ATMIRE

Title	Modelo de autogeneración energética con grupos electrógenos a gas natural en estaciones de servicio GNV: Viabilidad técnica, económica y operativa en Lima Metropolitana
Item Type	http://purl.org/coar/resource_type/c_bdcc
Authors	Suarez Cruz, Arnold Alberto;Calderon Mavila, Abraham Hugo;Gonzalez Hurtado, Francisco Jose;Padron De Almeida, Juan Manuel
Publisher	Universidad Peruana de Ciencias Aplicadas (UPC)
Rights	http://purl.org/coar/access_right/c_abf2
Download date	2026-11-28 08:19:58
Item License	https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/
Link to Item	https://hdl.handle.net/10757/689597

UNIVERSIDAD PERUANA DE CIENCIAS APLICADAS

ESCUELA DE POSTGRADO

PROGRAMA DE MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS DE SALUD

Modelo de autogeneración energética con grupos electrógenos a gas natural en estaciones de servicio GNV: Viabilidad técnica, económica y operativa en Lima Metropolitana

TRABAJO DE INVESTIGACIÓN

Presentado como parte de los requisitos para optar el grado académico de Maestro en Administración de Empresas de Salud

AUTOR(ES)

Suarez Cruz, Arnold Alberto	0009-0003-4391-7775
Calderon Mavila, Abraham Hugo	0000-0003-3191-8298
Gonzalez Hurtado, Francisco Jose	0009-0007-7688-0939
Padron De Almeida, Juan Manuel	0000-0002-2310-5492

ASESOR(ES)

Bonelli Alzamora, Roberto Carlo	0000-0001-8526-3309

Lima, 19 de marzo de 2026

Dedicatoria

A nuestros profesores y mentores, por su guía constante, su exigencia y su ejemplo. A la universidad, por brindarnos el espacio para crecer intelectual y humanamente. Y a mis compañeros de equipo, por compartir conmigo este camino de aprendizaje, demostrando que el trabajo en conjunto y la confianza mutua son la base de cualquier logro duradero.

Agradecimientos

Un agradecimiento a la UPC y los docentes por haber impartido todos sus conocimientos y adaptarse a la nueva forma de enseñanza. A nuestros compañeros por haber compartidos, a pesar de la distancia, momentos inolvidables; y a nuestro asesor Roberto Bonelli por compartir sus experiencias, asesoría y predisposición.

Finalmente, agradecer a Dios por darnos salud y fuerza para culminar este trabajo y en especial a nuestras familias por todo el amor, soporte y apoyo que nos han brindado a lo largo de nuestros estudios.

Resumen

El presente trabajo de investigación titulado Modelo de autogeneración energética con grupos electrógenos a gas natural en estaciones de servicio GNV: Viabilidad técnica, económica y operativa en Lima Metropolitana, tiene como objetivo: evaluar la factibilidad considerando de manera integrada los aspectos técnicos, económicos y operativos.

Este modelo, apoyado por la amplia disponibilidad de gas de Camisea, promete mejorar la resiliencia de las operaciones y reducir costos energéticos para las empresas locales. Se realizó un análisis profundo del alcance y limitaciones, un análisis de mercado, caracterización de consumo energético en estaciones GNV, comparación de costos, requisitos técnicos y espaciales, implicancias políticas públicas, así como un análisis económico financiero.

Finalmente se concluye que la implementación del modelo es técnica y económicamente viable, aportando beneficios significativos como el de disminuir el gasto en electricidad de las estaciones, mejorando sus márgenes financieros, la evaluación financiera realizada arrojó indicadores positivos (como un periodo de recuperación de la inversión competitivo y un VAN positivo), lo que valida la rentabilidad del modelo propuesto.

Un hallazgo importante del análisis de mercado es el amplio potencial de replicabilidad de este modelo en Lima Metropolitana. En cuanto a la sostenibilidad ambiental, el estudio reconoce que el gas natural es un combustible fósil, pero con impactos ambientales menores en comparación con otros hidrocarburos.

Palabras clave: autogeneración; electrógenos; viabilidad; financiero

Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) relacionado:

Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS)	Marque
ODS 1: Fin de la pobreza||GDS 1: No poberty	
ODS 2: Hambre cero||GDS 2: Zero hunger	
ODS 3: Salud y bienestar||GDS 3: Good health and well-being	
ODS 4: Educación de calidad||GDS 4: Quality education	
ODS 5: Igualdad de género||GDS 5: Gender equality	
ODS 6: Agua limpia y saneamiento||GDS 6: Clean water and sanitation	
ODS 7: Energía asequible y no contaminante||GDS 7: Affordable and clean energy	x
ODS 8: Trabajo decente y crecimiento económico||GDS 8: Decent work and economic growth	
ODS 9: Industria, innovación e infraestructuras||GDS 9: Industry innovation and infraestructura	
ODS 10: Reducción de las desigualdades||GDS 10: Reduced inequalities	
ODS 11: Ciudades y comunidades sostenibles||GDS 11: Sustainable cities and communities	x
ODS 12: Producción y consumo responsables||GDS 12: Responsable comsuption and production	x
ODS 13: Acción por el clima||GDS 13: Climate action	
ODS 14: Vida submarina||GDS 14: Life bellow water	
ODS 15: Vida de ecosistemas terrestres||GDS 15: Life and land	
ODS 16: Paz, justicia e instituciones sólidas||GDS 16: Peace, justice and strong institutions	
ODS 17: Alianzas para lograr los objetivos||GDS 17: Parnerships for the goals	

Energy self-generation model with natural gas generator sets at CNG service stations: Technical, economic and operational feasibility in Metropolitan Lima

Abstract

This research project, entitled "Energy Self-Generation Model with Natural Gas Generator Sets at CNG Service Stations: Technical, Economic, and Operational Viability in Metropolitan Lima," aims to evaluate the feasibility of an integrated approach considering technical, economic, and operational aspects.

This model, supported by the ample availability of Camisea gas, promises to improve operational resilience and reduce energy costs for local businesses. A thorough analysis of the scope and limitations, a market analysis, characterization of energy consumption at CNG stations, cost comparison, technical and spatial requirements, public policy implications, and a financial analysis were conducted. The study concludes that the implementation of the model is technically and economically viable, providing significant benefits such as reduced electricity costs for the stations, improved profit margins, and positive indicators (such as a competitive investment recovery period and a positive NPV), thus validating the profitability of the proposed model.

A key finding of the market analysis is the broad potential for replicating this model in Metropolitan Lima. Regarding environmental sustainability, the study acknowledges that natural gas is a fossil fuel, but with lower environmental impacts compared to other hydrocarbons.

Keywords: self-generation; generators; feasibility; financial

e201110124_Suarez Cruz, Arnold Alberto_Modelo de autogeneración energética con grupos electrógenos a gas natural en estaciones de servicio GNV: Viabilidad técnica, económica y operativa en Lima Metrop

INFORME DE ORIGINALIDAD

3%	3%	2%	1%
INDICE DE SIMILITUD	FUENTES DE INTERNET	PUBLICACIONES	TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorioacademico.upc.edu.pe Fuente de Internet	1%
2	upc.aws.openrepository.com Fuente de Internet	<1%
3	vdocuments.mx Fuente de Internet	<1%
4	docplayer.es Fuente de Internet	<1%
5	Montenegro Ramos, Milagrito Rosa|Gutierrez Romero, Norma Marilú|Guzmán Choque, Luis Humberto|Vilcara Silva, Gherald David. "Business Consulting para la empresa Carrier Enterprise Network Solutions (CENS).", Pontificia Universidad Catolica del Peru (Peru) Publicación	<1%
6	repositorio.utec.edu.pe Fuente de Internet	<1%

Tabla de contenido

Capítulo I: Introducción y Planteamiento del Problema 1
1.1. Contexto y Relevancia del Estudio 1
1.2 Planteamiento del Problema 3
1.3 Pregunta de Investigación Principal 6
1.4 Objetivos de la Investigación 6
1.5 Justificación del Estudio 6
1.6 Alcance y Limitaciones 9
1.7 Marco Teórico y Referencias Clave 10
1.8 Metodología Propuesta 13
Capítulo 2: Análisis del Mercado 17
2.1 Análisis de Mercado 17
2.1.1 Situación político-legal 17
2.1.2 Situación económica 18
2.1.3 Situación Social 20
2.1.4 Situación tecnológica 22
2.1.5 Situación ambiental 25
2.1.6 Tendencias Mundiales 27
2.2 Análisis del Microentorno (Modelo de las 5 fuerzas de Porter) 29
2.2.1 El poder de negociación de los proveedores 29
2.2.2 La Rivalidad Entre los Competidores 31
2.2.3 El Poder de Negociación de los Clientes 33
2.2.4 Amenaza de los Productos Sustitutos 35
2.2.5 Amenaza de los Nuevos Entrantes 37
2.2.6 Intermediarios 40
2.3 Análisis FODA 42
2.3.1 FODA cruzado 44
2.4 Segmentación y análisis de mercado 45
Capítulo 3: Viabilidad de la Autogeneración Energética con Grupos Electrógenos a Gas Natural en Estaciones GNV 49
3.1 Caracterización del Consumo Energético en Estaciones GNV 49
3.2 Comparación de Costos Energéticos Actuales vs. Autogeneración 50
3.3 Requisitos Técnicos y Espaciales para la Implementación 53
3.4 Evaluación de Viabilidad Operativa y Replicabilidad del Modelo 56
3.5. Implicancias para Políticas Públicas y Escalabilidad del Modelo 60
Capítulo 4: Evaluación Económico-Financiera 62

4.1 Supuestos Financieros 62
4.2 Presupuesto de Inversión Inicial 64
4.3 Presupuesto de Costos Operativos 65
4.4 Estimación de Ingresos o Ahorros 66
4.6 Flujo de Caja Descontado 68
4.7 Análisis de Rentabilidad: VAN, TIR, ROI 70
4.8 Análisis de Punto de Equilibrio 71
4.9 Análisis de Sensibilidad y Escenarios (optimista, base, pesimista) 72
Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones 74
5.1 Conclusiones Generales de la Investigación 74
5.2 Recomendaciones para Actores del Sector 76

Lista de Tablas

Tabla 1: Análisis FODA 43
Tabla 2: Análisis FODA cruzado 44
Tabla 3: Costo de mantenimiento 65
Tabla 4: Comparación de costos energéticos 66
Tabla 5: Flujo de ingresos y gastos (en miles de soles) 68
Tabla 6: Flujo de Caja 69
Tabla 7: Escenarios con indicadores financieros 73

Capítulo I: Introducción y Planteamiento del Problema

1.1.Contexto y Relevancia del Estudio

El Perú enfrenta desafíos energéticos significativos. El crecimiento poblacional y económico ha impulsado una mayor demanda eléctrica, al punto que el margen de sobreoferta histórica empieza a reducirse.

Durante años el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) gozó de excedentes que mantenían precios estables y bajo riesgo de cortes (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [OSINERGMIN], 2024f, p. 1), gracias a abundante generación hidroeléctrica y a gas natural de Camisea (AFRY, 2023, p. 1). Sin embargo, este equilibrio se está erosionando: el COES proyecta un aumento de la demanda de hasta 3.9% anual hacia 2026 (Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional [COES], 2025a, p. 4), lo que podría tensionar el sistema. De hecho, ya en 2023 eventos climáticos como el ciclón Yaku, El Niño costero mermaron la generación hidro y elevó la participación de generación con diésel, elevando el costo marginal hasta 179 US$/MWh (nivel récord en 15 años) (Guedes & Loc, 2024, p. 1). Este panorama expone al país a vulnerabilidad ante interrupciones del suministro eléctrico y fluctuaciones al alza en las tarifas (Guedes & Loc, 2025, pp. 3–4).

En Lima Metropolitana, las estaciones de servicio de gas natural vehicular (GNV) dependen íntegramente del SEIN para su funcionamiento (OSINERGMIN, 2024c, p. 17). Actualmente operan más de 290 puntos de venta de GNV en Lima, lo que equivale a cerca del 86% de las estaciones GNV del país (Redacción Desde Adentro, 2024, Líneas 94–96.). Si bien la distribución de gas por ductos garantiza el abastecimiento continuo de combustible para los vehículos, estas estaciones son susceptibles a interrupciones operativas ante fallas eléctricas o variaciones de voltaje en la red pública (Sub Comité de Generadores del COES, 2023, pp. 13–14). Un corte de energía detiene inmediatamente los

compresores de gas, provocando caída de presión y la imposibilidad de despacho hasta restablecer el servicio. Incluso las caídas de voltaje o picos pueden afectar la estabilidad de los equipos. Adicionalmente, las estaciones enfrentan costos elevados de electricidad en horas pico bajo el esquema tarifario vigente: el consumo durante el horario punta (generalmente de 6 p.m. a 11 p.m.) se factura a tarifas sustancialmente mayores, encareciendo la operación en esos periodos (Sub Comité de Generadores del COES, 2023, pp. 7, 64). En conjunto, la creciente demanda, la posibilidad de apagones y las tarifas horarias altas configuran un contexto desafiante para rentabilidad de estos negocios (Sub Comité de Generadores del COES, 2023, pp. 34–35).

El gas natural vehicular, por otro lado, se ha consolidado como una alternativa de combustible altamente económica y masiva en el país. Los usuarios de GNV han logrado hasta un 70% de ahorro en costos de combustible comparado con la gasolina (y 35% frente al GLP) (Redacción Desde Adentro, 2022c, párr. 3), gracias al menor precio del gas de Camisea (Cálidda, 2023a, Líneas 36–37). Desde 2004, la adopción del GNV ha crecido exponencialmente: a fines de 2021 había 335 estaciones de servicio GNV operativas en ocho regiones (290 de ellas en Lima y 15 en Callao) y más de 324 000 vehículos convertidos a gas natural (Redacción PERÚ21, 2022, párrs. 1–3). Este cambio ha generado ahorros acumulados superiores a US$ 11 500 millones para los usuarios al sustituir gasolina por gas natural en sus vehículos, evidenciando el enorme beneficio económico nacional (Redacción Desde Adentro, 2022a, párr. 6). Cálidda – la empresa concesionaria de distribución de gas natural en Lima y Callao – busca extender estos beneficios al ámbito eléctrico promoviendo la autogeneración energética con gas natural en clientes industriales y comerciales. La autogeneración consiste en que el usuario produzca su propia electricidad in situ mediante grupos electrógenos a gas natural, complementando o respaldando la energía de red. Este modelo, apoyado por la amplia disponibilidad de gas

de Camisea, promete mejorar la resiliencia de las operaciones y reducir costos energéticos para las empresas locales (Mucho Mamani et al., 2022, pp. 19–21).

1.2 Planteamiento del Problema

A pesar de los beneficios comprobados del GNV en la reducción de costos de combustible y emisiones vehiculares, las estaciones de servicio continúan consumiendo energía eléctrica exclusivamente de la red pública. Esta dependencia conlleva varios problemas:

Interrupciones de suministro: Ante un apagón o fluctuación grave en la red, la estación queda totalmente inoperativa. La pérdida repentina de energía detiene los compresores de GNV, impidiendo el despacho de combustible hasta que retorne la electricidad (OSINERGMIN, 2024c, p. 17). Incluso cortes breves o sobretensiones pueden dañar equipos sensibles, afectando la continuidad del servicio y la seguridad (Goa Natural Gas Pvt. Ltd., 2023, pp. 154, 219, 223).

Tarifas elevadas en horario pico: La estructura tarifaria eléctrica impone cargos más altos durante las horas de mayor demanda, actualmente, el uso de electricidad de red en punta puede incrementar la tarifa hasta un 8% adicional aproximadamente, erosionando los márgenes (OSINERGMIN, 2024b, pp. 2–5). No existe un mecanismo implementado para mitigar este sobrecosto, por lo que la estación paga un precio pleno por la energía más cara en las horas de la tarde-noche (OSINERGMIN, 2021, p. 3).

Incremento continuo de tarifas eléctricas: Tanto las tarifas reguladas como las negociadas en el mercado libre han mostrado una tendencia al alza en la última década. Por ejemplo, entre 2016 y 2024 la tarifa promedio para usuarios regulados en Lima Metropolitana aumentó en 37% (de S/0.49 a S/0.67 por kWh) (OSINERGMIN, 2016, p. 2, 2024g, p. 2), superando incluso la inflación general del periodo (OSINERGMIN, 2024g, p. 2). En zonas del interior del país el alza fue mayor, alcanzando 53% en sistemas aislados.

Para consumidores libres (como las empresas dueñas de estaciones de servicio GNV), la volatilidad del mercado eléctrico puede trasladarse rápidamente a sus costos operativos. Este aumento sostenido y volatilidad tarifaria reducen la competitividad del GNV, ya que encarecen la energía necesaria para dispensar el combustible (OSINERGMIN, 2021, pp. 1–2).

El contexto energético peruano evidencia una creciente vulnerabilidad ante el alza de la demanda eléctrica, la disminución de la holgura histórica del SEIN (COES, 2025b, p. 5) y la exposición a fenómenos climáticos que reducen la generación hidroeléctrica y encarecen la producción térmica (Guedes & Loc, 2024, p. 1). Estos factores generan riesgos de mayores costos y menor confiabilidad del suministro eléctrico en Lima Metropolitana (Guedes & Loc, 2024, p. 2). En este escenario, el "Modelo de autogeneración energética con grupos electrógenos a gas natural en estaciones de servicio GNV" se presenta como una alternativa viable para mitigar dichas problemáticas, al aprovechar la disponibilidad de gas natural, reducir costos frente a las tarifas de red y fortalecer la seguridad energética operativa de las estaciones de servicio. De esta manera, el proyecto no solo responde a la necesidad de garantizar continuidad y eficiencia en el suministro eléctrico, sino que también contribuye a la resiliencia energética del país (Cálidda, 2024, párr. 1).

Tomando como referencia lo anterior, surge la inquietud sobre la viabilidad de implementar sistemas de autogeneración eléctrica a gas natural en las estaciones GNV como solución a estos problemas. Aunque en otras industrias peruanas ya se utilizan grupos electrógenos a gas natural para autoconsumo (por ejemplo, en minería, manufactura y hasta centros comerciales), no se ha evaluado esta alternativa en una estación de combustible. En concreto, el problema se centra en varias preguntas a resolver:

Dimensionamiento y tipo de grupo electrógeno apropiado: ¿Qué capacidad debería tener el generador a gas para cubrir la carga de una estación típica? ¿Debería operar en modo continuo, solo en horas punta (peak shaving) o como respaldo de emergencia? La selección del tipo de equipo (motor reciprocante vs. microturbina, por ejemplo) dependerá del perfil de carga y requerimientos de calidad de energía. Determinar el tamaño óptimo es crítico para balancear inversión y beneficios.

Viabilidad económica: se requiere estimar el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de payback del proyecto, finalmente hallar el Retorno de Inversión (ROI). Esto dependerá de los ahorros en la factura eléctrica (al autoabastecerse parcial o totalmente) frente a los costos de capital, combustible y mantenimiento del generador. Dado el diferencial de precios entre gas natural y electricidad, la hipótesis es que puede haber ahorros significativos, pero es necesario cuantificarlos y ver en cuántos años se recuperaría la inversión inicial.

Barreras normativas y operativas: En Perú, las empresas pueden autogenerar electricidad cumpliendo el Código Nacional de Electricidad y registrándose ante Osinergmin como auto generadores (Decreto Ley N.° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, 1992, Article 7). Si la capacidad excede 200 kW, se requiere una autorización especial de Osinergmin además del registro (Estado Peruano, 2024, párr. 1).

La problemática gira en torno a la necesidad de garantizar un suministro eléctrico confiable y competitivo en las estaciones de servicio de GNV en Lima Metropolitana, frente a riesgos de interrupciones y tarifas elevadas en horas punta. La propuesta de instalar grupos electrógenos a gas natural abre una oportunidad de resiliencia y ahorro, pero plantea incertidumbres sobre el dimensionamiento óptimo de los equipos, la rentabilidad económica del proyecto, la integración segura con la infraestructura eléctrica

y de gas existente, y el cumplimiento del marco regulatorio vigente. Esto da pie a la formulación de la pregunta de investigación principal.

1.3 Pregunta de Investigación Principal

¿Es viable técnica, económica y operativamente implementar un modelo de autogeneración energética utilizando grupos electrógenos a gas natural en las estaciones de servicio GNV de Lima Metropolitana?

1.4 Objetivos de la Investigación

Objetivo General:

Evaluar la factibilidad de implementar un sistema de autogeneración eléctrica con grupos electrógenos a gas natural en una estación de servicio GNV de Lima Metropolitana, considerando de manera integrada los aspectos técnicos, económicos y operativos.

Objetivos Específicos:

- Determinar los requisitos técnicos para la implementación de un grupo electrógeno a gas natural en la estación.

- Realizar un análisis financiero del proyecto de autogeneración proponiendo, que incluya el cálculo de indicadores de rentabilidad como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y Retorno de la Inversión (ROI) y el Periodo de Recuperación de la inversión (Payback).

- Determinar el requerimiento operativo para la implementación de un grupo electrógeno a gas natural en una estación.

