas de inversión en el mismo problema	Contempla problemas de decisiones anuales de inversión
La demanda se representa por bloques a través de Curva de Duración de Carga	Considera la representación horaria de la demanda
No representa decisiones binarias y restricciones que requieren cronología (como rampas de generación) al evaluar el plan de expansión	Representa <i>unit commitment</i> y rampas de generación al evaluar el plan de expansión
Para cada plan de expansión, se calcula la política operativa óptima para obtener el despacho del sistema bajo incertidumbre, representando, por lo tanto, las trayectorias de los embalses de forma realista en cada escenario.	La operación se calcula en separado para cada escenario. De esta forma, el uso del agua es optimizado de manera determinista en cada escenario dentro de cada año y el almacenamiento inicial y final de los embalses son iguales cada año.

Finalmente, vale enfatizar que una ejecución de OptGen involucra (i) la tarea de planeamiento de expansión, es decir, la determinación del plan de expansión óptimo y (ii) la simulación del plan de expansión, que es la simulación completa de la operación del sistema para todo el horizonte de estudio. Como consecuencia, las diferentes estrategias de solución tendrán impactos sólo en la tarea (i). Después de encontrar el plan de expansión óptimo, la tarea (ii) se ejecutará de la misma manera, independientemente del enfoque seleccionado para la tarea (i).

B





SDDP

Manual de Metodología

VERSIÓN 17.2

PSR





Tabla de Contenido

1 Introducción 2

2 Optimización Estocástica de Sistemas Hidrotérmicos..... 2

 2.1 Modelación de los componentes básicos del sistema..... 2

 2.2 Problema de despacho hidrotérmico 4

 2.3 Formulación del problema..... 5

 2.4 Enfoque de solución basada en el espacio de estados..... 7

 2.5 Representación alternativa de la correlación serial 12

 2.6 Limitaciones del esquema PDE 13

 2.7 El esquema de PD Dual DP..... 14

 2.8 Representación de la correlación serial en la PDDE 19

3 Despacho de una Etapa: Formulación Básica..... 23

 3.1 Planteamiento del problema 23

 3.2 Función objetivo 23

 3.3 Restricciones operativas básicas..... 24

 3.4 Función de costo futuro 28

4 Restricciones Operativas Adicionales – Hidroeléctrica 29

 4.1 Vertimiento no controlable 29

 4.2 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de alerta..... 29

 4.3 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes mínimos operativos 30

 4.4 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes máximos operativos..... 30

 4.5 Restricciones de seguridad en los embalses – volúmenes de espera 31

 4.6 Restricciones en el desfogue total 31

 4.7 Restricciones de regulación en centrales de pasada 31

 4.8 Riego 32

 4.9 Modelo de volumen muerto 33

 4.10 Canal de desfogue..... 35

 4.11 Generación en función de la afluencia 37

 4.12 Curva de aversión a riesgo 38

 4.13 Energía de alerta para un conjunto de embalses 39

 4.14 Energía mínima de seguridad para un conjunto de embalses..... 40

R





4.15 Energía de espera para un conjunto de embalses 40

5 Restricciones Operativas Adicionales – Plantas Térmicas 42

5.1 Centrales térmicas con costos lineales por parte 42

5.2 Centrales térmicas *must-run* 43

5.3 Restricciones de generación mínima para grupos de centrales térmicas 43

5.4 Restricciones de generación 44

5.5 Centrales térmicas multi-combustible 44

5.6 Centrales térmicas tipo unit commitment 45

5.7 Plantas térmicas con contrato de combustible 46

5.8 Límites en el consumo de combustible 48

5.9 Límites en la tasa de consumo de combustible 49

6 Restricciones Operativas Adicionales – Reserva de Generación 50

6.1 Reserva rodante 50

6.2 Restricciones de reserva de generación 50

7 Fuentes de Energía Renovable 52

8 Red de Transporte de Energía 53

8.1 Modelo de interconexión 53

8.2 Modelo de flujo de potencia linealizado 55

8.3 Representación de pérdidas 60

9 Disponibilidad y Transporte de Gas Natural 64

9.1 Producción de gas 64

9.2 Transporte de gas 65

9.3 Balance térmico en la simulación de la red de gas 66

10 Plantas Térmicas con Costo de Emisión de CO₂ 67

11 Clasificación de las Restricciones 68

12 Diccionario de Variables 70

13 Bibliografía 76

A. Programación Dinámica Dual Estocástica 77

A.1 Formulación del problema 77

A.2 Pasos del algoritmo SDDP 77

A.2.1 Selección del conjunto inicial de estados 77





A.2.1.1 Estados iniciales de almacenamiento 78

A.2.1.2 Estados iniciales de afluencias 78

A.2.2 Cálculo de la función aproximada de costo futuro 78

A.2.2.1 Generación de N escenarios de afluencias condicionadas 78

A.2.2.2 Solución del problema operativo 79

A.2.2.3 Cálculo de las derivadas 79

A.2.2.4 Cálculo de la aproximación de la función de costo futuro 80

A.2.2.5 Actualización de la función de costo futuro de la etapa anterior 81

A.2.3 Cálculo del límite inferior 81

A.2.4 Cálculo del límite superior 81

A.2.4.1 Estados iniciales de almacenamiento 82

A.2.4.2 Estados iniciales de afluencias 82

A.2.4.3 Simulación operativa 82

A.2.4.4 Actualización del estado inicial de almacenamiento 82

A.2.4.5 Obtención del límite superior 83

A.2.5 Verificación de la optimalidad 83

B. Modelo Estocástico de Caudales 84

B.1 Objetivo 84

B.2 Modelación en una variable para secuencias de caudales afluentes a un único embalse
84

B.2.1 El Modelo ARP(1) 84

B.2.1.1 Introducción 84

B.2.1.2 Relación entre el parámetro autoregresivo y la correlación de caudales 85

B.2.1.3 El vector de ruidos transformados 86

B.2.2 Modelo de ajuste 88

B.2.3 Verificación del modelo 89

B.2.3.1 Independencia de los ruidos 89

B.2.3.2 Ruidos normalizados 89

B.2.3.3 Puntos fuera de la curva 90

B.3 Modelo multivariado para múltiples embalses 90

B.4 Generación sintética de caudales 90

Handwritten signature or mark.





B.1 Representación de variables climáticas exógenas..... 92

B.1.1.1 Eligiendo el factor de ponderación..... 92

B.1.2 Modelo de ajuste..... 92

Handwritten signature or mark.





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

1 INTRODUCCIÓN

Este informe presenta los lineamientos conceptuales del algoritmo de programación dinámica estocástica dual, utilizado en el modelo SDDP.

