

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



**Efecto del costo unitario de GNL virtual en las categorías
tarifarias en la Zona de concesión de la Empresa QUA VII en la
Provincia del Santa**

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

AUTORES :

Bach. Maickel Josimar Campomani Daga
Bach. Antony Stalyn Hernández Pineda

ASESOR :

M.Sc Julio Hipólito Néstor Escate Ravello

NUEVO CHIMBOTE, NOVIEMBRE DE 2022

UNIVERSIDAD NACIONAL DEL SANTA
FACULTAD DE INGENIERÍA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA EN ENERGÍA



CARTA DE CONFORMIDAD DEL ASESOR

La presente investigación para obtención del título ha sido revisada y elaborada en cumplimiento del objetivo propuesto y contiene las condiciones formales y metodológicas, estando en cuadrado con las áreas y líneas de investigación según el reglamento general para obtener el Título Profesional en la Universidad Nacional del Santa (R.D: N°492-2017-CU-R-UNS) de acuerdo a la denominación siguiente

**TESIS PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO EN
ENERGÍA**

**EFFECTO DEL COSTO UNITARIO DE GNL VIRTUAL EN LAS CATEGORIAS
TARIFARIAS EN LA ZONA DE CONCESION DE LA EMPRESA QUAVII EN
LA PROVINCIA DEL SANTA**

AUTORES :

Bach. Maickel Josimar Campomani Daga
Bach. Antony Stalyn Hernández Pineda

M.Sc Julio Hipólito Néstor Escate Ravello
ASESOR



UNS
UNIVERSIDAD
NACIONAL DEL SANTA

CONFORMIDAD DEL JURADO EVALUADOR

**Efecto del costo unitario de GNL Virtual en las
Categorías tarifarias en la Zona de concesión de la empresa
QUAVII en la Provincia del Santa**

**Tesis para obtener el Título Profesional de
Ingeniero en Energía**

Revisado y Aprobado por el Jurado Evaluador:

.....
Mg. Benites Villegas, Héctor Domingo
PRESIDENTE
DNI. 17821639
Código: ORCID.0000-0002-8809-6371

.....
Mg. Guevara Chinchayán, Robert Fabian
SECRETARIO
DNI. 32788460
Código: ORCID.0000-0002-3579-3771

.....
M. Sc. Escate Ravello, Julio Hipólito Néstor
INTEGRANTE
DNI. 32850228
Código: ORCID.0000-0001-9950-2999



Recibo digital

Este recibo confirma que su trabajo ha sido recibido por Turnitin. A continuación podrá ver la información del recibo con respecto a su entrega.

La primera página de tus entregas se muestra abajo.

Autor de la entrega: Campomani Hernandez
Título del ejercicio: REVISION 1
Título de la entrega: Informe para impresion
Nombre del archivo: DE_CONCESION_DE_LA_EMPRESA_QUAVI_EN_LA_PROVINCIA...
Tamaño del archivo: 9.74M
Total páginas: 121
Total de palabras: 23,087
Total de caracteres: 125,527
Fecha de entrega: 04-sept.-2022 03:41p. m. (UTC-0500)
Identificador de la entrega: 1892479517



DEDICATORIA

A Dios; por ser mi guía y fortaleza en todo momento de mi vida y por permitirme el haber llegado a este momento tan importante de mi formación profesional.

A mis padres, ANA y RICHARD; por su amor y esfuerzo que me han permitido cumplir un sueño tan esperado, por inculcarme el ejemplo de esfuerzo y valentía, de no temerle a las adversidades porque Dios está conmigo siempre.

A mis hermanos, NILSON y THIAGO; por alegrarme cada día y darme las fuerzas necesarias para seguir adelante.

A mis abuelos, JUSTINIANO y TEÓFILA, a quienes quiero como a unos padres, por todo el amor brindado, porque con sus oraciones, consejos y palabras de aliento lograron en mí una mejor persona y de una u otra forma me acompañan en todos mis sueños y metas.

MAICKEL JOSIMAR CAMPOMANI DAGA

DEDICATORIA

Para mis padres ADONIAS y DORA, por su comprensión y apoyo en cada momento de mi vida, quienes me enseñaron a encarar la adversidad sin perder la dignidad ni desfallecer en el intento, me han brindado todo lo que soy como persona, mis valores, principios, perseverancia y empeño, y todo con un gran amor.

ANTONY STALYN HERNANDEZ PINEDA

RECONOCIMIENTO

Al M.Sc Julio Hipólito Néstor Escate Ravello

por su asesoría en la elaboración, guía

y culminación de la tesis.

A todos los docentes de la Escuela Profesional

de Ingeniería en Energía

por su invaluable labor desarrollada.

MAICKEL JOSIMAR CAMPOMANI DAGA

RECONOCIMIENTO

Al M. Sc Julio Hipólito Néstor Escate Ravello

por su asesoría permanente en el desarrollo

y culminación de la tesis.

A mis docentes de la Escuela Profesional

de Ingeniería en Energía

por invaluable labor desarrollada.

A mis colegas de la E.P de

Ingeniería en Energía

Por su amistad y compromiso

ANTONY STALYN HERNANDEZ PINEDA

INDICE GENERAL

INDICE

RESUMEN

CAPITULO I: INTRODUCCION	1
1.1 Realidad Problemática	2
1.2 Antecedentes	3
1.3 Justificación	5
1.4 Hipótesis	6
1.5 Objetivos	6
CAPITULO II: MARCO TEORICO	7
2.1 Cadena de suministro del gas natural	8
2.2 Estructura de costos	18
2.3 Marco regulatorio	29
2.4 Equipos consumidores de gas natural	34
CAPITULO III: MATERIALES Y METODO	41
3.1 Material	42
3.2 Método	46
CAPITULO IV: CALCULOS Y RESULTADOS	49
4.1 Determinación de los costos actuales por facturación de gas natural.	50
4.2 Estimación del factor de corrección del cargo por transporte virtual	64
4.3 Corrección de los costos actuales por facturación de gas natural	69
4.4 Reducción de costos de facturación por efecto del nuevo costo unitario Del transporte virtual de gas natural	79
4.5 Discusión de resultados	82
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	84
Conclusiones	85
Recomendaciones	86
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS	87
ANEXOS	95

INDICE DE FIGURAS

Figura 01 Planta de fraccionamiento de Malvinas	10
Figura 02 Red principal de transporte de gas natural	11
Figura 03 Gasoducto virtual GNL	13
Figura 04 Cisterna criogénica de GNL	14
Figura 05 Planta Satélite de GNL de Chimbote	15
Figura 06 Redes de distribución externa de gas natural	16
Figura 07 Instalación de redes de distribución de gas. Urb El trapecio	17
Figura 08 Acometida de gas natural categoría A y B	18
Figura 09 Cobertura de la masificación del gas natural	23
Figura 10 Estructura de costos para el Precio GNL	24
Figura 11 Proceso de reconversión de caldera pirotubular en Chimbote	36
Figura 12 Cambio de inyectores en cocina	38
Figura 13 Termas a gas natural marca SOLE	39
Figura 14 Esquema general de conversión de un auto a GNV	39
Figura 15 Gasocentro de GNV	40
Figura 16 Pliego tarifario Gas Natural Concesión Norte	45
Figura 17 Situación inicial para el precio del GNL	47
Figura 18 Distancia real entre los puntos de suministro del transporte virtual del GNL	48
Figura 19 Porcentaje de mejora en el costo unitario de transporte virtual	81
Figura 20 Ahorros por uso de gas natural en ciudad de Chimbote	81

INDICE DE TABLAS

Tabla 01 Categorías tarifarias Empresa QUAVII	24
Tabla 02 Propiedades de los combustibles GLP-GN	50
Tabla 03 Propiedades de los combustibles Petróleo BD5-GN	54
Tabla 04 Propiedades de los combustibles Petróleo R500-GN	56
Tabla 05 Compra de GNV por comercializadores	62
Tabla 06 Resumen de facturación de según opciones tarifarias de gas natural en casos analizados	63
Tabla 07 Resumen de facturación por compra y venta de GNV por comercializadores en Chimbote	64
Tabla 08 Valores característicos de comercialización para tarifas I-I-II-IV-V-GNV y Pesca	65
Tabla 09 Propuesta de costos unitarios para transporte virtual para tarifas I-I-II-IV-V-GNV y Pesca	66
Tabla 10 Valores característicos de comercialización para tarifa VI	67
Tabla 11 Propuesta de costos unitarios para transporte virtual para tarifa VI	68
Tabla 12 Propuesta de costos unitarios para transporte virtual para tarifa VII	69
Tabla 13 Compra de GNV por comercializadores	79
Tabla 14 Comparativo entre costos unitarios del cargo por transporte virtual	80
Tabla 15 Comparativo mejora económica en cargo por transporte virtual	80
Tabla 16 Rentabilidad del comercializador de GNV por mejora del costo unitario del transporte virtual	82

RESUMEN

La zona norte de suministro de gas natural incluye las ciudades de Huaraz, Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Chiclayo y Cajamarca, suministros que son abastecidos mediante transporte virtual de gas natural licuado desde la ciudad de Pisco, luego al llegar a las ciudades indicadas, el gas natural se regasifica y distribuye mediante redes de media presión a los usuarios, los cuales según su volumen mensual de consumo se agrupan en 10 categorías tarifarias cada uno con su respectiva metodología de cálculo.

El cargo por el costo unitario por transporte virtual es único independiente de la distancia en la cual se transporta el gas natural, con valores de 0,55141 S/. /m³, 0,40418 S/. /m³ y 0,31093 S/. /m³, teniendo en cuenta una única distancia de 846,33 km, al margen de que la ciudad de Chimbote se encuentra a una distancia de 659 km.

Se realiza un cálculo tarifario para casos seleccionados en las diversas categorías tarifarias aplicadas en la ciudad de Chimbote, luego se determina el nuevo costo unitario de transporte virtual de gas natural, con lo cual el costo unitario se reduce en 22,20 % , lo cual trae consigo una reducción de la facturación entre 7,73 % para el sector residencial categoría tarifaria I y 6,21% para la Categorías tarifarias IV-V Industrial. Mientras que la categoría tarifaria PESCA resulta inviable económicamente por ser mayor la facturación con gas natural con respecto al petróleo R500.

PALABRA CLAVE: Gas natural, tarifas, costo unitario.

ABSTRACT

The northern natural gas supply zone includes the cities of Huaraz, Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Chiclayo and Cajamarca, supplies that are supplied by virtual transportation of liquefied natural gas from the city of Pisco, then upon reaching the indicated cities, the Natural gas is regasified and distributed through medium pressure networks to users, who according to their monthly volume of consumption are grouped into 10 rate categories each with their respective calculation methodology.

The charge for the unit cost for virtual transportation is unique regardless of the distance in which the natural gas is transported, with values of 0,55141 S / . / m³, 0,40418 S / . / m³ and 0,31093 S / . / m³, taking into account a single distance of 846,33 km, apart from the fact that the city of Chimbote is located at a distance of 659 km.

A rate calculation is performed for selected cases in the various rate categories applied in the city of Chimbote, then the new unit cost of virtual natural gas transportation is determined, with which the unit cost is reduced by 22,20%, which brings with it a reduction in billing between 7,73% for the residential sector, rate category I and 6,21% for rate categories IV-V Industrial. While the PESCA rate category is economically unviable due to the higher turnover with natural gas compared to R500 oil.

KEY WORD: Natural gas, rates, unit cost.