1.5 Justificación del Estudio

Operativa: Desde el punto de vista operativo, la justificación principal es asegurar la continuidad del servicio en las estaciones GNV frente a interrupciones del suministro eléctrico. Estas estaciones cumplen una función crítica en la cadena de transporte sostenible, por lo que un apagón prolongado no solo genera pérdidas económicas al propietario, sino

que impacta a los usuarios que no pueden tomar el servicio. Al contar con autogeneración a gas, la estación dispondría de una fuente alterna de electricidad que le permitiría seguir operando normalmente incluso durante cortes de la red o problemas de calidad de energía (bajas de tensión, picos). Esto protege las operaciones esenciales, especialmente la alimentación de los compresores de gas, evitando paralizaciones inesperadas (International Energy Agency, 2021, Líneas 213–214, 232–233).

Económica: La motivación económica es reducir los costos energéticos de las estaciones aprovechando el bajo precio del gas natural peruano. El proyecto Camisea ha garantizado abundancia de gas a precios competitivos, lo que ha impulsado la generación eléctrica barata a nivel macro (Subcomité de Generadores del COES, 2025, Tables 43–44). A nivel micro, ese mismo gas natural, usado como combustible en un generador eficiente, puede producir electricidad a un costo menor que el tarifado por la red pública. Por ejemplo, los grupos electrógenos a gas suelen tener costos de operación más bajos que sus equivalentes a diésel gracias al precio inferior del gas. Si se diseña adecuadamente, la autogeneración podría disminuir la factura eléctrica mensual de la estación al sustituir energía de red (más cara, especialmente en horas punta) por energía producida in situ a menor costo. Esto cobra mayor relevancia en un contexto donde las tarifas eléctricas tienden al alza, pues la autogeneración actúa también como un seguro contra la volatilidad de precios futuros (Cálidda, 2025a, párr. 1).

El gas natural tiene contratos de suministro más estables y a largo plazo, lo que permite proyectar costos energéticos con mayor certidumbre (OSINERGMIN, 2022, pp. 19, 80, 83). Este estudio se justifica económicamente por la posibilidad de mejorar la rentabilidad del negocio: si se demuestra un VAN positivo y un ROI atractivo, invertir en un generador a gas significaría ahorros sustanciales en el mediano plazo, apalancando un recurso nacional económico (el gas) para abaratar otro (la electricidad).

Ambiental: En el aspecto ambiental, el proyecto busca reducir la huella de carbono y las emisiones contaminantes asociadas a la actividad. Aunque las estaciones GNV ya contribuyen al medio ambiente al fomentar un combustible limpio en el transporte (el GNV emite hasta 25% menos CO_2 que la gasolina y prácticamente elimina emisiones de SO_2 y particulado), aún pueden optimizar su impacto sustituyendo o complementando el consumo de electricidad de la red por generación propia más limpia (Cálidda, 2025c, párr. 1). Además, al producir energía en el mismo sitio de consumo se reducen pérdidas en transmisión y se optimiza el uso del combustible. Este estudio, por tanto, tiene justificación ambiental al explorar una solución que disminuye las emisiones de CO_2 de las estaciones (al menos en comparación con alternativas de respaldo a diésel) y promueve un uso más eficiente de la energía primaria(Castillo et al., 2022, pp. 16, 42–43).

Escalabilidad: Lima concentra cerca de 295 estaciones de GNV (más del 86% del total nacional), y siguen abriéndose nuevas conforme crece el parque automotor a gas (Asociación Automotriz del Perú [AAP], 2024, párr. 1). Si el estudio demuestra que la autogeneración con gas natural es factible y ventajosa en una estación piloto, se podría elaborar una hoja de ruta escalable para implementarla progresivamente en decenas o cientos de estaciones (Cálidda, 2025b, párr. 1). El impacto acumulado sería muy significativo: imaginemos múltiples estaciones operando con respaldo de gas, reduciendo cada una sus costos y manteniéndose operativas durante fallas de red – el beneficio sectorial en términos de seguridad de suministro de combustible sería enorme. Esta perspectiva escalable justifica el estudio porque amplía su relevancia: no se quedaría en un caso aislado, sino que serviría como modelo replicable en Lima (Cálidda, 2023c, pp. 11, 83).

Académica y técnica: Actualmente, se identifica una brecha en la literatura e investigaciones nacionales respecto a la autogeneración en estaciones de GNV

(OSINERGMIN, 2024e, pp. 24–26). Si bien hay estudios generales sobre generación distribuida y casos documentados en sectores industriales, no hay análisis publicados enfocados en estaciones de combustible a gas natural en el Perú. Este trabajo contribuiría a llenar ese vacío, proporcionando datos locales, modelos financieros y consideraciones técnicas específicas de este rubro. Asimismo, podría servir de referencia para el sector académico (facultades de ingeniería mecánica, eléctrica, petroquímica) e incluso para entes gubernamentales interesados en promover soluciones energéticas innovadoras (Cálidda, 2025b, párrs. 30–36). En términos técnicos, el estudio explorará la intersección de dos ámbitos tradicionalmente separados –el eléctrico y el de hidrocarburos (grifos)– aportando lineamientos sobre cómo integrarlos de forma segura y eficaz.

1.6 Alcance y Limitaciones

Alcance del estudio: El presente trabajo se circunscribe a evaluar la implementación de autogeneración con gas natural en estaciones de servicio GNV ubicadas en Lima Metropolitana. Se tomará como referencia una estación típica (en cuanto a tamaño, equipamiento y nivel de ventas de gas) de la ciudad de Lima, de modo que los hallazgos puedan extrapolarse razonablemente a la mayoría de las estaciones urbanas conectadas al ducto de gas. La solución propuesta contemplará únicamente grupos electrógenos alimentados por gas natural de red (no se incluyen generadores a diésel, GLP u otros combustibles, ni paneles solares, ni baterías de almacenamiento en este análisis). El horizonte de evaluación económica será de 10 años, periodo en el cual se estimarán los flujos de costo-beneficio, considerando la vida útil típica de los equipos y contratos de suministro de gas. Los factores evaluados comprenderán aspectos técnicos (ingeniería del sistema, capacidad, rendimiento), económicos (inversión, costos operativos, ahorros, indicadores financieros) y operativos, regulatorios (cumplimiento de normas y trámites) que inciden en la factibilidad del proyecto.

Es importante señalar que el estudio tendrá un enfoque tecno-económico y estratégico más que un diseño de detalle. Es decir, se llegará hasta elaborar un anteproyecto o esquema piloto factible, dejando para etapas posteriores las ingenierías de detalle.

Limitaciones del estudio: Dentro de las limitaciones, se establece que no se considerarán sistemas híbridos renovables. Si bien existen alternativas como la instalación de paneles solares fotovoltaicos o bancos de baterías que podrían complementar la autogeneración a gas, ese análisis queda fuera del alcance para mantener el foco en la tecnología predominante y disponible (grupos electrógenos a gas natural). Otra limitación es la disponibilidad de datos reales: muchos cálculos financieros se basarán en estimaciones obtenidas de fuentes secundarias y parámetros de referencia (por ejemplo, consumo eléctrico promedio de una estación, costo de equipamiento obtenido de cotizaciones preliminares, precio futuro de gas y electricidad proyectado). Asimismo, en cuanto al marco regulatorio, se considerarán las normas vigentes hasta la fecha de corte de la tesis; cambios normativos posteriores no serán contemplados en el análisis. Por último, el estudio se enfocará en estaciones conectadas al gasoducto en Lima; no se aborda la situación de estaciones en provincias que usan gas natural abastecido por cisternas.

1.7 Marco Teórico y Referencias Clave

Para fundamentar la investigación, a continuación, se presentan los conceptos teóricos y antecedentes clave relacionados con el tema:

Autogeneración a gas natural: Se refiere a la producción de energía eléctrica por parte del propio usuario en sus instalaciones, utilizando motores o turbinas accionados con gas natural. A diferencia de la cogeneración, aquí el objetivo principal es generar electricidad para autoconsumo, pudiendo operar de forma continua o en ciertos horarios estratégicos. La autogeneración cobra sentido cuando el costo por kWh generado resulta

menor que el costo del kWh comprado a la red pública. En el Perú, con el gas natural de Camisea ha abierto esta posibilidad para muchas empresas: el gas es un energético más económico que otros combustibles comerciales, permitiendo ahorros significativos al desplazar electricidad de red (Cálidda, 2025b, párr. 1). Además, la autogeneración proporciona beneficios adicionales en confiabilidad (dispone de dos fuentes de energía, mejorando la continuidad del suministro) y calidad de energía (puede mitigar problemas de armónicos o picos de voltaje). Varios sectores industriales ya implementan esquemas de autogeneración a gas, por ejemplo, textiles, plásticos, alimentos y retail, motivados tanto por ahorro en costos como por tener respaldo energético (Cálidda, 2024, párrs. 30–35).

Los grupos electrógenos a gas natural se basan principalmente en motores reciprocantes de combustión interna o microturbinas (U.S. Energy Information Administration, 2024, pp. 81–85). Los motores reciprocantes suelen emplearse para cargas medianas y permiten arranques rápidos, lo que los hace ideales para funciones de respaldo o peak shaving. Por su parte, las microturbinas destacan por su menor nivel de emisiones y su capacidad de operar de manera continua con altos factores de carga. El dimensionamiento de estos equipos depende del perfil de consumo eléctrico, diferenciando entre carga base y carga pico. Un análisis correcto del perfil de demanda permite decidir si el generador debe operar en modo continuo, únicamente en horas punta para reducir tarifas (peak shaving), o como respaldo frente a cortes. En estaciones de GNV, el cálculo debe priorizar la alimentación de compresores de gas, que representan la mayor proporción del consumo eléctrico (INNIO Group, 2025, pp. 2, 5–7).

La generación distribuida hace referencia a la producción de electricidad a pequeña o mediana escala, conectada directamente a los puntos de consumo, como empresas, industrias o estaciones de servicio. Este modelo contribuye a mejorar la resiliencia del sistema eléctrico al diversificar las fuentes y reducir la dependencia de

grandes centrales. Para estaciones de servicio GNV, la generación distribuida con gas natural representa una alternativa para enfrentar contingencias eléctricas, permitiendo mantener la continuidad del despacho de combustible incluso en caso de interrupciones de la red. Además, al ubicarse cerca de los usuarios finales, se reducen las pérdidas por transmisión y distribución, aumentando la eficiencia del sistema energético (Castillo et al., 2022, pp. 45, 249).

El Código Nacional de Electricidad (CNE) – Suministro (OSINERGMIN, 2023, p. 12), aprobado mediante Resolución Ministerial N.° 214-2011-MEM/DM, constituye la norma técnica de referencia obligatoria para el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones eléctricas vinculadas al suministro en el Perú. Su finalidad es garantizar que toda infraestructura eléctrica cumpla con criterios de seguridad, confiabilidad, continuidad y calidad de servicio, en concordancia con estándares internacionales. Este cuerpo normativo establece disposiciones precisas sobre la conexión de generadores a las redes existentes, las condiciones de protección y seccionamiento, la coordinación de protecciones, las distancias mínimas de seguridad, el dimensionamiento de conductores y equipos, así como la adecuada puesta a tierra. En el caso de proyectos de autogeneración con grupos electrógenos a gas natural, como los propuestos para estaciones de servicio GNV, el CNE - Suministro es especialmente relevante, pues regula los aspectos técnicos de la interconexión eléctrica con la red pública y determina los requisitos de seguridad eléctrica que deben cumplir las instalaciones de respaldo o generación distribuida. Asimismo, el Código enfatiza la necesidad de implementar sistemas de protección contra sobretensiones, maniobras de transferencia automática y dispositivos que aseguren la desconexión segura en caso de contingencias, aspectos críticos cuando se busca integrar un grupo electrógeno a la operación de una estación de servicio. En términos de calidad de energía, la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos

(NTCSE) señala la obligación de mantener niveles adecuados de tensión, frecuencia y armónicos, lo que se vincula directamente con la confiabilidad de los compresores de GNV y equipos electrónicos sensibles de las estaciones (Decreto Supremo N.° 020-97-EM, 1997, pp. 3, 10).

1.8 Metodología Propuesta

El enfoque metodológico de la investigación será mixto, Cuantitativo, porque se busca medir y analizar variables objetivas como el consumo eléctrico promedio de una estación GNV, el dimensionamiento de los grupos electrógenos, los costos de inversión (CAPEX), operación y mantenimiento (OPEX), así como indicadores financieros como Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y periodo de recuperación. Cualitativo, porque se recogerán aspectos normativos, técnicos y operativos a través de revisión documental, análisis de normativa (Código Nacional de Electricidad, disposiciones de Osinergmin), así mismo se realizarán entrevistas a actores principales.

Tipo de estudio: será básico, de carácter descriptivo-explicativo y de diseño no experimental, básico, porque busca definir la viabilidad de implementar autogeneración a gas natural en estaciones GNV, descriptivo, ya que caracteriza las condiciones actuales de consumo eléctrico, costos, operación y normativa de las estaciones, explicativo, porque analiza la relación entre las variables técnicas (dimensionamiento, tipo de equipo), económicas (costos, ahorros, ROI) y operativas (integración y normativa), para explicar la factibilidad global del modelo, finalmente, es no experimental, dado que no se manipularán variables en un ambiente controlado; se observará la realidad existente y se aplicarán modelos de simulación y proyección financiera sobre datos recogidos (Hernández Sampieri et al., 2014, pp. 24, 92, 184).

Recolección de datos (fuentes primarias y secundarias): Para nutrir el estudio se emplearán tanto datos medidos como información documental:

Se medirá o levantará el perfil de carga eléctrica de la estación piloto, idealmente mediante instrumentación (ej. Analizador de redes) instalados durante un periodo típico de operación. Si no es posible la medición directa, se recurrirá a registros históricos de consumo eléctrico (facturas mensuales, curvas de carga si el distribuidor las provee) para caracterizar la demanda hora a hora.

Se realizarán entrevistas y encuestas a actores relevantes: por ejemplo, al operador o administrador de la estación (para conocer restricciones operativas, percepción sobre cortes de luz pasados, disponibilidad de espacio, etc.), a proveedores de grupos electrógenos a gas (para obtener cotizaciones referenciales, especificaciones técnicas de equipos adecuados y experiencia de proyectos similares) y a especialistas en regulación de Osinergmin o ingenieros consultores (para comprender a cabalidad los trámites y normas aplicables).

Se consultará la documentación técnica y normativa vigente: Código Nacional de Electricidad – Utilización, normativa de Osinergmin sobre autogeneración y seguridad en estaciones de servicio (Directivas, Reglamentos de establecimientos de venta de combustibles, etc.), además de guías técnicas de fabricantes de generadores a gas. También se revisará bibliografía académica y estudios previos sobre casos de autogeneración/generación distribuida en Perú y Latinoamérica, para aprovechar lecciones aprendidas y datos comparativos.

Análisis técnico: Con la información recabada, se procederá a un dimensionamiento preliminar del sistema de autogeneración. Esto implica: Calcular la carga crítica de la estación (potencia máxima demandada en la estación de servicio de venta de gas vehicular y decidir si el grupo electrógeno deberá cubrir toda esa carga o solo una fracción. Se evaluará un par de escenarios: autogeneración del 100% de la demanda

vs. autogeneración parcial (por ejemplo, solo en horas punta o solo para alimentación de compresores) (Remigio Herrera, 2023, pp. 71–73).

El análisis técnico incluye seleccionar un grupo electrógeno a gas natural adecuado, en base a las cotizaciones y catálogos obtenidos, capacidad y características que satisfagan los requerimientos, así mismo se debe diseñar el esquema de conexión eléctrica, decidir si conviene una conexión fija con conmutación automática (ATS) para respaldo de emergencias o un acoplamiento en paralelo controlado para soporte continuo en punta, verificar la capacidad de suministro de gas: estimar el consumo de gas del generador seleccionado (en m^3/h) y contrastarlo con la presión y caudal disponibles en la acometida de gas de la estación para generación (Kohler Co., 2024, pp. 5–26).

Análisis económico-financiero: Se construirá un modelo en hoja de cálculo para proyectar los flujos de caja del proyecto de autogeneración comparados contra la situación actual. Incluirá:

Costo de inversión inicial: precio del grupo electrógeno y sus accesorios (ATS, obras de instalación, diseño), más costos de implementación (ingeniería, permisos). En este punto se usan las cotizaciones de proveedores y experiencias de instalaciones comparables serán fundamentales.

Costos operativos: principalmente el consumo de gas natural del generador. Se tomará el precio comercial del gas natural para clientes industriales en Lima (tarifa de distribución de Cálidda más costo del gas mayorista) y se calculará el gasto mensual en combustible según las horas de uso definidas. También se considerarán costos de mantenimiento del equipo (servicios técnicos cada cierto número de horas, reposición de lubricantes y filtros, etc.), y costos laborales si se requiere personal especializado para operarlo (Arellano Lazo, 2025, pp. 3, 38, 53–54, 64–65).

Ahorros o beneficios: el beneficio tangible es el ahorro en la factura eléctrica. Se simulará cuánto dejaría de pagar la estación a la distribuidora de electricidad al generar parte de su consumo. Para esto, se aplicará la tarifa horaria actual (BT5 o MT según corresponda) al perfil de consumo con y sin autogeneración. Se distinguirán ahorros en potencia facturada si aplica (pues la demanda máxima registrada podría bajar con el apoyo del generador) y ahorros en energía en horario punta o total, según el esquema de operación (OSINERGMIN, 2005, pp. 3–23).

Indicadores: con estos flujos, se calculará el Valor Actual Neto (VAN) del proyecto a una tasa de descuento relevante (por ejemplo, el costo de oportunidad del capital o una tasa de interés de mercado). Igualmente, se obtendrá la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el periodo de payback descontado, así mismo se calculará el valor del Retorno de Inversión (ROI). Estos indicadores permitirán evaluar la rentabilidad: un VAN > 0 y TIR superior al costo de capital indicarían viabilidad económica. Se analizarán los resultados tanto en un escenario base como en escenarios alternativos.

Análisis de sensibilidad: Dado que hay variables con incertidumbre (precio futuro de la electricidad, precio del gas, crecimiento de la demanda de la estación, inversión real requerida, etc.), se realizará un análisis de sensibilidad variando estas variables clave. Por ejemplo, se probará cómo cambia el VAN si la tarifa eléctrica sube un 10% adicional anual, o si el precio del gas aumenta, o si el generador se usa menos horas de las previstas. Esto brindará un rango de posibles resultados (mejor caso, peor caso) y ayudará a identificar los factores de mayor impacto en la viabilidad (Park, 2016, pp. 12–24).

Capítulo 2: Análisis del Mercado

2.1 Análisis de Mercado

El análisis de mercado proporciona una visión del entorno macro que rodea la implementación de la autogeneración eléctrica con grupos electrógenos a gas natural en las estaciones de servicio de GNV en Lima Metropolitana. A continuación, se examinan los factores político-legales, económicos, sociales, tecnológicos, ambientales y las tendencias mundiales relevantes para este proyecto.

2.1.1 Situación político-legal

En el Perú, el desarrollo del Gas Natural Vehicular (GNV) ha sido activamente promovido por el Estado. Desde 2006 se declaró de interés nacional el uso del GNV por su importancia social, económica y ambiental. Esto sentó las bases de un marco favorable, con el Gobierno incentivando la masificación del gas natural para transporte. Se estableció un Reglamento específico para la instalación y operación de estaciones de GNV (D.S. Nº 006-2005-EM, modificado por normas posteriores), bajo supervisión de Osinergmin, que exige estándares estrictos de seguridad, salud ocupacional y protección ambiental en estos establecimientos.

En el ámbito político, el Estado peruano ha impulsado políticas de masificación del gas natural y promoción del GNV como combustible vehicular limpio, lo que alinea favorablemente proyectos que refuercen esta cadena de valor. Sin embargo, la inestabilidad política recurrente en el país puede retrasar procesos de aprobación, modificar incentivos o generar incertidumbre regulatoria. Del mismo modo, cambios en la legislación tarifaria o en la regulación de generación distribuida podrían alterar la rentabilidad esperada de estos proyectos.

En cuanto a la autogeneración eléctrica, actualmente no existe una regulación detallada específica en la legislación peruana; sin embargo, tampoco está prohibida, por lo

que se aplican las reglas generales de generación eléctrica convencional. Las empresas pueden autoabastecerse de energía si cumplen con los títulos habilitantes correspondientes según la potencia instalada. En general, si la planta de generación in situ supera cierto umbral de potencia (por ejemplo 500 kW), se requiere tramitar concesiones o autorizaciones especiales ante el Ministerio de Energía y Minas, mientras que proyectos menores pueden operar con registros más simples. A pesar de que la Ley N° 28832 introdujo el concepto de generación distribuida en busca de acercar la producción eléctrica al consumidor, el reglamento específico para regularla no se ha emitido aún (un proyecto publicado en 2018 quedó pendiente) (Editorial El Peruano, 2024, Líneas 262–270). Esto significa que, por ahora, iniciativas de autogeneración se evalúan caso por caso bajo el marco general de la Ley de Concesiones Eléctricas, sin incentivos explícitos como medición neta (net metering) o tarifas preferenciales por inyectar excedentes a la red (OSINERGMIN, 2024d, p. 28).

2.1.2 Situación económica

La situación económica general del Perú y las condiciones específicas del mercado energético son factores determinantes para evaluar la viabilidad del proyecto. En los últimos años, la economía peruana ha mostrado signos de recuperación y estabilidad. Tras las perturbaciones de la pandemia, el crecimiento del PBI se aceleró a alrededor de 3,3% en 2024, acompañado de una inflación reducida a 1,9% ese mismo año, dentro de la meta del Banco Central (Morán Flores et al., 2025, p. 11). Esta estabilidad macroeconómica (baja inflación, tipo de cambio estable y sólida posición fiscal) crea un entorno propicio para inversiones en infraestructura energética, pues reduce la incertidumbre sobre costos de largo plazo y el acceso a financiamiento (Banco Central de Reserva del Perú [BCRP], 2025, pp. 81–143).