Se describen las variables de cada ecuación en tablas con cuatro columnas:

Nombre	Descripción	Unidad	Tipo
ej. $v_{t+1}(i)$	ej. volumen de la central i en el inicio de la etapa t	hm^3	V (variable de decisión) o D (dato de entrada)





2 OPTIMIZACIÓN ESTOCÁSTICA DE SISTEMAS HIDROTÉRMICOS

2.1 Modelación de los componentes básicos del sistema

2.1.1 Plantas térmicas

En sistemas puramente térmicos el costo operativo de cada central depende básicamente de su costo de combustible. Por lo tanto, se representa una planta térmica por su costo operativo unitario $\{c_j, j = 1, \dots, J\}$ (\$/MWh) y su capacidad de generación:

$$g_t(j) \leq \bar{g}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J \quad (2.1)$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$g_t(j)$	energía producida por la planta j en la etapa t	MWh	V
$\bar{g}(j)$	capacidad de generación de la planta j	MWh	D

2.1.2 Plantas hidroeléctricas

La Figura 2.1 muestra el diagrama esquemático de una planta hidroeléctrica.

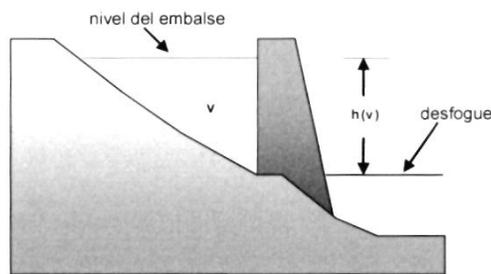


Figura 2.1 – Planta hidroeléctrica con embalse

La operación de la planta se representa a través de las siguientes ecuaciones:

2.1.2.1 Balance hídrico

Representa el enlace en etapas consecutivas, como se ilustra en la Figura 2.2: el almacenamiento al final de la etapa t (inicio de la etapa $t + 1$) es igual al almacenamiento inicial menos el desfogue total (turbinamiento, vertimiento y riego) más el volumen afluente (caudales laterales más el desfogue de las plantas aguas arriba):

$$v_{t+1}(i) = v_t(i) - u_t(i) - s_t(i) + a_t(i) - r_t(i) + \delta r_t(i) + \sum_{m \in U_i} [u_t(m) + s_t(m)] \quad (2.2)$$

para $i = 1, \dots, I$

donde:

i	indexa las plantas hidroeléctricas
-----	------------------------------------

B





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

I	número de plantas		
$v_{t+1}(i)$	volumen almacenado en la planta i al final de la etapa t	m^3	✓
$v_t(i)$	volumen almacenado en la planta i en el inicio de la etapa t	m^3	D
$a_t(i)$	caudal lateral afluente a la planta i en la etapa t	m^3	D
$r_t(i)$	riego en la planta i en la etapa t	m^3	D
$\delta r_t(i)$	violación del riego de la planta i en la etapa t	m^3	D
$u_t(i)$	volumen turbinado en la etapa t	m^3	V
$s_t(i)$	volumen vertido en la etapa t	m^3	V
$m \in U_i$	conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta i		

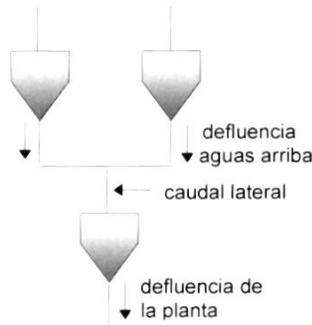


Figura 2.2 – Balance hídrico

2.1.2.2 Límites en el almacenamiento y en el desfogue

$$v_t(i) \leq \bar{v}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2.3)$$

$$u_t(i) \leq \bar{u}(i) \quad \text{para } i = 1, \dots, I \quad (2.4)$$

donde:

$\bar{v}(i)$	Capacidad de almacenamiento de la planta i	m^3	D
$\bar{u}(i)$	Capacidad de turbinamiento de la planta i	m^3	D

2.1.2.3 Producción de energía

Las plantas hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua almacenada en energía cinética, la cual se usa para mover las turbinas acopladas a generadores. La energía producida por el turbinamiento de $u(i) m^3$ se calcula por:

$$g_t(i) = \rho(v_t(i)) \times u_t(i) \quad (2.5)$$

donde:

$g_t(i)$	energía generada en la central hidroeléctrica i , en la etapa t	MWh	V
$\rho(v_t(i))$	coeficiente de producción de la central hidroeléctrica i	MWh/ m^3	D
$u_t(i)$	turbinamiento de la central hidroeléctrica i , en la etapa t	m^3	V

Handwritten signature or mark.





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

El coeficiente de producción $\rho(v_t(i))$ a su vez se calcula por:

$$\rho(v_t(i)) = \eta(i) \times \phi \times \gamma \times h(v_t(i)) \tag{2.6}$$

donde:

$\eta(i)$	eficiencia del conjunto de turbinas/generadores de la central hidroeléctrica i		D
ϕ	masa específica del agua	kg/m ³	D
γ	factor de gravedad	m/s ²	D
$h(v_t(i))$	caída neta - la diferencia entre la cota del embalse y aguas debajo de la hidroeléctrica i (Figura 2.1)	m	D

2.1.3 Demanda

La demanda de energía eléctrica se representa a través de una restricción en que la suma de la energía producida (en las centrales térmicas e hidroeléctricas) debe ser igual a la demanda (mensual o semanal), es decir:

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) + \sum_{i=1}^I \rho(v_t(i)) \times u_t(i) = d_t$$

d_t	Demanda (mensual o semanal) de energía eléctrica	MWh	D
-------	--	-----	---

2.2 Problema de despacho hidrotérmico

2.2.1 Características del problema

El objetivo del despacho hidrotérmico es determinar la secuencia de desfogues de las plantas hidroeléctricas que minimice el valor esperado del costo operativo total (dado por el costo de combustible más las penalizaciones por racionamiento) a lo largo del período de estudio. Como muestra la Figura 2.3 este problema se puede representar como un árbol de decisiones.