CAPITULO I

INTRODUCCION

1.1 REALIDAD PROBLEMÁTICA

Hasta el año 2015 la comercialización del gas natural se concentró en la ciudad de Lima mediante las redes de distribución en concesión a la Empresa Calidda Gas Natural del Perú y en la ciudad de Ica mediante la Empresa Contugas, básicamente debido a que los puntos de suministros son componentes de la red principal de transporte de gas natural. Posteriormente según el plan de masificación de uso del gas natural implementado por el estado peruano se decidió que el gas natural era más económico transportarlo a diversas ciudades bajo la modalidad de gasoducto virtual, debido a los altos costos en la construcción del gasoducto físico (1'200 000 U\$/km lineal de red). El transporte virtual se tomó la decisión de realizarlo con cisternas criogénicas para gas natural licuado. Hasta el 2011 se tenía un marco de regulación que promovía el consumo de gas natural en las zonas norte y sur del Perú. El éxito en otros países para transportar gas natural a largas distancias en las diversas tecnologías existentes favoreció al suministro del gas natural, planteándose la masificación de la misma. Se tiene experiencias favorables para el transporte virtual en Argentina vía gasoducto virtual inicialmente restringida a distancias de 300 km, llegando a la actualidad a que el transporte virtual pueda realizar hasta distancias superiores a 1 000 km. El plan de masificación del gas natural para la zona norte incluye Chimbote, Huaraz, Trujillo, Pacasmayo, Chiclayo y Cajamarca. En donde se tiene instalada una planta de regasificación por cada ciudad. Actualmente se aplica a una tarifa plana en lo que respecta al costo unitario por transporte virtual , sin tener en cuenta que para cada ciudad desde la planta de regasificación existe una determinada distancia, la cual debe tenerse en cuenta en la determinación de un costo unitario diferenciado para cada ciudad según a la cercanía, de manera Análoga a la aplicación del plan tarifario eléctrico Enel mercado regulado peruano, en donde a medida de que el usuario se aleja de la red principal , los costos unitarios se incrementan.

Se presenta la oportunidad de implementar mecanismos de precios competitivos para los consumidores de la zona de concesión de la Empresa Quavii en la Provincia del Santa, de tal manera que sea rentable para el usuario la migración de un combustible tradicional utilizado al gas natural, beneficio que actualmente no es percibido por el usuario, independiente del volumen de consumo. Se enuncia el problema:

¿Cuáles son los efectos del costo unitario del GNL virtual en las categorías tarifarias en la zona de concesión de la empresa QUAVII en la provincia del Santa?

1.2 ANTECEDENTES:

Se enuncian los siguientes antecedentes de investigaciones que sustentan la tesis elaborada:

Carhuaricra (2017) en su investigación titulada *“Propuesta de una red de Gas Natural para reducir los costos de instalación en empresas con categoría B, 2017”*, para obtener el título de Ingeniero Industrial en la Universidad Norbert Weiner, Perú, manifiesta que la alternativa de cambio tecnológico de sus instalaciones a gas natural de usuarios residenciales, industriales y de servicio se ve afectado por las directivas propias de las empresas concesionarias y del mismo modo los costos de la infraestructura de la acometida de gas natural afectan al momento de realizar el cambio tecnológico de combustible. Las acometidas convencionales de infraestructura de redes internas de gas natural, que toman las experiencias desarrolladas en nuestro país en redes físicas y en menor medida en redes virtuales crean la necesidad de proponer diseños alternativos de suministro de gas natural en lo referente a la estratificación de los cargos de la tarifa de gas natural mediante la estructura de costos eficientes que promueva el uso masivo del gas natural mediante gasoducto virtual, con la finalidad de que los beneficios económicos sean sensibles al usuario. (Pág. 119)

Coapaza (2015) en su investigación *“Análisis técnico - económico del uso del gas natural como alternativa energética para el sector residencial de la provincia de Arequipa”*, para obtener el título de Ingeniero Industrial en la Universidad Nacional de San Agustín de Arequipa en Perú concluye que mediante el empleo del gas natural permitirá a los consumidores residenciales de la Provincia de Arequipa, tener un ahorro medio por consumo de combustible de 30% con respecto del GLP, del mismo modo beneficios como : disponibilidad y continuidad en el suministro, combustible de mayor eficiencia y con menos emisiones de dióxido de carbono. La redes de suministro del Gas Natural se caracteriza porque se realizará mediante transporte con gasoducto virtual de GNL, el cual se transporta desde los campos de Camisea en Cuzco y que llega a la planta de licuefacción de Pampa Melchorita vía transporte principal físico. El suministro hacia la ciudad de Arequipa estará a cargo del Consorcio Gas Natural Fenosa del Perú S.A. (Pág. 147)

Cuadros (2019) en su tesis titulada “*Factores claves que inciden en la implementación de un gasoducto virtual de gas natural en el distrito de San Vicente, provincia de Cañete – Lima*”, para obtener la licenciatura de Administración en la Pontificia Universidad Católica del Perú, concluye que la divulgación del consumo de gas natural es muy relevante tal que incide en los usuarios a los cuales se dirige un determinado proyecto relacionado a gasoductos virtuales para este caso aplicado en la localidad de San Vicente de Cañete, la comprensión que el cambio de tecnología incluirá en ellos potenciales reducciones en la facturación mensual con respecto al GLP utilizado actualmente. Pero la rentabilidad del proyecto está determinada por el grado de aceptación de los potenciales usuarios, muchos de ellos con una idea correcta referente al gas natural e incluso pensando que es equivalente al GLP. Otro caso es el número de usuarios potenciales que justifiquen la viabilidad y rentabilidad de un gasoducto virtual, con la expectativa que el costo unitario del gas natural en Cañete se incrementaría con respecto al costo unitario de venta de gas natural en Lima. Por lo tanto, es prioridad como política pública la implementación de un gasoducto virtual, y no se puede asignar los costos de inversión de un proyecto a la población, más aún se deben crear mecanismos de comercialización y promoción para el uso del gas natural. (Pág. 56)

Maldonado (2010) en su tesis titulada “*Tarificación de la red principal de gas natural para la generación eléctrica*”, tesis para obtener el título de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Nacional del Centro en Perú, concluye que el desarrollo garantizado para un mercado de gas natural dinámico, por lo cual es necesario el agrupamiento de las empresas según un holding separado en dos filiales para tener mejor comercialización, así tenemos una de comercialización destinada a la compra del gas natural a boca de pozo y lo comercializa al mercado de grandes consumidores, y otra para el transporte que se encarga del transporte y de cobrar una tarifa a la empresa distribuidora. La componente de distribución que permite una mayor cobertura de usuarios recaería en entregar este segmento de mercado a empresas concesionarias, los cuales mediante una asignación de costos eficientes permitiría cubrir la demanda a costos muchos más económicos que los actuales, con lo cual se conseguiría incrementar el número de consumidores de gas en el Perú. (Pág. 185)

Kozuij (2011) en su trabajo de *investigación “Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur”* para la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL) concluye lo siguiente: las tarifas del mercado regulado peruano presentan un mismo valor referencial para el precio contractual base de gas natural en boca de pozo y para el cargo por transporte por la red principal los cuales son prácticamente un costo fijo. El Margen de distribución es regulado pero sometido a los consumos del usuario su aplicación. Este último componente cubre los costos de conservación y operatividad de las redes de distribución. Se debe buscar mecanismos de promoción para tener tarifas económicas a través de costos eficientes si se tiene como meta masificar el consumo de gas natural a mediano y largo plazo. (Pág. 103)

Salas y Andia (2016), en su trabajo de investigación titulado *“Competitividad en el suministro de gas licuado en zonas aisladas del sur del Perú”*, para obtener el grado de Magister en Regulación y Servicios Públicos en la universidad del Pacífico tuvo por objetivo analizar la factibilidad y la competitividad en el abastecimiento de GNL a usuarios ubicados geográficamente en zonas aisladas y vulnerables, cuyos predios estén alejados de la red de transporte principal y de distribución por ductos ubicados en zonas urbanas. En sus resultados obtuvo que el transporte virtual presenta la posibilidad de poder ejecutarse en un horizonte de corto y mediano plazo y no involucra mucho volumen de gas, cuando este dirige a los usuarios residenciales y al sector transporte, además implica la promoción de una cultura de la población para su óptimo empleo. Lo desventajoso para las zonas aisladas es el costo del transporte del gas natural, el cual afectara al precio final de venta, tomando el caso de que la estructura de costos asuma costos reales y no la presencia de subsidios. (Pág. 55)

1.3 JUSTIFICACIÓN

La justificación es la siguiente:

La principal razón de la transición de un sistema energético a otro está motivada por la reducción de costos en la facturación de los consumidores independiente del volumen de gas natural consumido. La presente investigación presenta alternativas técnicamente viables para una mejor aplicación de los cargos unitarios por transporte virtual dentro del marco legal establecido e incidiendo que la aplicación de los cargos debe ser el reflejo real de las condiciones de suministro, ya sea en los impuestos aplicados como

el cargo FISE, y la aplicación de un cargo por transporte virtual que sea el reflejo de la real distancia entre el punto de suministro y la ciudad a abastecer.

La propuesta se justifica con un análisis para diversos casos para distintos tipos de consumidores de gas natural ubicados en la provincia del Santa que han migrado a consumir gas natural y es en ellos palpables que los ahorros esperados por cambio de combustible no es lo esperado. Y de alguna manera contribuye a corregir la aplicación de las estructuras tarifarias vigentes buscando la satisfacción del consumidor, que resulta ser la finalidad del uso masivo del gas natural propuesto por el gobierno.

1.4 HIPÓTESIS

El efecto del costo unitario del GNL virtual en las categorías tarifarias incrementa la facturación en 5 % en la zona de concesión de la empresa QUAVII en la provincia del Santa.

1.5 OBJETIVOS:

OBJETIVO GENERAL

Determinar el efecto del costo unitario de gas natural licuado virtual en las categorías tarifarias en la zona de concesión de la empresa QUAVII en la provincia del Santa.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Determinar para cada categoría tarifaria de la zona de concesión de la empresa QUAVII en la provincia del Santa la reducción de costos por cambio de combustible.
- Estimar la variabilidad del costo unitario del GNL virtual al aplicar un criterio de distancia de planta de licuefacción a zonas de concesión en el norte de Perú.
- Aplicar el nuevo costo unitario del GNL virtual y determinar los márgenes de incremento de ahorros por reemplazo de combustible.
- Realizar un comparativo de ahorro económico entre la zona de concesión de la empresa QUAVII en la provincia del Santa.

CAPITULO II
MARCO TEORICO

2.1 Cadena de suministro de Gas natural.

2.1.1 Gas natural.

El gas natural es un hidrocarburo liviano conformado por diversos componentes químicos orgánicos que se encuentran en los yacimientos o pozos en estado gaseoso junto al petróleo. En su estado natural el gas natural se denomina asociada cuando contiene petróleo en su yacimiento y como gas natural no asociado cuando no se encuentra con petróleo en los pozos. El principal y mayor componente es el metano, que está constituida de más de 85 a 90 % y una proporción menor de etano inferior a 10 %. Otros elementos que conforman el gas natural son: el propano, el butano, propileno, butadieno y otros elementos en menor proporción tal como el penteno, el hexano y el heptano. (Gómez y Barrantes, 2020).

El reemplazo de los combustibles convencionales tal como el petróleo residual 500 y el petróleo BD5 por el gas natural consigue que los centros de consumo o empresa o entidades estatales o residencias consumir un combustible de menor precio, abastecido mediante una red de ductos de diversos diámetros, de tal manera que el combustible se encuentra disponible, permitiendo la optimización de los indicadores de consumo de los centros de consumo de producción y servicio, del mismo modo se benefician los usuarios residenciales. En forma general los ahorros con respecto a la gasolina son del orden de 30% y frente al diésel de 40 %, con lo cual se presenta incluso favorable frente al GLP con un ahorro de 25%. Mientras que con respecto al petróleo residual se pueden conseguir ahorros de hasta 35 % (Tamayo y Vásquez, 2017).