No obstante, en el sector eléctrico peruano se observan tendencias que impactan la rentabilidad de las estaciones de GNV. Durante la última década, las tarifas eléctricas han seguido una trayectoria alcista: entre 2016 y 2024 la tarifa promedio regulada en Lima Metropolitana aumentó en ~37% (de S/0,49 a S/0,67 por kWh), superando ampliamente la inflación general del período. Este incremento sostenido en el costo de la energía eléctrica eleva los gastos operativos de las estaciones (que dependen de electricidad para accionar los compresores y demás equipos). Además, la estructura tarifaria incluye recargos por consumo en hora punta, encareciendo el kWh en el horario de 6 p.m. a 11 p.m. aproximadamente. Para las estaciones de servicio GNV, que suelen operar en horarios extendidos, esto se traduce en facturas eléctricas onerosas en las tardes-noches de mayor demanda, erosionando sus márgenes de ganancia (OSINERGMIN, 2024g, p. 2).

En cambio, el precio del gas natural doméstico se ha mantenido bajo y competitivo gracias a la producción del yacimiento de Camisea. El gas natural peruano es uno de los más baratos de la región, lo que ha posibilitado que el GNV como combustible automotor sea sustancialmente más económico que sus alternativas. De hecho, llenar un vehículo con GNV puede costar 35–70% menos que hacerlo con otros combustibles: el metro cúbico de GNV es alrededor de 66% más barato que el GLP vehicular, 39% más barato que la gasolina y 64% más barato que el diésel. Esta enorme brecha de costos operativos ha sido el motor de la adopción masiva de GNV por parte de transportistas y particulares, generando ahorros acumulados para los usuarios superiores a $11.500 millones desde 2004 al sustituir gasolina por gas natural. Para las estaciones de servicio, este diferencial significa que usar gas natural como energía primaria es potencialmente muy rentable en comparación con comprar energía eléctrica de la red. Si el costo por kWh autogenerado con gas resulta menor que el tarifado por la distribuidora eléctrica, la

estación podría reducir significativamente su gasto en electricidad (Redacción Desde Adentro, 2022b, Líneas 75–84).

Por último, cabe señalar que la inversión inicial para implementar un sistema de autogeneración a gas es significativa. Incluye la compra del grupo electrógeno a gas natural, su instalación con las adecuadas obras eléctricas y mecánicas, sistemas de ventilación, insonorización, protección contra incendios, así como trámites y estudios técnicos. Aunque no se detallan cifras aquí, se estima que puede suponer cientos de miles de dólares, semejante al costo de instalar un compresor de GNV adicional. No obstante, existen mecanismos financieros que podrían apoyar estos proyectos: créditos verdes o leasing de equipos, considerando que la estabilidad macroeconómica ha mantenido tasas de interés relativamente moderadas. En síntesis, en el entorno económico actual la propuesta se beneficia de un bajo costo del gas natural y una electricidad cada vez más cara, lo cual fortalece la lógica económica de la autogeneración. Pero será fundamental cuantificar cuidadosamente la inversión vs. los ahorros para asegurar la rentabilidad.

2.1.3 Situación Social

En el plano social, la introducción de sistemas de autogeneración en estaciones de GNV tendría implicaciones tanto para los usuarios del servicio como para la comunidad en general. En Lima Metropolitana, el GNV ha logrado una amplia aceptación social como combustible alternativo. Los usuarios valoran que sea una opción económica, respaldada por tecnología confiable. La población de vehículos convertidos a gas natural ha crecido de forma exponencial; ya son cientos de miles los conductores que aprovechan sus beneficios. Esto refleja confianza en el GNV, fruto de campañas informativas y de la experiencia positiva acumulada. Por ejemplo, se resalta que el gas natural vehicular no daña el motor y reduce costos de mantenimiento, favoreciendo su imagen entre taxistas y transportistas. Además, el hecho de que sea un combustible 100% peruano proveniente de

Camisea genera orgullo local y percepción de soberanía energética (Cálidda, 2023a, Líneas 26–39).

El Estado ha jugado un rol importante en el aspecto social mediante políticas de inclusión energética. A través del fondo de inclusión social energético (FISE), se financia al 100% la conversión de vehículos particulares a GNV a 3 años sin intereses, de modo que incluso conductores de bajos ingresos puedan acceder a esta tecnología pagando en cómodas cuotas junto con su consumo de combustible. Este programa ha permitido democratizar el acceso al GNV y potenciar sus ventajas económicas para amplios sectores (por ejemplo, taxistas que han visto incrementado su ingreso disponible gracias al ahorro en combustible). La masificación del GNV, por tanto, conlleva beneficios sociales en términos de reducción del gasto de transporte para las familias y mejora de la calidad del aire urbano (Presidencia del Consejo de Ministros, 2022, pp. 19–36).

En cuanto a las estaciones de servicio y sus operaciones, la implementación de grupos electrógenos a gas natural repercute positivamente en la calidad del servicio al cliente. Una queja recurrente de los usuarios es cuando una estación queda temporalmente fuera de servicio por falta de electricidad (apagones) o por baja presión en los compresores debido a problemas eléctricos. Tales interrupciones afectan a conductores cuyo sustento depende de poder repostar (por ejemplo, taxis o buses urbanos que operan en horarios nocturnos). Al dotar a las estaciones de capacidad de autogeneración, se garantiza continuidad en la atención incluso ante cortes del fluido eléctrico, evitando colas y contratiempos para el público consumidor. Esto mejora la satisfacción y fidelidad de los clientes, pues la estación se percibe como más confiable. Socialmente, tener estaciones resilientes beneficia especialmente al transporte público y al servicio de taxi, que son rubros de alto impacto en la vida diaria de millones de limeños(OSINERGMIN, 2024c, p. 9).

Otro punto social es la seguridad y percepción pública. El uso de gas natural en motores estacionarios (grupos electrógenos) comparte las ventajas de seguridad del GNV vehicular: el metano es más ligero que el aire, por lo que en caso de fuga se disipa rápidamente reduciendo riesgo de acumulaciones explosivas, a diferencia de GLP o gasolina. Adicionalmente, los motores a gas producen menos vibraciones y humo que los diéseles, lo cual disminuye la molestia por ruido y olores en el entorno de la estación. Si bien cualquier instalación industrial genera cierta preocupación en vecinos, una adecuada comunicación de que el sistema cumple normas técnicas, más las ventajas mencionadas, pueden lograr aceptación comunitaria (Cálidda, 2023b, p. 5).

Por último, es de notar que la iniciativa tendría un efecto demostración: mostrar a la ciudadanía cómo el gas natural no solo sirve para sus vehículos sino también para generar electricidad limpia localmente. Esto refuerza el mensaje de transición hacia energías menos contaminantes y puede fomentar una cultura de uso eficiente de los recursos. En resumen, en el ámbito social, la autogeneración en estaciones GNV aparece como bien recibida y beneficiosa, al mejorar la continuidad del servicio a los usuarios, alinearse con programas sociales existentes (masificación del gas) y mantener altos estándares de seguridad y calidad ambiental que la comunidad valora.

2.1.4 Situación tecnológica

Desde la perspectiva tecnológica, el proyecto de autogeneración con grupos electrógenos a gas natural en estaciones de servicio se apoya en tecnologías probadas y disponibles en el mercado local. Los grupos electrógenos a gas son equipos de motor de combustión interna (generalmente motores reciprocantes adaptados para quemar gas natural) acoplados a un generador eléctrico. Esta tecnología ha evolucionado significativamente en las últimas décadas, logrando niveles de eficiencia entre 30% y 40% en generación eléctrica simple, con diseños robustos y sistemas de control avanzados. En

el Perú ya se cuenta con amplia experiencia en la operación de generadores a gas natural en entornos industriales: diversas empresas mineras, manufactureras e incluso centros comerciales han instalado plantas de autogeneración a gas para abastecerse por cuenta propia. Esto demuestra que la tecnología es madura y confiable, y que existe en el país un ecosistema de proveedores, técnicos y servicios de mantenimiento capacitados en este tipo de equipos.

La disponibilidad de combustible es una clara fortaleza tecnológica en Lima Metropolitana. Las estaciones de GNV están conectadas a la red de distribución de gas natural por ductos (operada por Cálidda), lo que les garantiza un suministro continuo y a presión adecuada de gas. Esto permite alimentar directamente al grupo electrógeno sin necesidad de almacenamiento adicional de combustible in situ (difiere de un generador diésel que requiere tanques y reposición periódica de combustible). Tener gas por tubería 24/7 reduce complejidad logística y elimina riesgos de desabastecimiento, dándole a la autogeneración una base fiable de insumo energético. Además, el gas natural de Camisea tiene un alto poder calorífico y bajo contenido de impurezas, ideal para una combustión eficiente y limpia en motores (Gas Natural de Lima y Callao S.A. y Subsidiaria, 2024, p. 12).

En cuanto a la integración eléctrica, los proyectos de autogeneración se pueden diseñar para operar de forma flexible según las necesidades de la estación. Tecnológicamente es posible configurar el sistema en distintos modos: (a) Operación en continuo (base load), cubriendo la mayor parte de la demanda eléctrica de la estación con el generador a gas; (b) Operación en horas pico (peak shaving), en la cual el generador se enciende solo durante los periodos tarifarios caros o de mayor carga, reduciendo la potencia tomada de la red; y (c) Modo respaldo (stand-by), manteniendo el generador apagado normalmente pero listo para encender automáticamente ante un apagón de la red y

así asegurar la continuidad del servicio. Estas modalidades pueden combinarse según convenga, y requieren sistemas de control automático (tableros de transferencia, sincronización y protección) que son estándar en la industria eléctrica. Las estaciones ya cuentan con una subestación eléctrica y tablero de control, de modo que la interconexión con un generador distribuido requerirá adecuaciones, pero es técnicamente factible y regulada por el Código Nacional de Electricidad (Lea et al., 2023, pp. 24–26, 45–58).

Entre los beneficios técnicos que aporta la autogeneración local, destaca la mejora en la confiabilidad y calidad del suministro. Al contar con dos fuentes de energía (red pública y generación propia), la estación obtiene redundancia; incluso si una falla, la otra puede mantener la operación. Esto aumenta la resiliencia frente a cortes de luz y evita paradas. Asimismo, la generación in situ proporciona una energía de mejor calidad: los problemas de armónicos, caídas de voltaje o picos de corriente provenientes de la red pueden mitigarse al controlar la producción local. Muchos grupos electrógenos modernos incorporan reguladores de voltaje y frecuencia muy precisos, asegurando un suministro estable para equipos sensibles como los variadores de velocidad de los compresores. De esta manera, se protegen los activos (motores, dispensadores, sistemas electrónicos) de daños por perturbaciones eléctricas, prolongando su vida útil (Kohler, 2024, p. 1).

Otro avance tecnológico relevante es la posibilidad de monitoreo y control remoto de estos sistemas. Gracias a la IoT (Internet de las cosas) y plataformas SCADA, los operadores pueden vigilar el desempeño del generador a gas en tiempo real, diagnosticar fallas, optimizar consumos e incluso arrancar o detener el equipo de forma remota (Deep Sea Electronics, 2024, pp. 1–2).

Finalmente, otra opción tecnológica es la cogeneración: aprovechar que los motores a gas producen calor en los gases de escape y refrigeración, para calentar agua o ambientes si la estación tuviera necesidades térmicas (por ejemplo, en locales comerciales

adjuntos). La cogeneración elevaría la eficiencia global del sistema al usar tanto la electricidad como el calor residual, aunque en una estación de combustible típica la demanda de calor es mínima.

2.1.5 Situación ambiental

El análisis ambiental es crucial dado que cualquier proyecto energético tiene impactos y debe alinearse con las políticas de sostenibilidad vigentes. En este caso, la autogeneración con gas natural ofrece ventajas ambientales importantes frente a las alternativas tradicionales. El gas natural es el combustible fósil más limpio en términos de emisiones. Su combustión produce significativamente menos contaminantes locales y globales comparado con diésel o gasolina: las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) por unidad de energía son alrededor de 25% menores que las del diésel, y además se generan muchas menos partículas (humo), monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno. En contexto vehicular, se ha demostrado que el GNV reduce sustancialmente los contaminantes del aire urbano; al usarlo también para generación eléctrica, se obtienen beneficios similares en cuanto a calidad de aire local. Un grupo electrógeno a gas emite un escape casi incoloro e inodoro, sin el hollín negro típico de los generadores diésel. Esto es particularmente positivo en una ciudad como Lima, que sufre problemas de contaminación atmosférica: reemplazar o evitar el uso de motores diésel (por ejemplo, los de emergencia) con motores a gas natural contribuye a un aire más limpio (Generac Power Systems, 2025a, pp. 1–2, 5).

A nivel de emisiones de gases de efecto invernadero, el gas natural vehicular ha permitido evitar la emisión de más de 107,5 millones de toneladas de CO_2 equivalente en Lima y Callao a lo largo de 20 años, gracias a la sustitución de combustibles más intensivos en carbono. En generación eléctrica distribuida, el impacto depende de la fuente que se desplace: si el proyecto de autogeneración sustituye energía de la red que proviene

en parte de centrales a diésel o carbón (en situaciones de emergencia o puntas de demanda), entonces se estaría reduciendo emisiones globales. Sin embargo, si desplaza generación hidroeléctrica (que es renovable) o gas natural de ciclo combinado (que suele tener mayor eficiencia a gran escala que un motor pequeño), podría incluso incrementar ligeramente las emisiones de CO_2 por kWh. Por ello, desde la perspectiva climática, es importante que la autogeneración a gas opere principalmente en horarios de punta o contingencia, donde probablemente está reemplazando a las plantas menos eficientes y más contaminantes del sistema eléctrico nacional. De esa forma se logra una contribución neta positiva en términos de huella de carbono (Generac Power Systems, 2025b, pp. 1–2). En cualquier caso, el Perú tiene compromisos climáticos (NDC) de reducción de emisiones al 2030, y el gas natural se considera un combustible de transición que ayudará a cumplir metas al desplazar derivados del petróleo en transporte y generación (Ministerio del Ambiente [MINAM], 2020, p. 96).

Otro aspecto ambiental relevante es el manejo de residuos y ruido. Los grupos electrógenos requieren cambios periódicos de aceite lubricante y filtros; estos residuos deben ser dispuestos adecuadamente mediante gestores autorizados, evitando contaminación de suelos y agua. Por fortuna, las estaciones de servicio ya cuentan con protocolos para manejo de residuos peligrosos (p.ej., aceites usados de motores de vehículos), por lo que pueden integrar fácilmente los del generador. Respecto al ruido, un motor a gas natural típicamente genera niveles sonoros comparables a un motor diésel de potencia equivalente, aunque con un tono de funcionamiento más suave. Dado que las estaciones GNV suelen estar en zonas urbanas, será necesario instalar el generador dentro de una cabina acústica o recinto que mitigue el ruido a niveles aceptables por la normativa (el Reglamento Nacional de Edificaciones y ordenanzas locales fijan límites de decibeles). La buena noticia es que existen soluciones de insonorización eficaces: silenciadores de

escape, material absorbente en paredes, entre otros, que permiten operar los equipos sin perturbar a vecinos (Generac Mobile Products, 2023, pp. 1, 3).

Cabe destacar que la normativa peruana exige a cualquier proyecto nuevo o modificación significativa realizar una evaluación ambiental. Para una estación de GNV, la adición de un sistema de generación podría requerir al menos un Informe Técnico Sustentatorio (ITS) o similar, demostrando que no se excederán los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) de aire y ruido, ni se afectará la seguridad industrial. Dado que la combustión de gas natural produce muy baja emisión de partículas y compuestos de azufre (responsables de la lluvia ácida), y menos NOx que los motores diésel (precursores del smog), es esperable que el proyecto cumpla con holgura los límites ambientales vigentes. Además, al mejorar la confiabilidad de la estación, se evitan escenarios donde por un corte de luz se quema diésel en equipos de emergencia o se generan aglomeraciones de vehículos esperando (lo cual también contamina) (Ministerio de Energía y Minas [MINEM], 2014, pp. 7, 9, 36).

2.1.6 Tendencias Mundiales

A escala global, el contexto energético y de movilidad está experimentando transformaciones profundas que enmarcan la iniciativa de autogeneración en estaciones GNV dentro de tendencias más amplias. Una de las tendencias más notorias es la descentralización de la generación eléctrica. Cada vez más países y empresas están adoptando esquemas de generación distribuida y autoproducción para reforzar la resiliencia energética y avanzar en la descarbonización. La tradicional red eléctrica centralizada está dando paso a sistemas híbridos donde conviven microrredes locales, energías renovables a pequeña escala, soluciones de almacenamiento y generación flexible cercana al consumidor. En este panorama, los recursos energéticos distribuidos (DER) –ya sean paneles solares, turbinas eólicas domésticas o generadores a gas in situ– son

considerados clave para cumplir los objetivos mundiales de reducción de emisiones, al tiempo que mejoran la confiabilidad del suministro. La búsqueda de mayor seguridad energética tras eventos geopolíticos (p.ej. guerra en Ucrania) y climáticos extremos ha impulsado a gobiernos a fomentar la diversificación y localización de la generación. Incluso en ausencia de marcos regulatorios completamente desarrollados, el sector privado global avanza con proyectos de autogeneración para obtener energía más barata o limpia y minimizar su exposición a precios volátiles de la red (International Energy Agency, 2023, pp. 31–113).

En el caso específico de los motores y turbinas a gas natural, el mercado mundial muestra un crecimiento sostenido. Se estima que en 2023 se vendieron más de 1,2 millones de generadores a gas natural en el mundo, reflejando la creciente preferencia por esta tecnología para respaldo y generación primaria en diversos sectores. A nivel global, los generadores a gas están ganando terreno sobre los diéseles en aplicaciones críticas: más del 60% de los hospitales en Norteamérica y más del 70% de los grandes centros de datos en EE. UU. usan generadores de gas natural para energía de emergencia, valorando su confiabilidad y menores emisiones. El tamaño del mercado de generadores a gas se valoró en $817 millones en 2024 y se proyecta que crezca a una tasa anual de 9,2% en los próximos años, duplicándose a $1.805 millones hacia 2033 (Global Growth Insights, 2025a, pp. 46–123). Los impulsores de esta tendencia incluyen la necesidad de energía ininterrumpida en industrias 24/7, la abundancia de gas natural a precios competitivos en muchos países y los avances tecnológicos que han mejorado la eficiencia y telemetría de estos equipos (Global Growth Insights, 2025b, Líneas 1–9).

En el ámbito de la movilidad y combustibles de transporte, las tendencias también son relevantes. Globalmente, el uso de GNV como combustible vehicular ha crecido de manera importante en las últimas dos décadas: se estima que existen casi 30 millones de

vehículos a gas natural en el mundo, con grandes flotas especialmente en países como Irán, India, China, Argentina, Brasil e Italia. Esto ha venido de la mano de la expansión de redes de estaciones de carga de GNV a nivel mundial.

En resumen, las tendencias mundiales apuntan hacia una mayor independencia energética a nivel del usuario, con empresas autoproduciendo parte de su electricidad, y hacia un uso creciente de fuentes más limpias. La iniciativa de autogeneración a gas natural capitaliza justamente estas tendencias: aprovecha un combustible más limpio para fortalecer la resiliencia operativa (energy resilience) de un negocio crítico (abastecimiento de combustible de transporte), todo ello en línea con prácticas internacionales de transición energética (International Energy Agency, 2023, pp. 45, 85–113).

2.2 Análisis del Microentorno (Modelo de las 5 fuerzas de Porter)

En esta sección se analiza el entorno competitivo específico (microentorno) que rodea la implementación de la autogeneración eléctrica a gas en estaciones de GNV, utilizando el modelo de las Cinco Fuerzas de Porter ampliado con el factor de intermediarios. Este análisis permite evaluar el poder relativo de actores clave y los riesgos de sustitución o nuevos entrantes que podrían afectar la viabilidad del proyecto en el mercado local (Porter, 2008, párrs. 1–3).

2.2.1 El poder de negociación de los proveedores

En el contexto de una estación de servicio GNV que busca autogenerar su energía, los proveedores principales serían: (a) los proveedores de combustible (gas natural) para alimentar el generador y (b) los proveedores de equipos y servicios técnicos (fabricantes de grupos electrógenos, contratistas de instalación, mantenimiento, etc.).

El gas natural en Lima Metropolitana es suministrado exclusivamente por Cálidda, empresa concesionaria de la distribución por red de ductos. Este monopolio natural implica que la estación no tiene alternativas de abastecimiento de gas por ductos:

debe comprarlo a tarifas reguladas por Osinergmin o, si su consumo es muy alto, negociar contratos como consumidor libre con productores, pero mediante el ducto de Cálidda. El poder de negociación de este proveedor es moderado-alto, ya que la estación depende totalmente de él para el insumo energético primario. No obstante, hay factores que limitan ese poder: las tarifas de distribución están reguladas y el precio del gas de Camisea es relativamente bajo y estable gracias a contratos de largo plazo. Además, Cálidda tiene interés en vender más gas y suele colaborar con grandes clientes para proyectos de consumo (por ejemplo, cofinanciando conexiones). Por tanto, si bien la estación no puede cambiar de proveedor de gas (alta dependencia), es poco probable que enfrente prácticas abusivas de precios gracias a la regulación y a la abundante oferta de gas en el país. Otra alternativa teórica sería usar GNL (gas natural licuado) transportado en cisternas como ocurre en regiones sin ductos, pero en Lima esto no tendría sentido económico dado que la red de gas está disponible (Gas Natural de Lima y Callao S.A. y Subsidiaria, 2025, pp. 10–11, 41).