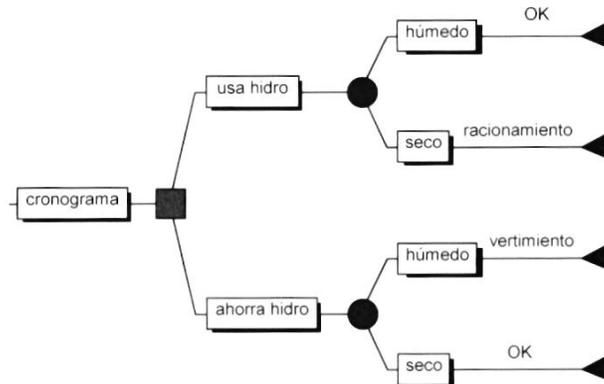


Figura 2.3 – Proceso de decisión para el despacho hidrotérmico

Handwritten signature





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Como muestra la figura, el operador tiene las opciones de usar la energía hidroeléctrica hoy y con esto reducir los costos de la energía térmica complementaria, o de almacenarla para usarla en la próxima etapa. Si la decisión hoy es utilizar la energía de base hidroeléctrica y en el futuro los caudales son altos – lo que permite llenar los embalses – la operación se dice eficiente. Sin embargo, si ocurre una sequía en el futuro, los embalses no se recuperarán, y será necesario utilizar generación térmica más cara, o hasta mismo interrumpir el suministro de la demanda.

Por otro lado, si la decisión de hoy es almacenar el agua para uso futuro a través del uso de más generación térmica, y los caudales futuros son altos será necesario verter el agua, lo que significa un desperdicio de energía. Sin embargo, se ocurre una sequía en el futuro, el almacenamiento se usará para evitar la generación más cara o un racionamiento de energía.

2.3 Formulación del problema

La Figura 2.4. muestra la formulación del despacho hidrotérmico estocástico para el caso de una planta y un árbol de caudales con tres etapas.

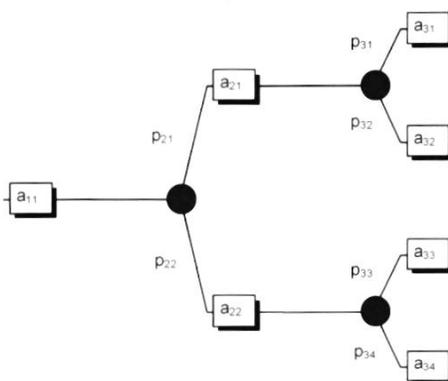


Figura 2.4 – Árbol de escenarios de caudales

donde:

- a_{ts} caudal en la etapa t , escenario s m³ D
- p_{ts} probabilidad condicionada del escenario s de caudal en la etapa t p.u. D

El problema de despacho estocástico se formula como:

$$\text{Min } c_1(u_{11}) + p_{21}[c_2(u_{21}) + p_{31}c_3(u_{31}) + p_{32}c_3(u_{32})] + p_{22}[c_2(u_{22}) + p_{33}c_3(u_{33}) + p_{34}c_3(u_{34})] \quad (2.7)$$

sujeto a

(a) restricciones de balance hídrico

$$v_{21} = v_{11} - u_{11} - s_{11} + a_{11}$$





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$\begin{aligned}
 v_{31} &= v_{21} - u_{21} - s_{21} + a_{21} \\
 v_{41} &= v_{31} - u_{31} - s_{31} + a_{31} \\
 v_{42} &= v_{31} - u_{32} - s_{32} + a_{32} \\
 v_{32} &= v_{21} - u_{22} - s_{22} + a_{22} \\
 v_{43} &= v_{32} - u_{33} - s_{33} + a_{33} \\
 v_{44} &= v_{32} - u_{34} - s_{34} + a_{34}
 \end{aligned}$$

(b) restricciones de almacenamiento y desfogue

$$v_{t+1,s} \leq \bar{v}; \quad u_{t,s} \leq \bar{u} \quad \text{para todas las etapas } t; \text{ todos los escenarios } s$$

s

donde:

$u_{t,s}$	decisión operativa de la planta hidroeléctrica (volumen turbinado) en la etapa t , escenario s	m^3	V
$c_t(u_{t,s})$	costo de la generación térmica necesaria para complementar la decisión hidroeléctrica	\$	V
$v_{t+1,s}$	nivel de almacenamiento del embalse al final de la etapa t , escenario s	m^3	V
$s_{t,s}$	volumen vertido en la etapa t , escenario s	m^3	V

La función de complementación térmica $c_t(u_{t,s})$ se representa implícitamente a través de la solución del siguiente problema de programación lineal (PL):

$$c_t(u_{t,s}) = \text{Min} \quad \sum_{j=1}^J c_t(j) \times g_t(j) \tag{2.8}$$

Sujeto a

(c) restricciones del suministro de la demanda

$$\sum_{j=1}^J g_t(j) = d_t - \rho \times u_{t,s} \quad \text{para } t = 1, \dots, T$$

(d) restricciones de capacidad de generación térmica

$$g_t(j) \leq \bar{g}(j) \quad \text{para } j = 1, \dots, J, \text{ para } t = 1, \dots, T$$

donde:

j	indexa las plantas térmicas		
J	número de plantas		
$c_t(j)$	costo operativo de la planta j	\$/MWh	D
$g_t(j)$	producción de energía de la planta j en la etapa t	MWh	V
$\bar{g}(j)$	capacidad de producción de la planta j	MWh	D
d_t	demanda en la etapa t	MWh	D





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

ρ coeficiente de producción de la planta hidroeléctrica (en este ejemplo es una constante) MWh/m

En teoría, se puede resolver el problema (2.8) con algoritmos convencionales de programación lineal (LP). Sin embargo, la dimensión del problema para sistemas reales es demasiado grande pues se modelan docenas de plantas hidroeléctricas y el horizonte de planificación es de varios años. La razón es que el número de ramas en el árbol de decisiones aumenta exponencialmente con el número de etapas del estudio. Esta limitación de las formulaciones basadas en los árboles de decisión ha motivado el desarrollo de esquemas de solución basados en el *espacio de estados*, que se describen a continuación.

2.4 Enfoque de solución basada en el espacio de estados

2.4.1 Costos inmediatos y futuros

Como muestra la Figura 2.5, el problema de despacho se descompone en varios subproblemas de una etapa, donde el objetivo es minimizar la suma de los costos operativos *inmediatos* y *futuros*.

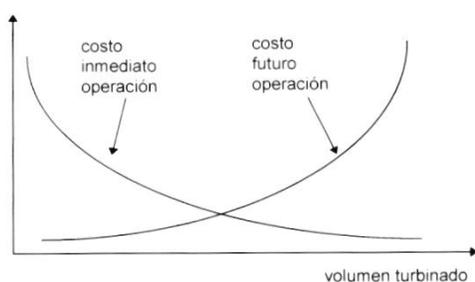


Figura 2.5 – Costos inmediatos y futuros x volumen turbinado

La función de costo inmediato (FCI) corresponde a la función de complementación térmica $c_t(u_t)$ discutida en la sección anterior. Se observa en la Figura que el monto (y costo) de esta complementación térmica disminuye con el aumento del volumen turbinado. A su vez, la función de costo futuro (FCF) refleja el valor esperado del costo de la generación térmica de la etapa $t + 1$ hasta el final del periodo de estudio. Se observa que la FCF aumenta con el aumento del volumen turbinado, pues menos energía hidroeléctrica estará disponible en el futuro para desplazar la generación térmica.