El gas natural licuado se encuentra a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ de temperatura y 1 bar de presión, el cual al estar licuado su volumen se comprime hasta 600 veces, permitiendo un mayor volumen de gas a transportar con respecto a la tecnología de transporte con gas natural comprimido con el cual solo se reduce el volumen hasta 300 veces y su transporte es a temperatura atmosférica y a una presión de 300 bar. Siendo el método de transporte para el GNL más utilizada a nivel mundial de tal forma que en el Perú se ha definido el uso de esta tecnología para lograr la masificación del gas natural a gran escala (Escudero, 2008)

Cuando se calienta el gas a $-106\text{ }^{\circ}\text{C}$ o temperaturas superiores, este es más ligero con respecto al aire, y se puede dispersar con facilidad. En fase vapor, tiene la apariencia de

una nube blanca visible debido a que a una temperatura baja, se condensa la humedad del aire que lo circunda. En estado líquido, el gas natural licuado es 1,4 veces más denso con respecto al aire, su disminuyendo su densidad a medida que se le calienta, con un valor de 0,55 veces la densidad del aire a temperatura ambiental. (Barreto y Quiñones, 2014)

A diferencia del gas natural, el gas licuado de petróleo está compuesto de moléculas de propano y butano en diversos porcentajes (aproximadamente 60 % a 40 %), más pesadas que las de metano, y es obtenida de un proceso de separación o fraccionamiento del gas natural o del petróleo. El gas licuado posee un alto poder calorífico inferior, por lo cual en muchos casos se adiciona pequeños porcentajes de propano o butano al gas natural seco con la finalidad de incrementar su poder calorífico, mejorando su potencial químico durante el proceso de combustión. Así mismo el gas natural comprimido (GNC) es también una forma estable del gas natural para su consumo, con la diferencia de que se encuentra a 200 bar de presión reduciéndose su volumen, para poder almacenarlo y transportar, su uso es netamente automotriz, en Chimbote el empleo del GNC es a través de 02 gasocentros. El gas natural licuado no presenta olores, es incoloro, no es corrosivo y no es toxico. Pero, como cualquier sustancia en estado gaseoso así como el aire y oxígeno, el gas natural vaporizado provoca asfixia cuando se libera dentro de un ambiente sin ventilación. (Barreto y Quiñones, 2014)

2.1.2 Explotación.

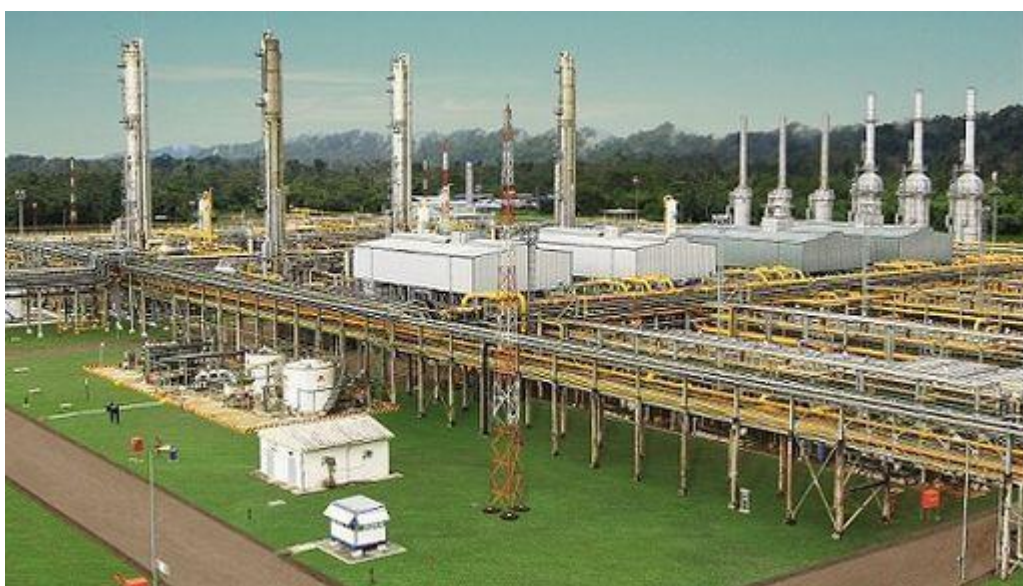
El gas natural se encuentra bajo tierra en pozos de gas, con una formación similar al petróleo, y en muchos casos en distintas proporciones con respecto al petróleo asociado. El gas natural es extraído desde las reservas que están a profundidades que varían entre 500 m a 3000 m. La Explotación de las reservas de Camisea incluyen la explotación de los yacimientos de gas en la localidad de San Martín (específicamente los Lotes 88 y 56). La primera etapa del proceso consiste en eliminar impurezas como el azufre, agua, CO₂ y otras sustancias de menor valor. La instalación de licuefacción de Camisea se ubica en la localidad de Las Malvinas (provincia de La Convención, Cuzco) y mientras que la separación de los condensados del gas natural se realizan en la instalación de separación en el puerto de Pisco. (Deza y Varas, 2015)

La separación de componentes del gas natural, forma lo siguiente:

- Gas natural seco (formado por CH_4 y C_2H_6) que son transportados vía gasoducto físico desde los pozos a los city gate, en este caso hasta Lurín en Lima. Previamente llega a la localidad de Pisco donde existe una red de licuefacción del gas para su transporte virtual.
- Líquidos de gas natural formado por propano, butanos, pentanos y otros hidrocarburos de mayor átomos de carbono que son transportados por poliductos hasta la planta de Pampa Melchorita en donde se obtiene GLP y gasolinas.

La Planta de fraccionamiento de Malvinas se localiza a 500 km al este de la ciudad de Lima. Tiene la capacidad para el procesamiento de 1 160 millones de pies cúbicos (MMPCD) de gas extraído desde los Lotes 56 y 88; y está formada por las plantas de separación, Deshidratado, Criogenia, Estabilizado y Reinyectado. Tiene 4 trenes criogénicos: 2 de 220 MMPCD y 2 de 360 MMPCD; además cuenta con 2 Unidades de Estabilización para Condensados que produce 25 000 barriles por día cada unidad.

Figura 01 Planta de fraccionamiento de Malvinas



Fuente: Osinergmin (2020)

2.1.3 Transporte por red principal de gas natural.

El transporte es una importante actividad en la cadena del valor y se caracteriza por que el transporte principal se realiza mediante 02 ductos: 1 gasoducto para el gas natural seco con una longitud de 731 km. y un poliducto para líquidos del gas natural con una longitud de 560 Km. Ambos ductos inician su recorrido desde la localidad de Camisea, a través de

la cordillera de los andes con destino final en el puerto de Pisco. Ambos ductos están contruidos en forma paralela, el poliducto consta de 04 estaciones de bombeo, que le permiten la impulsión de los líquidos a lo largo de todo el trayecto de la red de transporte. Del mismo modo con la finalidad de poder controlar la presión del gas y de líquidos durante el trayecto hacia Pisco, se han montado 02 estaciones reguladoras de presión. El transporte por ductos requiere de presiones de impulsión de hasta 150 bar las cuales se van regulando hasta alcanzar la presión de 20 bar o de llegada a Pisco. Actualmente, el gasoducto de Transporte de gas del Perú tiene una capacidad de 920 MMPCD.

Figura 02 Red principal de transporte de gas natural



Fuente: Alberca. (2006)

2.1.4 Licuefacción del gas natural.

El proceso de licuefacción se caracteriza por el enfriamiento del gas por medio de refrigerantes de bajo punto de ebullición, a través de un ciclo en cadena. La licuefacción del gas, permite reducir 600 veces su volumen, manteniendo condiciones termodinámicas de transporte de $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ y 1 bar de presión, utiliza tan solo 1/600 del espacio requerido, comparándolo con un volumen equivalente de gas natural a condiciones standard o ambientales. El GNL se considera un fluido criogénico. Todo fluido criogénico es aquel cuyo punto de ebullición es menor a $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$, además el GNL tiene una densidad equivalente a 45% de la densidad del agua. (Barreto y Quiñones, 2014)

El año 2010 se inauguró la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita en Pisco. Esta infraestructura se realizó invirtiéndose 3 800 millones de dólares y ejecutada por el consorcio Perú LNG. La planta de fraccionamiento produce GNL a través de etapas de purificación y enfriamiento en cadena mediante ciclos de refrigeración linde y compresión de vapor en cascada con los cuales se reduce hasta 600 veces el volumen del gas. La planta de licuefacción posee un volumen máximo de proceso de 4,4 millones de toneladas anuales y permitirá procesar 620 MMPCD de gas natural. Consta de 02 tanques de almacenamiento con capacidad de almacenar 130 mil m³ de gas natural licuado, y un terminal marítimo para recibir buques metaneros de 90 mil a 173 mil m³. Desde el terminal se realiza el proceso exportación del gas natural a diversos países, principalmente a Corea y Japón. (Osinergmin, 2020)

2.1.5 Gasoducto virtual.

El "gasoducto virtual" esta referida a una tecnología para transportar el gas natural por medio de camiones criogénicos, en el caso del gas natural se realiza a través de cisternas presurizadas en el caso del transporte del gas natural comprimido. Para el primer caso el transporte se realiza desde la localidad de Pisco hasta los puntos de consumo a -161°C y 1 bar de presión, mientras que para el segundo caso se realiza desde la ciudad de Lima desde las plantas de compresión a 200 bar hasta las ciudades o puntos de consumo. (Barreto y Quiñones, 2014)

Los camiones criogénicos para el transporte virtual del GNL cuentan con un alto nivel de aislamiento o al vacío entre 2 depósitos cilíndricos concéntricos que lo conforman, para reducir la infiltración de calor hacia el gas el cual se encuentra sometido a -161 °C. Los sistemas de transporte se caracterizan por lo siguiente:

- Mediante capas de insulado de poliuretano inyectado, que están colocados entre dos depósitos concéntricos forman el contenedor de GNL.
- Muchas tecnologías utilizan el vacío entre los dos cilindros contenedores, pero el costo de esta tecnología de transporte es muy caro en comparación a otras.
- Otras tecnologías de transporte emplean un aislante mixto, de perlita y lana mineral expandida.
- Del mismo modo para mejorar el nivel de aislamiento de una cisterna criogénica se hace uso de la combinación del vacío y material como la perlita y fibra mineral

criogénica, tecnología llamada como superaislamiento. Dichas cisternas tienen un cilindro interior fabricado de acero, y un tanque exterior fabricado de acero especial.

- Existen se cuentan con plantas móviles, que poseen una unidad autónoma para la regasificación dentro del sistema de transporte. (Barreto y Quiñones, 2014)

Figura 03 Gasoducto virtual GNL



Fuente: Barreto y Quiñonez (2014)

Transporte mediante cisternas de GNL Este sistema de transporte de Gas Licuado tiene un radio de cobertura máxima de 1 000 km, distancias más lejanas resulta ser un sistema de transporte antieconómico. El camión consta de un tractor y una cisterna térmicamente aislada. El aislamiento se consigue aplicando vacío a los exteriores de los depósitos o utilizando poliuretano. Las cisternas pueden ser de capacidades variables entre 50 y 80 m³ de gas natural licuado en función a las capacidades normalizadas según cada país. Las cisternas criogénicas empleadas están aptas para el transporte de gases criogénicos (O₂, N₂, etc.) y están certificadas para el transporte de gas natural licuado a largas distancias. (Baltodano y Huamán, 2012)

Estas unidades de transporte poseen un nivel de aislamiento entre los dos depósitos concéntricos que lo forman, con la finalidad de reducir la transmisión de calor desde el medio ambiente al interior de los depósitos de GNL. Se caracterizan por los siguientes detalles:

- Por capas de poliuretano inyectado que son colocados entre los dos depósitos o tanques concéntricos.
- Otra tecnología empleada es la de aislar al GNL mediante el vacío, empleándose con otro aislante para mejorare su efecto aislante.
- Otro método para mejorar el aislamiento del camión criogénico es mediante un sistema mixto entre el vacío generado y la perlita o lana mineral criogénica, que al actuar de forma combinada se le conoce como superinsulacion.
- Las plantas móviles, son tecnologías similares a una mini planta de licuefacción la cual permite el traslado del GNL con su propia unidad de conservación tal como lo tienen los buques metaneros. (Baltodano y Huamán, 2012)