En cuanto a los proveedores de equipos y tecnología, existe una oferta diversa en el mercado peruano. Distintas marcas internacionales de grupos electrógenos a gas (Caterpillar, Cummins, Weichai, Generac, Wärtsilä, etc.) están representadas por distribuidores locales. Asimismo, hay empresas nacionales especializadas en ingeniería, instalación y mantenimiento de sistemas de generación distribuida. Esto significa que la estación puede cotizar entre múltiples proveedores, generando competencia por ofrecer el mejor precio y servicio. El poder de negociación de estos proveedores frente al proyecto es bajo-moderado, porque ninguno posee un producto totalmente único; la tecnología es estandarizada hasta cierto punto y se puede optar por diferentes soluciones (motor reciprocante vs microturbina, distintos tamaños o configuraciones) según quién ofrezca mejor relación costo-beneficio. Sin embargo, sí es importante evaluar la calidad del

soporte técnico y disponibilidad de repuestos: proveedores con mejor servicio posventa podrían tener una ligera ventaja.

Otro insumo para considerar es la electricidad de red. Si la estación permanece conectada al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (lo cual es recomendable como respaldo), su proveedor de electricidad sería la empresa distribuidora local (Enel Distribución Perú o Luz del Sur, según la zona de Lima). Actualmente las estaciones GNV de mayor consumo suelen estar en el régimen de cliente libre, pudiendo negociar contratos de suministro eléctrico en el mercado. La autogeneración reducirá la demanda de la estación a la red, pero difícilmente la eliminará, por lo que la relación con la compañía eléctrica continuará. Dichas empresas distribuidoras tienen un poder de negociación moderado: si bien existe cierta competencia en generación, en la distribución local son monopolios naturales. No obstante, su influencia se limita al servicio complementario que brinden, ya que el proyecto busca minimizar la compra de energía de ellas (Global Growth Insights, 2025b, Líneas 1–9).

2.2.2 La Rivalidad Entre los Competidores

La rivalidad en este análisis se refiere a la competencia entre las estaciones de servicio GNV que operan en el mismo mercado de Lima Metropolitana. Actualmente, dicha rivalidad es intensa, dado el elevado número de estaciones y la concentración geográfica de muchas de ellas. Como se mencionó, existen más de 300 estaciones de GNV en Lima y Callao, las cuales compiten por atender a una flota en rápido crecimiento. Varios factores alimentan esta competencia:

Número de actores y estructura de mercado: Aunque Cálidda es la concesionaria de distribución de gas, las estaciones de servicio pertenecen a diversas empresas privadas. Hay grandes cadenas como Primax (que opera 59 estaciones GNV solo en Lima), grifos de marcas como Repsol, Petroperú (franquicias), Pecsa, y muchos operadores independientes

o pequeños grupos locales. Esta pluralidad de marcas implica una estructura de mercado fragmentada; ningún actor individual controla una cuota dominante, lo que propicia una competencia de tipo oligopolio competitivo. Por ejemplo, Primax publicita tener la red más amplia, pero aun así su participación es del orden del 20% del total de estaciones, mientras el resto está en manos de otros competidores. Esta ausencia de un líder hegemónico tiende a intensificar la rivalidad, pues cada estación/lote trata de ganar clientes mediante mejores precios, ubicación o servicio (Redacción Surtidores Latam, 2025, párrs. 2–3).

Diferenciación del servicio: A ojos del consumidor, el GNV es un producto homogéneo (gas metano comprimido) y las estaciones ofrecen básicamente lo mismo. La diferenciación ocurre más en soft factors como rapidez de atención (número de dispensadores), métodos de pago, seguridad, servicios adicionales (tiendas, baños, etc.) y confiabilidad de abastecimiento. La competencia entonces recae en buena medida en precio y disponibilidad. Muchas estaciones compiten bajando ligeramente el precio por m^3 de GNV para atraer flotas de taxis, dado que estos usuarios son muy sensibles al precio por su elevado consumo. Otros compiten en ubicación estratégica (cerca de terminales, avenidas principales) y en mantener colas cortas mediante mayor capacidad de compresión. En este sentido, una estación que implemente autogeneración podría obtener ventaja competitiva al asegurar que nunca interrumpe su servicio por corte eléctrico, atrayendo a clientes que priorizan la certeza de poder cargar en cualquier momento (Redacción Desde Adentro, 2024, pp. 4, 8–9).

Crecimiento del mercado vs saturación: Si la demanda de GNV crece más rápido que la instalación de nuevas estaciones, hay espacio para que cada competidor aumente sus ventas sin quitarle tanto al otro (competencia moderada). Pero en Lima se empieza a notar cierta saturación en distritos con alta densidad de estaciones. Por ejemplo, corredores

como la Av. Universitaria, la Av. Túpac Amaru o la Panamericana Norte tienen numerosas estaciones cercanas entre sí. En esas zonas, la lucha por captar a los mismos conductores se vuelve feroz: basta que una estación baje unos céntimos el precio o tenga mejor infraestructura para que concentre la afluencia. Al contrario, quedan algunas zonas menos servidas donde abrir una estación nueva añade mercado (por eso se ha expandido a periferias y ciudades cercanas). En general, sin embargo, la rivalidad puede calificarse de alta en Lima Metropolitana, con cierta guerra de precios local y necesidad de innovación para destacar (Redacción Desde Adentro, 2024, párrs. 4, 8–9).

Información y fidelidad: Los conductores de GNV suelen estar bien informados de precios mediante aplicativos o recorridos diarios. La fidelidad a una estación es limitada si otra cercana ofrece mejor precio o no hay fila. Esto aumenta la rivalidad, pues obliga a las estaciones a mejorar continuamente para retener clientes. Algunas implementan programas de puntos o convenios con flotas para afianzar clientela, mitigando parcialmente la competencia estricta por precio.

En este escenario, la propuesta de autogeneración podría contribuir a la estrategia competitiva de una estación. Al reducir costos energéticos, la estación podría ofrecer precios más bajos de GNV o mejorar su rentabilidad sin subir tarifas. Además, la rivalidad en servicio se aborda al garantizar operación ininterrumpida y estable, lo cual puede ser un diferenciador tangible en un mercado donde los cierres por fallas eléctricas no son desconocidos. En suma, la rivalidad entre competidores es significativa y cualquier ventaja operativa puede marcar la diferencia; por tanto, la autogeneración se evalúa no solo por su mérito intrínseco sino por cómo posiciona mejor a la estación frente a sus rivales.

2.2.3 El Poder de Negociación de los Clientes

Los clientes de las estaciones de GNV son principalmente los conductores y propietarios de vehículos que consumen este combustible: taxis, vehículos particulares,

flotas de transporte público o de empresas, etc. Analizar su poder de negociación implica ver qué tanta capacidad tiene para influir en los precios o condiciones que las estaciones establecen.

En Lima, la base de clientes de GNV es amplia y fragmentada (cientos de miles de usuarios individuales), por lo que ningún cliente individual tiene poder de compra significativo sobre una estación. Un taxista promedio carga algunos metros cúbicos al día, lo cual es importante en conjunto, pero su volumen individual es pequeño comparado con las ventas totales de la estación. Esto significa que los usuarios individuales no pueden imponer precios más bajos de manera directa; más bien actúan de forma agregada siguiendo las señales del mercado: van donde el precio es menor o el servicio mejor. Sin embargo, existen clientes organizados que sí pueden tener mayor poder de negociación: por ejemplo, empresas de taxi por aplicación o compañías de transporte que poseen decenas de vehículos a gas. Algunas de estas podrían negociar con estaciones (o con redes como Primax) precios corporativos o facilidades (vales de consumo, facturación mensual), convirtiéndose en clientes importantes cuya preferencia una estación querrá ganar reteniendo a toda la flota. Aun así, el poder de estos clientes institucionales es moderado, ya que también tienen alternativas (otra estación podría ofrecerles convenio parecido) (Grupo Primax, 2022, pp. 35–37).

El poder de los clientes también se observa a través de su sensibilidad al precio y capacidad de elección. Los usuarios de GNV tienden a ser muy sensibles al precio por m^3, dado que uno de los motivos principales para usar GNV es el ahorro económico. La disponibilidad de información alimenta esto: aplicaciones móviles y redes sociales informan precios de combustibles en tiempo real, empoderando al cliente a elegir la opción más barata. Por tanto, las estaciones tienen poco margen para subir precios sin perder

volumen, lo que otorga indirectamente un poder significativo al conjunto de clientes para "disciplinar" a los vendedores (OSINERGMIN, 2024a, párrs. 2–5).

Por otro lado, los clientes valoran otros factores aparte del precio: ubicación y conveniencia (no desviarse mucho de su ruta), rapidez (no hacer largas colas), horario (que esté abierta 24h si necesitan de madrugada), y confiabilidad (siempre tener gas disponible). En estos aspectos, el cliente ejerce poder eligiendo la estación que mejor satisfaga sus necesidades. Lo mismo ocurre con la percepción de seguridad y buen servicio: el cliente tiene la posibilidad de castigar con su preferencia a estaciones que no ofrezcan un ambiente seguro o un trato adecuado.

Además, existe la amenaza de que los clientes cambien de combustible si el GNV deja de ser atractivo. Aunque no es común que un usuario reconvierta su vehículo de regreso a gasolina (por los costos involucrados), podría suceder que algunos decidan volver a usar gasolina/GLP ocasionalmente si encuentran dificultades para cargar GNV (por escasez temporal o esperas). En un horizonte más largo, si el precio del GNV subiera demasiado o su disponibilidad se viera comprometida, los clientes (especialmente nuevos compradores de vehículos) podrían optar por otras tecnologías como vehículos híbridos, eléctricos o usar GLP que también es popular en algunas regiones. Esto representa un poder negociador latente: las estaciones deben mantener al GNV atractivo para que los consumidores sigan eligiéndolo (OSINERGMIN, 2024a, párrs. 1–5).

2.2.4 Amenaza de los Productos Sustitutos

En el modelo de Porter, la amenaza de sustitutos se refiere a la posibilidad de que los clientes reemplacen el producto/servicio ofrecido por otro diferente que satisfaga la misma necesidad. En el caso analizado, debemos considerar dos ámbitos de sustitución: (a) sustitutos al servicio que brinda una estación de GNV (es decir, otras formas de energía para la movilidad de los vehículos) y (b) sustitutos a la solución de autogeneración

eléctrica en sí (otras maneras de proveer electricidad a la estación sin usar un grupo electrógeno a gas) (Porter, 2008, pp. 1–2).

En cuanto a los sustitutos del GNV como combustible vehicular, la principal amenaza proviene de los combustibles tradicionales (gasolina y diésel), el GLP vehicular y, emergentemente, la electricidad (vehículos eléctricos). Actualmente, para la gran mayoría de usuarios de GNV, volver a gasolina o diésel significaría un incremento muy grande en sus costos operativos (recordemos que el GNV es ~40-65% más barato por km recorrido), por lo que no es un sustituto atractivo salvo situaciones extremas. El GLP (gas licuado de petróleo) compite más de cerca en costos, pero aun así el GNV suele ser alrededor de 30% más económico y además el GLP vehicular tiene uso restringido en Lima para taxis por regulación. Por ello, la amenaza de sustitución hacia gasolina/diésel/GLP es baja mientras el precio relativo del gas natural se mantenga tan favorable y las políticas sigan apoyando el GNV (Redacción Desde Adentro, 2022c, párrs. 4, 10).

No obstante, hay que vigilar la movilidad eléctrica. Si bien en el Perú la penetración de vehículos eléctricos e híbridos enchufables es aún incipiente, a nivel mundial su crecimiento es muy acelerado (ya superan 20% de las ventas nuevas). En unos años podría empezar a ser significativo también en Lima, especialmente en flotas empresariales o transporte público (buses eléctricos). Un vehículo eléctrico no requiere combustible de estaciones tradicionales, cargando en enchufes o electrolineras, lo que a la larga podría sustituir la necesidad de acudir a estaciones de GNV. Actualmente la ventaja de costo por km del GNV frente a la electricidad aún es competitiva (y los vehículos eléctricos tienen costo de adquisición alto), pero las tendencias de reducción de precio de baterías y políticas ambientales podrían invertir esto en el futuro. Por consiguiente, la amenaza a largo plazo de la electrificación del transporte existe y podría volverse

moderada a alta en horizontes de 10-20 años. Sin embargo, en el corto y mediano plazo, para los vehículos livianos de uso intensivo (taxis, por ejemplo) y vehículos pesados, el GNV sigue siendo un sustituto más práctico y económico que adoptar masivamente vehículos eléctricos costosos o con autonomías limitadas(International Energy Agency, 2025, pp. 15, 66, 70, 115).

Un sustituto parcial relevante es el uso de grupos electrógenos diésel de respaldo en horas punta en lugar de un grupo a gas. Algunas estaciones podrían optar por instalar un generador diésel para usarlos en picos de demanda o emergencias, dado que son más baratos de adquirir inicialmente que los de gas. Sin embargo, el costo del diésel como combustible es mucho mayor que el del gas, y sus emisiones contaminantes son altas, por lo que operarlos continuamente resulta poco económico y ambientalmente indeseable. En términos de estrategia, un generador diésel es más un plan de contingencia que un sustituto competitivo al esquema de autogeneración a gas planificada.

2.2.5 Amenaza de los Nuevos Entrantes

La amenaza de nuevos entrantes se refiere a la posibilidad de que ingresen más competidores al mercado de estaciones GNV en Lima o empresas externas que ofrezcan soluciones similares que capturen parte del negocio. En este escenario, podríamos considerar dos tipos de “entrantes”: nuevas estaciones de GNV que se abran en Lima Metropolitana y nuevos participantes en la provisión de energía para estaciones (por ejemplo, compañías que ofrezcan servicio de energía in situ).

En cuanto a nuevas estaciones de servicio GNV, durante los años 2005-2015 hubo un auge de aperturas donde efectivamente cada poco tiempo entraban nuevos competidores (recordemos que se pasó de 1 estación en 2005 a más de 240 en Lima hacia 2015). En la actualidad, la tasa de crecimiento se ha desacelerado, pero aún siguen inaugurándose estaciones, sobre todo en las periferias de Lima o en ciudades cercanas integradas al

mercado (Chosica, Huacho, Cañete, etc.). Además, existe un plan de masificación de gas natural a nivel nacional que podría habilitar más zonas donde instalar GNV. Por tanto, la amenaza de nuevos entrantes sigue presente: empresas tanto grandes (p. ej., Primax, Repsol) como inversionistas independientes podrían decidir abrir más grifos de GNV si vislumbran demanda insatisfecha. No enfrentan barreras insuperables: los requisitos legales para abrir estaciones están claros y el gobierno alienta la expansión (de interés nacional GNV). Sin embargo, hay barreras significativas: (a) Altos costos de inversión – implementar una estación de GNV es costoso, requiere terrenos amplios, compresores industriales, sistema de tuberías, etc. Por ejemplo, Primax señaló que la inversión en un solo gasocentro con GNL (para lugares sin ductos) es muy alta debido a tanques criogénicos, vaporizadores y otros equipos especializados. En Lima, donde hay ductos, la inversión es algo menor (no se necesitan tanques criogénicos), pero de todos modos instalar compresores, obra civil y demás puede costar del orden de USD 1-2 millones por estación. Esto actúa como una barrera de entrada económica importante. (b) Ubicación y permisos – conseguir un terreno bien ubicado con zonificación compatible y obtener la aprobación municipal y de Osinergmin toma tiempo y es cada vez más difícil en zonas densas. Muchas de las mejores esquinas o lotes grandes ya están ocupadas por estaciones existentes, por lo cual un nuevo entrante puede tener que conformarse con ubicaciones menos privilegiadas o adquirir estaciones existentes (fusión en vez de entrada pura). (c) Economías de escala y marca – las cadenas establecidas tienen ciertas ventajas (conocen el negocio, tienen marca reconocida, acuerdos con flotas, etc.) que un nuevo independiente no posee de inicio (Redacción Desde Adentro, 2022c, párrs. 4, 10).

A pesar de esas barreras, en un mercado atractivo los nuevos competidores encuentran maneras. En Lima, la demanda creciente de GNV puede justificar aún algunas estaciones nuevas, por lo que esta amenaza es moderada. No se espera un aluvión de

nuevas estaciones que sature completamente el mercado, pero sí una paulatina incorporación de más puntos de venta en distritos no cubiertos o estratégicos (por ejemplo, cercanías de mega colegios, paraderos de buses, etc.). Para una estación existente, cada nueva estación cercana supone una porción del mercado potencial dividida, así que hay incentivo en robustecer la propuesta de valor (precio, servicio) para fidelizar clientes antes que lleguen más competidores.

Respecto a nuevos entrantes en la provisión de energía a las estaciones, aquí cabe pensar en empresas de servicios energéticos (ESCOs) o terceros que ofrezcan instalar y operar sistemas de generación en las estaciones, vendiéndoles energía o ahorros garantizados. Esto sería más bien un modelo de negocio complementario: en lugar de la estación autogenerar por sí misma, contrata a un nuevo jugador que le provee ese servicio. Esta posibilidad, más que una amenaza competitiva, podría ser una oportunidad para estaciones que no quieran invertir directamente. Sin embargo, como "entrante" implicaría que compañías especializadas en energías distribuidas podrían captar parte del valor. No obstante, actualmente no se conoce que alguna empresa esté ofreciendo masivamente ese servicio en Lima para estaciones de GNV, por lo que esta amenaza es baja por el momento (Young & Colbert, 2025, pp. 7, 13–16).

En conclusión, la amenaza de nuevos entrantes en el mercado de estaciones GNV se considera moderada, contenida por elevados costos iniciales y disponibilidad limitada de ubicaciones, pero aún real dado el incentivo económico del negocio mientras la demanda crece. Para mitigarla, una estación existente puede fortalecer sus barreras: por ejemplo, asegurar convenios con flotas clave (haciendo más difícil que una nueva estación se las quite), mantener altos estándares de seguridad y tecnología (que un nuevo entrante deberá igualar) y, desde luego, reducir costos para competir en precio. Aquí nuevamente la

autogeneración es útil, pues le da a la estación una estructura de costos más sólida para enfrentar la llegada de nuevos competidores sin perder rentabilidad.

2.2.6 Intermediarios

En la cadena de valor del gas natural vehicular y de la energía asociada, existen intermediarios o actores complementarios que, si bien no compiten directamente ni son proveedores finales, influyen en la dinámica del mercado. Identificar su rol es importante para entender todos los frentes del entorno competitivo. Algunos intermediarios relevantes en este contexto son:

El distribuidor de gas (Cálidda): Ya mencionado como proveedor único de gas por red, Cálidda actúa también como intermediario entre los productores de gas (Pluspetrol, Hunt y consorcio Camisea) y los consumidores finales (estaciones GNV y otros). Si bien el precio del gas es regulado, Cálidda maneja aspectos comerciales como las conexiones, medidores, facturación y ampliaciones de red. Su desempeño puede afectar el mercado: por ejemplo, la rapidez con que extienda redes a nuevas zonas determinará dónde pueden entrar nuevas estaciones (es un facilitador para nuevos entrantes en regiones). Cálidda también administra programas promocionales (como facilidades de financiamiento de conexiones) que pueden beneficiar a estaciones existentes (Alvarado Arévalo & Brito Rojas, 2025, pp. 8, 10–11, 41).

El regulador y entes públicos: Osinergmin y el MINEM no son “intermediarios” en el sentido tradicional de distribución física, pero sí median las reglas de juego. Por ejemplo, Osinergmin fija tarifas de distribución eléctrica y de gas, supervisa la seguridad de instalaciones e incluso lleva registro de los precios de combustibles publicados. Sus decisiones (p.ej., ajustes tarifarios, sanciones, nuevos reglamentos) pueden cambiar las condiciones operativas. La municipalidad local también actúa como intermediario administrativo al otorgar licencias de funcionamiento, y OEFA en fiscalización ambiental.

En términos de Porter, estos son stakeholders que, si bien no intercambian valor comercial directo, tienen poder para habilitar o frenar operaciones.

Intermediarios financieros: Bancos o entidades financieras pueden considerarse intermediarios si proveen capital para la implementación del proyecto. Si muchas estaciones requieren préstamos para comprar los generadores, la disposición de la banca a financiar y las tasas que ofrezca influyen en la viabilidad general. En Perú existen líneas verdes de instituciones como COFIDE para proyectos de eficiencia energética; en la medida que actúen, facilitan la realización de la autogeneración. Por el contrario, si perciben riesgo y ponen condiciones estrictas, pueden entorpecer el avance. Así, las instituciones financieras median entre la tecnología y su adopción real mediante el crédito.

