



MONITOR ENERGÉTICO:

La Planificación Eléctrica:

Clave para garantizar el
suministro en el futuro

Energía
y la Recuperación
de Aguas Residuales



**MINISTERIO DE ECONOMÍA,
PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO (MEPYD)**

PÁVEL ISA CONTRERAS
MINISTRO

ALEXIS CRUZ RODRÍGUEZ
VICEMINISTRO DE ANÁLISIS ECONÓMICO Y SOCIAL (VAES)

ALBERTO VELÓZ
ASESOR

SARAH FÉLIZ
ESPECIALISTA SECTORIAL

HECTOR ESPINOSA
ESPECIALISTA SECTORIAL

HAIRYS TEJEDA RUBIO
SECRETARIA EJECUTIVA

INSTITUCIÓN INVITADA
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

RICARDO GUERRERO
DIRECTOR DE LA DIRECCIÓN ELÉCTRICA

RAMÓN MOYA
DIRECTOR DE PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO

JESUALDO JIMÉNEZ
ENCARGADO DE DIVISIÓN DE PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA

APOYO EDITORIAL:
DIRECCIÓN DE COMUNICACIÓN DEL
MINISTERIO DE ECONOMÍA, PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO

Oficinas Gubernamentales, Bloque B Av. México, Gazcue.
Santo Domingo, República Dominicana



VAES

Viceministerio de Análisis
Económico y Social

MONITOR ENERGÉTICO

LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA: CLAVE PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO EN EL FUTURO & ENERGÍA Y LA RECUPERACIÓN DE AGUAS RESIDUALES | OCTUBRE 2023

MONITOR ENERGÉTICO:

La Planificación Eléctrica:

Clave para garantizar el suministro en el futuro

Por **Jesualdo Jiménez Bello**

El autor es encargado la división de planificación eléctrica de la Comisión Nacional de Energía (CNE)

En los sistemas eléctricos convergen grandes cantidades de activos, instrumentos e infraestructuras, cada uno con una función específica, pero que impactan de manera directa en la operación, estando todos interrelacionados. Estos sistemas, como conjunto, son considerados como una única gran máquina; siendo específicos, la red eléctrica de Estados Unidos sustenta el lauro de ser la “máquina más grande del mundo”



La interacción instantánea y constante entre la oferta y la demanda del sistema eléctrico facilita entender la existencia de un mercado, con múltiples restricciones técnicas, que permite que los usuarios puedan encender sus electrodomésticos cuando lo deseen, sin tener la preocupación de si habrá suficientes recursos o no.

Normalmente los usuarios no consideran el tema de la suficiencia de los recursos, sin embargo, para los operadores del sistema eléctrico, es extremadamente importante poder mantener el balance entre consumo y generación. Mientras más grandes son los sistemas, mayor robustez y resistencia ante las fluctuaciones que pudieran provocar estos desbalances, debido al gran número de elementos que reaccionan.

En el pasado reciente, el sistema eléctrico de República Dominicana arrastraba una deficiencia evidente en cuanto a la capacidad para producir suficiente electricidad de manera confiable, adicionado a un conjunto de medidas comerciales utilizadas para controlar las pérdidas a nivel de distribución, lo que provocó que el comportamiento de la demanda de electricidad del Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) fuera condicionado.

En la actualidad el SENI se encuentra en un punto de quiebre debido a que, quizás por primera vez, se está abasteciendo la totalidad de la demanda sin limitaciones por temas de capacidad de generación o para mejorar indicadores comerciales de las empresas de distribución, lo que ha permitido observar el comportamiento real de la demanda del país y, con esto, poder planificar de manera más fidedigna cómo satisfacer sus necesidades a futuro.

Para planificar, es necesario implementar estrategias ejecutables que permitan materializar lo planeado. La política pública es la herramienta que posee el estado para transformar estos planes en resultados.

Las autoridades vinculadas al sector eléctrico han expresado de manera reiterada el interés de la gestión actual en desarrollar las energías renovables a plenitud, siempre y cuando sea sostenible en términos financieros y técnicos. Uno de los objetivos generales de la Estrategia Nacional de Desarrollo (Ley 1-12) se sustenta en proveer energía confiable, eficiente y ambientalmente sostenible. De igual forma, la ley sobre el Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales (Ley 57-07), en su artículo 21 indica que “todas las autoridades del subsector eléctrico procurarán que el 25% de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables”.

El país tiene una estrategia clara de cara al futuro, posee un marco normativo que brinda las señales para generar la participación de los entes privados, lo que ha permitido captar inversiones más sostenibles. Esta dirección contribuirá a reducir nuestro impacto ecológico e incrementar nuestra independencia energética, un aspecto vital para el desarrollo de la nación.

Crecimiento de la demanda proyectado al 2036

A inicios del 2022, la Comisión Nacional de Energía formuló el Plan Energético Nacional (PEN) 2022-2036. El cual, atendiendo a la situación actual, y considerando las políticas públicas, compromisos internacionales y perspectivas de crecimiento económico y poblacional, busca esbozar los requerimientos energéticos del país y la manera en que se podrían satisfacer estas necesidades de manera sostenible en términos medioambientales y económicos.

Atendiendo a los supuestos considerados del PEN, se desprenden dos escenarios de crecimiento de la demanda eléctrica del país, uno en el que continúan las condiciones actuales, denominado tendencial y otro que refleja una aceleración de ciertos indicadores económicos que provocaría un crecimiento más pronunciado de los requerimientos. Este último escenario es denominado alternativo.

MONITOR ENERGÉTICO

LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA: CLAVE PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO EN EL FUTURO & ENERGÍA Y LA RECUPERACIÓN DE AGUAS RESIDUALES | OCTUBRE 2023

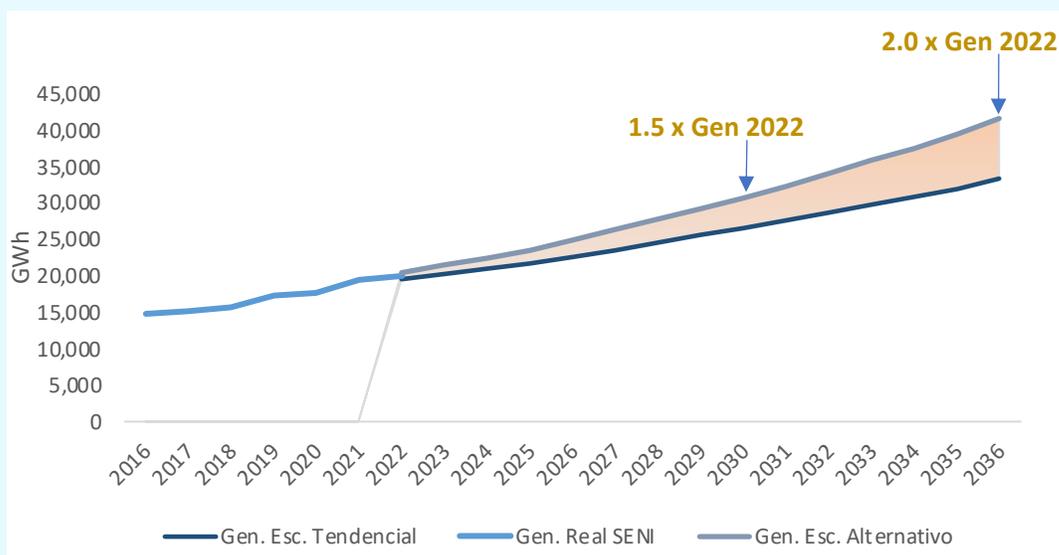
Al concluir el mes de septiembre del año en curso, la generación neta acumulada del SENI ascendió a 16,956 GWh, valor que supera en un 12% al valor observado para el mismo periodo del año 2022.

En términos de requerimientos horarios de potencia, el máximo valor registrado hasta septiembre 2023 fue de 3,376 MW, siendo 370 MW más que el valor máximo observado en 2022, el mayor incremento interanual registrado desde que se llevan estadísticas. Sin la incorporación de los 400 MW de generación térmica vinculada a la licitación EDES-LPI-02-2021, no hubiese sido posible satisfacer la demanda a tales niveles.

De continuar la tendencia observada en los últimos años, se espera que la demanda del SENI incremente en 1.5 veces para el 2030 y se duplique para el 2036, con respecto al valor registrado en 2022, lo cual va en consonancia con el escenario alternativo contemplado en el PEN. Por tanto, el nivel de incorporaciones de nuevas centrales, tanto térmicas como de fuentes renovables, deberá ser acorde a esta realidad.

Gráfico 1.