Figura 04 Cisterna criogénica de GNL



Fuente: Bon gas (2019)

2.1.6 Regasificación del gas natural.

La finalidad de una planta de regasificadora es el almacenamiento, conversión del Gas Natural Licuado a Gas Natural a estado tal que pueda distribuirse y suministrarse a los puntos de consumo con la presión de servicio requerida, consta de las siguientes etapas:

- Estación de descarga: Se realiza por diferencia de presión, fluyendo el gas natural licuado a través de un regasificador. También se puede realizar por medio de una bomba para fluidos criogénicos.
- Almacenamiento: El gas natural licuado descargado, es almacenado en un tanque criogénico presurizados, Posteriormente se le regasifica. Los depósitos están conformados en el interior por un depósito de acero y por el exterior por otro de acero. Se emplea la perlita o el vacío para las paredes externas.
- Regasificación: Existen dos procedimientos de regasificación: con sistemas atmosféricos y a través de vaporización forzada.
- Recalentamiento: La función de este proceso es aumentar la temperatura y conseguir las condiciones de distribución y consumo, el gas regasificado sale desde los vaporizadores atmosféricos a una temperatura de 5 a 10° C menos que la temperatura ambiental. El suministro de calor para recalentar el gas se realiza a través de procesos con calentadores eléctricos, Agua Caliente o Vapor Saturado

Figura 05 Planta Satélite de GNL de Chimbote



Fuente: Quavii (2020)

2.1.7 Red de distribución de gas natural.

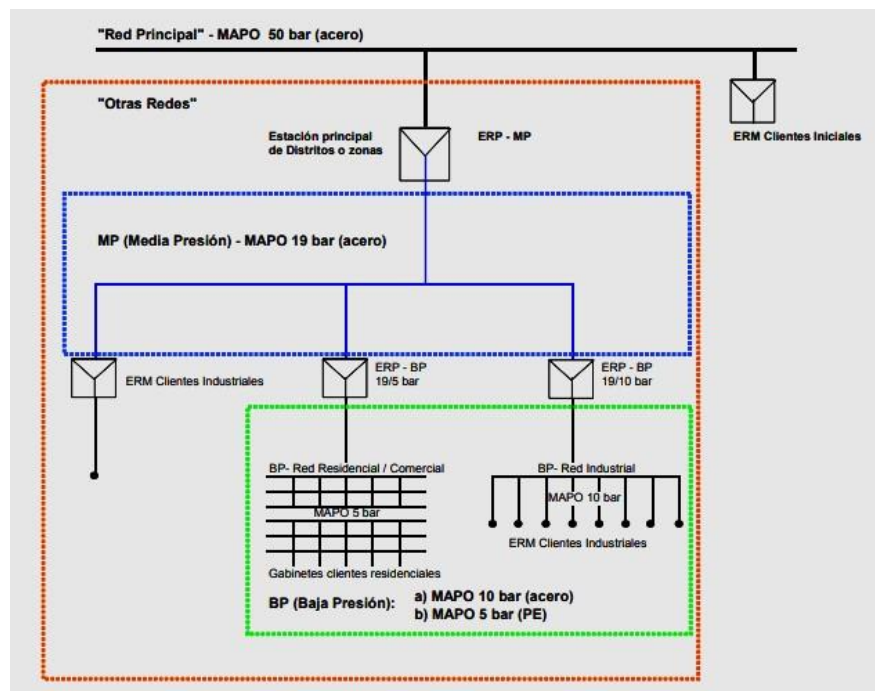
Realizada la regulación de la presión del gas natural en las estaciones de distribución, este se suministra a través de los ductos de distribución urbanas a mediana y baja presión según las características de las zonas de concesión, estas redes se inician desde las estaciones

receptoras de distribución o city gate y los medidores individuales de cada usuario o acometidas. (García, 2,018)

La red de distribución tiene la siguiente estructura:

Red troncal. Está conformado por un conjunto de ductos y accesorios estandarizados por donde el flujo de gas natural a distribuirse a media presión hacia las diversas redes secundarias en una ciudad. La finalidad es permitir el flujo del gas desde las estaciones receptoras hacia la red urbana y de ahí hacia los anillos de distribución. Se emplea ductos de acero inoxidable y de polietileno para media y/o alta presión. Los diámetros por lo común empleados son de 1 a 4 “. Del mismo se denomina red de baja presión a la instalación conformada por redes troncales secundarias, anillos de distribución y permiten el flujo del gas natural a baja presión hasta los usuarios finales y sus puntos de consumo. (García, 2,018)

Figura 06 Redes de distribución externa de gas natural



Fuente: Calidda gas natural del Perú.

Parte de las redes de baja presión está formada por tuberías que son derivadas desde las redes principales formando anillos de distribución cerrados. Los circuitos de distribución permiten suministro de gas a los consumidores, llevándolos desde la red principal hacia las acometidas ubicada en las viviendas. (García, 2018)

Figura 07 Instalación de redes de distribución de gas. Urb Trapecio



Fuente: Quavii (2020)

Acometida Domiciliaria: Son los elementos conformantes de la conexión de gas en los domicilios que empalman las conexiones externas a la red domiciliaria de propiedad del usuario con lo cual se controla la presión y mide el flujo o volumen consumido. La acometida tiene los siguientes componentes: un medidor, sistemas de regulación y seguridad, accesorios y válvulas reguladoras y protección. La conexión tiene un precio regulado por el Osinergmin y que se factura en partes o en una sola armada por el usuario en favor de la empresa concesionaria de distribución. Así mismo el derecho de conexión, es la obligación contractual que adquiere la persona natural o representante de la persona jurídica para tener un suministro de gas natural, mediante un único o fraccionado de pago a la empresa comercializadora el cual es de carácter obligatorio y no es reembolsable. (García, 2018)

La instalación interna, está formado por un conjunto de los elementos de conexión domiciliaria, que está conformada por tuberías, accesorios de protección y seguridad, acoplamientos y sistemas de mando, que permiten el flujo de gas hacia los diversos puntos internos de consumo instalados en los domicilios. La red interna se dimensiona según normatividad e instala en coordinación según las preferencias del usuario, en algunos casos es una instalación visible o empotrada dentro de la pared. La instalación interna de gas solo puede ser ejecutadas por instaladores registrados en Osinergmin. El precio de la red interna, dependerá del número de puntos de suministro y capacidades. Las empresas

instaladoras propias de la Concesionaria e independientes, pertenecen al Registro de Instaladores Certificados por Osinergmin, (García, 2018)

Figura 08 Acometida de gas natural categoría A y B



Fuente: Quavii (2020)

2.2 Estructura de costos.

2.2.1 Tarifas de gas natural.

Una tarifa es el precio establecido por ley o contrato que debe pagar un consumidor o usuario que desea consumir energía eléctrica o gas natural u otro bien o servicio público. Una tarifa es la cuota contractual, que deberá pagar el consumidor o usuario que desea hacer uso de un determinado servicio. Las tarifas se establecen según la política de precios en este caso a través de un organismo regulador o a través de directivas parlamentarias. (Coll, 2018)

El costo del transporte de gas natural varía en función del tipo, tecnología de transporte, así como dependerá de la distancia, independizándose estas variables de los costos relacionados al diseño.

Existen tres principios básicos para la evaluación de la estructura tarifaria de una red de gas, dependiendo de las características de cada mercado: la capacidad de compra de los usuarios potenciales, la eficacia en el uso, operación y el plan de expansión de las redes y la transparencia de la información en la comercialización. Por otro lado, la subaditividad de costos exige que las empresas de transporte recuperen los costos realizados durante la inversión de la infraestructura a través de costos unitarios eficiente y reales, debiendo ser asequible para la recuperación de sus costos y de este modo recupera la inversión y costos

de operación futura de las instalaciones, sin afectar el excedente y beneficios del consumidor teniendo que el suministro de gas natural se convierte en una necesidad pública. (Hernández y Gandolfi, 2016)

Por lo general, los organismos reguladores tienen como objetivo de eficiencia al uso, operación y expansión de redes como la promoción de libre competencia, con lo cual el diseño de las tarifas estará encaminado en asegurar que los usuarios tengan la potestad de elegir entre distintas opciones de suministradores. El sistema tarifario deberá motivar a los consumidores a escoger libremente a su suministrador y del mismo modo escoger el suministro del gas (opciones de punto de explotación) de forma que se alcance la perfección en el suministro. En el caso peruano no se cumple este principio debido al monopolio natural asumido por las empresas concesionarias que asumen los componentes de distribución y comercialización, no siendo aplicado correctamente en la estructura de costos en el Perú. La transparencia se refiere a la información oportuna de la determinación de las categorías tarifarias, su metodología de cálculo que permita al usuario la selección de la opción tarifaria. Aunque lo ideal es tener un conjunto de comercializadores que ofrezcan distintas posibilidades de compra para una misma categoría tarifaria. (Hernández y Gandolfi, 2016)

Tarifas de congestión o tránsito (inglés: "Congestion pricing or charges") esta referida a una categoría de economía de escala en la cual el empleo de mecanismos de precios se realiza para poder asignar en los consumidores las externalidades negativas producidas durante la cobertura de la demanda en periodos de horas de máximo consumo. Esto significa la asignación de tarifas de mayor costo en periodos de tiempo o solo en determinados lugares. Este concepto tiene aplicación cuando se desea para introducir en la estructura de costos un nuevo cargo, tarifa o impuesto pigouviano debido a problemas de congestión durante el uso de bienes públicos, en este caso el costo del suministro es percibido por los consumidores como gratuito, tal es el caso del empleo de las carreteras, servicio de telecomunicaciones, sistemas de suministro de gas natural y electricidad. (Wikipedia,2021)

Se presentan los siguientes tipos de tarifas de tránsito para el gas natural:

- Tarifas postales: Esta técnica toma en cuenta un pago por el peaje del transporte de gas independiente de su capacidad dentro de una zona de concesión. Se determina dividiendo los ingresos totales obtenidos por la capacidad demanda por la zona. Los beneficios de las tarifas postales aplicado a las redes de distribución es su fácil su implementación, transparencia de aplicación y facilidad para usarse en los nuevos usuarios. La simplicidad de su aplicación permite que sea la primera herramienta empleada por el organismo regulador. La desventaja de las tarifas postales es que discrimina las distancias ni la capacidad, es decir, el usuario que hace uso de una red de gas física o virtual a corta distancia y/o poca capacidad debe facturar lo mismo a facturar por un consumidor que usa una red que tiene una mayor distancia y/o capacidad, la cual requiere una mayor inversión y tiene costos de operación y mantenimiento mucho más altos. (Rodríguez, Méndez, Carrillo y Vilela, 2019)

La tarifa postal se determina dividiendo los ingresos requeridos por el sistema o zona de consumo con la capacidad técnica garantizada del sistema.

$$T = \frac{R}{C} \dots \dots (1)$$

Donde:

R: Ingresos por recaudar.

C: Capacidad técnica o reservada por el sistema.

- Tarifas basadas en la distancia: El usuario que emplea la red deberá facturar un costo por capacidad usada o reservada, en función a la distancia desde el punto de entrada y al de salida. Esta tarifa incluye un cargo por capacidad independientemente de su consumo. Estas tarifas basadas son ventajosas en el caso en el cual el gas fluye en una sola dirección en distancias largas, en los cuales se tiene muy pocos puntos de consumo intermedios. Esta metodología es de simple aplicación, aunque es sujeta a críticas por que no refleja eficientemente, los costos dentro de sistemas donde no existe una ruta simple comprendido entre los puntos de ingreso y salida, por otro lado restringe el acceso de ingreso a nuevos actores del mercado. (Rodríguez, Méndez, Carrillo y Vilela, 2019)

La tarifa estructurada en función a la distancia se obtiene dividiendo los ingresos requeridos por una red entre los puntos de entrada y salida y la capacidad técnica (o reservado), ponderada por la distancia entre los puntos de entrada y salida.

$$T_{AB} = \frac{R_{AB}}{\frac{C}{\overline{AB}}} \dots \dots (2)$$

Donde:

R_{AB} : Ingresos por recaudar.