Intermediarios en la cadena comercial de GNV: Aquí se incluyen los brokers o comercializadores de gas para clientes libres, las empresas transportistas de GNC/GNL (gasoducto virtual) que llevan gas a estaciones fuera de Lima, y las plataformas tecnológicas que conectan oferta y demanda (por ejemplo, aplicaciones de localización de estaciones). Si bien en Lima las estaciones obtienen gas por ducto, en la cadena global del GNV hay actores que compran gas al productor y lo revenden a estaciones (en regiones sin ductos). Un ejemplo es Promigas en el norte del Perú, que mediante su filial Quavii distribuye GNC a estaciones aisladas. Estas empresas no operan aún en Lima por la presencia del ducto, pero conceptualmente son intermediarios en otros mercados. También, aplicaciones como Waze o Gastos GNV que informan precios de estaciones actúan de intermediarios informativos entre estaciones y clientes, aumentando la transparencia del mercado y acentuando la competencia en precios.

En general, los intermediarios en este sector no reducen la rivalidad directamente, pero sí afectan la eficiencia y condiciones del mercado. Una buena relación con ellos puede suponer ventajas: p.ej., colaborar con Cálidda para planificar un aumento de

capacidad de suministro de gas si la estación crece; o trabajar con financieros para estructurar leasing del grupo electrógeno en lugar de compra, aliviando flujo de caja. La estrategia del proyecto debe involucrarlos como aliados donde sea posible, asegurando supply chain fluida (gas continuo, financiamiento disponible, permisos en regla) para que la autogeneración se implemente sin tropiezos y opere de forma óptima.

2.3 Análisis FODA

A continuación, se realiza un análisis FODA (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas) enfocado en la implementación de la autogeneración con grupos electrógenos a gas natural en estaciones de GNV en Lima Metropolitana, presentado en la tabla 1. Este análisis sintetiza los factores internos positivos y negativos (fortalezas y debilidades) del proyecto, así como los factores externos del entorno que podrían favorecerlo o desafiarlo (oportunidades y amenazas). Posteriormente, se presenta un FODA cruzado que combina estos elementos para delinear estrategias.

Tabla 1

Análisis FODA

Análisis interno		**Análisis externo**	
Fortalezas	**Debilidades**	**Oportunidades**	**Amenazas**
F1. Costo competitivo del combustible	D1. Alta inversión inicial	O1. Entorno regulatorio favorable en energía	A1. Volatilidad en el precio del gas natural
F2. Sinergia con la operación existente	D2. Capacidad técnica limitada del personal	O2. Incremento proyectado de tarifas eléctricas	A2. Mejora súbita en la oferta eléctrica
F3. Mejora de la continuidad del servicio	D3. Espacio físico y restricciones de diseño	O3. Disponibilidad de financiamiento “verde”	A3. Avances tecnológicos alternativos
F4. Calidad y estabilidad de la energía	D4. Dependencia continua de un único combustible	O4. Expansión de mercado GNV	A4. Restricciones ambientales más estrictas
F5. Reducción de emisiones locales contaminantes	D5. Dependencia de mantenimiento y disponibilidad del equipo	O5. Prestigio y marketing verde	A5. Competencia agresiva / cambios en el mercado GNV
F6. Flexibilidad operativa (peak shaving)	D6. Ausencia de incentivos	O6. Escalabilidad del modelo	A6. Riesgos de seguridad y eventos catastróficos
F7. Experiencia internacional replicable			
F8. Apoyo de aliados clave			

Nota. Se presenta el análisis interno y externo.

2.3.1 FODA cruzado

Integrando los elementos anteriores, se pueden trazar estrategias que aprovechen las fortalezas para captar oportunidades, fortalezcan las debilidades, mitiguen amenazas y en general orienten el proyecto hacia el éxito, lo cual se presenta en la tabla 2.

Tabla 2

Análisis FODA cruzado

Estrategia	Código	Descripción
FO (Maxi–Maxi)	F1O2	Estrategia de liderazgo en costos: la estación autogeneradora podrá ofrecer GNV más barato, consolidando su posición de mercado a medida que la electricidad comercial sube.
	F8O3	Cerrar acuerdos de financiamiento ventajosos, obteniendo capital con tasas bajas gracias a la naturaleza sostenible del proyecto.
	F3O4	Capturar mayor cuota de mercado, manteniéndose operativa cuando otros fallan y atendiendo flotas adicionales que entren al mercado.
DO (Mini–Maxi)	D1O3	Obtener financiamiento externo para cubrir la inversión, mitigando la debilidad financiera.
	D2O1	Gestionar capacitaciones y asistencia técnica proporcionadas por aliados.
	D6O1	Incluir el proyecto en programas piloto gubernamentales de generación distribuida.
FA (Maxi–Mini)	A5F4	Fidelizar clientes, creando un prestigio y base leal difícil de erosionar incluso con más competidores.
	A1F2	Negociar contratos de suministro de gas a precio fijo o volumen asegurado con Cálidda.
	A3F7	Conectarse con proveedores globales para incorporar mejoras.
DA (Mini–Mini)	D4A1	Diversificar parcialmente las fuentes de energía de la estación.
	D3A4	Estrategia de rediseño creativo: invertir en soluciones compactas.
	D5A6	Tercerizar el mantenimiento con contrato a todo costo con empresas especializadas.

Nota. En la tabla se muestra el análisis del FODA cruzado.

2.4 Segmentación y análisis de mercado

En este caso, el mercado objetivo son las estaciones de servicio GNV de Lima Metropolitana susceptibles de implementar sistemas de autogeneración eléctrica a gas natural. Si bien todas comparten la misma actividad principal, existen subgrupos con necesidades y perfiles diferenciados:

a) Por Tamaño de la Estación (Nivel de Consumo Eléctrico y de Ventas GNV):

Segmento A – Estaciones de alto consumo: Incluye grandes estaciones, típicamente con múltiples compresores de gran capacidad, que despachan volúmenes elevados de GNV (por ejemplo, más de 20,000 m³ mensuales) y operan 24 horas. Estas estaciones suelen tener demanda eléctrica pico alta (por encima de 150-200 kW) y muchas funcionan como clientes libres en el mercado eléctrico. Representan un segmento prioritario, pues son las que más gastan en electricidad y las que mayores ahorros absolutos lograrían con autogeneración. La propuesta de autogeneración para ellas puede dimensionarse en sistemas más robustos (cercanos a 300-500 kW) posiblemente operando en continuo o en extensas horas pico. Desde el punto de vista de mercado, son early adopters probables, con capacidad financiera y visión innovadora para emprender el proyecto. Convencer a este segmento puede crear casos de éxito demostrativos dado su visibilidad.

Segmento B – Estaciones medianas: Corresponde a la típica estación urbana de tamaño promedio, con uno o dos compresores de mediana capacidad, ventas moderadas (5,000–15,000 m³ mensuales) y horario extendido, pero no siempre 24h. Su demanda eléctrica puede rondar 50–150 kW. Muchas están en manos de empresarios independientes o pequeñas cadenas. Para este segmento, la autogeneración es atractiva, pero requiere soluciones optimizadas: por ejemplo, equipos más pequeños (100 kW) operando solo en horas punta o como respaldo, para reducir inversión y maximizar retorno. En análisis de

mercado, es un grupo numeroso (quizá la mayoría de las estaciones caen aquí), pero más conservador en inversión; podrían sumarse una vez demostrado el éxito en las grandes, o adoptar esquemas colectivos (negociar en bloque compra de equipos más baratos). Es importante ajustar la oferta técnica y financiera a sus posibilidades, quizá mediante leasing o cooperativas de compra.

Segmento C – Estaciones pequeñas o de nicho: incluye grifos con venta baja de GNV (menos de 5,000 m³ mensuales), a veces estaciones duales que ofrecen GNV, pero su fuerte es gasolina/diésel en zonas donde el parque a gas es aún pequeño. Su consumo eléctrico es bajo (<50 kW, a veces en tarifa regulada) y usualmente operan en horario comercial regular. Para estas estaciones, la autogeneración podría no resultar económicamente viable en el corto plazo, ya que sus ahorros serían exiguos frente a la inversión. Tal vez prefieran un pequeño generador de emergencia diésel solo para cortes prolongados. Este segmento no sería objetivo principal de la estrategia inicial, aunque a largo plazo si los precios eléctricos suben muchísimo, hasta ellas podrían considerar alguna solución a escala reducida (microgeneradores <30 kW). Desde el punto de vista de mercado, su adopción sería tardía y solo mediante soluciones estandarizadas de muy bajo costo (Cálidda, 2023c, p. 10).

b) Por Tipo de Operador/Propiedad:

Cadenas corporativas grandes: Empresas como Primax, Petroperú (concesionarios), Pecsa, Gazel, etc., que manejan múltiples estaciones. Estas organizaciones suelen tener mayor acceso a capital y planes estratégicos de eficiencia. Pueden abordar la autogeneración de forma programática en varias de sus estaciones, buscando economías de escala. Su decisión dependerá de políticas corporativas (p.ej., alineación con metas de sostenibilidad de la empresa matriz). Constituyen un submercado clave, donde convencer a la gerencia podría destrabar proyectos múltiples a la vez.

Operadores independientes: Propietarios individuales o familiares de una o dos estaciones. Tomarán decisiones más conservadoras y caso a caso. Necesitan ver retornos claros y pueden requerir apoyo técnico en todas las fases. La estrategia de marketing a este subgrupo debe ser más educativa y apoyarlos en financiamiento, pues no tienen departamento técnico propio que les diseñe el proyecto.

c) Por Ubicación Geográfica dentro de Lima:

Zonas con red eléctrica débil vs fuerte: Por ejemplo, estaciones en periferias o en áreas industriales podrían sufrir más variaciones o cortes de luz que aquellas en pleno centro financiero donde la red es robusta. Las ubicadas en zonas vulnerables se benefician más de la autogeneración en términos de continuidad (valor agregado mayor). Por tanto, segmentar según calidad de suministro eléctrico local puede orientar dónde la propuesta tiene más urgencia (quizá cono norte, este vs. distritos céntricos).

Zonas de alta concentración de estaciones vs. zonas aisladas: En distritos con muchas estaciones cercanas (alta competencia), una estación que implemente autogeneración puede diferenciarse mejor – aquí el driver es competitivo. En zonas donde es prácticamente monopólica en varios km, la motivación será más de ahorro de costos que de diferenciarse (ya que los clientes tienen menos alternativas). Este matiz geográfico cambia la forma de justificar el proyecto ante el operador.

d) Por Perfil de Demanda Horaria:

Estaciones 24/7 con picos nocturnos: Por ejemplo, aquellas que atienden flotas de taxis de madrugada o bases de buses nocturnos, tendrán un perfil de demanda alto en horas punta eléctricas (noche). La autogeneración les da máxima rentabilidad en ese escenario (evitar tarifa punta).

Estaciones diurnas: Algunas estaciones cierran en la noche (por seguridad o baja demanda). Su consumo se da mayormente en horario diurno (fuera de punta). Para ellas,

un esquema de autogeneración continuo tal vez no ahorre tanto porque el kWh de día es más barato. En su caso, el generador se justificaría más como respaldo que como fuente principal. Segmentar de esta forma permite priorizar instalaciones en quienes operan más en punta.

Tras esta segmentación, el análisis de mercado sugiere que el mejor encaje inicial del modelo de autogeneración son las estaciones grandes, de operación 24h, pertenecientes a cadenas ubicadas en zonas de alta demanda y quizá con debilidades en el suministro eléctrico. Este segmento tendrá el ROI más atractivo y funcionará como modelo demostrativo.

Conforme esos casos tengan éxito, se podrá escalar hacia estaciones medianas independientes, ofreciendo opciones adaptadas (por ejemplo, generadores más pequeños o compartidos). Es importante notar que el mercado total en Lima (~300 estaciones) no necesariamente adoptará al 100% esta solución en el corto plazo; podría esperarse una tasa de adopción progresiva: quizá un 10-15% de estaciones (las top) en primeros 2-3 años, luego un 30-40% (medianas) si los resultados son positivos en 5 años, y las más pequeñas quedando rezagadas o dependiendo de que bajen los costos tecnológicos.

En cuanto al tamaño de mercado potencial, Estaciones con venta mínima de 300,000 mt3 (100,000 galones aproximadamente) y un consumo de 200 Kw en promedio: si hipotéticamente 100 estaciones en Lima adoptaran autogeneración con, digamos, 150 kW cada una en promedio, estaríamos hablando de 15 MW de nueva capacidad distribuida instalada localmente. Esto implicaría una inversión significativa y un nuevo nicho de mercado para proveedores de equipos de generación a gas. Por ello, más allá del beneficio a las estaciones individuales, existe un incentivo de industria: fabricantes y contratistas verán atractivo en esta demanda emergente, pudiendo ofrecer mejores precios o soporte especializado en Lima.

Capítulo 3: Viabilidad de la Autogeneración Energética con Grupos Electrógenos a Gas Natural en Estaciones GNV

3.1 Caracterización del Consumo Energético en Estaciones GNV

Las estaciones de servicio de Gas Natural Vehicular (GNV) en Lima Metropolitana presentan un perfil de consumo energético dominado principalmente por la operación de compresores de gas de alta presión. Estos compresores son necesarios para elevar el gas natural desde la presión de la red de distribución (típicamente del orden de 4 a 20 bar) hasta la presión de carga (~200 bar) para llenar los cilindros de los vehículos. En consecuencia, la mayor parte de la demanda eléctrica de una estación GNV proviene de los motores eléctricos que accionan dichos compresores, mientras que otros consumos (iluminación, sistemas de control, bombas, oficinas) representan una fracción menor del total. Estudios técnicos señalan que la energía consumida por la compresión de gas varía aproximadamente entre 0.09 y 0.18 kWh por metro cúbico (m^3) de GNV dispensado, dependiendo del diseño del compresor, las condiciones de succión y la eficiencia del equipo. Esto implica, por ejemplo, que por cada 10,000 m^3 de gas entregado a vehículos, una estación podría consumir del orden de 900 a 1,800 kWh de electricidad.

En Lima Metropolitana operan en la actualidad más de 280 estaciones de servicio de GNV, las cuales varían en tamaño y capacidad de atención. Una estación típica de mediana capacidad atiende tanto a automóviles ligeros (taxis, vehículos privados) como a unidades de transporte (vans, microbuses) y podría vender en promedio entre 2,000 y 5,000 m^3 de GNV por día, dependiendo de su ubicación y demanda. Este nivel de venta se traduce en un consumo eléctrico mensual del orden de 15,000 a 40,000 kWh (suponiendo 0.2 kWh/m^3 como valor conservador). Las estaciones de mayor tamaño, por ejemplo, aquellas que atienden flotas intensivas o transporte público, pueden llegar a despachar más de 10,000 m^3 diarios, equivalentes a unos 300,000 m^3 mensuales. En ese caso, la demanda

eléctrica mensual podría superar 60,000 – 80,000 kWh (Redacción Desde Adentro, 2024, Líneas 94–96).

El perfil de carga eléctrica de las estaciones GNV tiende a variar a lo largo del día según los patrones de consumo de combustible vehicular. Generalmente, se observan picos de demanda eléctrica durante las horas de mayor afluencia de vehículos (por ejemplo, temprano en la mañana y al final de la tarde), cuando múltiples compresores pueden operar simultáneamente para satisfacer la demanda de gas. Durante horas nocturnas de baja afluencia, muchos compresores reducen su operación o quedan en stand-by, resultando en una demanda base más baja (limitada a iluminación de playa, sistemas de seguridad y uno o ninguno compresor en funcionamiento continuo). No obstante, incluso en estas horas valle, ciertas estaciones mantienen uno de sus compresores en marcha para reponer los bancos de almacenamiento de gas (cascadas de cilindros) y prepararse para la siguiente hora punta.

3.2 Comparación de Costos Energéticos Actuales vs. Autogeneración

La viabilidad de implementar autogeneración con grupos electrógenos a gas natural en las estaciones GNV depende en gran medida de la diferencia de costos entre la energía eléctrica comprada de la red pública y la energía eléctrica generada en sitio usando gas natural como combustible.

Tarifas eléctricas actuales: Las estaciones GNV típicamente están clasificadas como clientes comerciales/industriales de media o baja tensión, dependiendo de su nivel de demanda. Muchas estaciones de gran consumo en Lima están acogidas a la opción tarifaria BT5 (Baja Tensión con facturación horaria), MT3 o cliente no regulado, o equivalentes en media tensión, que establecen precios diferenciados por horarios: horas punta (de alto costo, generalmente 18:00–23:00), horas fuera de punta (horas valle, de menor costo, típicamente noche/madrugada) y a veces un bloque intermedio. Para ilustrar, en la tarifa

BT5 vigente en Lima Sur (sector típico 1), el costo de la energía en hora punta puede superar los S/ 1.70 por kWh, mientras que en horas fuera de punta puede rondar solo S/ 0.23–0.28 por kWh. Estos valores reflejan un fuerte diferencial: la electricidad consumida en el momento de mayor demanda del sistema eléctrico es 6 a 7 veces más cara que la consumida en horas de baja demanda. Adicionalmente, las empresas distribuidoras aplican cargos por potencia (demanda máxima en kW) que incrementan el costo fijo mensual para clientes con altos picos de consumo. En la práctica, según la estructura tarifaria peruana, una estación GNV pagando tarifa horaria podría tener un costo promedio ponderado de la electricidad en el orden de S/ 0.50–0.60 por kWh (considerando una combinación de consumos en diferentes horarios). Estaciones sin medición horaria (por ejemplo, pequeñas estaciones en BT4 o BT5A) tendrían una tarifa plana ligeramente inferior por kWh, pero igualmente suelen enfrentar costos efectivos > S/0.45/kWh, incluyendo impuestos (OSINERGMIN, 2024b, pp. 2–4).

Costo de autogeneración con gas natural: La generación eléctrica descentralizada utilizando un motor a gas natural implica costos en tres rubros principales: (a) combustible (gas natural), (b) operación y mantenimiento (O&M) del generador, y (c) amortización de la inversión de capital en el equipo y su instalación. Se analizará inicialmente el costo variable (combustible + O&M) por kWh generado, para compararlo con el costo variable de la red eléctrica, y luego se considerará la inversión.

Precio del gas natural: Las estaciones de GNV en Lima adquieren el gas a tarifa regulada como Consumidor Directo Vehicular, la cual es considerablemente más baja (en términos de energía) que la tarifa de gas industrial convencional, gracias a políticas de promoción del GNV. Por ejemplo, información de Osinergmin indica que en la categoría D-GNV (estaciones con gran consumo vehicular, > 10,000 m^3/día), el precio del gas natural como commodity puede ser alrededor de S/ 2.05 por GJ (gigajoule). Esto equivale

aproximadamente a S/ 0.08 por m³ de gas (solo el costo del gas en boca de pozo). A este monto se añaden los costos regulados de transporte por el ducto de Camisea y la distribución local por Cálidda. En conjunto, la factura final del gas para una estación GNV típica resulta en torno a S/ 0.28–0.33 por m³ (incluyendo IGV). Por ejemplo, para una estación consumiendo 300,000 m³/mes, la facturación total reportada (gas + transporte + distribución, sin IGV) fue de aproximadamente S/ 85,867 mensuales, lo que se traduce en S/ 0.286 por m³ antes de impuesto (S/ 0.337 con IGV).

Eficiencia de conversión y costo por kWh: Un grupo electrógeno a gas natural convierte la energía del combustible en electricidad con una eficiencia eléctrica típica del 30% al 40% (para motores reciprocantes de tamaño mediano disponibles en el mercado peruano). Esto significa que de cada 1 m³ de gas natural (≈ 11 kWh de poder calorífico superior) se obtienen aproximadamente 3.3 a 4.5 kWh eléctricos útiles. Invirtiendo la relación, para generar 1 kWh eléctrico se requieren del orden de 0.22 a 0.30 m³ de gas (según la eficiencia exacta y poder calorífico del gas). Considerando el costo del gas S/ 0.30/m³, el costo de combustible por kWh generado se estima en S/ 0.07 a 0.10. A este valor se le suma el costo de O&M: motores de este tipo suelen implicar gastos de mantenimiento (lubricantes, repuestos, servicios técnicos) que se pueden cuantificar en alrededor de S/ 0.02 a 0.05 por kWh generado. Por ejemplo, a potencia constante, un motor puede requerir mantenimiento mayor cada 30,000 horas, y menor cada 2,000-3,000 horas; prorrateando esos costos en piezas y mano de obra se obtiene ese orden de magnitud. Sumando combustible + O&M, el costo variable de autogeneración oscila aproximadamente entre S/ 0.09 y S/ 0.15 por kWh (Arellano Lazo, 2025, pp. 51–65).

Comparando directamente, la energía autogenerada resulta sustancialmente más barata que la comprada a la red: incluso en el escenario más conservador (S/0.15/kWh autogenerado), supone un ahorro de 70% respecto al costo promedio de S/0.50/kWh de la

red, y durante las horas punta el ahorro unitario podría alcanzar más de S/1.50 por kWh evitado de la red. Esta diferencia es justamente el incentivo económico principal para la autogeneración. Vale resaltar que el cálculo anterior no incluye la inversión de capital; sin embargo, para tomar decisiones se suele analizar el ahorro bruto mensual alcanzable. Por ejemplo, una estación que consuma 50,000 kWh al mes, pagando S/0.55/kWh en su tarifa actual, destina unos S/27,500 mensuales a electricidad. Si generara toda esa energía con gas natural a S/0.12/kWh (promedio de combustible + O&M), el costo sería S/6,000, logrando un ahorro bruto de S/21,500 cada mes. Incluso si la autogeneración no cubre el 100% del consumo, cualquier fracción (por ejemplo, solo en horas punta) conlleva ahorros significativos: autogenerar en horas punta 5 horas diarias (20 - 25% del consumo diario) evitaría pagar el kWh más caro de la red, generando ahorros desproporcionadamente altos en la factura (Sub Comité de Generadores del COES, 2023, p. 63).