2.4.2 Despacho hidrotérmico de una etapa

Dado el almacenamiento inicial v_t y la función de costo futuro $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$, el problema de despacho de una etapa se formula como:

$$z_t = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \tag{2.9}$$

sujeto a





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$v_{t+1} = v_t - u_t - s_t + a_t$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

Diferente del problema de optimización estocástico (2.8), que es muy grande, el problema de despacho de una sola etapa (2.9) se puede resolver con facilidad a través de técnicas estándar de programación lineal (LP).

2.4.3 Función de costo futuro

2.4.3.1 Enumeración de todos los estados futuros

El cálculo de la función de costo futuro es el tema clave de este esquema de espacio de estados. En teoría, $\alpha_{t+1}(v_{t+1})$ se podría calcular a través de una *simulación* de la operación del sistema en el futuro para diferentes valores iniciales de almacenamiento, como se ilustra en la Figura 2.6 a continuación.

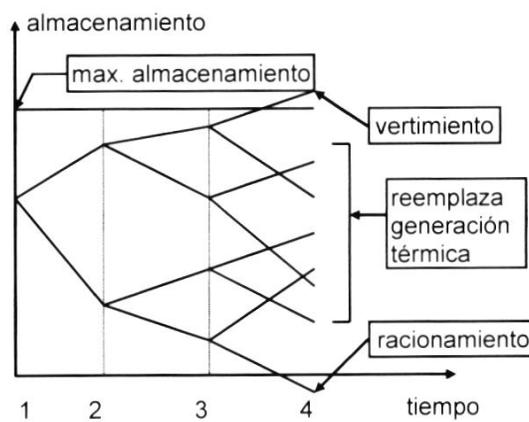


Figura 2.6 – Cálculo de la FCF a través de simulaciones operativas

Sin embargo, este esquema de “fuerza bruta” tiene las mismas desventajas computacionales que la formulación del problema a través de un árbol de escenarios. Un esquema más eficiente de realizar este cálculo es la recursión de *programación dinámica estocástica* (PDE), que se describe a continuación:

2.4.3.2 Recursión de PDE

- a) Para cada etapa t (típicamente una semana o mes) se definen un conjunto de *estados del sistema* indexados por $m = 1, \dots, M$; por ejemplo, niveles de almacenamiento en 100%, 90%, etc. hasta 0%. La Figura 2.7 ilustra la definición de los estados del sistema para uno solo embalse. Observe que se supone conocido el estado inicial (el nivel de almacenamiento en el inicio de la primera etapa).

B





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

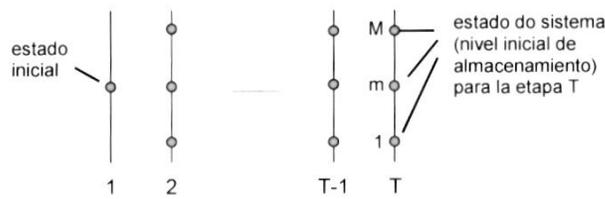


Figura 2.7 – Definición de los estados del sistema

- b) Empezando de la última etapa, T, resuelva el problema de despacho de una etapa (2.9) suponiendo que el almacenamiento inicial es el primer valor del conjunto definido en el paso (a) – por ejemplo, 100%. Dado que se está en la última etapa, la función de costo futuro es igual a cero. Para tomar en cuenta la incertidumbre hidrológica, resuelva el problema de despacho para K escenarios de caudales, que representan los distintos valores posibles de afluencias en la etapa. La Figura 2.8 ilustra el procedimiento.

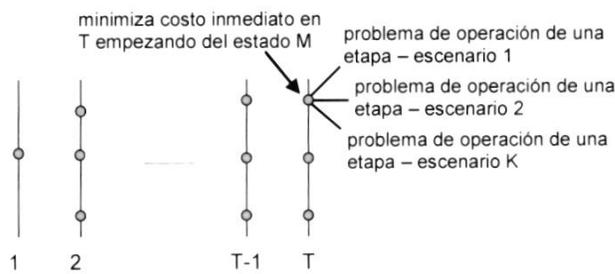


Figura 2.8 – Cálculo de la estrategia óptima – última etapa

- c) Calcule el valor esperado del costo operativo asociado al nivel de almacenamiento 100% como el promedio de los costos de los K subproblemas de una etapa. Con esto se obtiene el primer punto de la función de costo futuro para la etapa T – 1, i.e. $\alpha_T(v_T)$. Repita el procedimiento de cálculo del valor esperado del costo operativo para cada uno de los estados de almacenamiento inicial en la etapa T. Interpole los costos entre los estados calculados y produzca la FCF $\alpha_T(v_T)$ para la etapa T – 1 (ver Figura 2.9)

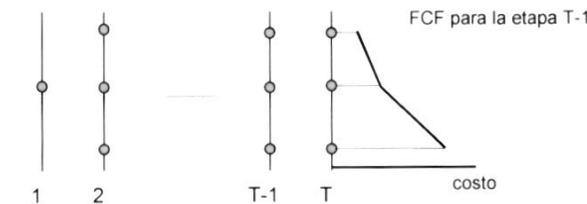


Figura 2.9 – Cálculo de la FCF para la etapa T-1

- d) Repita el procedimiento para cada uno de los estados seleccionados de la etapa T – 1, como se muestra en la Figura 2.10. Observe que el objetivo ahora es minimizar la suma del costo operativo inmediato de la etapa T – 1 más el valor esperado del costo futuro, dado por la FCF calculada en el paso anterior.

B





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

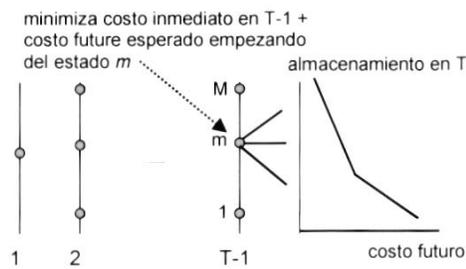


Figura 2.10 – Cálculo de los Costos Operacionales para la Etapa T-1 y FCF calculada en la etapa T

e) Repita el procedimiento del paso (d) para las demás etapas $T - 2, T - 3$ etc. hasta la primera etapa.