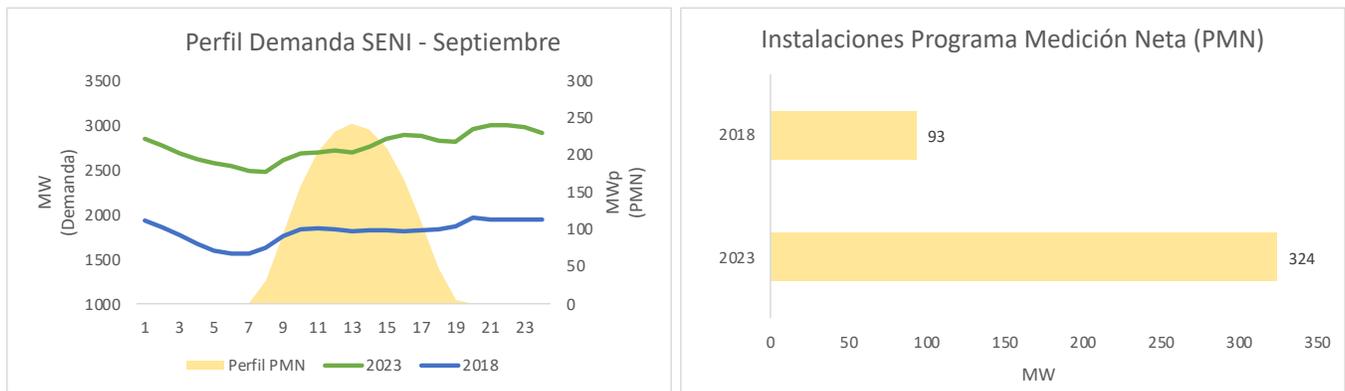
Proyección Generación Neta del SENI



Fuente: Plan Indicativo de Expansión de la Generación (PIEG), ajustado a partir de la Prospectiva de Demanda, del PEN 2022 al 2036.

Adicionalmente, es importante conocer el comportamiento del perfil diario de la demanda del sistema, para poder identificar modificaciones de los patrones de consumo que ameriten algún tipo de ajuste a las políticas. Por ejemplo, ante un escenario de penetración masiva de la generación distribuida, aunado con el desarrollo de proyectos fotovoltaicos a gran escala y otros vectores de desplazamiento de demanda como lo constituye la electrificación del transporte, podrían provocar que los esfuerzos deban abocarse a centrales térmicas con una alta flexibilidad operativa, de tal manera que sirvan de soporte y complementen estos recursos junto a otras tecnologías, como el almacenamiento de energía mediante baterías.

Una mirada al perfil de la demanda horaria del SENI, permite notar cambios significativos en la forma de la curva. Las instalaciones de generación distribuida, donde resalta el Programa de Medición Neta (PMN), que utilizan principalmente paneles solares sobre techos de edificaciones, han reflejado un notable crecimiento en los últimos años. Ambas variables se encuentran íntimamente relacionadas, debido a que, mientras más incrementan las instalaciones del PMN, los retiros de las distribuidoras disminuyen en horas de sol; pero a medida que se acerca la noche, se pierde esta producción sobre techos, combinado con un incremento de la demanda, lo que genera estrés a nivel operacional para el sistema.



Se puede observar en el gráfico de la izquierda, como las curvas de demanda han cambiado, comparando específicamente 2018 y 2023. A la derecha se muestra el incremento de la capacidad instalada en el PMN para los mismos años¹. En el fondo del gráfico de la izquierda se observa un perfil estimado de la producción de las instalaciones fotovoltaicas del PMN en la actualidad, coincide el pico de producción de estas instalaciones con el ligero declive que se identifica en la curva de la demanda del 2023. Al final de la tarde, se observa un declive en la producción PMN que se refleja como un incremento en la demanda general del sistema. Estos cambios son perceptibles en la curva de 2023, más no se identifican en la del 2018, esto se debe, fundamentalmente, a una participación del PMN de menos de un tercio de lo que se tiene actualmente y por la eliminación de los apagones con fines comerciales.

Estas realidades deben ser interiorizadas en el proceso de planificación y seguir siendo incentivadas mediante diferentes políticas públicas, sin dejar de lado el aspecto técnico. De allí surge la necesidad de incorporar almacenamiento de energía mediante baterías, comúnmente conocido como BESS por sus siglas en inglés. Los BESS permitirán, en una primera instancia, disminuir el nivel de fluctuaciones asociadas a los sistemas fotovoltaicos, por factores como las sombras generadas por las nubes, pero, además, ayudarán a que se cree un mercado de servicios que antes no había sido explorado, como el arbitraje² de energía renovable. Esto permitirá a los desarrolladores de proyectos, poder optimizar la operación de sus activos, obteniendo mejores retornos que deben traducirse en costos de electricidad más bajos en el mediano y largo plazo.

Con la emisión de la resolución CNE-AD-0004-2023 queda establecido el requerimiento de BESS para centrales fotovoltaicas futuras a partir de 50 MW de capacidad instalada en inversores, dotando de firmeza los supuestos de incorporación de estos sistemas en la planificación.

¹ La data del PMN del 2023 solo contempla hasta agosto.

² Almacenar electricidad en momentos de bajos precios del mercado e inyectarla o venderla en momentos de altos precios, recibiendo el diferencial como beneficio.

Transmisión: El Puente entre generación y consumo.

Los sistemas de transmisión, por naturaleza, son bastante complejos, deben superar desafíos de índole medioambiental y económico, en extensiones de terrenos muy diferentes entre sí, atravesando en ocasiones áreas muy accidentadas y con condiciones de terreno no favorables. Esto provoca que, en su mera etapa de diseño, puedan agotar el mismo tiempo que se lleva desarrollar y construir un parque fotovoltaico.

Para citar un ejemplo, Chile es un país que cuenta con abundantes recursos renovables y que llegó a acaparar portadas por sus competitivos precios logrados a través de licitaciones de energía. Actualmente, se encuentran con el inconveniente de no tener suficiente capacidad de transmisión para transportar la electricidad, a tal punto que muchos parques deben verter su producción³. Y esto no ocurrió, específicamente, por falta de planificación. La velocidad de desarrollo de los proyectos renovables es muy superior a la de las líneas y subestaciones de los sistemas de transmisión.

De la única manera que puede enfrentarse un problema como este, es mediante la planificación, y logrando una ejecución integrada entre todos los agentes involucrados.

Las zonas con mayor potencial renovable de República Dominicana han sido identificadas, queda pendiente realizar mediciones puntuales que permitan depurar aún más los polígonos, pero ya se ha esbozado una idea de dónde se han de desarrollar los proyectos a futuro. Luego está la respuesta de los inversionistas, qué tan factible es para ellos desarrollar en esas intermediaciones y cómo recuperarán sus inversiones, de tal forma que cuenten con todos los justificativos que les permitan acceder a créditos.

Estas son señales que el ente transmisor utiliza para desarrollar su propio plan de expansión, de tal manera que pueda enfocar sus esfuerzos en robustecer los vínculos entre los centros de demanda, los cuales están prácticamente definidos y con una tendencia menos dinámica, y estos lugares de expansión de renovables.

Se necesitan crear nodos de conexión fuertes, con una gran capacidad de transmisión, como el que actualmente construye ETED⁴ en Guayubín, al norte del país. Este nuevo punto se añadirá a la red 345 kV junto a otras subestaciones existentes como Guerra, Bonaio, El Naranjo y Julio Sauri, las que permitirán incorporar gran parte de los nuevos proyectos fotovoltaicos y térmicos que se están desarrollando, permitiendo una mejor distribución de toda la electricidad producida. La inversión prevista para esta nueva subestación es de aproximadamente 44 millones de dólares⁵

La subestación de Guayubín tendrá niveles de tensión de 138 y 345 kV, este último el más alto que se maneja en el país, permitiendo incrementar considerablemente la capacidad de transmisión entre los enlaces. Este nivel de tensión es 28 veces más alto que el nivel que manejan las redes de distribución que abundan en nuestras calles. Gracias a esto, será posible exportar desde la zona noroeste del país hasta 3200 MW6, lo que incrementará considerablemente la robustez del sistema de transmisión.

Fortaleciendo la Oferta Eléctrica

En el año 2023 se han incorporado al SENI un total de 656 MW, de los cuales cerca de 400 MW se corresponden con proyectos térmicos que utilizan combustibles fósiles y el resto han sido centrales

³ Vertimiento de energía de centrales eólicas y solares fotovoltaicas del Sistema Eléctrico Nacional (SENI) en Chile durante 2022.

Fraunhofer Chile Research.

⁴ Empresa de Transmisión Eléctrica Dominicana

⁵ Informe de Presupuesto de Proyectos de Inversión. Trimestre julio - septiembre 2023. ETED

⁶ Valor que, en términos operacionales, puede verse reducido atendiendo a criterios de seguridad implementados por el operador del sistema.

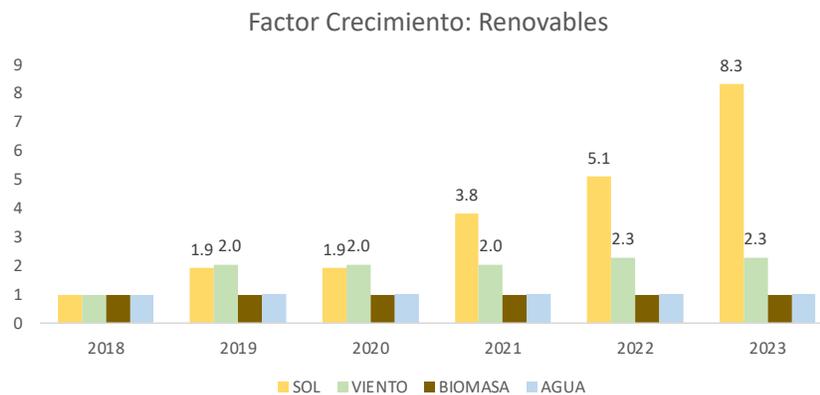
fotovoltaicas, consagrándose como el año en que más MW fotovoltaicos a gran escala han ingresado al sistema. El próximo año se vislumbra que superará el actual. Reflejando el interés y confianza de los inversionistas en el país y en las señales que se han estado enviando en temas de política energética.