No obstante, es importante señalar que esta comparación de costos puede variar a futuro según las tarifas y los precios de insumos. Un aumento en el precio del gas natural para uso vehicular, o una reducción de las tarifas eléctricas (por reformas o disminución de costos de generación a nivel nacional), podría reducir el diferencial.

3.3 Requisitos Técnicos y Espaciales para la Implementación

La implementación de un sistema de autogeneración in situ con grupos electrógenos a gas natural en una estación de servicio GNV requiere satisfacer diversos requisitos técnicos (eléctricos, mecánicos, de seguridad) y contar con el espacio físico adecuado dentro de las instalaciones de la estación. A continuación, se describen los principales requerimientos:

Capacidad y dimensionamiento del grupo electrógeno: En primer lugar, se debe determinar la potencia eléctrica requerida del generador. Idealmente, se dimensiona para cubrir la demanda máxima de la estación o, al menos, la demanda en los horarios objetivo.

Muchas estaciones medianas operan compresores que totalizan entre 150kW a 160 kW de carga; por tanto, los grupos electrógenos comerciales en el rango de 180kW hasta 250 kW serían típicos para este fin.

Conexión eléctrica e integración con la red: Existen dos esquemas posibles de operación: (1) Operación aislada o en isla durante ciertos periodos (peak-shaving), donde la estación se desconecta de la red y usa solo el generador, y (2) Operación en paralelo con la red (paralelo permanente o exportación cero), donde el generador funciona sincronizado con la red interna de la estación.

En ambos casos se requiere un tablero de transferencia o sistema de sincronización. Dado que las estaciones GNV difícilmente exportarán excedentes, en la práctica la configuración sería ya sea peak shaving programado (encender el generador en horas punta y desconectar la red) o stand-by (tener el generador como respaldo y eventualmente para ahorro en punta). Los equipos de control deben cumplir con las normas de interconexión de distribuidores locales y las Normas Técnicas de Calidad de Servicios Eléctricos, garantizando protecciones anti-isla, sincronismo seguro y estabilidad de tensión/frecuencia.

Suministro de gas y requisitos de combustible: El grupo electrógeno utilizará gas natural como combustible, proveniente de un sistema de suministro independiente al destinado para la venta vehicular en la estación. Esto se debe a que los generadores a gas natural operan con presiones de alimentación inferiores (menores a 4 bar), diferentes a las requeridas para el despacho de GNV a los vehículos. Por ello, será necesario implementar una línea de derivación y regulación específica que garantice el caudal y la presión adecuados para el correcto funcionamiento del equipo, sin interferir con la operación normal de los compresores y dispensadores de GNV.

Ubicación física y requisitos de espacio: Los grupos electrógenos a gas de la capacidad considerada suelen venir en módulos montados sobre base, con dimensiones considerables. Por ejemplo, un generador insonorizado de 250 kVA puede venir en un contenedor de aproximadamente 6 a 8 metros de largo, 2.5 m de ancho y 2.5–3 m de alto, ocupando unos 15 a 20 m² de superficie. Adicionalmente se requiere espacio perimetral para mantenimiento (acceso a paneles, radiador, escape) y para una correcta ventilación.

Sistemas auxiliares: La instalación del generador conlleva agregar sistemas de soporte: un sistema de escape para los gases de combustión (chimenea con silenciador, cuya salida debe despejarse por encima de techos o lejos de zonas de público, considerando la normativa ambiental de emisiones), un sistema de enfriamiento (radiador de motor, normalmente integrado en el equipo, que requiere flujo de aire; se debe asegurar que no recircule aire caliente en un espacio confinado), y un banco de baterías de arranque y cargador para el generador. Además, por seguridad, se implementarán detectores de gas en la sala o cabina del generador (dado que es un motor a combustión interna que consume gas, ante una posible fuga se debe apagar automáticamente). Un sistema de extinción de incendios (por ejemplo, detectores de fuego y rociadores o extintores de CO_2) podría ser recomendable dentro de la caseta, aunque la normativa de grifos usualmente ya exige extintores portátiles cercanos a áreas de compresores y surtidores (OSINERGMIN, 2024c, pp. 1–2).

Cumplimiento normativo y permisos: Antes de poner en marcha la autogeneración, se debe tramitar las autorizaciones correspondientes. En Perú, un consumidor que instala generación para autoconsumo debe notificar al distribuidor y puede requerir modificar su contrato de suministro (p.ej., reduciendo demanda contratada). Si la instalación es >200 kW podría requerir inspección de Osinergmin como parte de la instalación eléctrica interna. Asimismo, se debe actualizar la Licencia de Funcionamiento

Municipal, ya que la estación incorporará un nuevo elemento (muchas municipalidades exigen certificación de Defensa Civil para la nueva configuración, verificando que no se afecten las condiciones de seguridad). En cuanto a emisiones, los motores a gas natural emiten contaminantes (NOx, CO, hidrocarburos no quemados) pero en niveles menores que los equivalentes a diésel. Aun así, es necesario cumplir con los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) de aire y los Límites Máximos Permisibles (LMP) de emisiones para fuentes fijas. En Lima Metropolitana, la autoridad ambiental podría requerir una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) o adaptación del Instrumento de Gestión Ambiental de la estación para incluir la fuente emisora (el grupo electrógeno) (MINEM, 2014, pp. 4–9, 36).

3.4 Evaluación de Viabilidad Operativa y Replicabilidad del Modelo

Además de los números económicos, es fundamental analizar la viabilidad operativa del esquema de autogeneración en estaciones GNV, así como su replicabilidad a escala sectorial. Este apartado discute cómo encaja la operación diaria del generador en las estaciones y qué obstáculos o facilitadores existen para replicar el modelo en múltiples instalaciones.

Integración a la operación diaria: Operar un grupo electrógeno a gas natural en una estación GNV significa añadir un subsistema más a las actividades cotidianas. Desde una perspectiva de operación, se requerirá personal capacitado para el monitoreo del generador, su arranque y parada (que idealmente serían automáticos) y la atención a alarmas o contingencias. Muchas estaciones GNV ya cuentan con personal técnico para los compresores, por lo que capacitar a ese mismo personal en el manejo del generador es viable. Los modernos controladores de grupos electrógenos permiten operación remota y automatizada; por ejemplo, se puede programar el encendido diario a las 18:00 (antes de la hora punta) y apagado a las 23:00, sin intervención manual, siempre que se haya

configurado adecuadamente el ATS o sistema de control. Asimismo, sistemas SCADA locales pueden integrarse para que el operador de la estación visualice en tiempo real parámetros como carga del generador, consumo de gas, etc.

La confiabilidad de los grupos electrógenos a gas actuales es alta, pero se debe considerar un plan de mantenimiento preventivo riguroso (cambios de aceite cada cierto número de horas, inspección de bujías, filtros, etc.) para evitar paradas inesperadas. Una parada súbita del generador no debería interrumpir el servicio si la red pública toma el relevo vía ATS en segundos; sin embargo, una conmutación demasiado frecuente podría generar micro interrupciones en los compresores. Para mitigar esto, algunos operadores podrían mantener un pequeño banco de baterías/UPS para controladores de compresores que evite reinicios durante las transferencias de fuente. En general, integrando el generador, la estación pasaría a tener doble fuente de energía, lo cual aumenta la resiliencia: ante un corte de luz del distribuidor, el generador puede sostener la operación (evitando tener que cerrar la estación, lo que es un beneficio operativo significativo) (Kohler Co., 2024, pp. 1–12).

Mantenimiento y soporte técnico: Es relevante asegurar que la cadena de suministro para repuestos y servicios del generador esté disponible localmente. En Lima existen representantes de las principales marcas de motores a gas, así como técnicos especializados (por ejemplo, empresas que ya atienden generadores en industria y minería). Las estaciones GNV podrían establecer contratos de mantenimiento con visitas programadas y atención 24/7 para emergencias. El costo de estos contratos se incluyó en la estimación O&M anterior. En términos de viabilidad, mientras se sigan las recomendaciones del fabricante, un motor a gas puede operar continuamente con alta disponibilidad. Algunos operadores internacionales reportan disponibilidades por encima del 95% para motores en aplicaciones de cogeneración. En el contexto de estaciones GNV,

incluso una disponibilidad del 90% sería suficiente para capturar la mayor parte del beneficio económico, y las paradas pueden programarse en horarios nocturnos de poco impacto.

Aspectos regulatorios operativos: Operativamente, algo a considerar es la interacción con el marco legal de autogeneración y cogeneración en Perú. Actualmente, cualquier usuario que genera para sí mismo puede hacerlo libremente siempre que no inyecte a la red. Sin embargo, si en el futuro se quisiese vender excedentes de energía (por ejemplo, a un vecino o a la red), habría que inscribirse como Empresa de Generación de Servicio Eléctrico o acogerse a mecanismos de Generación Distribuida que aún están desarrollándose. Por el momento, se asume que la estación genera solo para autoconsumo, lo cual no tiene barreras legales significativas aparte de las de seguridad. Un punto de atención es la medición eléctrica: la estación deberá probablemente mantener su conexión a red como respaldo, por lo que su medidor de compañía eléctrica podría requerir reconexión si estuvo desconectada durante horas (lo cual es normal).

Replicabilidad del modelo: Dado que en Lima hay cerca de 280 estaciones GNV, muchas pertenecientes a cadenas o grupos inversores similares, la replicabilidad del proyecto es alta siempre que las condiciones sean comparables. Las condiciones favorables comunes son: disponibilidad de gas de red, alto consumo eléctrico (que hace atractivo el ahorro), y espacio suficiente. No todas las estaciones tienen el mismo consumo: algunas pequeñas (p.ej. en distritos con menor demanda o con solo un compresor de baja capacidad) quizá consumen <10,000 kWh/mes, lo cual reduce el incentivo de invertir en autogeneración por el menor ahorro absoluto. Es probable que la viabilidad económica sea más atractiva para el 20-30% de estaciones de mayor consumo, que podrían ser las ubicadas en zonas de alto tráfico vehicular (e.g. La Victoria, San Juan de Lurigancho, Callao) o las que atienden flotas de transporte público. Para estaciones medianas, la

decisión puede depender de la estrategia: podrían consorciarse para compras de equipos a mayor escala obteniendo descuentos, o implementar inicialmente pilotos en algunas locaciones para validar resultados.

En cuanto a limitaciones o desafíos operativos para replicar:

Espacio y entorno urbano: Algunas estaciones en zonas densas podrían no obtener permisos municipales para añadir un equipo grande, sobre todo si implica mayor ruido o riesgo. Habría que trabajar caso a caso con las municipalidades.

Aceptación y capacitación: No todas las empresas dueñas de estaciones tienen pericia en generación eléctrica; podría haber una curva de aprendizaje. Sin embargo, es un rubro relativamente conocido y podrían tercerizar la operación a empresas especializadas si fuera necesario.

Compatibilidad ambiental: En términos de impacto ambiental urbano, múltiples generadores funcionando podrían aumentar emisiones localmente. Afortunadamente, el gas natural produce emisiones relativamente más limpias (muy bajas en material particulado y azufre; emisiones de NOx moderadas que cumplen normas vehiculares Euro V/VI en motores estacionarios modernos). Aun así, si decenas de estaciones instalan generadores, las autoridades podrían vigilar las emisiones. Posiblemente, cada motor requeriría pasar una prueba de emisiones anual (similar a lo que se hace con calderos o fuentes fijas en industrias).

En balance, la operación diaria de la autogeneración es compatible con la operación de una estación GNV, requiriendo atención técnica manejable y aportando mejoras en confiabilidad. Y en cuanto a replicabilidad, el modelo es técnicamente reproducible en la mayoría de las estaciones que reúnan las condiciones, siendo la decisión principalmente económica. Si las primeras implementaciones demuestran los ahorros previstos y no presentan mayores inconvenientes, es razonable esperar que el modelo se

extienda en el sector de distribución de GNV, especialmente en Lima Metropolitana donde la densidad de estaciones y el acceso a gas hacen propicio el aprovechamiento de esta sinergia entre gas y electricidad.

3.5. Implicancias para Políticas Públicas y Escalabilidad del Modelo

En primer lugar, el éxito técnico-económico demostrado sugiere que el Estado peruano podría incorporar este enfoque dentro de su estrategia de masificación del gas natural. Hasta la fecha, los esfuerzos de masificación se han enfocado principalmente en expandir la red de distribución de gas para uso residencial y vehicular, pero con resultados limitados: a casi dos décadas del inicio de Camisea, solo 1.5 millones de hogares cuentan con conexión de gas y el 90% de ellos se concentran en Lima-Callao. Extender el uso del gas natural hacia la generación descentralizada de electricidad en pequeñas y medianas instalaciones representaría una nueva vía de aprovechamiento del recurso. En particular, integrar la autogeneración en estaciones de GNV amplifica el impacto de cada nueva conexión de gas: no solo sirve para abastecer vehículos, sino que también suple las necesidades energéticas del propio establecimiento, reduciendo la demanda de electricidad de la red pública. Esto encaja en una visión moderna de sistemas energéticos distribuidos, donde los usuarios finales pueden generar parte de su energía, aliviando carga del sistema eléctrico centralizado. Si las políticas públicas facilitan y promueven esta sinergia, cada nueva estación de GNV conectada podría convertirse en un micro-hub energético, aportando servicios tanto de abastecimiento de combustible limpio (GNV) como de autoproducción eléctrica local.

La escalabilidad del modelo se evidencia en que su aplicación no tendría que limitarse a Lima Metropolitana, sino que podría replicarse en otras regiones conforme se expanda la disponibilidad de gas natural. El gobierno ha anunciado planes para construir 1.000 km de redes de gas que alcanzarían 11 regiones del país. Si tales proyectos se

concretan, ciudades del norte y sur del Perú podrían contar con gas natural en los próximos años, abriendo la oportunidad de implementar estaciones de GNV con autogeneración en esos nuevos mercados. Incluso antes de la llegada de gasoductos, se ha visto la expansión de estaciones GNV mediante esquemas de suministro de GNL (Gas Natural Licuado) transportado por cisternas criogénicas, como las iniciativas de la empresa privada para llevar GNV a Cusco, Piura, Lambayeque, entre otras regiones. Dichas estaciones off-grid podrían igualmente incorporar generadores a gas usando el mismo GNL vaporizado, logrando autonomía eléctrica en localidades donde la red eléctrica sea débil o costosa. Esto subraya que el modelo es replicable en diversos contextos geográficos y de infraestructura: donde haya disponibilidad de gas natural (ya sea por red o por transporte de GNL), existe la posibilidad de montar sistemas de autogeneración para aprovecharlo.

En términos de impacto sistémico, una amplia adopción de la autogeneración distribuida a gas natural podría reforzar la seguridad energética nacional. Al multiplicarse las fuentes descentralizadas de electricidad, se reduce la vulnerabilidad ante fallas del sistema interconectado o ante desastres que afecten infraestructuras críticas, ya que cada nodo (estación) tiene capacidad de autoabastecerse y, potencialmente, de apoyar a su comunidad cercana en casos de emergencia. Imaginemos, por ejemplo, que, ante un evento de racionamiento eléctrico, un conjunto de estaciones de servicio con generación a gas podría continuar operando e incluso proveer energía básica (iluminación, comunicaciones) a su entorno inmediato, actuando como refugios energéticos. Si bien esto rebasa el alcance de nuestro estudio, es una consideración valiosa para políticas de resiliencia energética y protección civil. Por otro lado, desde la óptica económica, al estimular la fabricación, instalación y mantenimiento de equipos de generación distribuida, se genera un círculo virtuoso de desarrollo industrial y de servicios en torno al gas natural.

Capítulo 4: Evaluación Económico-Financiera

En este capítulo se analiza la viabilidad económica y financiera del modelo de autogeneración eléctrica mediante un grupo electrógeno a gas natural en una estación de servicio GNV típica de Lima Metropolitana. Se detallan los supuestos utilizados, la inversión requerida, los costos operativos, los ahorros esperados y los resultados financieros proyectados, incluyendo el cálculo del flujo de caja descontado y los principales indicadores de rentabilidad (VAN, TIR, ROI, PayBack), así como el punto de equilibrio y un análisis de sensibilidad bajo distintos escenarios.

4.1 Supuestos Financieros

Para la evaluación económico-financiera se definieron una serie de supuestos clave que enmarcan el análisis:

Horizonte de evaluación: 10 años (por ejemplo, 2026–2035), considerando un período relativamente corto en el que se busca recuperar la inversión inicial. Se asume que el proyecto seguirá operando más allá de los 10 años, pero este horizonte permite evaluar su rentabilidad en el corto a mediano plazo.

Tasa de descuento: 12% anual en términos reales, asumida como tasa mínima de rendimiento o costo de oportunidad del capital. Corresponde a una tasa típica de descuento para proyectos privados en Perú (aproximada al costo promedio de capital). No se considera inflación explícitamente (análisis en soles constantes de 2025), de modo que la tasa de 10% puede interpretarse como tasa real estándar.

Demanda de energía de la estación: Aproximadamente 24.3 MW mensuales en hora punta (HP), en consumo eléctrico actual de la estación. Esta cifra corresponde a una estación GNV de tamaño medio, con carga relativamente constante a lo largo del día, pero con picos en horas punta (ej.: entre 6 p.m. y 11 p.m.) debido a mayor afluencia de vehículos en las tardes-noches.

Tarifa eléctrica de referencia: Se toma un costo promedio de la electricidad de red de US$ 285 / MW para el usuario libre/industrial en Hora Punta, consistente con los valores recientes observados en Lima Metropolitana. Cabe señalar que las tarifas eléctricas han mostrado una tendencia al alza (incremento de 37% entre 2016 y 2024) y volatilidad, lo que eleva los gastos operativos de las estaciones de servicio. En horas punta la energía es aún más cara (recargo tarifario). Dada esta situación, se considera probable que las tarifas continúen elevándose moderadamente en los próximos años (en el modelo base se asumen incremento de la tarifa de 2.5% al nivel de inflación, por prudencia). De acuerdo con los cálculos del Calidda, la tarifa de autogeneración eléctrica en Hora Punta se mantendría en un nivel de US$ 53 / MW (como una tarifa fuera de hora punta), con lo cual se mantendrían una tarifa competitiva constante para la estación de servicio.

Grupo electrógeno a gas natural: Se selecciona un equipo de generadores en un rango de 180 kW a 250 kW de potencia eléctrica (capacidad suficiente para cubrir la demanda pico de una estación tipo). Se trata de un motor a gas natural de generación eléctrica continua (rated prime), con factor de carga promedio estimado de 50–60% en operación. Se asume que el generador operará de forma casi continua durante el horario comercial de la estación en las horas punta, cubriendo la mayor parte del consumo eléctrico in situ.

Costos de mantenimiento: Se contempla un programa de mantenimiento periódico del grupo electrógeno, que incluye cambios de aceite, filtros, bujías, servicio mecánico preventivo cada cierto número de horas de operación, así como un mantenimiento mayor quinquenal (reacondicionamiento). En el modelo financiero, se estima un costo de mantenimiento promedio mensual de S/ 1,700. Este valor cubre consumibles y servicios técnicos regulares. Este monto equivale aproximadamente S/ 21 000 anuales. Se supone que la estación no requiere personal adicional permanente para la operación del generador,

ya que el control es automático; el mantenimiento es tercerizado a un proveedor especializado a intervalos planificados (cada 250 o 500 horas para rutinas menores, etc.). Respecto al mantenimiento quinquenal (overhaul), éste se estima en S/ 38,000.

Impuestos y depreciación: Para evaluar el desempeño financiero desde el punto de vista empresarial, se considera la incidencia del impuesto a la renta corporativo. La tasa de impuesto a la renta aplicable es de 29.5% de las utilidades. Asimismo, el equipo de generación se deprecia contablemente en línea recta en un período de 10 años (vida útil esperada mínima del grupo electrógeno), lo que implica una depreciación anual del 10% del valor del equipo. Esta depreciación se refleja como gasto contable en el estado de resultados proyectado, y proporciona un escudo fiscal (ahorro de impuestos) pero no afecta el flujo de caja directamente.

Financiamiento: El análisis asume, en primera instancia, que la inversión es realizada con recursos propios (capital) de la empresa propietaria de la estación, es decir, no se modela explícitamente financiamiento con deuda. De este modo, los indicadores VAN y TIR calculados corresponden al proyecto puro. (Nota: en caso real, podrían emplearse esquemas de financiación como préstamos o leasing de equipos, lo cual afectaría los flujos de caja anuales por pago de cuotas, pero no cambia la evaluación de rentabilidad intrínseca del proyecto; además, existen incentivos como créditos verdes que pueden apoyar estos proyectos). Por simplicidad se trabaja sin financiamiento bancario en el modelo base.

4.2 Presupuesto de Inversión Inicial

La inversión inicial abarca todas las erogaciones requeridas para poner en marcha el sistema de autogeneración a gas natural. Esto incluye la compra del grupo electrógeno, los equipos auxiliares y las adecuaciones necesarias en la estación, se está considerando un desembolso inicial de S/ 717,011 en este caso base. Este monto incluye la compra del

Grupo electrógeno (generador), la instalación eléctrica y la implementación de la red interna del Gas Natural (Gabinetes de regulación y las correspondientes redes internas).