2.4.3.3 Implementación del esquema SDP

Inicialice la FCF de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada valor de almacenamiento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho (2.9) para v_t^m y caudal a_t^k :

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}) \quad (2.10)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

Fin del "loop"

Calcular los costos operativos considerando todos los escenarios de caudales:

$$\alpha_t(v_t^m) = \sum_{k=1}^K p_k \times \alpha_t^k(v_t^m)$$

Fin del "loop"

Crear una función de costo futuro $\alpha_t(v_t)$ para la etapa anterior por interpolación de los valores discretos $\{\alpha_t(v_t^m), m = 1, \dots, M\}$

Fin del "loop"

B





2.4.4 Representación de la dependencia temporal de los caudales

La mayor parte de los caudales presenta una correlación serial, esto es, si el caudal del mes pasado fue más “seco” que el promedio, existe una tendencia de que el caudal del mes corriente también lo sea. Esto se debe al efecto de los acuíferos subterráneos, que funcionan como “capacitores” (la tasa de vaciado del acuífero depende del volumen total absorbido en el pasado). Esta correlación se puede representar por una cadena de Markov, donde p_{kl} es la probabilidad de transición del caudal a_t^k en la etapa t para el caudal a_{t+1}^l en la etapa $t + 1$:

$t+1 \rightarrow$	a_{t+1}^1	...	a_{t+1}^l	...	a_{t+1}^L
$t \downarrow$					
a_t^1	p_{11}	...	p_{1l}	...	p_{1L}
...
a_t^k	p_{k1}	...	p_{kl}	...	p_{kL}
...
a_t^K	p_{K1}	...	p_{Kl}	...	p_{KL}

La función de costo futuro en el esquema PDE tiene ahora dos variables de estado: el almacenamiento en el inicio de la etapa t y el caudal a lo largo de la misma etapa. La implementación de la PDE con dos variables de estado se presenta a continuación:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_T, a_T) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen inicial v_t^m y afluencia a_t^k donde el objetivo es minimizar la suma del costo inmediato más el valor esperado del costo futuro, calculado para todas las transiciones de a_t^k to $\{a_{t+1}^l\}$ en la próxima etapa (Figura 2.11):

$$\alpha_t(v_t^m, a_t^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \sum_{l=1}^L p_{kl} \times \alpha_{t+1}(v_{t+1}^k, a_{t+1}^l) \quad (2.11)$$

subeto a

$$v_{t+1}^k = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k$$

$$v_{t+1}^k \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

Fin del “loop”

Fin del “loop”

B





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_t)$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_t^k), m = 1, \dots, M; k = 1, \dots, K\}$

Fin del "loop"

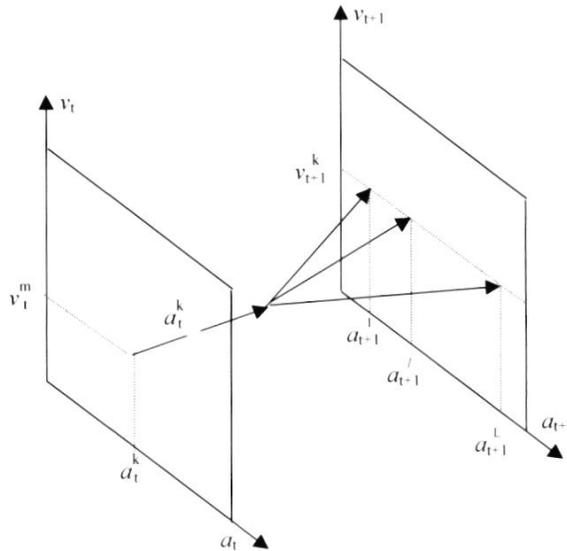


Figura 2.11 – PDE con a_t como variable de estado

2.5 Representación alternativa de la correlación serial

Una manera alternativa – y equivalente en términos matemáticos – de representar las correlaciones seriales es usar como variable de estado el caudal de la etapa anterior, a_{t-1} (Figura 2.12). El procedimiento pasa a ser:

Inicialice la función de costo futuro de la última etapa $\alpha_{T+1}(v_t, a_{T-1}) \leftarrow 0$

Repita para $t = T, T-1, \dots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = v_t^1, \dots, v_t^m, \dots, v_t^M$

Repita para cada escenario de caudales anteriores $a_{t-1} = a_{t-1}^1, \dots, a_{t-1}^k, \dots, a_{t-1}^K$

Repita para cada caudal condicionado en $a_{t-1}^k: a_t = a_t^1, \dots, a_t^l, \dots, a_t^L$

Resuelva el despacho para los valores para v_t^m y a_t^l :

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1}(v_{t+1}^l, a_t^l) \tag{2.12}$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \bar{v}$$

Handwritten signature





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$u_t \leq \bar{u}$$

Fin del "loop"

Calcule el valor esperado del costo

$$\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k) = \sum_{l=1}^L p_{kl} \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^k)$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Construya la función de costo futuro $\alpha_t(v_t, a_{t-1})$ para la etapa anterior interpolando los valores calculados $\{\alpha_t(v_t^m, a_{t-1}^k), m = 1, \dots, M; k = 1, \dots, K\}$.

Fin del "loop"

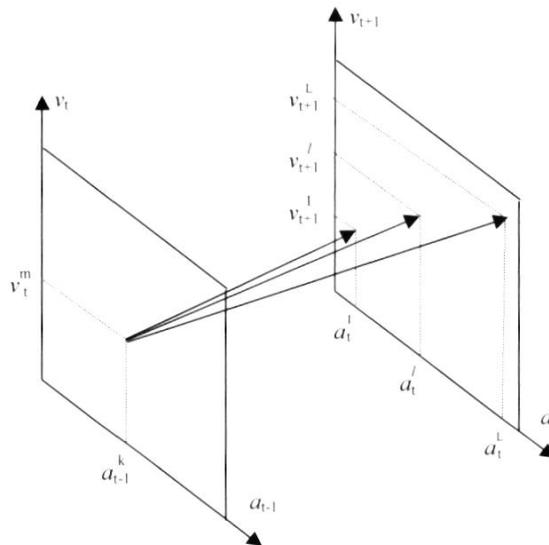


Figura 2.12 – PDE con a_{t-1} como variable de estado

2.6 Limitaciones del esquema PDE

El esquema PDE ha sido usado por varios años en los países con sistemas hidroeléctricos. Sin embargo, la recursión de PDE requiere la enumeración de todas las *combinaciones* de los valores del almacenamiento inicial y de los caudales anteriores. Como consecuencia, el esfuerzo computacional aumenta exponencialmente con el número de embalses. Este crecimiento (conocido como la "maldición de la dimensionalidad" de la programación dinámica) se ilustra en el Tabla 2.1, que muestra el número de combinaciones con el número de embalses, suponiendo que los niveles de los embalses y de los caudales se representan por 20 valores cada.