Tomando el año 2018 como punto de partida, se mostrará qué tanto ha crecido la capacidad de generación del país hasta la fecha y, cómo a partir de este momento, se deben aunar esfuerzos para alcanzar los valores meta del 2025 y 2030, que ayudarán a ser más resilientes en temas de seguridad energética, tener una mejor planificación a nivel de costos por la reducción de la participación de los combustibles fósiles importados y para cumplir con los diversos compromisos medioambientales asumidos.

En el 2018, la capacidad de generación renovable era la siguiente: 80 MW solares fotovoltaicos, 183 MW de turbinas eólicas, 35 MW de biomasa y cerca de 613 MW de centrales hidroeléctricas, totalizando alrededor de 910 MW. Asumiendo los valores anteriores como base unitaria se procede a mostrar, en términos de factores, como han evolucionado estas instalaciones:

Gráfico 3.

Histórico Factor Crecimiento Centrales Renovables



Fuente: CNE

Es evidente el dominio de las instalaciones fotovoltaicas, las mismas han acelerado su ratio de incorporación al sistema y ya poseen más de 8 veces la capacidad del 2018. Los proyectos eólicos, debido al mayor tiempo de desarrollo y que sus costos de construcción no han descendido de la forma en que los módulos fotovoltaicos lo han hecho, han exhibido una ralentización, pero sin mostrar estancamiento, como los proyectos que utilizan biomasa o las instalaciones hidroeléctricas

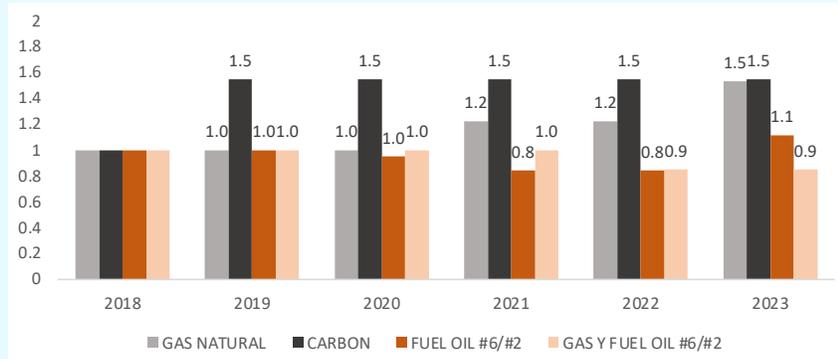
Respecto a las centrales térmicas, el panorama posee algunas diferencias importantes, por ejemplo, ciertas unidades han ido saliendo del sistema por aspectos de competitividad comercial u obsolescencia.

Las centrales que utilizan exclusivamente fuel oil o que tienen la capacidad de utilizar gas natural como alternativa (dual fuel), al 2022, habían visto sus capacidades reducidas, con respecto al 2018, a un 80 y 90%, respectivamente. Gracias a las licitaciones de emergencia realizadas en 2022 fue posible incorporar, en el corto plazo, capacidad de generación térmica que compensaron estas salidas y permitieran enfrentar el crecimiento de la demanda.

De todo el parque térmico, las centrales que más dinamismo han mostrado son las que utilizan gas

Gráfico 4.

Factor Crecimiento Centrales Térmicas con Fósiles



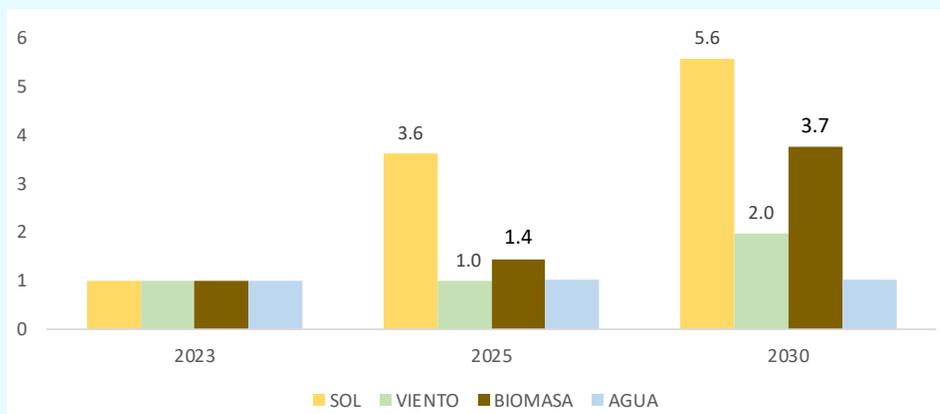
natural, al incrementar en un 50% la capacidad que registraban en 2018. Esta tendencia continuará solidificándose debido a la expansión de la capacidad de exportación de este combustible en los principales mercados internacionales, lo que debe incrementar la oferta de este, y a que posee el menor factor de emisiones por unidad de electricidad generada⁷ dentro de los fósiles, razones que lo colocan como el combustible de transición ante un futuro dominado por las energías renovables.

Las centrales a carbón, luego de la incorporación de Punta Catalina en 2019, no han visto variaciones en su capacidad, como conjunto y, probablemente, este panorama se mantenga en el mediano y largo plazo.

Atendiendo a la situación actual, se detalla a continuación qué generación se necesita incorporar para abastecer la creciente demanda del SENI y seguir incrementando la participación de renovables con miras al 2025 y 2030:

Gráfico 5.

Proyección Factor Crecimiento Renovables



⁷ <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=11>

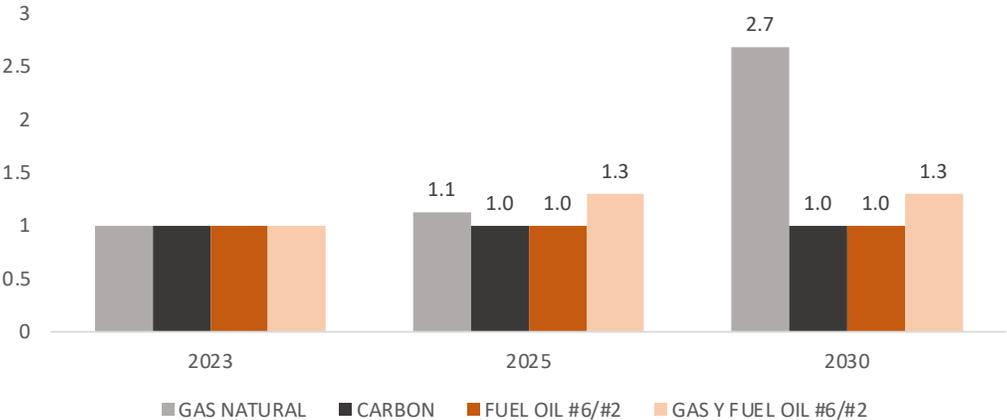
Similar a los anteriores, partiendo de la capacidad actual como base unitaria, se deberá más que triplicar y quintuplicar las capacidades de instalaciones fotovoltaicas para los años 2025 y 2030, respectivamente. Atendiendo a la cantidad de proyectos fotovoltaicos que actualmente se encuentran en construcción y desarrollo, las cifras son logrables. Solo en el 2024 se espera el ingreso de suficientes instalaciones para duplicar la capacidad actual.

Debido a los plazos de desarrollo, no se vislumbran grandes cambios en el corto plazo en la capacidad de producción a partir del viento, pero se necesitará que la misma se duplique al 2030. Se trabajan en estrategias para que este importante segmento de las renovables se reactive. Mientras que se estima un mayor crecimiento, en términos de factores, de las instalaciones de biomasa o de aquellas que aprovechen Residuos Sólidos Urbanos (RSU) para generar electricidad, permitiendo lograr el hito del abastecimiento del 25% de las necesidades de servicio eléctrico a través de fuentes renovables.

Como se ha detallado anteriormente, un futuro con una alta participación de centrales renovables dependerá, en mayor proporción, de la capacidad operacional del sistema para integrarlas. Las barreras de tipo financiera o tecnológica han sido superadas, actualmente se debate la barrera operacional. Las centrales térmicas flexibles serán imprescindibles en esta etapa.

Gráfico 6.

Proyección Factor Crecimiento Centrales Térmicas



Se estima que se necesitará cerca del triple de la capacidad de generación actual en base a gas natural para el 2030. Parte de esta capacidad está en desarrollo en la provincia de Montecristi como resultado del proceso de licitación No. EDES-LPI-NG-01-2021, que permitirá agregar al sistema cerca de 800 MW, el equivalente a un incremento del 80%, además de incrementar la capacidad de almacenamiento de gas natural en el país. Debido a la envergadura de este proyecto, la fecha estimada de ingreso es después del año 2026, por tanto, será necesario incorporar generación térmica más en el corto plazo.

Las centrales que utilizan motores de combustión interna, con la capacidad de operar con más de un combustible, han demostrado ser una solución factible para nuestro sistema. Son flexibles, rápidos en términos de incorporación al sistema y con una alta tasa de disponibilidad como conjunto, lo que aporta seguridad al suministro. Por estas razones, se contempla que, en el corto plazo, se integren alrededor de 200 MW que permitirán enfrentar la creciente demanda del país, mientras los proyectos de gas natural son culminados.