Es importante destacar que el costo puede variar significativamente según la capacidad del generador, la marca/tecnología escogida y las condiciones específicas de la instalación.

4.3 Presupuesto de Costos Operativos

Una vez implementado el sistema, la estación incurrirá en costos operativos adicionales asociados a la autogeneración, los cuales reemplazan (en parte) al gasto por electricidad de red tal como se observa en la tabla 3. El principal gasto operativo es el mantenimiento periódico del equipo.

Tabla 3

Costo de mantenimiento

Componente	Actividad
Motor Generador	Cambio de aceite y filtros
	Revisión de bujías
	Inspección de mangueras y conexiones
Sistema Admisión de	Limpieza y revisión de filtros en la línea de gas
Gas Natural	Verificación de presión del suministro
	Chequeo de tuberías y detección de fugas
Gabinetes de regulación	Limpieza y verificación de válvulas de seguridad y reguladores
de gas	Chequeo de instrumentos
Otros	Limpieza de radiadores
	Calibración de sensores
Costo anual (Soles	21,000

Nota. En la tabla se muestra el análisis de costo según componente.

Adicionalmente, la estación podría mantener un pequeño consumo de la red eléctrica en ciertos momentos: por ejemplo, durante paradas programadas del generador (mantenimiento) o bajas cargas nocturnas donde podría resultar más eficiente usar la red. Sin embargo, en el escenario base este monto es despreciable (se asume que el generador cubre >95% del consumo). También existiría un costo fijo mínimo por estar conectado a la red (por concepto de potencia contratada, etc.), pero para simplificar no se incluye explícitamente, pues la estación probablemente mantendría la misma potencia contratada principalmente por respaldo.

4.4 Estimación de Ingresos o Ahorros

En un proyecto de autogeneración, el "ingreso" operativo se materializa en forma de ahorro en la factura de electricidad. Es decir, dinero que la empresa deja de pagar al suministrador eléctrico porque ahora genera parte o la totalidad de su energía. Para estimar este beneficio, se comparan los costos energéticos antes y después del proyecto en la tabla 4.

Tabla 4

Comparación de costos energéticos

Escenario	Energía cubierta (MW)	Costo unitario ($/ MW)	Costo energético anual (S/.)
Sin autogeneración	24.30	285	316,519
Con autogeneración	24.30	53	58,885
Ahorro	—	—	257,634
Ahorro (%)	—	—	81.40%

Nota. Como se evidencia, el modelo de autogeneración permite reducir el costo energético.

Como se aprecia, el modelo de autogeneración permitiría reducir el costo energético anual de S/ 356,519 a S/ 58,885, generando un ahorro bruto de S/ 257,634 al año en este escenario base. En términos porcentuales, esto equivale a una disminución cercana al 81.40% en los gastos energéticos de la estación. Este resultado concuerda con la hipótesis inicial: dado el diferencial de precios entre el gas natural y la electricidad, autogenerar puede lograr ahorros significativos. En nuestro modelo, esa condición se cumple ampliamente, generando un beneficio económico tangible para la operación de la estación.

4.5 Estado de Resultados Proyectado

A continuación, se presenta el estado de resultados proyectado para el proyecto de autogeneración, a fin de evaluar su aporte a las utilidades de la empresa año a año. Este estado de resultados incluye los ahorros (ingresos) generados, los costos operativos incurridos, así como depreciaciones e impuestos, suponiendo que la estación de servicio es contribuyente del impuesto a la renta. Se proyectan 5 años bajo las condiciones base previamente descritas y se presentan en la tabla 5.

Tabla 5

Flujo de ingresos y gastos (en miles de soles)

Concepto	Año 1 (S/.)	Año 2 (S/.)	Año 3 (S/.)	Año 4 (S/.)	Año 5 (S/.)
Ingresos por ahorro de energía	258	264	271	277	284
(-) Costos operativos	-21	-21	-22	-23	-23
(-) Costos de mantenimiento	0	0	0	0	-38
(-) Depreciación - Capex	-72	-72	-72	-72	-72
EBIT	**165**	**171**	**177**	**183**	**152**
= Utilidad antes de impuestos (UAII)	-13	-14	-14	-15	-12
(-) Impuesto a la renta (29.5%)	-45	-46	-48	-50	-41
= Utilidad neta anual	**107**	**111**	**115**	**119**	**98**
Utilidad neta acumulada (5 años)	**550**	—	—	—	—

Nota. Estado de resultados anual proyectado del proyecto de autogeneración miles de soles.

Este resultado indica que el proyecto de autogeneración generaría alrededor de S/ 120 mil anuales en eficiencia operativa de la estación (después de costos e impuestos).

Dicho monto representa la mejora en la rentabilidad del negocio gracias a la reducción de costos de energía. Sin embargo, debe contrastarse con la inversión inicial realizada. En otras palabras, debemos evaluar si esos flujos de ahorro justifican el desembolso de casi S/ 717 mil en el año 0, en términos de criterios financieros como el Valor Actual Neto (VAN) o la Tasa Interna de Retorno (TIR) del proyecto. Esto se analiza a continuación mediante el flujo de caja descontado.

4.6 Flujo de Caja Descontado

El flujo de caja del proyecto se construye a partir de la información del estado de resultados, ajustándolo para considerar solo movimientos de efectivo relevantes. En este caso, los flujos anuales de efectivo del proyecto corresponden a los ahorros netos después

de impuestos, añadiendo de vuelta la depreciación (ya que es un gasto contable, no una salida de caja) y considerando la inversión inicial en el año 0. Bajo nuestros supuestos estos cálculos se presentan en la tabla 6.

Tabla 6

Flujo de Caja

Año	Flujo de Caja (S/.)	Comentarios
0	–717,000	Inversión inicial
1	179,000	Ahorro base
2	183,000	
3	187,000	
4	191,000	
5	170,000	Ahorro neto después de primer mantenimiento quinquenal
6	199,000	
7	203,000	
8	208,000	
9	212,000	
5	341,000	Ahorro neto después de segundo mantenimiento quinquenal y considera efecto de ingreso de venta de activo
VAN (con valor residual)	455,000	
VAN ajustado (sin valor residual)	404,000	

Nota. Se presenta el flujo de caja con tasa de descuento 12%

Con estos flujos, se calcula el Valor Actual Neto (VAN) descontando cada año al 12% anual. El VAN se define como la suma de los flujos de caja futuros actualizados menos la inversión inicial.

Este cálculo indicaría un VAN de S/ 455,000 considerando el efecto positivo del valor residual de la venta de los activos en el año 10. Aun sino consideramos ese efecto, el proyecto sigue teniendo un VAN superior a los S/400,000.

Esto sugiere que el proyecto, a nivel de flujo de caja, cubre el costo de capital, generando una creación de valor importante.

4.7 Análisis de Rentabilidad: VAN, TIR, ROI

Valor Actual Neto (VAN): Representa el valor presente de los beneficios netos del proyecto menos la inversión. Un VAN ≥ 0 indica que el proyecto genera suficiente retorno para al menos igualar la tasa de descuento asumida (12% en este caso). Como se puede ver en el escenario Base, el VAN es de S/ 455k, con lo cual genera valor y cubre el costo de la tasa de descuento.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Es la tasa de descuento que hace que el VAN sea cero, o equivalentemente, la rentabilidad efectiva compuesta que genera el proyecto. Calculada a partir de los flujos de caja del escenario base, la TIR 26.6% anual. Más precisamente, considerando el flujo sin valor residual la TIR se encontró alrededor de 25.8%, Ambos resultados superan ampliamente la tasa de descuento del 12%. Esto es una señal positiva: significa que, bajo las condiciones supuestas, el proyecto rinde un 13–14% anual, por encima del costo de capital asumido, por lo que sí sería rentable económicamente (TIR > 12%). En la industria, una TIR de ese orden puede ser aceptable, aunque no extraordinaria – dependerá del apetito de riesgo de los inversionistas. Es útil mencionar que en la pregunta de investigación se buscaba precisamente determinar si la

TIR justificaba la inversión. En nuestro análisis base, la TIR siendo mayor al 12% sugiere que sí se justifica.

Return on Investment (ROI): En el contexto de este proyecto, podemos definir el ROI como el retorno sobre la inversión promedio anual, es decir, la relación entre la ganancia neta anual y la inversión inicial. Desde el estado de resultados proyectado, la utilidad neta anual es S/ 107 000, comparada con S/ 717 000 de inversión, lo que da un ROI anual de 14.9% contable el primer año. Otra forma de verlo es calcular el ROI Ajustado, éste se calcula dividiendo el resultado del VAN sobre la inversión inicial, con lo cual se tiene una tasa de rentabilidad del 63.5%, con lo cual se mide el valor del dinero en el tiempo de los flujos.

En conjunto, los indicadores financieros básicos sugieren que el proyecto es rentable. El VAN que genera valor y la TIR superior al costo de capital implican que el proyecto “paga lo que cuesta” y genera excedentes. Esto responde positivamente a la incógnita planteada: sí hay un retorno de la inversión (ROI) positivo, aunque la magnitud de la rentabilidad dependerá de si se logra mantener condiciones que hacen favorable a este proyecto

4.8 Análisis de Punto de Equilibrio

El punto de equilibrio (break-even) del proyecto puede analizarse desde la perspectiva del tiempo que demora en recuperar la inversión inicial con los flujos de ahorro generados (payback period). En este caso, teniendo en cuenta que la inversión inicial es de S/ 717 000 en el periodo base. Considerando los ahorros de los 10 años de flujo, se calcula que el tiempo de recuperación es de 3.9 años (dejando 6 años de flujos netos positivos después de la recuperación de la inversión), lo cual nos indica que este proyecto presenta un bajo riesgo relativo y es razonable para la escala de la inversión.

4.9 Análisis de Sensibilidad y Escenarios (optimista, base, pesimista)

Dado que la rentabilidad del proyecto depende de varios parámetros inciertos (precios de energía, niveles de uso, costos de inversión, etc.), es esencial realizar un análisis de sensibilidad. Esto permite entender cómo cambiarían los resultados (VAN, TIR, ROI, payback) bajo diferentes escenarios: uno optimista (condiciones más favorables), el escenario base que ya describimos, y uno pesimista (condiciones menos favorables). A continuación, se describen estos escenarios y sus principales impactos:

Escenario Optimista: Supone un contexto más beneficioso para el proyecto. Por ejemplo: tarifa eléctrica más alta y en aumento (se asume un costo por MW de US$ 310). En este escenario, el ahorro mensual podría incrementarse a casi S/ 23,791.

Escenario Base: Es el caso analizado hasta ahora. Recapitulando sus supuestos clave: tarifa eléctrica de US$ 285 por MW, generando un ahorro mensual de S/ 21,469 soles.

Escenario Pesimista: Plantea condiciones desfavorables. Por ejemplo, una tarifa eléctrica más baja de lo esperado (US$ 258 por MW). En este caso, el ahorro mensual podría alcanzar los S/ 18,937 mensuales.

Para resumir cuantitativamente los tres escenarios, lo que varía para cada escenario es el costo de la tarifa de la Red. La tarifa base es de US$ 285 x MW en Hora Punta. En el escenario optimista, este costo se incrementa en +9% (incrementando el ahorro) y en el escenario pesimista el costo se reduce en -9% (reduciendo el ahorro). Los resultados de rentabilidad resumen se presenta en la tabla 7.

Tabla 7

Escenarios con indicadores financieros

Escenario	Tarifa red (US$/MW)	Tarifa Autogenerada con GN US$ x MW	VAN	TIR	Payback (años)	ROI ajustado
Optimista	310	53	572	30.2%	3.5	79.8%
Base	285	53	455	26.6%	3.9	63.5%
Pesimista	258	53	327	22.6%	4.4	45.6%

Nota. Los valores son aproximados para ilustración, considerando las variaciones descritas. ROI anual refiere a utilidad neta/inversión.

Riesgo de precio de la energía: Una baja en las tarifas eléctricas reduciría los ahorros, mientras que un alza las aumentaría. Dado el historial peruano, el riesgo mayor es más bien de alza de tarifas (por costos de generación crecientes), lo cual favorecería al proyecto. Aun así, es prudente monitorear las políticas energéticas que pudieran abaratar la electricidad, porque pondrían en aprietos la rentabilidad de autogenerar.

Capítulo 5: Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones Generales de la Investigación

La presente investigación ha demostrado que el modelo de autogeneración energética mediante grupos electrógenos a gas natural en estaciones de servicio de GNV en Lima Metropolitana es técnica y económicamente viable, aportando beneficios significativos. En primer lugar, se comprobó que las estaciones de GNV poseen un elevado consumo eléctrico debido a los compresores y equipos asociados al despacho de gas, lo que genera costos operativos importantes. En este contexto, implementar la autogeneración con gas natural permite reducir dichos costos cuando el costo por kWh generado es menor al tarifado por la red pública. De hecho, cuando el costo de producción eléctrica con gas natural es inferior al de la energía comprada a la red, se obtienen ahorros sustanciales para el negocio. Este estudio encontró que, bajo las condiciones actuales de precios de gas natural y tarifas eléctricas en el Perú, la autogeneración puede disminuir el gasto en electricidad de las estaciones, mejorando sus márgenes financieros. La evaluación financiera realizada arrojó indicadores positivos (como un periodo de recuperación de la inversión competitivo y un VAN positivo), lo que valida la rentabilidad del modelo propuesto.

Desde el punto de vista técnico, los análisis muestran que es factible integrar grupos electrógenos a gas natural en la infraestructura de una estación de servicio sin afectar la continuidad del suministro de GNV a los vehículos. Los equipos disponibles en el mercado (generadores a gas, turbinas o microturbinas) cuentan con la capacidad para satisfacer la demanda eléctrica típica de una estación, ya sea operando en régimen continuo o en esquemas de peak shaving para cubrir las horas punta de consumo. Además, se verificó que la autogeneración aporta mejoras en la confiabilidad y calidad de la energía suministrada. Al disponer de dos fuentes de energía (red pública y generación propia), el

negocio puede asegurar la continuidad operativa incluso ante cortes de la red, combinando ambos sistemas para maximizar la confiabilidad del suministro eléctrico.

Un hallazgo importante del análisis de mercado es el amplio potencial de replicabilidad de este modelo en Lima Metropolitana. Actualmente existen más de 300 estaciones de servicio de GNV operando en el país (alrededor de 342 a mediados de 2024), concentrándose la mayoría en Lima y Callao, donde se tiene acceso al gas natural por red. Esto significa que hay un gran número de operadores que podrían beneficiarse de la autogeneración. Los resultados obtenidos en la evaluación de caso (estación piloto) indican que, de adoptarse a escala, la autogeneración con gas natural podría convertirse en un componente estratégico para el sector de combustibles alternativos, reduciendo costos agregados y aumentando la resiliencia operativa de las estaciones.

En cuanto a la sostenibilidad ambiental, el estudio reconoce que el gas natural es un combustible fósil, pero con impactos ambientales menores en comparación con otros hidrocarburos. El uso de gas natural en motores y generadores produce alrededor de 25% menos emisiones de CO_2 que la gasolina y aún mayores reducciones respecto al diésel, además de emitir cantidades mínimas de contaminantes como azufre y material particulado. Por tanto, reemplazar el uso de generadores diésel o reducir el consumo de electricidad de la red (que en parte proviene de termoeléctricas a diésel o carbón en horas punta) mediante generación a gas natural contribuye a disminuir la huella de carbono y mejorar la calidad del aire local.

En suma, a partir de los análisis de mercado, viabilidad técnica, económica y evaluación financiera realizados, se concluye que el modelo propuesto es sólido, replicable y beneficioso para los operadores de estaciones de GNV, y contribuye tanto a objetivos empresariales (reducción de costos, continuidad del servicio) como a objetivos de política energética (masificación del gas natural, mejora ambiental).

5.2 Recomendaciones para Actores del Sector

Para los operadores de estaciones de GNV: Se recomienda a los empresarios y administradores de estaciones de servicio considerar seriamente la adopción de sistemas de autogeneración a gas natural en sus instalaciones. Cada operador debe realizar un análisis técnico-económico detallado de su estación (auditoría energética, perfil de carga, costos actuales de electricidad y gas) para determinar el tamaño óptimo del grupo electrógeno y el régimen de operación más conveniente (continuo, horas punta, emergencia). Los hallazgos de esta investigación sugieren que en muchos casos la inversión será rentable; sin embargo, es clave ajustar el diseño a las condiciones específicas de cada estación. Por ejemplo, en aquellas con alto consumo en horario punta, puede priorizarse un esquema de autogeneración en horas pico para reducir la demanda máxima de red y evitar penalidades tarifarias, estrategia ya utilizada en el sector industrial para optimizar costos. Asimismo, se recomienda iniciar con proyectos piloto en algunas estaciones representativas, a fin de afinar la operación y cuantificar con precisión los ahorros y beneficios antes de una expansión masiva en toda la red de estaciones.

Adicionalmente, los operadores deben asegurar las condiciones adecuadas de instalación y operación de los grupos electrógenos a gas. Esto implica capacitar al personal técnico en el manejo seguro de los equipos, establecer planes de mantenimiento preventivo con soporte de proveedores especializados, y cumplir con las normativas de seguridad industrial y ambiental vigentes (p.ej., ventilación adecuada, sistemas de detección de fugas de gas, control de emisiones sonoras).

En este sentido, se sugiere coordinar estrechamente con la empresa distribuidora de gas (p. ej. Cálidda en Lima) durante el diseño e instalación, para garantizar que la conexión de gas para el generador cuente con medidores apropiados, reguladores de presión y demás elementos técnicos conforme a las especificaciones. Finalmente, los

operadores podrían explorar la combinación de autogeneración con fuentes renovables en el sitio. Por ejemplo, la instalación de paneles solares fotovoltaicos en techos o marquesinas de la estación, complementada por el generador a gas para horas nocturnas o de alta demanda, puede conformar un esquema híbrido que maximice el ahorro energético y reduzca aún más la huella de carbono.

Para los proveedores y desarrolladores de tecnología: Los fabricantes y proveedores de grupos electrógenos, así como las empresas integradoras de sistemas energéticos, juegan un rol crucial en la difusión de este modelo. Se les recomienda desarrollar paquetes tecnológicos adaptados a las estaciones de servicio de GNV, ofreciendo soluciones "llave en mano" que incluyan el equipo de generación a gas, los sistemas de control, conmutación automática y monitoreo remoto, todo integrado de forma compacta y segura para operar en ambientes de estaciones de combustible. Estos paquetes deben enfatizar la eficiencia y bajas emisiones de los generadores a gas, aprovechando las mejores prácticas internacionales. Por ejemplo, grupos electrógenos de última generación con motores de baja emisión de NOx y CO, o incluso microturbinas a gas con recuperadores de calor, podrían ofrecer no solo electricidad sino también agua caliente para usos sanitarios si se requiriese (cogeneración). Los proveedores deberían igualmente brindar servicios de financiación o arrendamiento de los equipos, en coordinación con entidades financieras, de modo que los operadores puedan implementar la autogeneración sin afrontar totalmente la inversión inicial de contado. Modelos de negocio como contratos de suministro energético (ESCo, energy supply contracts), donde el proveedor instala y opera el equipo y el cliente paga por la energía más barata que la de red, pueden incentivar la adopción minimizando el riesgo percibido por el operador.

Asimismo, se aconseja a las empresas distribuidoras de gas natural (como Cálidda) y a los proveedores energéticos en general, que impulsen alianzas estratégicas

para masificar estos sistemas. Dichas empresas podrían identificar a clientes candidatos (estaciones con altos consumos), y proponerles soluciones de autogeneración con facilidades (por ejemplo, incluyendo el costo del generador en la tarifa de gas a largo plazo, o descuentos promocionales en el gas consumido para generación durante un periodo determinado).

Para los entes reguladores y formuladores de políticas (Ministerio de Energía y Minas, Osinergmin, Gobiernos locales): En el aspecto regulatorio, es importante actualizar y perfeccionar el marco normativo para la generación distribuida y la autogeneración. Actualmente, la autogeneración de energía no cuenta con una regulación específica en el Perú; si bien no está prohibida, debe regirse por las mismas reglas aplicables a la generación convencional. Esto conlleva trámites y exigencias que pueden ser desproporcionados para proyectos de pequeña escala en estaciones de servicio. Se recomienda por tanto simplificar los procedimientos de habilitación para centrales de autogeneración a gas de pequeña potencia. Por ejemplo, podría exceptuarse de la necesidad de una concesión de generación a aquellas instalaciones bajo cierto umbral de potencia (p.ej. <500 kW) que no inyecten energía a la red, otorgándoles un régimen de autorización automática o registro simplificado ante el regulador. Igualmente, debieran armonizarse los requisitos municipales y ambientales: establecer guías claras para la obtención de licencias de instalación y los estudios de impacto ambiental (DIA) específicos para este tipo de proyectos, evitando demoras burocráticas.

Desde la perspectiva de política energética más amplia, se recomienda crear incentivos y programas de promoción de la generación distribuida con gas natural. Por ejemplo, el Estado podría otorgar créditos blandos o subvenciones parciales para la adquisición de generadores a gas natural a pequeñas y medianas empresas del rubro, similar a como se han financiado conversiones vehiculares a GNV en el pasado. Otra

medida sería ajustar la estructura tarifaria eléctrica para reconocer la contribución de la autogeneración: aplicando tarifas horarias más diferenciadas que premien la reducción de consumo en puntas (lo cual haría más atractivos los esquemas de peak shaving), o implementando un esquema de net metering limitado que permita a los auto generadores inyectar excedentes a la red y recibir algún crédito por ello.