B





Tabla 2.1 – Maldición de la dimensionalidad

# embalses	# estados
1	$20^2 = 400$
2	$20^4 = 160 \text{ mil}$
3	$20^6 = 64 \text{ millones}$
4	$20^8 \approx 25 \text{ mil millones}$
5	$20^{10} \approx 10 \text{ billones}$

Esta limitación computacional llevó al desarrollo de esquemas aproximados de solución tales como la agregación de los embalses y la programación dinámica con aproximaciones sucesivas, donde la política operativa de cada embalse se calcula en separado, suponiendo conocidas las políticas para los demás embalses.

El enfoque utilizado en el modelo SDDP se basa en una técnica de representación analítica de la función de costo futuro, conocida como programación dinámica dual estocástica (PDDE). El esquema PDDE no requiere la discretización previa del espacio de estados, lo que alivia el esfuerzo computacional de la recursión de PD estocástica. La PDDE se aplicó a docenas de países en las Américas, Europa, Eurasia y Asia-Pacífico.

2.7 El esquema de PD Dual DP

2.7.1 El algoritmo PDDE

2.7.1.1 Aproximación lineal por partes de la función de costo futuro

El esquema PDDE se basa en el hecho que la FCF se puede representar como una función lineal por partes, esto es, no es necesario crear una tabla con interpolaciones. Además, se muestra que la inclinación de la FCF alrededor de un dado estado se obtiene analíticamente de los multiplicadores Simplex asociados a la solución óptima del problema de despacho de una etapa (2.9). La Figura 2.13 ilustra el cálculo por PDDE del costo operativo promedio y de la inclinación de la FCF para la última etapa, estado inicial = 100% (paso (c) del procedimiento tradicional de PDE).

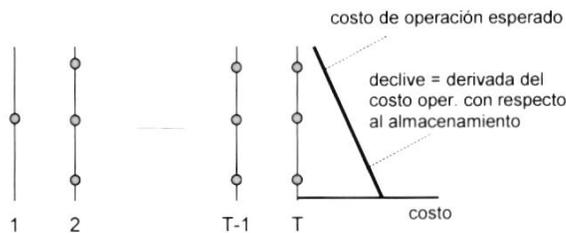


Figura 2.13 – PDDE – Cálculo del primer segmento lineal de la FCF

Se muestra a continuación el problema de despacho de la última etapa (observe que la FCF para esta etapa, $\alpha_{T+1}(v_{T+1})$, se inicializa como igual a cero):

R





592

SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$\begin{aligned}
 z_T = \text{Min } & c_T(u_T) && \text{multiplicadores} \\
 \text{Sujeto a} & && (2.13) \\
 & v_{T+1} = v_T - u_T - s_T + a_T && \pi_h \\
 & v_{T+1} \leq \bar{v} && \pi_v \\
 & u_T \leq \bar{u} && \pi_u
 \end{aligned}$$

De la teoría de la programación lineal, se sabe que los multiplicadores asociados a cada restricción del problema a (2.13) en su solución óptima representan la derivada del costo óptimo z_T con respecto a una perturbación en el lado derecho de la restricción. En particular, el multiplicador asociado a la ecuación de balance hídrico, π_h , representa la derivada de z_T con respecto a una variación en el almacenamiento inicial v_T :

$$\pi_h = \partial z_T / \partial v_T \tag{2.14}$$

Se observa en la Figura 2.13 que la expresión (2.14) corresponde a la inclinación de la FCF para la etapa $T - 1$. El segmento lineal se puede interpretar como una expansión en series (hasta el primer término) de la FCF alrededor del almacenamiento inicial v_T .

La Figura 2.14 muestra el cálculo del costo operativo y de las inclinaciones de la FCF para cada estado en la etapa T . Se observa que la FCF $\alpha_T(v_T)$ de la etapa $T - 1$ es una superficie lineal por partes, donde para cada punto se selecciona el segmento con el costo más alto ("convex hull").

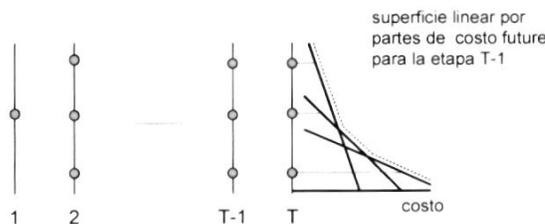


Figura 2.14 – Construcción de una FCF lineal por partes para la etapa T-1

El despacho hidrotérmico para la etapa anterior $T - 1$ se representa como el siguiente problema de programación lineal:

$$\begin{aligned}
 \alpha_{T-1}(v_{T-1}) = \text{Min } & c_{T-1}(u_{T-1}) + \alpha_T && (2.15) \\
 \text{sujeto a} & && \\
 & v_T = v_{T-1} - u_{T-1} - s_{T-1} + a_{T-1} \\
 & v_T \leq \bar{v} \\
 & u_{T-1} \leq \bar{u} \\
 & \alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n && n = 1, \dots, N
 \end{aligned}$$

B





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

La FCF se representa por la variable escalar α_T y por N restricciones lineales $\{\alpha_T \geq \varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n\}$, donde N es el número de segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, las desigualdades $\{\alpha_T \geq \dots\}$ representan la característica lineal por partes de esta función (para cualquier v_T , el segmento "activo" será el del más alto valor $\varphi_T^n \times v_T + \delta_T^n$).

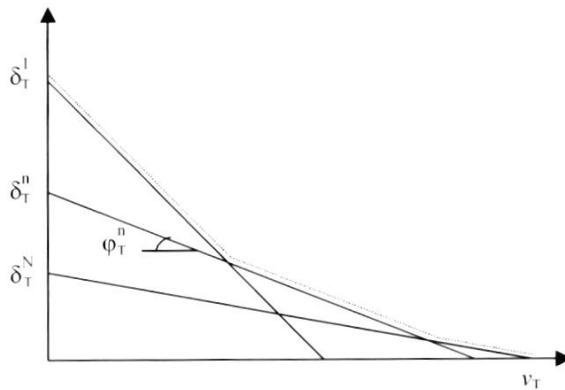


Figura 2.15 – FCF lineal por partes

2.7.2 Esquema de recursión "backward"

El procedimiento recursivo para cálculo de la FCF lineal por partes es muy semejante al de la PDE tradicional:

Inicialice el número de segmentos lineales $N =$ número de almacenamientos iniciales M

Inicialice la FCF para la última etapa: $\{\varphi_{T+1}^n \text{ and } \delta_{T+1}^n\} = 0$ para $n = 1, \dots, N$