MONITOR ENERGÉTICO

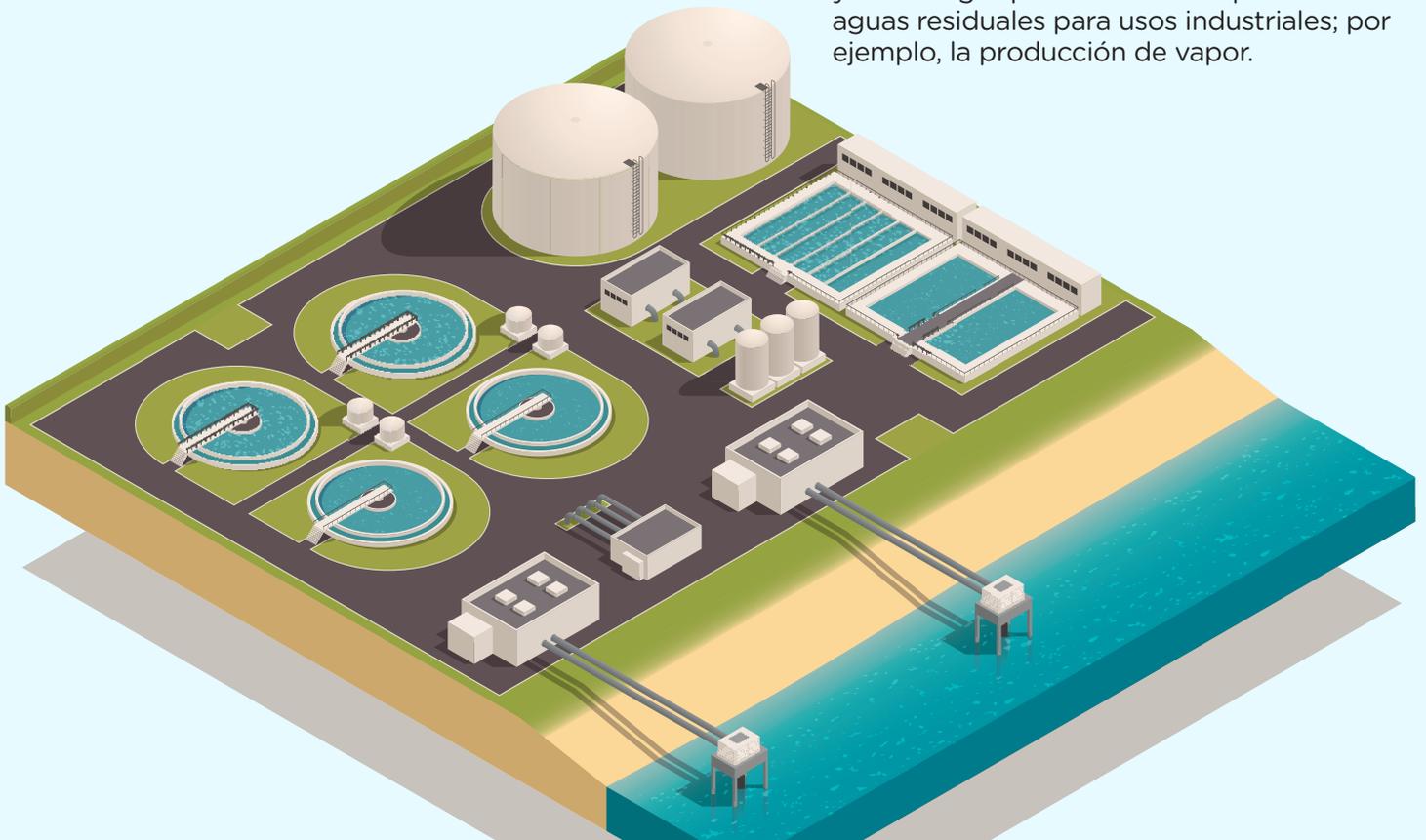
LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA: CLAVE PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO EN EL FUTURO & ENERGÍA Y LA RECUPERACIÓN DE AGUAS RESIDUALES | OCTUBRE 2023

Más allá de un ejercicio de determinar cómo crecerá la demanda y cómo contar con los recursos para satisfacer estos requerimientos, la planificación requiere que se aborden aspectos sociales, medioambientales, geopolíticos y de índole tecnológico, para esbozar posibles escenarios y las potenciales respuestas o caminos que podrían tomarse para responder a las habituales e incipientes necesidades de la sociedad.

Es un proceso continuo que, si no se toman las medidas adecuadas, podría verse sujeto a cambios que lo desvíen de su propósito, por eso, las políticas públicas son tan relevantes, deben ser objetivas y claras. En un año, quizás los valores mostrados aquí puedan ser ligeramente diferentes, pero seguirán encausados a cumplir con el mismo propósito, incrementar la participación de fuentes renovables de tal forma que, cada vez más, el país se acerque a la autosuficiencia en materia energética.

Energía y la Recuperación de Aguas Residuales

El tema de agua y energía ha sido discutido en Monitores precedentes. El enfoque sobre el uso del agua en la producción de energía, y el consumo de energía en la producción de agua potable, incorpora la relación agua-energía en un contexto de insumo-producto. Las actividades productivas utilizan el agua como insumo, incluyendo la generación eléctrica. La energía puede contribuir a reducir externalidades negativas asociadas con la disposición de aguas contaminadas y aguas residuales. La utilización de diferentes fuentes de energía y tecnología permitirá la recuperación de aguas residuales para usos industriales; por ejemplo, la producción de vapor.



El volumen recuperado de agua puede aumentar la oferta del preciado líquido en actividades agrícolas; como lo es el riego de cultivos. Simultáneamente, reduce la contaminación de suelos, acuíferos subterráneos y cursos de aguas superficiales, con resultados positivos en las condiciones de salud de la población. El proceso de transformación de aguas residuales en líquido sin residuos contaminantes, añadidos por cualquier actividad humana, puede ser muy intensivo en energía.

Las bombas eléctricas que impulsan las aguas residuales hacia las plantas de tratamiento, al igual que las bombas de aireación, representan un significativo porcentaje de consumo de energía. Los equipos asociados con la sedimentación de lodos cloacales, filtración y extracción de aguas consumen también energía eléctrica. La eliminación de bacterias puede realizarse en “piscinas” expuestas al Sol. El secado y estabilización de los lodos cloacales, y tratamiento del agua, pueden hacerse con radiación solar.

Seleccionar proceso de recuperación de residuales eficientes en el uso de energía, pueden mejorar los ingresos de las empresas de servicios de agua potable y saneamiento. Las aguas recuperadas reutilizarse en actividades productivas. Los lodos estabilizados y secos podrían contribuir la recuperación de suelos, dado el contenido de fósforo y nitrógeno en los mismos. Estos podrían mezclarse con otros materiales orgánicos no contaminantes. Tecnologías que capturen el calor solar permite reducir costos de energía eléctrica y el consumo de combustibles fósiles.

Energía en La Recuperación de Aguas Residuales de Asentamientos Humanos.

El consumo de energía eléctrica en las plantas de tratamiento de aguas residuales (PTAR) está estrechamente relacionado con la tecnología seleccionada para dicho propósito. El proceso incluye, generalmente, tres etapas. La primera etapa (tratamiento primario) se remueven sólidos que se sedimentan en tanques diseñados para este objetivo. Los lodos sedimentados pueden ser llevados a tanque cerrados (digestores) para producir biogás. La segunda etapa elimina partículas pequeñas de sólidos orgánicos y descomposición con bacterias. Tanques con aeración o biorreactores se utilizan en esta etapa. La tercera etapa procesa el agua para cumplir los requisitos de disposición final. Rayos ultravioletas pueden ser aplicados con este propósito.

La Ilustración 1 en la siguiente página muestra la PTAR que opera CORAAVEGA. La misma está ubicada en la entrada de la Ciudad (Pontón). Esta planta tiene tanques de sedimentación y de aireación. La planta ocupa un área de unos 56,300 m². Esta fue rehabilitada en 2018, con una inversión de US\$7.5 millones. En 2022 (enero-noviembre) se captaron 14. 5 millones de m³ de aguas residuales, y tratadas 11.3 millones de m³ (49%).

Ilustración 1.

Planta de Tratamiento de Agua Residuales. Pontón, La Vega



Fuente:
CORAAVEGA.
Estanques de sedimentación y equipos de aireación eléctricos. PTAR en Pontón, La Vega.

MONITOR ENERGÉTICO

LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA: CLAVE PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO EN EL FUTURO & ENERGÍA Y LA RECUPERACIÓN DE AGUAS RESIDUALES | OCTUBRE 2023

El consumo de energía de la PTAR es 452,880 KWh por año (2021). El precio promedio de compra de energía es US\$0.18/KWh. La energía facturada de la planta de tratamiento de residuales representa en 17.7% (RD\$4.5 millones anuales) del total facturado a CORAAVEGA. El total de gasto de electricidad es de RD\$25.8 millones.