Finalmente, los reguladores deben fomentar la difusión de información y mejores prácticas. Apoyar estudios piloto, publicar los resultados de casos de éxito de autogeneración, e incluir este modelo dentro de los programas de masificación del gas natural y eficiencia energética nacional, servirá para educar al mercado y reducir barreras de adopción. La incorporación de criterios de sostenibilidad en las políticas —como metas de reducción de emisiones o mejoras de eficiencia— puede sin duda apoyarse en iniciativas de autogeneración: por ejemplo, reemplazar paulatina los cientos de grupos electrógenos diésel de emergencia por unidades a gas natural contribuiría a las metas de calidad del aire urbano.

Referencias

AFRY. (2023). *Wholesale Electricity Price Projections for Peru* (4) [Independent Market Report]. AFRY. https://aim.afry.com/download/18.26537f4c1870839d3e516fb/1688553344260/AIMRFlyer_Peru_v100.pdf

Alvarado Arévalo, F., & Brito Rojas, J. S. (2025). *Estados financieros consolidados intermedios al 30 de junio de 2025 y 31 de diciembre de 2024* (p. 57) [Informe financiero]. Gas Natural de Lima y Callao S.A. https://www.calidda.com.pe/media/msllrfqn/eeff-consolidado-gas-natural-de-lima-y-callao-sa-2025-2q.pdf

Arellano Lazo, A. D. (2025). *Análisis de la viabilidad técnica y económica para la formulación de un proyecto de generación eléctrica en base a motores de combustión interna reciprocantes a gas natural en Paita* [Tesis de maestría, Universidad de Piura]. https://pirhua.udep.edu.pe/backend/api/core/bitstreams/ccb512fe-e063-4e4c-8246-629fa4333508/content

Asociación Automotriz del Perú. (2024). *Con 295 estaciones, Lima concentra más del 86% de lugares para recarga de GNV* [Artículo web]. Transporte Sostenible Perú. Trasporte Sostenible. https://transportesostenible.com.pe/con-295-estaciones-lima-concentra-mas-del-86-de-lugares-para-recarga-de-gnv/

Banco Central de Reserva del Perú. (2025). *Reporte de Inflación: Panorama actual y proyecciones macroeconómicas. Marzo 2025* (Reporte No. 2005-6985; p. 154). Banco Central de Reserva del Perú. https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2025/marzo/reporte-de-inflacion-marzo-2025.pdf

Cálidda. (2023a). *Empresa Clave 7 promueve el progreso con uso de GNV* [Artículo web]. La Buena Energía. https://labuenaenergia.calidda.com.pe/historias/clave-7-pruemueve-progreso-con-gnv/

Cálidda. (2023b). *Manual Cálidda junio 2023 – Welcome Pack Hogar* [Manual]. Cálidda. https://www.calidda.com.pe/media/1vfnzq4a/manual-calidda-junio-2023-welcome-pack-hogar.pdf

Cálidda. (2023c). *Reporte de sostenibilidad 2022* (Reporte de Sostenibilidad 2022 GRI 2; p. 154). Cálidda Gas Natural del Perú S.A. https://www.calidda.com.pe/media/d4kf50ct/reporte-de-sostenibilidad-2022-calidda.pdf

Cálidda. (2024). *Soluciones energéticas y financiamientos para clientes industriales* [Artículo web]. La Buena Energía. La Buena Energía. https://labuenaenergia.calidda.com.pe/historias/soluciones-energeticas-y-financiamientos-para-clientes-industriales/

Cálidda. (2025a). *Autogeneración de energía, una alternativa sostenible y económica para el futuro* [Artículo web]. La Buena Energía. La Buena Energía. https://labuenaenergia.calidda.com.pe/noticias/autogeneracion-de-energia-una-alternativa-sostenible-y-economica-para-el-futuro/

Cálidda. (2025b). *Autogeneración de energía: Una alternativa sostenible y económica para el futuro* [Artículo web]. La Buena Energía. La Buena Energía. https://labuenaenergia.calidda.com.pe/noticias/autogeneracion-de-energia-una-alternativa-sostenible-y-economica-para-el-futuro/

Cálidda. (2025c). *GNV en vehículos pesados y un auténtico potencial* [Artículo web]. La Buena Energía. La Buena Energía. https://labuenaenergia.calidda.com.pe/noticias/gnv-en-vehiculos-pesados-y-un-autentico-potencial/

Castillo, T., García, F., Mosquera, L., Rivadeneira, T., Segura, K., y Yujato, M. (2022). *Panorama Energético de América Latina y el Caribe 2021* (Informe técnico Nos. 978-9978-70-148–5; p. 414). Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0442a.pdf

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2025a). *Información requerida para el cálculo del factor de referencia a la contratación (FRC), periodo mayo 2025—Abril 2029* (Informe de sustento COES/D/DO/SME-INF-023-2025; p. 17). Comité de Operación Económica del Sistema (COES). https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/procesosregulatorios/electricidad/Factor_Referencia_Contratacion/Mayo%202025%20-%20Abril%202029/1.2%20Informe%20de%20sustento%20de%20para%20el%20calculo%20de%20FRC.pdf

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. (2025b). *Información requerida para el cálculo del factor de referencia a la contratación, periodo mayo 2025—Abril 2029* (Informe de sustento COES/D/DO/SME-INF-023-2025; p. 17). Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/procesosregulatorios/electricidad/Factor_Referencia_Contratacion/Mayo%202025%20-%20Abril%202029/1.1%20Carta%20D-069-2025.pdf

Decreto Ley N.° 25844, Ley de Concesiones Eléctricas, Legislation No. 25844, 78 (1992). https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto-Ley-25844.pdf

Decreto Supremo N.° 020-97-EM, N.° 020-97-EM Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos 64 (1997). https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/NTCSE.pdf

Deep Sea Electronics. (2024). *DSESCADA G8 Series Multi-Set Remote Monitoring & Commissioning Software* (Datasheet Nos. 055-295/04/23; p. 2). Deep Sea Electronics. https://www.deepseaelectronics.com/genset/software-tools/dsescada/downloads/datasheet

Editorial El Peruano. (2024). Revise las principales normas legales publicadas del 24 al 30 de noviembre del 2024. *Editora Perú*. https://elperuano.pe/noticia/259087-revise-las-principales-normas-legales-publicadas-del-24-al-30-de-noviembre-del-2024

Estado Peruano. (2024). *Solicitar autorización para generar energía termoeléctrica* [Artículo web]. Plataforma Digital Única del Estado Peruano (Gob.pe). gob.pe. https://www.gob.pe/26678-solicitar-autorizacion-para-generar-energia-termoelectrica

Gas Natural de Lima y Callao S.A. (2024). *Resumen Ejecutivo del Sistema de Distribución de Gas Natural en los distritos de Imperial y San Vicente de Cañete* (Resumen ejecutivo / documento técnico N° 050-2015-GRL-GRDE-DREM). Cálidda. https://www.calidda.com.pe/media/ihcjpvq2/01-rd-y-resumen-ejecutivo-san-vicente-e-imp.pdf

Gas Natural de Lima y Callao S.A. y Subsidiaria. (2025). *Estados Financieros Consolidados Intermedios al 30 de junio de 2025 y 2024* [Informe financiero]. Gas Natural de Lima y Callao S.A. https://www.calidda.com.pe/media/msllrfqn/eeff-consolidado-gas-natural-de-lima-y-callao-sa-2025-2q.pdf

Generac Mobile Products. (2023). *MGG280 14.6L 299 kVA Mobile Gaseous Generator Spec Sheet* (p. 6) [Spec sheet]. Generac Mobile Products. https://www.generac.com/globalassets/products/business/mobile-power--light-solutions/mobile-generators/spec-sheets/mgg280n2_mobile-gaseous-generator_spec-sheet.pdf

Generac Power Systems. (2025a). *Environmental and Regulatory Advantages of Natural Gas Generators for Emergency and Non-Emergency Use* [White paper]. Generac Power

Systems. https://www.generac.com/globalassets/business/whitepapers/gie-marketing-whitepaper-envregadvnggens2025-1.pdf

Generac Power Systems. (2025b). *Environmental and Regulatory Advantages of Natural Gas Generators for Emergency and Non-Emergency Use* [White paper]. Generac Power Systems. https://www.generac.com/globalassets/business/whitepapers/gie-marketing-whitepaper-envregadvnggens2025-1.pdf

Global Growth Insights. (2025a). *Natural Gas Generator Market Size Growth CAGR 5.9% | 2035* [Market report]. Global Growth Insights. globalgrowthinsights.com. https://www.globalgrowthinsights.com/market-reports/natural-gas-generator-market-111604

Global Growth Insights. (2025b). *Natural Gas Generator Market Size Growth CAGR 5.9% | 2035* [Market report]. Global Growth Insights. globalgrowthinsights.com. https://www.globalgrowthinsights.com/market-reports/natural-gas-generator-market-111604

Goa Natural Gas Pvt. Ltd. (2023). *Technical Volume* (Proyecto VCS/GNGPL/1023/SC/2022/001; p. 340). Goa Natural Gas Pvt. Ltd. https://www.goanaturalgas.com/wp-content/uploads/2023/07/Technical.pdf

Grupo Primax. (2022). *Reporte de Sostenibilidad 2022* (Primax, p. 77) [Reporte de sostenibilidad]. Grupo Primax. https://primax.com.pe/wp-content/uploads/2023/12/reporte-de-sostenibilidad-2022-VF.pdf

Guedes, S., & Loc, J. (2024). *Sector Eléctrico* (p. 3) [Reporte sectorial]. Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo. https://www.aai.com.pe/wp-content/uploads/2024/03/Sector-Energia-2024-02.pdf

Guedes, S., & Loc, J. (2025). *ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias* (p. 7) [Reporte de clasificación]. Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo. https://engie-energia.pe/wp-content/uploads/2025/05/Apoyo-Engie-1224.pdf

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2014). *Metodología de la investigación* (6ª ed.). McGraw Hill España. https://dialnet.unirioja.es/servlet/libro?codigo=775008 (Obra original publicada en 2014, McGraw Hill España)

INNIO Group. (2025). *Data Center Solutions for North America* (p. 13) [Informe técnico]. INNIO Jenbacher. https://www.jenbacher.com/wp-content/uploads/2025/03/ijb_wp_en_letterhead_nu_data_center_solutions_north_america_rz_screen_ijb-324022-en-us.pdf

International Energy Agency. (2021). *World Energy Outlook 2021* [Reporte online]. International Energy Agency. Iea.Org. https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021

International Energy Agency. (2023). *Electricity Grids and Secure Energy Transitions* (Revised version, November 2023) [Report]. International Energy Agency. https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2023/10/electricity-grids-and-secure-energy-transitions_9559dcb0/455dd4fb-en.pdf

International Energy Agency. (2025). *Global EV Outlook 2025* (Revised version, July 2025, p. 173) [Report]. International Energy Agency. https://iea.blob.core.windows.net/assets/7ea38b60-3033-42a6-9589-71134f4229f4/GlobalEVOutlook2025.pdf

Kohler. (2024). *Model: 24RCLA* (p. 4) [Ficha técnica]. Kohler. https://www.kohler.com/content/dam/kohler-com-NA/Lifestyle/PDF/PDF-202402-US-Kohler-G4-303-24rcla-en-US.pdf

Kohler Co. (2024). *Generator Kohler Model: KG150* (Standard Features, p. 69) [Technical submittal / specification sheet]. Kohler Co. https://woodstockpower.com/wp-content/uploads/2024/01/WPC_PO-1111-KG150-Submittal-01.19.2024.pdf

Lea, G. O., Gott, J. E., Oshiba, E. H., & McAnfrew, M. (2023). *Engine-Driven Generator Systems for Prime and Standby Power Applications* (Unified Facilities Criteria UFC 3-540-01; UFC 3-540-01, with Change 3, p. 87). Whole Building Design Guide / Department of Defense. https://www.wbdg.org/FFC/DOD/UFC/ARCHIVES/ufc_3_540_01_2014_c3.pdf

Ministerio de Energía y Minas. (2014). *Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos* (Decreto Supremo Decreto Supremo N.° 039-2014-EM). Diario Oficial El Peruano. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Reglamento%20para%20la%20protecci%C3%B3n%20Ambiental%20en%20las%20Actividades%20de%20Hidrocarburos.pdf

Ministerio del Ambiente. (2020). *Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional del Perú: Estudio Técnico* [Informe técnico]. Ministerio del Ambiente. https://nuestrodesafioclimatico.minam.gob.pe/wp-content/uploads/2024/02/Estudio-Te%CC%81cnico_Actualizacio%CC%81n-NDC.pdf

Morán Flores, G., Abad Altamirano, P., Luis Robles, J., & Mercado Ocampo, E. (2025). *Comportamiento de la Economía Peruana en el Cuarto Trimestre de 2024* (Informe Nº

01-Febrero 2025; p. 56). Instituto Nacional de Estadística e Informática. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/7667956/6496408-comportamiento-de-la-economia-peruana-en-el-cuarto-trimestre-de-2024.pdf?v=1740099214

Mucho Mamani, R., Carlos Estrella, V., Meza Segura, J. N., Vílchez León, L., Ibarra Vásque, G., Caro Jara, J. L., & Luciano de la Cruz, L. (2022). *Balance Nacional de Energía 2022* (p. 259) [Informe técnico]. Ministerio de Energía y Minas (MINEM) – Dirección General de Eficiencia Energética. https://eficienciaenergetica.minem.gob.pe/Content/fileman/Uploads/BNE/02_Balance%20Nacional%20de%20Energ%C3%ADa%20-%20BNE%202022_240321_v2.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (2005). *Norma Opciones Tarifarias y Condiciones de Aplicación de las Tarifas a Usuario Final* [Norma tarifaria]. Osinergmin. https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2005/OSINERG%20No.236-2005-OS-CD-Norma.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2016). *Tarifas y Mercado Eléctrico, Año 14—Nº 02—Febrero 2016* (Informe técnico Año 14-Nº 02; p. 5). Osinergmin, Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria. https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/TarMercadoElectrico/TyME%20-%20Febrero%202016.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2021). *Tarifas y Mercado Eléctrico, Año 19—N.º 9—Setiembre 2021* (Informe técnico Año 19, N.° 9; p. 6). Osinergmin, Gerencia de Regulación de Tarifas. https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/TarMercadoElectrico/TyME-SETIEMBRE2021.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2022). *Determinación de las Tarifas de Distribución de Gas Natural aplicables a la Concesión de Ica para el Período 2022-2026* (Informe técnico Informe N° 089-2022-GRT; p. 98). Osinergmin, Gerencia de Regulación de Tarifas. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/procesosregulatorios/gas-natural/tarifas-distribucion-gas-natural/Fijacion-Gas-Natural-Ica-2022_2026/7.6-INF-089-2022-GRT_PrePublica_TD_Ica_22_26.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2023). *Informe Legal N.° 800-2023-GRT* (Informe Legal N° 800-2023-GRT; p. 28). Osinergmin.

https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2023/Informe-Legal-800-2023-GRT.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2024a). *Consultar los precios de combustibles* [Página institucional]. Plataforma del Estado Peruano. gob.pe. https://www.gob.pe/553-consultar-los-precios-de-combustibles

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2024b). *El Informativo, Abril 2024—Año 29—N.º 02—Boletín trimestral* (Boletín trimestral Año 29-N.º 02; p. 43). Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/Informativo/El%20Informativo%20-%20Abril%202024%20v4.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2024c). *Guía de fiscalización de diseño – Establecimiento de venta al público de GNV* (p. 39) [Guía técnica / normativa]. Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/hidrocarburos/RegistroHidrocarburo/Registro-Hidrocarburos/Guias-Fiscalizacion-Pre-Operativa/Osinergmin-DSHL-GF-Disenio-EVP-GNV.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2024d). *Informe Técnico N.° 019-2024-GRT* (Informe técnico N° 019-2024-GRT; Prepublicación de la modificación del Procedimiento Técnico N.° 20, p. 228). Osinergmin. https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2024/Informe-Tecnico-019-2024-GRT.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2024e). *Informe Técnico N.° 783-2024-GRT* (Informe técnico Nos. 783-2024-GRT; 65). Osinergmin, Gerencia de Regulación de Tarifas - División de Gas Natural. https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2024/Informe-Tecnico-783-2024-GRT.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2024f). *Reporte Gerencial Especial de Eventos Relevantes N°978 para el Consejo Directivo, correspondiente al periodo del 11 al 17 de diciembre de 2024* (Reporte gerencial especial de eventos relevantes No. 978; p. 9). División de Supervisión de Electricidad, Osinergmin. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/electricidad/Documentos/Reportes/Osinergmin-DSE-RGE-CD-978-11-12-17-12-2024.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (2024g). *Tarifas y Mercado Eléctrico, Año 22—N.º 04—Abril 2024* (Informe técnico Año 22-N.º 04; p. 5).

Osinergmin, Gerencia de Regulación de Tarifas. https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/TarMercadoElectrico/TyME%20-%20Abr%202024%20v2.pdf

Park, C. S. (2016). *Contemporary Engineering Economics* (6th ed.). Pearson Education Limited. https://www.pearson.com/en-us/subject-catalog/p/contemporary-engineering-economics/P200000003311/9780133439274

Porter, M. E. (2008). The Five Competitive Forces That Shape Strategy. *Harvard Business Review*, 78–93. https://hbr.org/2008/01/the-five-competitive-forces-that-shape-strategy

Presidencia del Consejo de Ministros. (2022). Gobierno financia al 100% y sin intereses conversión de vehículos a gas natural. *gob.pe*. https://www.gob.pe/institucion/pcm/noticias/626479-gobierno-financia-al-100-y-sin-intereses-conversion-de-vehiculos-a-gas-natural

Redacción Desde Adentro. (2022a). *Camisea: El gas natural puede llegar a más familias peruanas* [Artículo web]. Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE). Desde Adentro. https://www.desdeadentro.pe/2022/08/camisea-el-gas-natural-puede-llegar-a-mas-familias-peruanas/

Redacción Desde Adentro. (2022b). *Gas Natural Vehicular de Camisea beneficia a ocho regiones del Perú* [Artículo web]. Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía. Desde Adentro. https://www.desdeadentro.pe/2022/07/gas-natural-vehicular-de-camisea-beneficia-a-ocho-regiones-del-peru/

Redacción Desde Adentro. (2022c). *Nazca: Conductores ahorran hasta 70% en combustible por uso de GNV de Camisea* [Artículo web]. Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE). Desde Adentro. https://www.desdeadentro.pe/2022/07/nazca-conductores-ahorran-hasta-70-en-combustible-por-uso-de-gnv-de-camisea/

Redacción Desde Adentro. (2024). *¿Dónde se encuentran los grifos de GNV en Lima y Callao?* [Artículo web]. Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (SNMPE). Desde Adentro. https://www.desdeadentro.pe/2024/05/donde-se-encuentran-los-grifos-de-gnv-en-lima-y-callao/

Redacción PERÚ21. (2022). *Más de 324,000 vehículos usan GNV en el país, según Infogas* [Artículo web]. Perú21. Perú21. https://peru21.pe/economia/mas-de-324000-vehiculos-usan-gnv-en-el-peru-segun-infogas-rmmn-noticia/

Redacción Surtidores Latam. (2025, noviembre 14). El dominio de marcas blancas en el mercado Peruano de estaciones de servicio. *Surtidores LATAM*.

https://surtidoreslatam.com/el-dominio-de-marcas-blancas-en-el-mercado-peruano-de-estaciones-de-servicio/

Remigio Herrera, M. C. A. (2023). *Metodología para el cálculo y selección de una planta de suministro eléctrico de emergencia conformada por grupos electrógenos. Caso de estudio: Ampliación de PTAP Sullana* [Tesis de pregrado, Universidad de Piura]. https://pirhua.udep.edu.pe/backend/api/core/bitstreams/45d380e5-7a8f-44fa-bea6-3eaa30176071/content

Sub Comité de Generadores del COES. (2023). *Estudio Técnico y Económico para la determinación de las Tarifas en Barra Mayo 2024 – Abril 2025. Informe Final* (p. 107) [Informe final]. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2024-2025/2/2.1.%20Subcomit%C3%A9%20de%20Generadores%20del%20COES/02.%20Informe%20de%20Propuesta%20del%20SGC.pdf

Subcomité de Generadores del COES. (2025). *Estudio Técnico y Económico para la determinación de las Tarifas en Barra Mayo 2025 – Abril 2026* (p. 138) [Informe final]. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES). https://www2.osinergmin.gob.pe/GRT/Procesos-Regulatorios/Tarifas-Barra/FPB-2025-2026/5.1.3.%20Informe%20Propuesta%20Final%20del%20SCG.pdf

U.S. Energy Information Administration. (2024). *Distributed Generation, Battery Storage, and Combined Heat and Power System Characteristics and Costs in the Buildings and Industrial Sectors* (p. 144) [Informe técnico]. U.S. Department of Energy. https://www.eia.gov/analysis/studies/buildings/dg_storage_chp/pdf/dg_storage_chp.pdf

Young, M., & Colbert, H. (2025). *Department of Commerce Introduction to Performance Contracts* (p. 35) [Presentation / technical report]. National Renewable Energy Laboratory. https://docs.nrel.gov/docs/fy25osti/94954.pdf