C: Capacidad técnica o reservada por el sistema.

\overline{AB} Distancia ponderada entre A y B.

- Tarifas de entrada y salida. Con esta metodología se pueden establecer tarifas para cada punto, sea de entrada y salida. La reserva de capacidad se determina separadamente para cada punto de suministro o retiro. Al determinarse el ingreso requerido, una parte de lo facturado es cobrado en el punto de suministro y lo restante en los puntos de salida, a través de tarifas en ciertos casos uniformes o puede obtenerse valores ponderados según la capacidad para cada punto y además para la distancia comprendida entre puntos, con lo cual se obtienen tarifas diferenciadas. (Rodríguez, Méndez, Carrillo y Vilela, 2019)

La división existente entre la reserva a la entrada y salida hace complicado para la empresa de transporte conocer si la capacidad de entrada reservada se podrá suministrar, dependiendo el saldo total entre la capacidad desde la entrada y salida reservada. Esta tarifa necesita una modelización física y financiera a detalle. Esta estructura de tarifa permite promover la competitividad al reducirse las barreras de ingreso a los nuevos actores del mercado. El gas es transportado desde su punto de fiscalización o ingreso y se adecua a las características de mercado local de las distintas redes de transporte zonales. (Rodríguez, Méndez, Carrillo y Vilela, 2019)

En un modelo de red de entrada-salida, la tarifa por punto o zona de entrada dependerá del consumo de gas a la entrada al sistema, independiente del punto de salida, y viceversa. En la tarifa basada en el transporte punto a punto se asocia los puntos de entrada y de salida, de forma que el aspecto predominante será la separación real comprendida entre los puntos de entrada y de salida. Para las tarifas postales, la ubicación y distancia no son un aspecto relevante en la facturación, por otro lado para tarifas zonales la localización o

ubicación solo se limita a identificar aquellas zonas distintas (llegando inclusive dentro de las zonas se deben aplicar ciertas consideraciones de distancia entre los puntos de consumo o también se uniformiza la tarifa postal en función a una distancia ponderada). (Hernández y Gandolfi, 2016)

- **Costos medios (CMe).** El empleo del costo medio radica en determinar los costos totales para el transporte y dividirlos entre el volumen total del gas natural transportado en un lapso de tiempo (por ejemplo, un año) teniendo en cuenta para cada caso la distancia entre la entrada y la salida. Los costos medios no permiten reflejar el coste incremental el cual es resultado producto de las fluctuaciones de demanda, considerándose solo los costos fijos de inversión realizados y que no necesariamente son el reflejo de decisiones óptimas para caracterizar el consumo futuro. Del mismo modo, las tarifas que se basan en costos medios contribuyen con un nivel de recaudación asociado a los costos totales empleados, por lo tanto no necesitan ajustes que derivan de costos fijos no marginales del sistema, que ya han sido incluidos en el costo medio tarifario. (Hernández y Gandolfi, 2016)

El proceso de la asignación de los costos a los cargos unitarios de facturación reviste un grado de complejidad para tarifas de entrada-salida. Para un esquema basado en la distancia de punto a punto, la tarifa se basa en estrategias que relacionan a las capacidades y las distancias (unidad de capacidad/kilómetro) o la relación que existe entre los volúmenes y distancias de recorrido (metros cúbicos/kilómetro). Un sistema de entrada-salida necesita de un mecanismo de asignación de los costos para una localización en especial de la red de transporte, así tenemos, un punto de salida, sin que sea necesario conocer con exactitud desde qué punto de entrada fluye el gas natural. Los modos para asignar los costos son aquellos que producen alto impacto sobre el costo que se factura a los diversos consumidores. Así, las empresas transportistas de largas distancias son favorecidos con los sistemas de tarifas postales (costo por distancia única) que, con sistemas con tarifas sustentadas tan solo en la distancia (costo según la distancia a cada punto de llegada). (Hernández y Gandolfi, 2016)

2.2.2 Categorías tarifaria para la zona de concesión Norte del Perú.

El año 2013 la entidad estatal Proinversión llevó a cabo el concurso público internacional del proyecto: "Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional", que tiene por

finalidad intensificar el consumo del gas natural, diversificando las bondades económicas y ambientales por el consumo de gas natural como fuente de energía térmica en diversas ciudades en las zonas norte y sur del Perú. El 25 de julio de 2013 se concedió la Buena Pro para la Concesión Norte al Consorcio Internacional Promigas-Surtigas, quien cambio su nombre jurídico a Empresa Gases del Pacífico S.A y posteriormente a Quavii S.A durante el periodo de el inicio de la comercialización del gas natural.

Figura 09 Cobertura de la masificación del gas natural



Fuente: Osinergmin (2018)

El proyecto tiene por finalidad brindar el abastecimiento de gas natural por medio de una red de distribución en las áreas de concesión Norte y Sur, que incluye lo siguiente:

- Transporte del Gas Natural Licuado desde Planta de licuefacción de Pampa Melchorita) hacia los puntos o ciudades donde se instalarán las plantas satélite de regasificación.
- Estaciones de recepción por ciudad que están conformadas por unidades receptoras, almacenado y regasificado del gas natural y estaciones de regulación, medición y odorización.

- Redes de Distribución urbanas que incluyen redes de media y baja presión para el suministro a los puntos de consumo. Las ciudades que incluyen la zona norte son de Trujillo, Pacasmayo, Chimbote, Huaraz, Chiclayo y Lambayeque.

La estructura tarifaria para la zona de concesión norte según la 1 Adenda al Contrato de Concesión - zona de norte del 08.06.2019, es la siguiente:

Tabla 01 Categorías tarifarias Empresa QUAVII

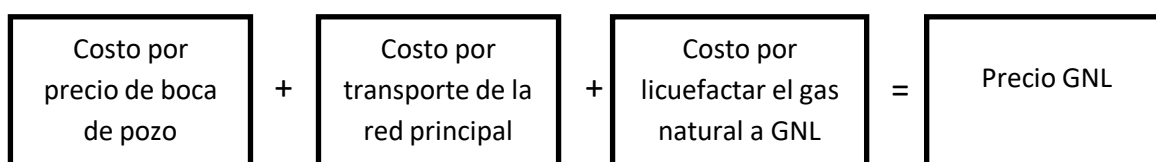
Categoría Tarifaria	Rango (m3/mes)	
	Desde	Hasta
I	0	100
IIA	101	300
IIB	301	1 000
III	1 001	5 000
IV	5 001	38 000
V	38 001	143 000
VI	143 001	280 000
VII	280 001	más
GNV	Por consumo	
Pesca	Por consumo	

Fuente: Empresa Quavii.

2.2.3 Descripción de los cargos tarifarios:

Los cargos tarifarios referidos al gas natural son los siguientes:

Figura 10 Estructura de costos para el Precio GNL



Nota: Se muestran los cargos tarifarios para el precio del GNL.

Precio GNL (Gas Natural licuado) está referido a la sumatoria de los costos de precio de boca de pozo, transporte de red principal desde Camisea y el costo por licuefactar el gas natural hasta -161 °C y presión atmosférica.

El precio contractual en boca de pozo se determinó según contrato de Licencia para Explotar el Lote 88 en US\$ 1,00 por MMBTUS (millones de BTU). Según los contratos de abastecimiento de gas natural para las generadoras de energía, el precio debe reajustarse cada mes aplicando un factor de actualización que debe considerar la cotización internacional promedio del Petróleo Bunker 6 entre los 12 meses anteriores a la determinación del factor de actualización. Existiendo un rezago para el traslado del aumento del precio del Residual 6 al factor de actualización, generando un mayor ahorro al usuario. Para los casos en los cuales la reducción del precio del Petróleo Residual 6, el factor de actualización disminuirá. Así tenemos el caso en el cual las cotizaciones promedio de Residual 6 de los 12 meses anteriores disminuyeron el 20 por ciento, entonces el factor de ajuste se reduce desde 1,66 a 1,32. (BCR del Perú, 2006)

La Tarifa de Transporte de la Red Principal de Camisea se fijó según Resolución N°086-2010-OS/CD. Dicha tarifa se aplicó entre el 1° de mayo de 2010 y el 30 de abril de 2012, la cual es modificada cada 2 años a través de procesos regulatorios definidos. Según la normatividad peruana se presentan dos tipos de tarifas reguladas: una aplicada a las empresas de generación, la cual equivale a la Tarifa Base y otra aplicada al resto de consumidores que retiran gas del gasoducto. La última tarifa tiene como premisa la proyección de la demanda de los transportes de gas en el periodo de su vida útil proyectada, la cual es actualizada según la tasa de descuento según la normativa peruana. En la actualidad la Tarifa Base es igual a la Tarifa Regulada al haberse alcanzado la capacidad garantizada de transporte. El factor de reajuste de la Tarifa de la Red Principal de Camisea se efectúa según lo normado en el artículo 11° del “Procedimiento de determinación de las Tarifas de Transporte y Distribución de Gas Natural por Ductos para el Caso de la Red Principal de Camisea” – Res. N° 078- 2004-OS/CD, sus modificatorias y ampliatorias.

$$\text{Precio GNL} = \text{Costo unitario GNL} \left(\frac{\text{S}}{\text{m}^3} \right) * \text{Consumo de Gas Natural} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) \dots \dots \dots (3)$$

El Fondo de Inclusión Social Energético fue creado según Ley N° 29852 el año 2012, con la finalidad de suministrar energía de menor grado de contaminación a las poblaciones ubicadas en zonas aisladas del país y en condición de vulnerabilidad. Los recursos recaudados que forman parte del FISE provienen de: aportes de los clientes libres, del cargo por el servicio de uso de la red principal de transporte (Gas de Camisea) y la producción e

importación de hidrocarburos líquidos. Los fondos recaudados por el FISE permiten la ejecución de 4 proyectos para ampliar la cobertura del servicio energético los cuales son : el uso masivo del gas natural para más usuarios residenciales y gas natural vehicular, una mayor cobertura del grado de electrificación, el empleo de los recursos energéticos renovables on grid y off grid mediante subastas, la promoción para acceso universal al GLP (mediante balones de gas doméstico) en sectores económicos de baja economía urbanos y rurales y el subsidio aplicado a los consumidores de energía eléctrica que cuentan con un consumo de energía mensual igual o menor a 100 kWh.(FISE, 2021)

Recargo FISE está referido a un impuesto solidario que realizan todos los usuarios de gas natural y permiten incrementar el Fondo de Inclusión Social Energética.

$$\text{Recargo FISE} = \text{Costo unitario Recargo FISE} \left(\frac{\text{S}}{\text{m}^3} \right) * \text{Consumo de Gas Natural} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) \dots (4)$$

Es el costo asociado de transportar el GNL desde un productor (Planta de Pampa Melchorita hasta el punto de suministro a través de camiones criogénicos.

Transporte virtual está referido al costo de transporte del gas natural licuado desde Pisco a Chimbote por medio de camiones criogénicos. Tarifa del Servicio de Transporte Virtual; está detallada en el tercer subíndice del literal f.2) numeral al 11.1 de la Clausula 11 del contrato de Concesión. Se define el flete de transporte virtual FTV al valor económico que corresponde al transporte virtual del GNL desde la planta de Perú LNG hasta cualquier ciudad inmersa dentro de la zona de concesión. Igual a 3.32 U\$/MMBTU. Este último es actualizado según la ecuación:

$$F_1 = a * \frac{IPM}{IPM_0} + b * \frac{PPI}{PPI_0} \dots \dots \dots (5)$$

Donde:

- F₁ = Factor de actualización del flete de transporte virtual.
- a = Coeficiente de participación de la operación y mantenimiento en el costo del servicio.
- b = Coeficiente de participación de la inversión en el costo del servicio.
- IPM = Índice de precios al por mayor. (Según el INEI)
- PPI = Índice de precios finales sin incluir alimentos y energía (Serie WPSSOP3 500)

El PPI, es un valor que corresponde a los publicado por la oficina Bureau of labor Statistics de los EE. UU ver www.bls.gov.