Dada las cifras de volumen de agua tratada, en el párrafo anterior, se estima un costo unitario de energía de US\$0.07/m³. Sería necesario producir reportes adicionales de operaciones de la planta, con datos de costos unitarios por categorías. La cifra en cuestión debe contrastarse con levantamiento de informaciones directas de operación de la planta de tratamiento. Datos de flujos de entrada, tiempo de proceso y flujos de salida deben recolectarse. La existencia de otros equipos que consumen energía explica el valor de US\$0.18/KWh. Hay que añadir también la potencial penalización por bajo factor de potencia.

CORAASAN opera varias plantas de tratamiento (11) en la provincia de Santiago. De este total tres son humedales. Las plantas en operación son las siguientes:

Cuadro 1.

CORAASAN. Volumen de Aguas Residuales (m³/mes)

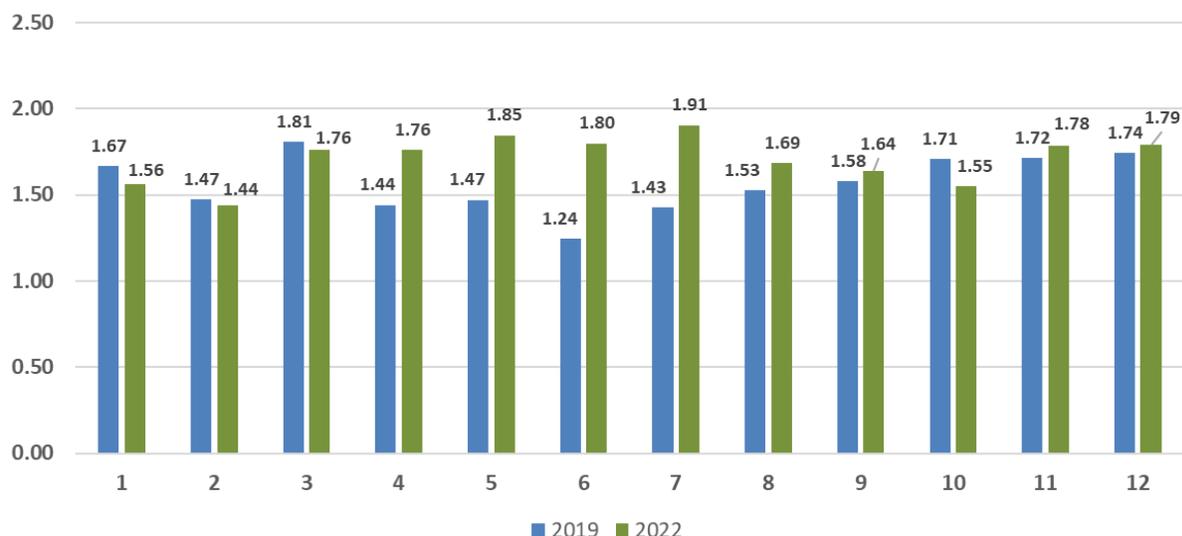
1	2	3	4	5	6	7	8
Planta	2019	%	Planta	2022	%	(2022)-(2019)	%
Rafey	14,335,965	76.21	Rafey	13,826,395	67.34	(509,570)	-8.87
Lotería	1,576,932	8.38	Lotería	2,194,893	10.69	617,962	2.31
El Embrujo	635,155	3.38	El Embrujo	1,876,306	9.14	1,241,151	5.76
Cienfuegos	879,858	4.68	Cienfuegos	1,373,682	6.69	493,824	2.01
Tamboril	718,619	3.82	Tamboril	679,395	3.31	(39,224)	-0.51
La Herradura	286,502	1.52	Thomen	314,205	1.53	27,702	0.01
Villa Gonzalez	259,200	1.38	La Herradura	202,209	0.98	(56,991)	-0.39
Thomen	119,432	0.63	Villa Gonzalez	22,982	0.11	(96,450)	-0.52
			Humedal Rincon de Oro	17,251	0.08	17,251	0.08
			Humedal Nueva Luz	12,133	0.06	12,133	0.06
			Humedal Valle Encantado	11,974	0.06	11,974	0.06
Totales	18,811,663		Total	20,531,425		1,719,762	

Fuente: CORAASAN

La mayor planta de tratamiento de aguas residuales es la planta de Rafey, en la ciudad de Santiago. La planta ocupa unos 98,300 metros cuadrados. Dicha planta procesó un volumen de 14.3 y 13.8 millones de metros cúbicos en 2019 y 2022, respectivamente. Aumentos en el procesamiento de residuales se observan en las plantas de El Embrujo, Lotería, Cienfuegos y Thomen. En adición, fueron incorporados tres humedales en el proceso de tratamiento en 2022. La Gráfica 1 compara los totales por mes procesados por las diferentes plantas.

Gráfica 1.

CORAASAN. Volumen de Aguas Residuales Tratadas
(Millones de m³)



Fuente: CORAASAN

Los humedales incorporan plantas acuáticas. Estas plantas heliófilas (macrófitas) pueden depurar el agua debido a que en sus raíces proliferan bacterias que degradan la materia orgánica, y reducen los gérmenes patógenos contaminantes de las aguas. Su utilización permite un gran ahorro de energía. Estas son apropiadas para pequeñas poblaciones.

El Cuadro 2 resume indicadores de costo energético y consumo de energía por metro cúbico de aguas residuales procesadas. Los datos se incluyen para tres de las principales plantas de CORAASAN, con informaciones para el mes de agosto 2022. El costo energético más alto en ese mes corresponde a la planta de Cienfuegos (RD\$11.84/m³ - US\$0.20/m³). Simultáneamente, esta planta registra la mayor relación KWh/m³. Las cifras en última línea, columnas 5 y 6 son promedios.

Cuadro 2.

Estimaciones costos de energía y consumo por volumen procesado

	1	2	3	4	5	6
Planta	Factura Energía RD\$	Kwh Activa	KWh React	Vol. Proc.	RD\$/m ³	KWh/m ³
Rafey	2,333,243	201,600	120,000	1,175,037	1.99	0.27
El Embrujo	359,861	28,800	26,040	152,906	2.35	0.36
Cienfuegos	1,180,064	113,700	60,300	99,682	11.84	1.75
Totales	3,873,168	344,100	206,340	1,427,625	5.39	0.79

Nota: la factura de energía es promedio mensual a agosto 2022. Volumen procesado 08 2022

Fuente: CORAASAN

MONITOR ENERGÉTICO

LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA: CLAVE PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO EN EL FUTURO & ENERGÍA Y LA RECUPERACIÓN DE AGUAS RESIDUALES | OCTUBRE 2023

Los datos sobre costo totales de procesamiento de las plantas operadas por CORAASAN se extraen del estado de ingresos y gastos de 2019 y 2022. CORAASAN presenta separados los costos de operación y mantenimiento de los procesos de agua potable y los de tratamiento de residuales. Los datos pertinentes se resumen en el Cuadro 3.

Cuadro 3.

Costos de Proceso de Aguas Residuales

	2022	2019
Operación	104,339,643	107,167,166
Mantenimiento	131,388,934	141,432,954
Subtotal	235,728,576	248,600,120
Vol. Tratado m ³	20,531,425	18,811,663
RD\$/m ³	11.48	13.22

Fuente: CORAASAN

Las partidas que se presentan en un estado de ingresos y gastos no necesariamente se clasifican de la forma requerida para estimación de costos unitarios. Los datos de los estados producen estimados de RD\$11.48/m³ (2022) y RD\$13.22/m³ (2019). El costo de energía de la planta de Cienfuegos (RD\$11.84/m³) es ligeramente superior al costo unitario reportado en 2022 (RD\$11.48/m³). La reducción de costos unitarios en 2022 se asocia con un mayor volumen procesado, y una reducción de costos desembolsables en RD\$13 millones.

Ilustración 2.

Planta de Tratamiento de Aguas Residuales. Rafey, Santiago



“BENCHMARKING”.

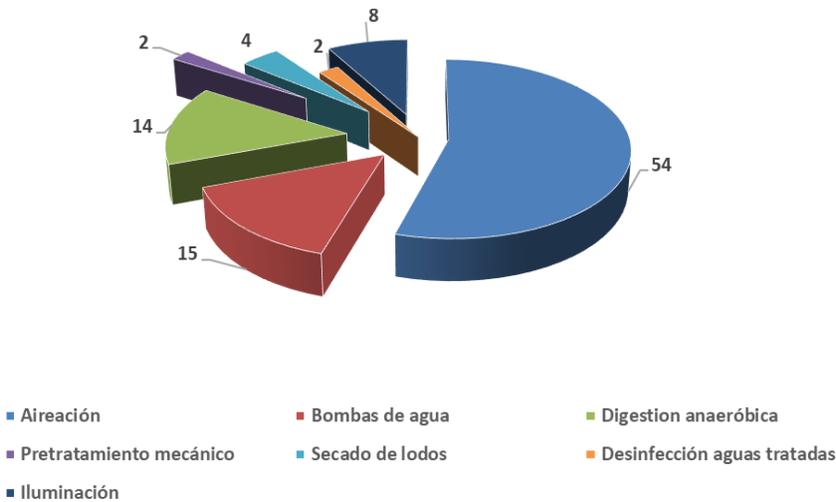
Datos publicados en la Revista Sustainability, en artículo de Capodaglio y Olson (2019) proveen estimaciones en el rango de 0.3-2.1 kWh/m³, en el tratamiento de aguas residuales. Estos datos

corresponden a plantas en la Unión Europea. Los datos de consumo de energía por metro cúbico, en Estados Unidos, están en el rango 0.41-0.87 KWh/m³. El promedio observado en dos de las plantas de CORAASAN está dentro del intervalo estimado para Estados Unidos.