Repita para $t = T, T - 1, \dots, 1$

Repita para cada nivel de almacenamiento $v_t = \{v_t^m, m = 1, \dots, M\}$

Repita para cada escenario de caudales $a_t = a_t^1, \dots, a_t^k, \dots, a_t^K$

Resuelva el problema de despacho para el volumen v_t^m caudal a_t^k :

$$\alpha_t^k(v_t^m) = \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad \text{multiplicador} \quad (2.16)$$

sujeto a

$$v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^k \quad \pi_{ht}^k$$

$$v_{t+1} \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \delta_{t+1}^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N$$

Fin del "loop"





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Calcule el coeficiente y el término constante para el segmento lineal m^{th} de la FCF de la etapa anterior:

$$\varphi_t^m = \sum_{k=1}^K p_k \times \pi_{ht}^k \quad \text{and} \quad \delta_t^m = \sum_{k=1}^K p_k \times \alpha_t^k(v_t^m) - \varphi_t^m \times v_t^m$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

2.7.2.1 Cálculo del límite inferior

A la primera vista, no existen diferencias significativas entre el procedimiento de PDDE y el esquema tradicional de PD. Sin embargo, se observa que bajo el esquema tradicional se construyó la FCF a través de la interpolación de los valores discretizados $\{\alpha_t(v_t^m)\}$. Esto significa que el número de puntos necesario para representar un sistema de I plantas hidroeléctricas es por lo menos igual a 2^I combinaciones de dos puntos extremos para cada embalse (lleno/vacío).

En la PDDE, los segmentos lineales se usan para extrapolar los valores de la FCF, esto es, no es necesario calcular todas las combinaciones de puntos para obtener FCF completa, aunque aproximada. Además, si se usa un conjunto menor de almacenamientos iniciales, se generan menos segmentos lineales. Como muestra la Figura 2.15, la FCF resultante, que se basa en el máximo valor sobre todos los segmentos, será un límite inferior a la función "real".

En consecuencia, la FCF para la primera etapa es un límite inferior \underline{z} para la solución óptima del despacho hidrotérmico:

$$\underline{z} = \alpha_1(v_1) \quad (2.17)$$

2.7.3 Cálculo del límite superior

Si encontramos una manera de calcular un límite superior \bar{z} para el valor de la solución óptima, esto haría posible una estrategia de aumentar incrementalmente la precisión de la solución del problema (esto es, empezar con un conjunto pequeño de almacenamientos iniciales; calcular los límites superior e inferior; y aumentar el número de puntos si fuera necesario).

2.7.3.1 Esquema de simulación

Este límite superior se estima a través de una simulación Monte Carlo de la operación del sistema, usando el conjunto de las FCFs producida por el esquema de recursión "backward", vea la sección 2.7.2. El resultado de la simulación es un límite superior porque la única FCF que resultaría en el menor costo operativo promedio es la FCF óptima; una simulación operativa con cualquier otra FCF resultaría, por definición, en costos operativos más altos que el óptimo.

El esquema de simulación se implementa en los siguientes pasos:





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Defina un conjunto de escenarios de caudales $a_t = \{a_t^1, \dots, a_t^m, \dots, a_t^M\}$ para $t = 1, \dots, T$

Repita para cada escenario $a_t = a_t^1, \dots, a_t^m, \dots, a_t^M$

Inicialice el almacenamiento para la etapa 1 como 1 las $v_t^m = v_1$

Repita para $t = 1, \dots, T$

Resuelva el despacho para el almacenamiento v_t^m y caudal a_t^m

$$\text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \tag{2.18}$$

sujeto a

$$v_{t+1}^m = v_t^m - u_t^m - s_t + a_t^m$$

$$v_{t+1}^m \leq \bar{v}$$

$$u_t^m \leq \bar{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \rho_{t+1}^n \times v_{t+1}^m + \delta_{t+1}^n \quad \text{para } n = 1, \dots, N$$

Fin del "loop"

Calcule el costo operativo total z^m para el escenario m como la suma de todos los costos inmediatos a lo largo del periodo de estudio:

$$z^m = \sum_{t=1}^T c_t(u_t^m)$$

Fin del "loop"

2.7.3.2 Intervalo de confianza

El valor esperado del costo operativo se estima por el promedio de los costos considerando todos los senarios de caudales:

$$\hat{z} = \frac{1}{M} \sum_{t=1}^T z^m \tag{2.19}$$

Cuando se usa una simulación Monte-Carlo, se puede calcular la incertidumbre alrededor del valor "verdadero" (de población) de \bar{z} . El intervalo de confianza a 95% es:

$$\bar{z} \in [\hat{z} - 1.96 \times \hat{\sigma}; \hat{z} + 1.96 \times \hat{\sigma}] \tag{2.20}$$

donde $\hat{\sigma}$ es la desviación estándar del estimador dada por:

$$\hat{\sigma} = \frac{1}{M-1} \sqrt{\sum_{m=1}^M (z^m - \bar{z})^2} \tag{2.21}$$





2.7.4 Verificación de la optimalidad

Se obtiene la solución óptima cuando el límite inferior \underline{z} calculado en (2.17) está en el intervalo de confianza (2.20). Se observa que, debido a la variación muestral, el límite inferior puede exceder el promedio estimado \hat{z} .

2.7.5 Nueva iteración

Si el límite inferior está fuera del intervalo de confianza, la recursión “backward” se ejecuta de nuevo, a partir de un conjunto adicional de valores de almacenamiento. Los candidatos naturales para los nuevos valores son los volúmenes $\{v_t^m, m = 1, \dots, M\}$ producidos en el paso de simulación.

Observe que se retiene los segmentos lineales calculados en la iteración anterior, pues la FCF lineal por partes se calcula como el máximo sobre todos los segmentos. En otras palabras, es posible perfeccionar gradualmente la representación de la FCF.