Los valores de los coeficientes son $a=0,56$ y $b=0,44$. (Gobierno del Perú, 2013)

El valor actualizado del costo por transporte virtual se obtiene a través de la siguiente ecuación.

$$\text{Transporte virtual} = \text{Costo unitario T.V} \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * \text{Consumo de Gas Natural} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) \dots (5)$$

Margen de distribución: Referido a los costos a reconocer por la distribución del gas natural en una zona de concesión, tiene 4 componentes diferenciados aplicar según el tipo de consumidor y su categoría tarifaria, así tenemos:

- **Margen Comercial:** El margen de comercialización tiene como premisa la gestión comercial eficiente e incluye los costos de facturación y cobranza (Además se considera los costos de facturación y cobro, referidos a la lectura, procesamiento de información, impresión de facturas, y los costos de la gestión de reparto y cobranza en agentes y oficinas), los costos por operación y mantenimiento asociados a la gestión de atención al consumidor y la anualidad del valor nuevo de reemplazo referida a la inversión que se realizan para cumplir con la gestión comercial. (Comisión de tarifas de energía, 2000)

Se evalúa según la siguiente ecuación:

$$\text{Margen de comercializacion} = \text{Costo unitario} \left(\frac{\text{S/}}{\text{cliente}} \right) \dots (6)$$

- **Margen de Promoción:** Comprende los costos relacionados al derecho por conexión. Es de aplicación para los usuarios que han sido categorizados inicialmente en la Categoría I y forman parte del Primer Plan de Conexiones realizadas. Así mismo para los siguientes casos:
 - a) En los casos que los Consumidores paguen el total o parte de la inversión del Margen por Promoción, lo restante se facturara en un numero de cuotas hasta pagar la totalidad del concepto de Margen por Promoción.

b) Para los consumidores que integran el 1 Plan de Conexiones son asignados a la Categoría I, y migren a otra categoría tarifaria, se les continúa aplicando el Margen por Promoción hasta cubrir su deuda.

c) Para los usuarios del 1 Plan de Conexiones que inicialmente se asignaron a otras categorías tarifarias y deseen migrar a la Categoría I, no les aplicara el cargo por el Margen por Promoción. (Osinermin, 2019)

$$\text{Margen por promocion} = \text{Costo unitario} \left(\frac{S/}{\text{cliente}} \right) \dots (7)$$

- Margen de Capacidad. La empresa distribuidora debe detallar en cada Contrato de Suministro suscrito con sus clientes, cual es la capacidad requerida por el usuario. Dicha capacidad contractual está asociada al Derecho de Conexión, según el numeral 2.36 del Reglamento de Distribución. La distribuidora deberá notificar al consumidor la fecha cuando vence el Contrato de Suministro con 3 meses de anticipación, de no haber respuesta por parte del usuario se considera la figura legal de silencio administrativo positivo o consentimiento del contrato, con lo cual el contrato se renueva por un nuevo periodo de forma automática por otro periodo similar (año). (Osinermin, 2016)

Se determina según la siguiente ecuación:

$$\text{Margen por capacidad} = \text{MCC} \left(\frac{S/}{\text{m}^3} \right) * \text{VMD} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{dia}} \right) \dots (8)$$

Donde:

MCC = Es el costo unitario del margen de capacidad.

VMD = Valor Mínimo Diario de venta en ($\text{Sm}^3 / \text{día}$) calculado como el máximo valor entre:

- El 50% de la capacidad reservada como Derecho de Conexión;
- El valor mínimo para el rango de la categoría asignada;
- La sumatoria de los volúmenes consumidos para los últimos 06 meses (incluido el mes en análisis), se dividirá entre el total de días del periodo en análisis (6 meses) (Osinermin, 2019)

- **Margen de Distribución.** El Margen de Distribución es un cargo que incluye los costos que ha realizado el Distribuidor de la zona de concesión para desarrollar, operar y mantener la red de distribución en su zona de concesión. El margen de distribución incluye los costos de inversión, operación y mantenimiento, al cual se le descuentan los costos de la gestión comercial, según lo estipulado en el numeral 2.18 del Reglamento de Distribución. Solo para Consumidores Regulados, el Margen de Distribución se puede dividir en un cargo fijo mensual y en otro cargo variable según su volumen mensual consumido, este último es aplicado a la zona de concesión del norte. Para Consumidores Independientes el Osinergmin estableció un cargo especial de fijación de las tarifas según un pago por Reserva de Capacidad y otro por el exceso de consumo a la capacidad contratada. El excedente del consumo se determina mediante la diferencia existente entre el volumen consumido y la reserva de capacidad ($m^3/\text{día}$) multiplicado por el número de días del mes, se aplica tan solo en el caso de que la diferencia es positiva; en caso contrario el excedente consumido no se factura. (Osinergmin, 2016)

Se calcula según la siguiente ecuación:

$$\text{Margen distribución} = \text{Costo unitario M.D} \left(\frac{\text{S/}}{m^3} \right) * \text{Consumo de Gas Natural} \left(\frac{m^3}{\text{mes}} \right) \dots (9)$$

2.3 Marco regulatorio.

El servicio de distribución de gas natural esta refrendada por el contrato efectuado entre el Consumidor y el Concesionario, según la normatividad actual promulgado por el MINEM, y regulado por el OSINERGMIN. La normativa peruana indica que los Consumidores que tengan un consumo diario mayor a 30 mil Sm^3 o consumo mensual mayor a 900 mil Sm^3 , llamados Consumidores Independientes, puedan adquirir directamente el suministro de gas natural al Productor y asumir los costos regulados hasta los puntos de suministro. Del mismo modo los Consumidores con consumos diarios inferiores a 30 mil Sm^3 , se denominan usuarios regulados, y adquieren el gas natural del distribuidor, y están obligados a pagar por el Transporte hasta el City Gate en Lima. El Concesionario esta en la obligación de trasladar los montos facturados a los consumidores al Productor y Transportista, sin la generación de perdidas ni beneficio por la mencionada facturación. (Osinergmin, 2016)

2.3.1 Aspectos normativos. Se presentan las siguientes normas:

- Ley 26221. Ley Orgánica de Hidrocarburos. Normativa regula las actividades del subsector hidrocarburos en el Perú. El Estado Peruano está en la obligación de promocionar el desarrollo de las actividades de Hidrocarburos Líquidos y gas natural teniendo en cuenta un escenario de libre competencia y de acceso de libre competencia a la actividad económica esto con el objetivo de maximizar el bienestar de los peruanos y promover el desarrollo nacional. El Ministerio de Energía y Minas es el agente que se encarga de la elaboración, aprobación, asimismo planifica y aplica la política del Sector, del mismo promulga reglamentos y normativas para dinamizar el mercado. (Gobierno del Perú, 1993)
- Ley 27133. Ley de promoción de la industria del gas natural. La cual tiene por objeto el establecimiento de las condiciones para promover el desarrollo de la industria del gas natural, propiciando la diversificación de fuentes energéticas que permitan un suministro confiable de los insumos energéticos, promover tecnología e incentivar la competitividad en el aparato productivo del país. El empleo del gas natural es de interés nacional, así como el despegue tecnológico de la industria del gas natural, desde la explotación, el desarrollo de las tecnologías de transporte de gas y condensados; la distribución de gas natural; y los usos industriales, automotriz, para generación y residenciales en beneficio de todos los peruanos.(Gobierno del Perú, 1999)
- Decreto Supremo N° 010-2008 EM. Reglamento de distribución del gas natural por ductos: Normatividad que incluye la actividad de suministro del servicio público de Gas Natural por Ductos, del mismo modo incluye los procedimientos para otorgar concesiones y autorizaciones, del mismo modo estructura la fijación de las Tarifas, normas de seguridad y protección del medio Ambiente, entre otras. La Concesión de un área de Distribución en una zona es de uso exclusivo en lo referente a su infraestructura y comercialización por un solo concesionario, siguiendo la figura de monopolio natural y en donde la concesionaria tendrá derechos contractuales para el abastecimiento de electricidad o gas natural, a diferencia de la regulación de las telecomunicaciones que es de libre competencia. Los Consumidores Independientes, Productores y Comercializadores tienen libre acceso al uso de las instalaciones de Transporte y al

Sistema de Distribución para lo cual deberán abonar los peajes por uso de instalaciones según lo establecido por el OSINERGMIN. No está permitido afectar el derecho del Concesionario a la exclusividad sobre la concesión, con lo cual no se pueden construir otras instalaciones de otras empresas ajenas dentro de la zona de concesión, salvo ciertas excepciones no previstas en el Reglamento o normas técnicas del sector vigentes, según ello serán sujetos de una sentencia para actuar o caso contrario pagando a la empresa dueña de la concesión derechos por instalación y por comercialización (Osinermin, 2008)

- Resolución N° 054-2016 OS/CD. Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y Aplicación de las Tarifas al Usuario Final. Debido al dinamismo del mercado de gas natural y diversas situaciones de aplicación muy particular, la presente norma establece los criterios generales y específicos de aplicación para las distintas categorías tarifarias existentes según la capacidad y ubicación. Del mismo modo brinda información detallada para que el usuario este informado para poder efectuar un contrato correcto según su volumen de consumo, se incluye la metodología de cálculo, obligaciones, deberes y derechos como usuario de gas natural. (Osinermin, 2016)
- Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de gas natural a través de ductos de la zona de concesión norte. (Gobierno del Perú, 2013)
- 1 adenda al Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de gas natural por red de ductos de distribución de la zona de concesión norte. (Gobierno del Perú, 2019)
- Resolución N° 169-2019 OS/CD, normativa en la cual se detallan el “Procedimiento de Facturación y cobranza para el Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte y se describe las Categorías tarifarias para los Consumidores. En el presente documento se puede conocer la metodología de facturación para las categorías tarifarias vigentes. (Osinermin, 2019)

2.3.2 Características del Mercado de Gas Natural.

- **Objetivo de la Regulación.** El objetivo de la regulación es garantizar la prestación óptima y de calidad presente y futura del servicio público de que se trate (energía, telecomunicaciones, agua potable, carreteras, entre otros), estableciendo los niveles óptimos en relación a calidad/precio, según el grado de desarrollo y necesidades de cada poblador o que la sociedad requiera, con única finalidad de no afectar a su excedente como consumidor ni sus derechos de tener un servicio digno por un determinado servicio. En la medida que para poder conseguir los fines descritos sea necesario e imprescindible intervenir en la actividad y en las decisiones empresariales, esta justificada la regulación. (Delgado, 2012)
- **Características físicas del gas:** este se distribuye por medio de un conjunto estructurado de redes troncales, redes secundarias y anillos de distribución en las cuales se ubican los puntos de suministro o acometidas de los usuarios residenciales o industriales dentro de una zona de concesión. El grado de inversión y el cumplimiento de estándares de calidad de las redes de distribución incluye incrementar costos incrementales elevados de operación, mantenimiento y gestión comercial para tener un servicio confiable, seguro y de calidad a los usuarios, quienes pagan mensualmente por el acceso al servicio. Se considera deber del Estado la de dar garantías por medio de inversiones públicas o promoción de las inversiones de carácter privado, con el objetivo de tener una infraestructura que para cualquier persona que desee el servicio, pueda solicitarlo y acceder con facilidad. Se tienen ciertos beneficios atribuidos al acceso residencial del gas natural, éstos son directos e indirectos, tales como el margen de promoción o el bonogas implementado en la ciudad de Trujillo.
- Cuando los mercados no cumplen con uno o más de los supuestos traen como consecuencia fallas del mercado, las que se presentan sobre todo cuando existe una falta de cumplimiento del rol del regulador que contrarreste las fallas de mercado como pueden ser la colusión de precios, la asimetría de la información, abuso de autoridad, etc. Según esto último, se tiene un grupo considerable de industrias de red, las que se caracterizan por usar y desarrollar de una serie de infraestructura que permiten la interacción de la oferta de bienes o servicios con los usuarios o clientes finales. Por tanto, la posibilidad de separar y/o duplicar la misma infraestructura de red resulta

antieconómica e ineficiente y el costo serio asignado de alguna manera a los usuarios ubicados en la zona de concesión con lo cual la facturación se duplicaría en lo referente al cargo por distribución. (Huerta, 2019)