Las comparaciones deben tener en cuenta otros aspectos. Entre estos se incluye el tipo de tratamiento (tecnología), bombeo hacia las plantas, topografía, entre otros. El bombeo suele estar incluido en las estimaciones en Estados Unidos. Las estimaciones preliminares para CORAASAN y CORAAVEGA requieren ampliar informaciones sobre bombeo de aguas residuales. La Gráfica 2 muestra que la aireación y el bombeo pueden alcanzar el 69% del consumo de energía eléctrica.

Gráfica 2.

Utilización de energía plantas de tratamiento aguas residuales (%)



Fuente: Capodaglio y Olson (2019)

Datos de plantas en India arrojan promedios de uso de energía entre 0.5 y 1.5 KWh/m³ (www.netsolwater.com). Las plantas operadas en Grecia muestran valores entre 0.128–2.280 KWh/m³ (Siatou & Gikas 2020). En las plantas estudiadas en Grecia, el 67% del consumo de energía se registra en las bombas de aireación. El Cuadro 4 incluye los datos antes citados y la media para cada intervalo.

Cuadro 4.

Consumo de Energía Plantas de Aguas Residuales (KWh/m³)

	Mínimo	Media	Máximo
Unión Europea	0.300	1.200	2.100
Estados Unidos	0.410	0.640	0.870
India	0.500	1.000	1.500
Grecia	0.128	1.204	2.280
Otros *	0.506	0.7335	0.961
Promedio	0.369	1.011	1.542

* Miazotis et.al. 2023

MONITOR ENERGÉTICO

LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA: CLAVE PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO EN EL FUTURO & ENERGÍA Y LA RECUPERACIÓN DE AGUAS RESIDUALES | OCTUBRE 2023

En la línea “Otros” los datos fueron obtenidos de observaciones de 203 plantas estudiadas por los autores citados. La media estimada por metro cúbico procesado es de 1.01 KWh. El valor promedio más alto es 1.54 KWh/m³.

El proceso de planificación del tratamiento de residuales requiere datos de inversión de capital (CAPEX), y de operación y mantenimiento (OPEX). Ambas cifras difieren dependiendo de la tecnología seleccionada. Filtrado, sedimentación, aireación y tratamiento terciario de las aguas registra mayores inversiones de capital, que el tratamiento en lagunas combinado con tratamiento posterior de las aguas recuperadas.

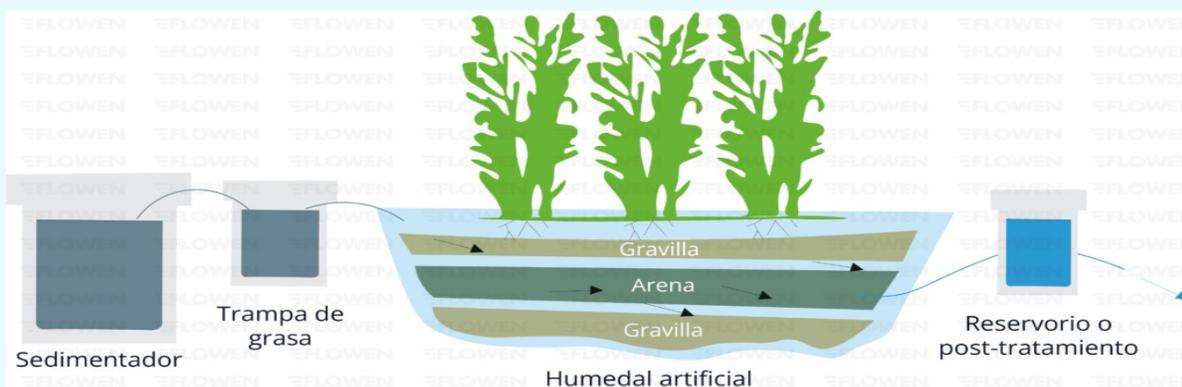
Brault, Buchauer y Gambrill (2022) reportan promedios para CAPEX equivalente a US\$125/per capita. El promedio estimado de OPEX es de US\$1.8/per capita/año. Por otra parte, Pryce, Kaplan y Memon (2022) estiman gastos de OPEX en US\$0.27/m³. KPMG (2017) estimó US\$0.37 a US\$2.92/m³. Los datos reportados por Brault, et al, incluyen plantas que utilizan humedales.

Tecnologías en Tratamiento de Aguas Residuales.

Previamente se mencionó las plantas macrófitas (plantas anfibias) que permiten depurar aguas residuales en estanques. Las plantas que crecen en los estanques, mejor conocidas como heliófilas (eneas, espadañas o juncos), tienen la propiedad de absorber el oxígeno del ambiente, y llevarlo a sus raíces. Las raíces flotan bajo la superficie del agua (Fernández, Martín y Jaramillo 2020). En las raíces existe un filtro biológico microbiano que degrada la materia orgánica del agua residual. Esta propiedad elimina el consumo de energía eléctrica en la etapa de aireación; por tanto, la inversión de capital en bombas de aireación y motores eléctricos. Las plantas son reemplazadas después de cierto tiempo. El material vegetativo puede ser utilizado para extraer nutrientes; por ejemplo, fósforo.

Ilustración 3.

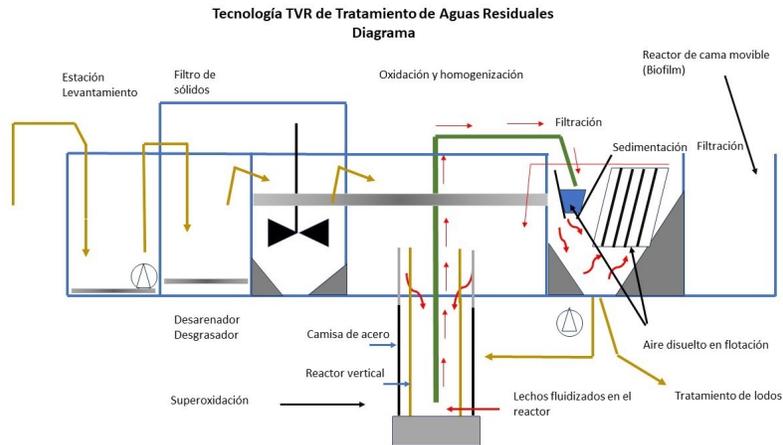
Estanque de Depuración Aguas Residuales con Heliófilas Flotantes



Fuente: <https://flowen.com.pe/humedales-artificiales/>

Ilustración 4.

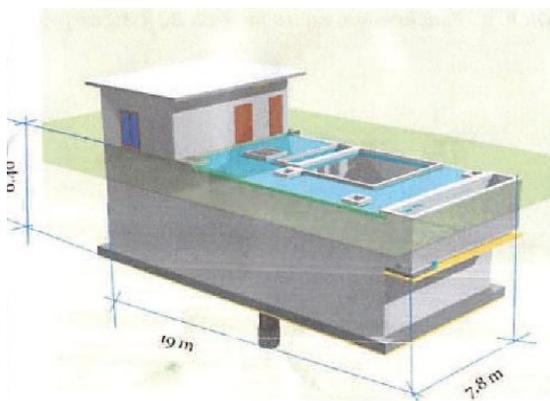
Diagrama tecnología TVR. Fangos activos para aguas residuales urbanas



Fuente: <https://www.sidar.es/pages/funcionamiento-de-una-depuradora-por-oxidacion-total>

Ilustración 5.

Mono bloque de hormigón planta con reactor vertical. Reactor y tomas de aire



Fuente: Manchia, Francesco (2022). presentación Tecnología TVR. Brochure comercial. mfcaribe@gmail.com.

La tecnología de fangos activos fue desarrollada en 1914, en Inglaterra. Esta tecnología utiliza microorganismos que habitan en aguas residuales. Las bacterias convierten lodos en CO₂, agua y otras bacterias. La tecnología constituye un proceso biológico secuencial para tratar las aguas residuales. Tratamiento posterior para mejorar la calidad del agua puede ser requerido.

Los promotores de esta tecnología muestran que la misma utiliza un 75% del área de plantas tradicionales, para procesar el mismo volumen. En adición, el tiempo de tratamiento puede reducirse de 15.5 horas a 6.5 horas. Simultáneamente, el consumo de energía eléctrica es un 20% menor. Este tipo de planta puede complementar facilidades existentes donde la expansión urbana limita la disponibilidad de terrenos.

MONITOR ENERGÉTICO

LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA: CLAVE PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO EN EL FUTURO & ENERGÍA Y LA RECUPERACIÓN DE AGUAS RESIDUALES | OCTUBRE 2023

Secado de lodos y uso de aguas residuales.