2.8 Representación de la correlación serial en la PDDE

La representación de la correlación serial en la PDDE se basa en un proceso de Markov (modelo lineal autoregresivo) y no una cadena de Markov:

$$\frac{(a_t - \mu_t)}{\sigma_t} = \phi_1 \times \frac{(a_{t-1} - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t \tag{2.22}$$

donde:

- μ_t caudal promedio
- σ_t desviación estándar
- ϕ_1 y ϕ_2 parámetros del modelo
- ξ_t variable aleatoria independiente

Se usa la formulación de la sección 2.5, donde las variables de estado son el almacenamiento en el inicio de la etapa t , v_t , y el caudal de la etapa anterior, a_{t-1} . Esto se ilustra en las ecuaciones abajo, que muestran el problema de despacho para la etapa t , con almacenamiento inicial v_t^m y caudal anterior a_{t-1}^m :

$$\begin{aligned} \alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = & \text{Min } c_t(u_t) + \alpha_{t+1} && \text{multiplicador} \tag{2.23} \\ & \text{sujeto a} \\ & v_{t+1} = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l && \pi_{ht}^l \\ & v_{t+1} \leq \bar{v} \\ & v_{t+1} \leq \bar{v} \end{aligned}$$

El caudal para la etapa t , a_t^l , resulta de la aplicación del proceso de Markov (2.22):





597

SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^l - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t \quad (2.24)$$

donde ξ_t^l se muestrea de la distribución de probabilidad correspondiente. La aproximación de la FCF para la etapa anterior tendrá dos coeficientes, basados en las derivadas de $a_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m)$ con respecto a v_t^m and a_{t-1}^m en la solución óptima. El primer coeficiente se calcula como en el caso independiente:

$$\partial a_t^l / \partial v_t = \pi_{ht}^l \quad (2.25)$$

El segundo se calcula a través de la regla de la cadena:

$$\partial a_t^l / \partial a_{t-1} = \partial a_t^l / \partial a_t \times \partial a_t / \partial a_{t-1} \quad (2.26)$$

El término $\partial a_t^l / \partial a_t$ también corresponde al multiplicador π_{ht}^l , porque tanto v_t^m como a_t^l están en la misma ecuación de balance hídrico. A su vez, el término $\partial a_t / \partial a_{t-1}$ se calcula a partir de los parámetros del modelo de caudales de (2.24):

$$\partial a_t / \partial a_{t-1} = \sigma_t \phi_1 / \sigma_{t-1} \quad (2.27)$$

El esquema recursivo se implementa como:

1) Generación de M secuencias de caudales a lo largo del periodo de estudio

Inicialice $\{a_0^m\}, m = 1, \dots, M$

Repita para $t = 1, \dots, T$

Repita para $m = 1, \dots, M$

Muestre una variable aleatoria ξ_t^m

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m :

$$a_t^m = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^m] + \mu_t$$

Fin del "loop"

Fin del "loop"

2) Recursión Backward

Repita para $t = T, T - 1, \dots, 1$

Repita para $m = 1, \dots, M$

Recupere el vector de estado [almacenamiento, caudal anterior] $\{v_t^m, a_{t-1}^m\}$

Repita para $l = 1, \dots, L$





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

Muestre una variable aleatoria ξ_t^l

Calcule el caudal para la etapa t condicionado al caudal anterior a_{t-1}^m :

$$a_t^l = \sigma_t \times [\phi_1 \times \frac{(a_{t-1}^m - \mu_{t-1})}{\sigma_{t-1}} + \phi_2 \times \xi_t^l] + \mu_t$$

Resuelva el problema de despacho para v_t^m y a_t^k :

$$\alpha_t^l(v_t^m, a_{t-1}^m) = \text{Min} \quad c_t(u_t) + \alpha_{t+1} \quad (2.28)$$

sujeto a

$$v_{t+1}^l = v_t^m - u_t - s_t + a_t^l$$

$$v_{t+1}^l \leq \bar{v}$$

$$u_t \leq \bar{u}$$

$$\alpha_{t+1} \geq \varphi_{t+1}^n \times v_{t+1} + \gamma_{t+1}^n \times a_t^l + \delta_{t+1}^n$$

para $n = 1, \dots, N$

Calcule los coeficientes de la aproximación de la FCF para la etapa anterior, como se ilustra en (2.25) - (2.27)

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Fin del "loop"

Observe que a_t^l es un valor conocido cuando se resuelve el problema de despacho (2.28). Consecuentemente, el término $\gamma_{t+1}^n \times a_t^l$ se suma al término constante δ_{t+1}^n . En otras palabras, dado que las derivadas se calculan analíticamente el esfuerzo computacional del esquema de la PDDE no cambia con el aumento de las dimensiones del espacio de estados.





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

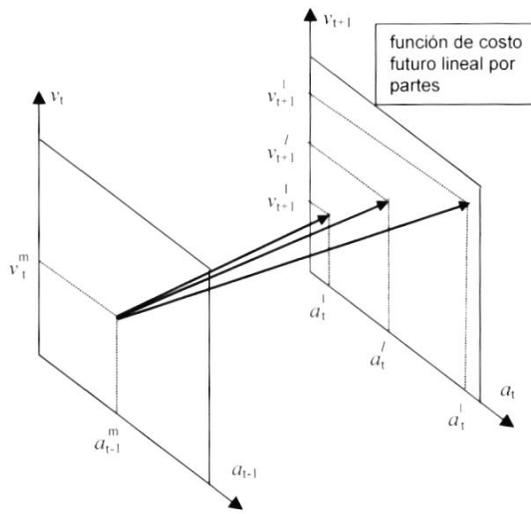


Figura 2.16 – Correlación serial en la PDDE

B





SDDP MANUAL DE METODOLOGÍA

3 DESPACHO DE UNA ETAPA: FORMULACIÓN BÁSICA

3.1 Planteamiento del problema

Se presenta ahora en más detalle el cálculo de la decisión operativa óptima para cada etapa de los estudios de mediano y largo plazo. El problema de despacho hidrotérmico para la etapa t se plantea como:

$$\text{Min } FCI + FCF \tag{3.1}$$

sujeto a las restricciones operativas básicas de la etapa.

3.2 Función objetivo

Como fue discutido anteriormente, el objetivo del despacho hidrotérmico es minimizar la suma de los costos operativos inmediato y futuro. El costo inmediato FCI está dado por los costos térmicos $c(j) \times g_{tk}(j)$ en la etapa t , más las penalizaciones por las violaciones de restricciones operativas:

$$FCI = \sum_{k=1}^K \sum_{j=1}^J c(j) \times g_{tk}(j) + c_{\delta} \times \delta_{gt} \tag{3.2}$$

donde

k	índice de los escalones de demanda en la etapa		
K	número de escalones		
j	índice de las centrales térmicas		
J	conjunto de centrales térmicas		
$c(j)$	costo variable de operación de la central j	\$/MWh	D
$g_{tk}(j)$	energía producida en la planta j en el tiempo t y escalón k	MWh	V
c_{δ}	representa (de manera genérica) el costo por la violación de una restricción operativa	\$/unidad violación	D
δ_{gt}	monto de la violación en la etapa t	unidad violación	V

A su vez, como se ilustró en la sección 2.4.3, el costo futuro FCF se representa por la siguiente función:

$$FCF = \alpha_{t+1}(v_{t+1}, a_t) \tag{3.3}$$

donde:

v_{t+1}	almacenamiento al final de la etapa t	hm^3	V
a_t	Caudales afluente a los embalses durante la etapa t	hm^3	D