- Los monopolios naturales constituyen actores de mercado, en los cuales para ciertas consideraciones es más eficiente la existencia de una sola empresa para que abastezca el bien o servicio dentro de un mercado. Esta condición se presenta por la presencia de costos medios decrecientes en un determinado estrato de la demanda. La existencialidad de los monopolios naturales es necesario solo con la intervención estatal, a través de una institución reguladora, para evitar que las empresas dominantes apliquen abusos desde su posición de poder sobre un determinado mercado, estableciendo tarifas caras o suministrando un servicio de muy baja calidad. Del mismo modo en algunos casos, los monopolios naturales operan con infraestructuras que constituyen facilidades esenciales para la provisión eficiente de un servicio público determinado y garantizan de cierto modo la competencia en los sectores upstream y downstream. Para estos casos muy particulares, además de la regulación tarifaria, la intervención estatal es justificable con la finalidad de poder garantizar un acceso sin discriminación a estos servicios. (Vásquez, Tamayo, Vílchez y Chávez, 2016)
- Respecto a la industria del gas natural, se presentan elevados costos fijos para los distintos componentes de la cadena de suministro del gas natural por lo cual es conveniente que el servicio lo suministre tan solo una empresa, demostrándose que la competencia en esos casos es ineficiente, ya que llevaría a duplicar las infraestructuras para un mismo servicio , con lo cual los costos de inversión se asignarían al consumidor perdiendo parte de su excedente y su bienestar como consumidor. Al tener dos distribuidores de gas natural en una misma zona de concesión, con lo cual se tendría un problema de inicial al instalar cada empresa su propia red y sus propios puntos de suministro, afectando al ornato de la ciudad e incrementándose los costos en los consumidores. Se deben buscar mecanismos internos dentro del monopolio para generar eficiencia en el servicio, en este caso la acción reguladora supervisora y normativa es la más eficiente en los mercados modernos de suministro de servicios públicos. (Huerta, 2019)

- Los mercados de gas natural dentro de la Unión Europea promueven las transacciones alrededor de un hub virtual, este es un punto de entrega modelizado que representa los ductos reales que se utilizan para realizar las transacciones de volúmenes del gas natural. Con lo consiguiente la tarifa por el uso de la infraestructura se define en el punto de entrega (independiente del punto de salida) y los puntos de salida (independiente del punto de entrega). (Vásquez, Tamayo, Vílchez y Chávez, 2016)
- La estructura tarifaria empleada en función a precios de nodos es una forma de tarificación al costo marginal, en donde la diferencia entre cada nodo representara los costos que se incurren en una red de transmisión eléctrica, la congestión y las pérdidas de energía. Los precios de nodo son definidos como costos marginales que permiten satisfacer el aumento de demanda para un nodo en especial. En el caso del segmento de transmisión eléctrica , la tarifa a costo marginal solo permite la recuperación de un tercio de los costos de toda la inversión de la infraestructura, por lo tanto, la diferencia deberá ser recuperada por medio de un cargo adicional conocido como peaje. (Vásquez, Tamayo, Vílchez y Chávez, 2016)
- Sello de correo (postage stamp), Se caracteriza porque debe definirse una tarifa por áreas independiente de la distancia entre ellos, generalmente se asigna en la entrada de la red de transporte, definiéndose una tarifa independiente del punto de ingreso o salida. Tal como se aplica en las tarifas en barras o en el mercado de gas natural europeo. (Vásquez, Tamayo, Vílchez y Chávez, 2016)

2.4 Equipos consumidores de gas natural.

La categorización de los Consumidores para la aplicación de las Tarifas de Distribución tiene como objetivos la promoción de la competitividad de los precios del Gas Natural frente a los combustibles sustitutos que se cuenta. En una misma categoría tarifaria no debe aplicarse ningún tipo de discriminación durante la prestación del servicio para los usuarios. La categorización involucra lo siguiente:

- Se realiza según el consumo estimado del usuario.
- Para aquellos Consumidores con consumos inferiores a 300 Sm³ /mes, la categorización se realiza según los puntos de conexión disponibles, se estima un consumo promedio de 13 Sm³ /mes por cada punto de conexión.

- Según el tipo de actividad que el usuario realiza y al que destinará el Gas Natural. (Osinergmin, 2016)

El Contrato de Suministro debe ser aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH), Dicho contrato deberá contener:

- Nombre o razón social del Concesionario.
- Nombre o razón social del Consumidor o usuario regulado.
- Ubicación del punto de suministro en el cual se realizará la acometida.
- Categorización del Consumidor Regulado según el tipo de suministro y menú tarifario.
- Características técnicas de la conexión..
- Capacidad contratada, plazo de vigencia y condiciones de Suministro.
- Categoría Tarifa aplicable.
- Disposiciones aplicables a la Acometida. Controversias.
- Otras condiciones relevantes previstas en el Reglamento de Distribución y en el Contrato. Para los Consumidores Regulados con consumos inferiores a 300 Sm³ /mes no es necesario tener una capacidad crediticia según lo normado por el Ministerio de Energía y Minas. En el caso de los Consumidores Independientes el Contrato de Suministro deberá tener como requisito la solvencia económica mínima establecido por cada distribuidor. La Concesionaria publicará en su página web los tipos de Contratos de Suministro vigentes según la Dirección General de Hidrocarburos del MINEM. (Osinergmin, 2018)

2.4.1 Calderas a gas natural.

Un generador de vapor es un aparato térmico isobárico, que aprovecha el calor suministrado por la reacción de un combustible para genera vapor (saturado) a partir de agua tratada químicamente. Este cambio de estado o aprovechamiento de calor se realiza por transferencia de calor sensible por parte de gases de combustión del gas natural, En esta caldera, los gases calientes de la combustión fluyen por el interior de los tubos de acero al carbono sin costura que son sumergidos en agua dentro del recipiente presurizado. Las presiones de diseño son usualmente de 8 a 6 bar para empresas industriales y sus potencias varían entre 100 á 2 000 BHP. (Barreto y Quiñonez, 2014)

La elección del tipo de combustible para consumir en calderos deberá tener en cuenta diversos criterios de tipo técnico y económico, se detallan las ventajas del gas natural sobre otros combustibles:

- El gas natural no es almacenado en el exterior o interior de la sala de calderas. Las operaciones de precombustión que presentan el petróleo y carbón, se limitan al flujo a través de la estación receptora y por el circuito interno, en el cual el gas natural alcanza una presión menor a 1 bar.
- El gas natural no presenta formación de cenizas ni inquemados, por lo tanto, no incluye sistemas de recuperación (tolvas, ceniceros, registros, etc.) y menos de evacuación como separadores de polvo, que tienen las grandes centrales carboeléctricas.
- La temperatura de los humos puede reducirse hasta valores cercanos a los 110 °C permitiéndose la recuperación de calor sensible para precalentamiento del aire de combustión (economizadores) y del agua de alimentación (calentadores de agua) para calderos de gran potencia. (Castillo, 2018)

Figura 11 Proceso de reconversión de caldera pirotubular en Chimbote



Nota: Se muestra una caldera pirotubular reconvertida para usarse con Gas Natural.

El flujo de calor suministrado al equipo térmico se evalúa según la siguiente ecuación:

$$\text{Potencia termica suministrada} = \dot{m}_c * P_{ci} \dots \dots \dots (10)$$

Dónde:

\dot{m}_c =Flujo másico del combustible,

P_{ci} : Poder calorífico inferior del combustible.

2.4.2 Cocinas a gas natural.

El gas natural es un combustible seguro en su operación, para este caso en el sector residencial de cocción, permitiendo una cocción rápida y eficiente, y conserva la calidad de los alimentos, sobre todo que posibilita cocinar a diversas temperaturas sin dañar el producto final. Al proporcionar calor de forma constante, el gas natural consigue adaptar la cocción (de lenta a rápida según convenga para cada ocasión), controlando en todo momento la llama. Este control permite conservar mejor las vitaminas y proteínas de los alimentos sin perder su calidad de color, textura, sabor y consistencia. Por otra parte, la cocina en horno de gas natural permite reducir el tiempo de precalentamiento y recupera con rapidez la temperatura interior del horno luego de abrir la puerta, evitando alteraciones en el proceso de horneado. Asimismo, tanto los hornos como las encimeras que funcionan con gas natural destacan por su comodidad, facilidad a la hora de utilizarlos y fiabilidad, y sobre todo por la disponibilidad permanente del gas natural de la red de distribución.

Para la reconversión de los equipos, esto se realiza cambiando el inyector de gas debido a que el combustible a reemplazar es el GLP el cual tiene un inyector de mayor diámetro o se puede agrandar el agujero con los instrumentos adecuados. En los aparatos de combustión de GLP a baja presión (28 mbar) la reconversión es sencilla, y solo consiste en cambiar el inyector. Ante todo debe conocerse cuál es el consumo del quemador o el calibre del orificio del inyector. (Coapaza,2015)

Se presenta la siguiente fórmula para el cálculo de los orificios del inyector:

$$Q = 0.01139 \times C \times D^2 \times \left(\frac{P}{d}\right)^{0.5} \times PCS \dots \dots \dots (11)$$

Donde:

Q = Potencia térmica en kcal/h

C = Coeficiente de descarga del inyector ($0,825 \alpha = 120^\circ$)

D = Diámetro de salida del inyector en mm

P = Presión relativa del gas en mmca (GLP: 300 - GN: 230)

d = Densidad relativa del gas (GLP: 1,6 - GN: 0,61)

PCS = Poder calorífico superior en kcal/m³ (GLP: 21 450 - GN: 8 450)

Figura 12 Cambio de inyectores en cocina



Fuente: Cocinas Bosch

2.4.3 Termas a gas natural.

Las Termas a Gas son unos calentadores de agua que funcionan gracias a un serpentín por donde pasa agua. Este serpentín pasa por encima de fogones que se encargan de calentar el agua. Estos fuegos se encienden únicamente cuando se abre el grifo del agua caliente y ésta empieza a circular. La terma a gas natural debe ser instalada en un lugar ventilado y que según el tipo de terma debe ser adecuado para su instalación. En departamentos o casas es recomendable instalar la terma en el patio o lavandería; u otro espacio que preferiblemente esté al aire libre. (Sodimac, 2021)

Figura 13 Termas a gas natural marca SOLE

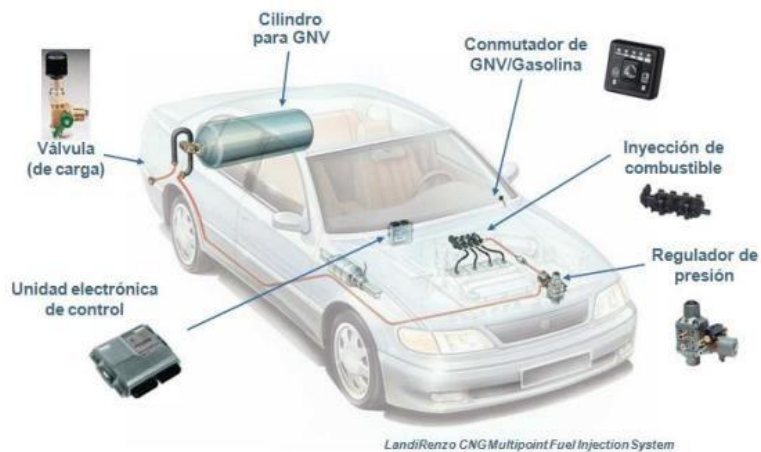


Fuente: Calidda Gas Natural

2.4.4 Gas natural vehicular.

El Gas Natural Vehicular, es aquel gas natural que ha sido comprimido hasta una presión de 200-250 bar con la finalidad de poder ser almacenado en cilindros. Su empleo en el sector automotriz es de vital importancia debido a las ventajas que tiene sobre otros combustibles, así tenemos un menor precio unitario y una menor emisión de dióxido de carbono. Para utilizar el gas natural como combustible se pueden convertir los vehículos que utilizan biodiesel y gasohol cuyos motores deben tener de 4, 6 u 8 cilindros, los cuales utilicen una tecnología de inyección electrónica de 5 generación. (Rincón, 2017)

Figura 14 Esquema general de conversión de un auto a GNV



Fuente: Unión FENOSA (2012)

El suministro de gas natural vehicular se realiza de la siguiente manera:

- Se monta una estación de carga y se suministra el gas natural proveniente de las redes de distribución urbanas.
- Se instala una estación con compresores que eleva la presión del gas natural hasta 200-250 bar.
- La unidad de almacenamiento, conformada por múltiples cilindros conectados en serie o paralelo, se acumula el gas natural que proviene de la estación de compresión y se realiza la entrega del gas hacia los surtidores.