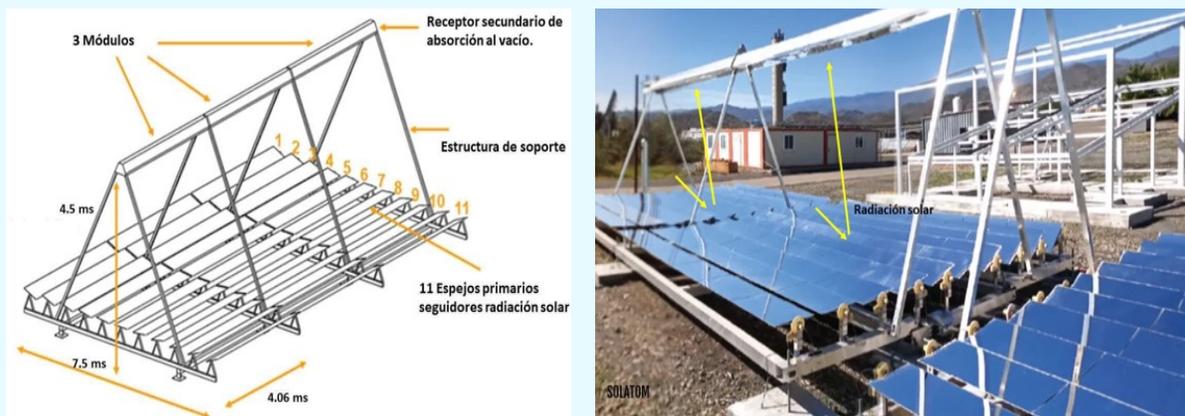
La posibilidad de aprovechamiento de las aguas recuperadas del proceso de tratamiento está directamente relacionada con la calidad final de la misma. Usos industriales, como la producción de vapor es una alternativa a explorar. Si el vapor se produce en lugar de la planta de tratamiento, este podría aplicarse en el secado de los lodos, o en la generación eléctrica.

Los reflectores lineales tipo Fresnel puede concentrar radiación solar y producir calor solar hasta unos 220°C. Esta tecnología produce agua destilada y/o calor para el secado de los lodos (vapor o aire caliente). El secado de los lodos es necesario para aplicarlos como fertilizante. La temperatura para tales fines puede mantenerse alrededor de los 120°C. La eficiencia en el secado mejora con la reducción del tamaño de las partículas sólidas. El secado de los lodos (reducción del contenido de humedad) aumenta en contenido de carbono orgánico; por tanto, el contenido calórico de estos.

La Ilustración 3 presenta esquema y módulos de reflectores lineales tipo Fresnel. Estos reflectores se fabrican en varios países como Alemania, España, Italia, Turquía, China, e India.

Ilustración 6.

Receptor solar lineal Fresnel



Fuentes: NOVATEC-MIRROX & SOLATOM.

Los módulos de la Solatom de España cubren un área de 36 m², producen unos 20 MWh (térmicos) por año, y de acuerdo a evaluaciones de la firma, la recuperación de la inversión de capital es de tres a siete años. Una de las ventajas que ofrece esta tecnología es que el calor se puede almacenar a costos inferiores a la energía eléctrica. Esta forma de aprovechamiento de la energía solar permite reducir el consumo de combustibles fósiles.

El secado de los lodos coadyuva a la producción biomasa, en la forma de briquetas, para quemar en calderas. Otra aplicación de los colectores de radiación solar es la producción de vapor. El vapor puede condensarse a temperatura ambiente. De esta forma se obtiene agua destilada. El poder calorífico de los lodos (10% de humedad) se estima entre 2000-3000 kcal/kg. La media en BTU por libra es 5,407BTU/lib. (3.48KWh/Kg).

Países como Israel y Singapore reutilizan un elevado porcentaje de las aguas residuales. Israel sufre el 25% de la demanda con aguas recuperadas. El porcentaje de reutilización en Singapore es del 40%

(UNEP 2023). La recuperación de costos en la depuración de aguas residuales incluye otras opciones. Dentro de estas opciones está la recuperación de nutrientes, tales como el fósforo y el nitrógeno. Ambos nutrientes son componentes importantes en las formulas de los fertilizantes.

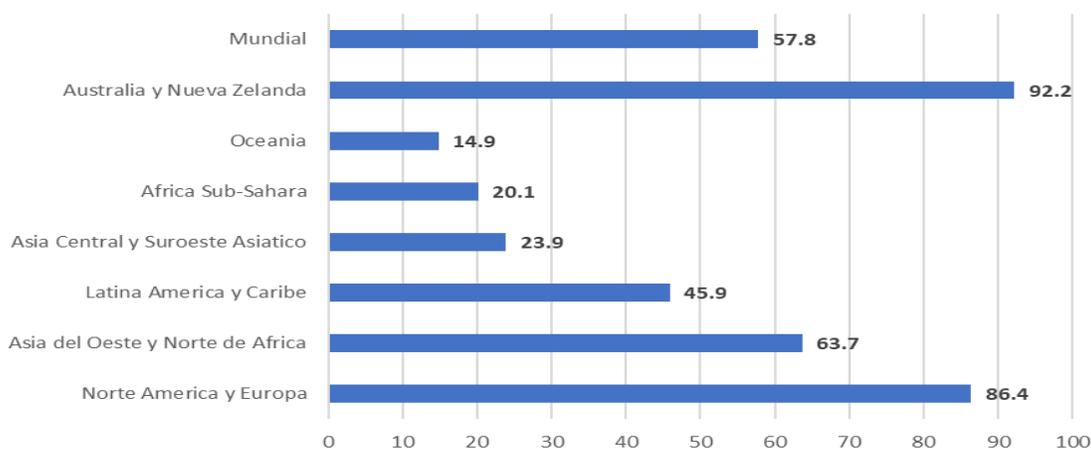
Hasta un 15% del nitrógeno en las residuales puede ser recuperado. El fósforo puede ser recuperado entre 45%-90% (Diamanti 2022). La recuperación de estos nutrientes debe ser realizados por terceros. La inversión de capital requerida estaría fuera de la hoja de balance de la operadora de la PTAR. La planta (PTAR) puede vender los lodos secos como materia prima para fertilizantes. Se estima que un 22% de la demanda global de fósforo se puede suplir del reciclado de aguas residuales (Qadir, Jimenes, et, al. 2020).

Brecha de tratamiento de residuales y consumo de energía.

El tratamiento de las aguas residuales en República Dominicana está por debajo del porcentaje de países con ingresos medios. De acuerdo a un informe de Naciones Unidas (UNEP 2023) este grupo procesa un 38% de las aguas servidas. Los países de ingresos bajos sólo procesan un 8%.

Gráfica 3.

Aguas residuales tratadas en forma segura por región 2022 (%)



Fuente: Statista 2023

MONITOR ENERGÉTICO

LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA: CLAVE PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO EN EL FUTURO & ENERGÍA Y LA RECUPERACIÓN DE AGUAS RESIDUALES | OCTUBRE 2023

En la ciudad de Santiago, CORAASAN procesó el 12.5% de las aguas servidas de enero a septiembre 2023. El total de agua potable servida, en el mencionado periodo, alcanzó 115.9 millones de m³. Las diferentes plantas de tratamiento de residuales procesaron 14.5 millones de m³. Estas cifras están incluidas en el portal de CORAASAN (Estadísticas Institucionales).

Cuadro 5.

Agua potable servida y residuales procesadas.

En. - Sep. 2023. Millones de metros cúbicos.			
Planta	Residuales	Planta	Potable
Rafey	9.88	Noriega I	85.16
Cienfuegos	1.03	Noriega II	0
Tamboril	0.48	Planta 25 MGD	16.8
Embrujo	1.64	Planta 10 MGD	7.51
Lotería	1.18	Villa González I	1.01
Thomen	0.25	Villa González II	3.59
La Herradura.	0.04	La Barranquita	1.86
Villa González	0.03		
Rincon de Oro	0.01		
Nueva Luz	0.01		
Valle Encantado	0.01		
Totales	14.55		115.93

Fuente: CORAASAN.

El Cuadro 6 resume la producción de agua potable para 2022 y 2023 (anualizado con datos a septiembre) y tratamiento de residuales para ambas instituciones. El objetivo es estimar la brecha potencial de procesamiento de residuales. De la producción de agua potable total se considera que el 80% del volumen se convierte en residuales a ser procesadas.

El potencial de residuales se incluye en la última columna, al igual que las brechas estimadas. Los porcentajes estimados resultan del cociente del procesamiento medio actual de residuales entre el ochenta por ciento del volumen promedio de agua potable producido. El déficit estimado es de 104 millones de metros cúbicos.

Es preciso indicar que CORAAVEGA logra tratar un elevado porcentaje de las aguas producidas (47.5%). De las aguas capturadas en el sistema de alcantarillado, CORAAVEGA procesa el 77%. CORAAVEGA opera acueductos en la ciudades de La Vega (76.5%), Constanza (8.1%), Jarabacoa (6.5%), Jima (3%), otros (6%). Estos porcentajes se calculan en función de la producción de agua potable de 2022 (31.4 millones de metros cúbicos).

Cuadro 6.

Brecha de tratamiento Aguas Residuales

	2022	2023	Promedio	Potencial Residuales
Agua Potable				
CORAASAN m ³	119,159,000	154,573,333	136,866,167	109,492,933
CORAAVEGA m ³	31,489,862	27,222,918	29,356,390	23,485,112
			Subtotal	132,978,045
Tratamiento Resid.				Brecha
CORAASAN m ³	20,532,352	14,548,969	17,540,661	(91,952,272)
CORAAVEGA m ³	11,300,000	11,008,244	11,154,122	(12,330,990)
			Subtotal	(104,283,262)
CORAASAN	21.5%	11.8%	16.0%	-84%
CORAAVEGA	44.9%	50.5%	47.5%	-53%

Fuente: CORAASAN, CORAAVEGA. Estadísticas Institucionales

Para ilustrar sobre las implicaciones de índole económica de reducción de esta brecha, se asume que CORAASAN pudiese registrar un porcentaje equivalente al de CORAAVEGA, en cinco años. Esto requiere procesar unos 6.78 millones de m³ por año. El consumo de energía eléctrica es de 5.15 millones de KWh por año (0.76KWh/m³). Al precio actual de US\$0.18/KWh, el costo anual adicional aumentaría en US\$928 mil.

El volumen de energía requerida para los cinco años de proyección necesitaría una instalación fotovoltaica de unos 17 MWp (1,500 horas de radiación solar anual). La inversión de capital se estima en US\$15 millones. Tal inversión pudiese disminuir los costos anuales de energía en un 50%. El precio del KWh se reduce de US\$0.18 a US\$0.09.

En adición a los requerimientos futuros de energía, hay que también considerar la inversión para procesamiento de mayores volúmenes de residuales. De manera ilustrativa, la población de San Ignacio de Sabaneta es de 34,417 habitantes (ONE 2020). El capital requerido de la planta de tratamiento puede alcanzar US\$4.3 millones (RD\$240 millones). Los gastos anuales de operación y mantenimiento US\$62 mil por año (RD\$3.46 millones). La inversión de capital podría reducirse con la construcción de lagunas con heliófilas.

MONITOR ENERGÉTICO

LA PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA: CLAVE PARA GARANTIZAR EL SUMINISTRO EN EL FUTURO & ENERGÍA Y LA RECUPERACIÓN DE AGUAS RESIDUALES | OCTUBRE 2023

Referencias:

Brault, Jean-Martin; Buchauer, Konrad; Gambrill, Martin. (2022). Wastewater Treatment and Reuse: A Guide to Help Small Towns Select Appropriate Options. World Bank. <http://hdl.handle.net/10986/37317> License: CC BY 3.0 IGO.

Capodaglio, Andrea & Olsson, Gustaf. (2019). Energy Issues in Sustainable Urban Wastewater Management: Use, Demand Reduction and Recovery in the Urban Water Cycle. Sustainability 2020, 12, 266 3 of 17. <file:///C:/Users/HP/Documents/Downloads/sustainability-12-00266-v2.pdf>.

Diamant, Maria (2022). Infraestructure Solution: No waste water to waste. www.eib.org/en/essays/wastewater-resource-recovery.

David Pryce, David; Kapelan, Zoran; Memon, Fayyaz A.(2022). Economic evaluation of a small wastewater treatment plant under different design and operation scenarios by life cycle costing. Development Engineering. Volume 7, 2022, 100103 . ELSEVIER.

Fernandez-Fernandez, M.I.; Martin de la Vega; Jaramillo, M. (2020). Hybrid Construted Wetland to Improve Organic Matter and Nutrient Removal. Water. 12(7). 2023. <https://www.mdpi.com/2073-4441/12/7/2023> .

Gómez, Claudia; Marquez, Richard; Rios-Bolivar, Miguel. (2014). Promediación de un proceso de tratamiento de aguas residuales con lodos activados basado en el modelo ASM3. XVI Congreso Latinoamericano de Control Automático. Cancún, Mexico. Volume: 1, pp. 828-833.

KPMG (2017). Wastewater removal. <https://kpmg.com/be/en/home/insights/2017/09/wastewater-removal.html>.

Miazotis, Alexandros; Salas-Garrido, Ramón; Mocholi-Arce, Manuel & Molinos. Maria. (2023).

A comprhensive assesment on energy efficiency of waste water treatment plants: An efficiency analisys tree approach. Science of the Total Environment. 885 (2023). 163539. www.elsevier.com/locate/scitotenv.

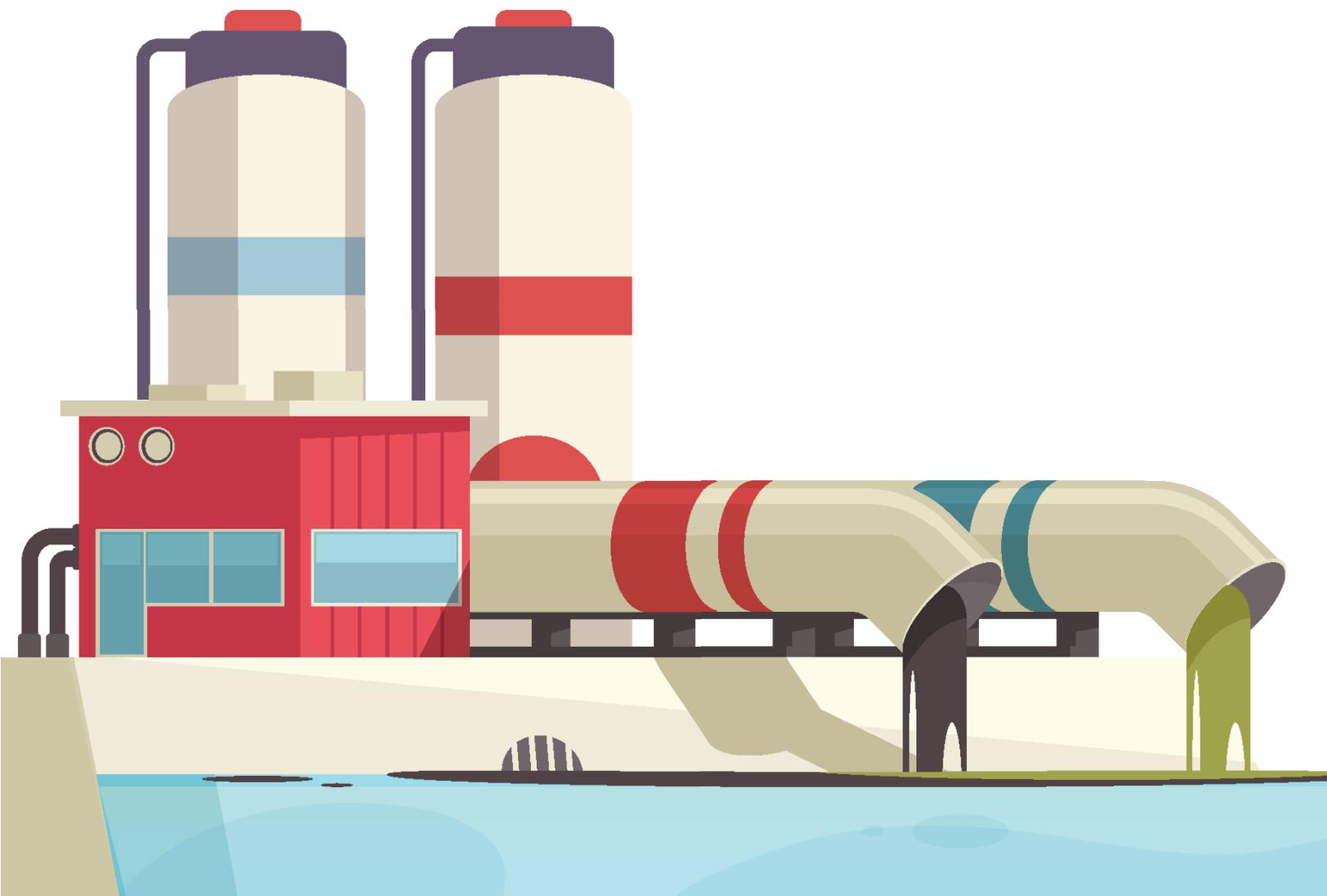
Quadir M, Drechsel P; Jimenez Cisneros, B, et, al. (2020). Global and regional potential of wastewater as water, nutrient and energy source. Natural Resources Forum. 44: 40-51. <https://doi.org/10-1111/1477-8947.12187>.

Sekandari, Ahmad. (2019). Cost Comparison Analysis of Wastewater Treatment Plants.IJSTE - International Journal of Science Technology & Engineering | Volume 6 | Issue 1 | July 2019. ISSN (online): 2349-784X.

Siauto, Alexandra & Gikas, Petro. (2020). Energy Consumptionand Internal Distribution in Activated Sludge Wastewater Treatment Plant in Greece.Water. 12(4). 1204. <https://www.mdpi.com/2073-4441/12/4/1204>.

United Nations Environment Programme. (2023). Turning Problem Wastewater to Solution. ISBN: 978-92-807-4061-5. Job number: DEP/2559/NA. DOI: <https://doi.org/10.59117/20.500.11822/43142>.

Walker, Nathan L. A. Williams Prysor & Styles, David. (2021). Pitfalls in international benchmarking of energy intensity across wastewater treatment utilities. Journal of Environmental Management Volume 300, 15 December 2021, 113613.





VAES

Viceministerio de Análisis
Económico y Social

**El informe Monitor Energético
La Planificación Eléctrica: clave para garantizar
el suministro en el futuro & Energía y la
Recuperación de Aguas Residuales.
Octubre 2023**

Elaborado por Viceministerio de Análisis Económico
y Social (VAES), del Ministerio
de Economía Planificación y Desarrollo

#somoeconomía #somosplanificación #somosdesarrollo



MINECONOMIARD | <https://mepyd.gob.do/>