Figura 15 Gasocentro de GNV



Fuente: Grifos Espinoza GESA Chimbote

CAPÍTULO III

MATERIAL Y MÉTODOS

3.1 MATERIAL:

3.1.1 Referente al Combustible:

- a. Gas Natural. El gas natural licuado esta referido al gas natural que se procesó con la finalidad ser transportado en forma licuada. Es la mejor alternativa para suministrar el gas a lugares alejados o aislados de la red principal, en donde llevar el gas por gasoducto físico al mercado directamente no resulta económico. El gas natural es transportado como líquido a 1 bar de presión y $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$ de temperatura. En estas condiciones se logra reducir el volumen del gas natural hasta 600 veces, siendo posible su transporte en buques metaneros a otros países como parte del segmento de exportación del gas natural. Dentro sus propiedades físico químicas tenemos las siguientes:

Poder calorífico inferior: 11 961 kcal/kg (50 044,82 kJ/kg), Densidad: 0,65 kg/m³ (Fuente: Osinergmin)

- b. GLP. Es un combustible formado por una mezcla de gases licuados presentes en el gas natural o disuelto en el petróleo cuando se encuentran en los reservorios. En la práctica, el GLP es la mezcla mayoritaria de propano C₃H₈ (60 %) y C₄H₁₀ butano (40 %). El GLP es un combustible con bajas emisiones de dióxido de carbono. No presenta problemas de toxicidad, pero bajo ciertas condiciones puede ocasionar asfixia. Ocasiona irritaciones en contacto con la piel y los ojos. Es muy inflamable, su combustión es rápida generando altas temperaturas de combustión. Se tienen las propiedades físico químicas siguientes:

Poder calorífico inferior: 11 800 kcal/kg (49 371.2 kJ/kg), Densidad: 584 kg/m³ (Fuente: Repsol)

- c. Gasohol. Es un biocombustible formado por 92,2% de volumen de gasolina (de 84, 90, 95 o 97 octanos) y 7,8% de volumen de alcohol carburante o alcohol etílico. Contiene etanol anhidro desnaturalizado en una proporción volumétrica no inferior a 2% ni superior a 3%, en el caso de gasolina sin plomo. El gasohol es utilizado en el Perú desde el año 2010 , según el Reglamento de promoción de los biocombustibles.

Dentro sus propiedades físico químicas tenemos las siguientes:

Poder calorífico inferior: 46 860 kJ/kg, Densidad: 0,68 g/litro (Fuente: Repsol)

- d. Petróleo Biodiesel BD5. Diésel B5 es un biocombustible constituido por una mezcla de Petróleo Diésel N.º 2 y 5% en volumen de biodiésel (B100). El Diésel N.º 2 es un

combustible derivado de hidrocarburos o del petróleo crudo luego de un proceso de refinación. El Biodiésel (B100) es un combustible orgánico derivado de recursos renovables que puede ser obtenido a partir de procesamiento de aceites vegetales (soya, maíz) o de grasas animales. Prácticamente es un combustible que no contiene azufre. El Diésel B5 de Petroperú, cuya denominación comercial es Biodiésel B5, cumple con las especificaciones técnicas de la norma técnica peruana vigente y cumple con los criterios de ensayos de los estándares internacionales ASTM, D975 y SAE J313. Tenemos las propiedades físico químicas siguientes:

Poder calorífico inferior: 9 860 kcal/kg (41 254,24 kJ/kg), Densidad: 3,286 kg/galón
(Fuente: Repsol)

- e. **Petróleo Residual 500.** Es un hidrocarburo pesado o combustible residual derivado del fraccionamiento del Petróleo crudo, usado en el sector industrial. Cumple con la Norma Técnica Peruana y con el estándar internacional ASTM D-396. Dentro de sus características tenemos las siguientes: viscosidad acorde a las especificaciones de los equipos, muy bajo contenido de azufre respecto a la especificación vigente, lo que minimiza los problemas de corrosión en el sistema de combustible, mínima cantidad de agua y sedimentos contenidos por unidad de volumen. Dentro sus propiedades físico químicas tenemos:

Poder calorífico inferior: 10 120 kcal/kg (42 342,08 kJ/kg), Densidad: 3,678 kg/galón
(Fuente: Repsol)

3.1.2 MUESTRA DE ESTUDIO:

Se tiene los siguientes consumidores según categoría:

- Consumidor Residencial 1 – Categoría Tarifaria I
Uso: Cocción.
Reemplazo de GLP.
- Consumidor Restaurant – Categoría Tarifaria IIA
Uso: Cocción.
Reemplazo de GLP
- Consumidor Restaurant – Categoría Tarifaria IB

Uso: Cocción.

Reemplazo de GLP.

- Consumidor Hospital– Categoría Tarifaria III

Uso: Generación de vapor y agua caliente

Reemplazo de GLP.

Reemplazo de Petróleo BD5

- Consumidor Industrial 1 – Categoría Tarifaria IV-V.

Uso: Generación de vapor saturado

Reemplazo de Petróleo BD5.

- Consumidor Industrial 2 – Categoría Tarifaria VI

Uso: Generación de vapor saturado

Reemplazo de Petróleo R500.

- Consumidor Industrial – Categoría Tarifaria VII

Uso: Equipos térmicos.

Reemplazo de Petróleo R500.

- Consumidor GNV – Categoría Tarifaria GNV Comercializador.

Venta en gasocentros.

- Consumidor Industrial-Categoría Tarifaria PESCA

Uso: Generación de vapor.

Reemplazo de Petróleo R500.

3.1.3 PLIEGO TARIFARIO UNICO PARA LA ZONA DE CONCESION NORTE - QUAVII SAC.

Figura 16 Pliego tarifario Gas Natural Concesión Norte

**PLIEGO TARIFARIO GAS NATURAL FACTOR K=0.9123
CONCESION NORTE**

Vigente desde 1 de Agosto 2021



CATEGORÍAS TARIFARIAS	RANGOS		SUMINISTRO GNL (1)		TRANSPORTE VIRTUAL (2)	DISTRIBUCION POR DUCTOS (3)			
	m3/mes		PRECIO GNL	RECARGO FISE		MARGEN COMERCIAL	MARGEN PROMOCION	MARGEN CAPACIDAD	MARGEN DISTRIBUCION
	Desde	Hasta	S/. /sm3	S/. /sm3		S/. /cliente	S/. /cliente	S/. /(m3/día)	S/. /sm3
I	0	100	0.68237	0.00761	0.55141	1.76761	15.26576	0.00000	0.22212
IIA	101	300	0.68237	0.00761	0.55141	63.14851	0.00000	0.00000	0.91040
IIB	301	1000	0.73445	0.00761	0.55141	63.14851	0.00000	0.00000	0.91040
III	1001	5000	0.73445	0.00761	0.55141	238.33652	0.00000	0.00000	0.87923
IV	5001	38000	0.73445	0.00761	0.55141	0.00000	0.00000	8.39617	0.40558
V	38001	143000	0.73445	0.00761	0.55141	0.00000	0.00000	8.39617	0.40558
VI	143001	280000	0.73445	0.00761	0.40418	0.00000	0.00000	8.39617	0.21298
VII	280001	Más	0.73445	0.00761	0.31093	0.00000	0.00000	5.95799	0.07552
GNV	-	-	0.73445	0.00761	0.55141	0.00000	0.00000	2.53426	0.10915
PESCA	-	-	0.73445	0.00761	0.55141	0.00000	0.00000	0.00000	0.68163

Fuente: Quavii S.A.

3.2 METODO.

3.2.1 METODO DE INVESTIGACIÓN:

La Investigación es pre -experimental y de naturaleza descriptiva.

3.2.2 DISEÑO: El diseño de la investigación es pre- experimental y establece la relación entre la causa y el efecto de una situación. Es un diseño de investigación donde se visualiza el efecto causado por la variable independiente sobre la variable dependiente.



O1: Aplicación tarifaria actual según la componente del costo unitario de GNL virtual única para toda la zona norte del Perú.

O2: Aplicación tarifaria con la componente del costo unitario de GNL virtual diferenciado según la distancia desde planta de regasificación a ciudad de suministro.

X: Aplicación de los criterios de distancia en la determinación de costo unitario del GNL virtual.

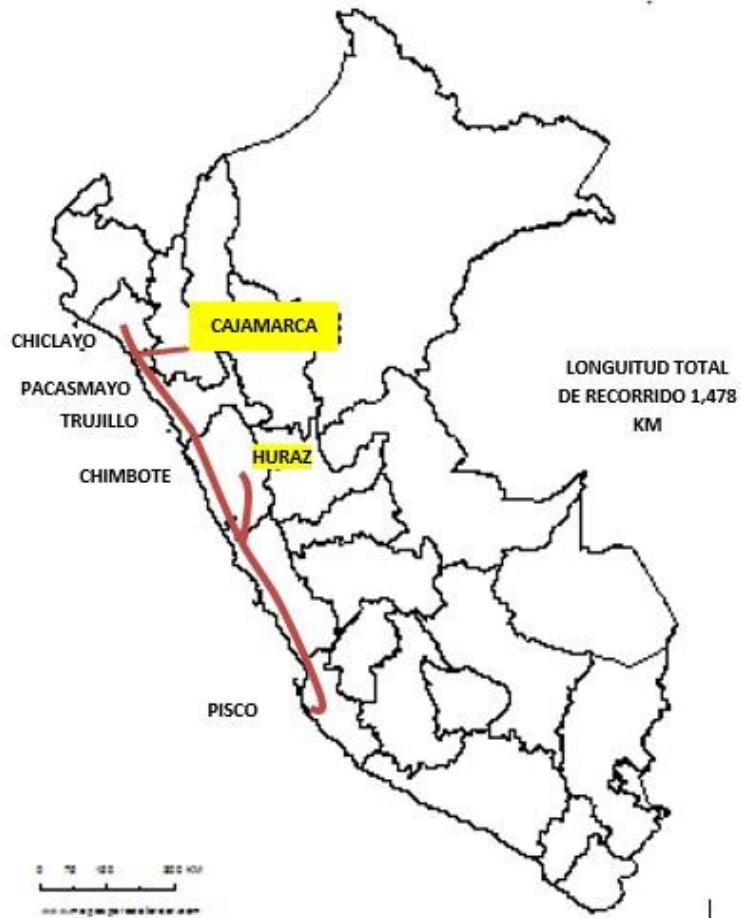
GE: Usuarios de la zona de Concesión de QUAVII en la Provincia del Santa.

3.2.3 METODOLOGIA DE CALCULO:

Se presenta la siguiente secuencia del cálculo realizado en el presente informe:

- a) Determinación de la facturación por consumo de gas natural teniendo en cuenta un costo medio único para el transporte del GNL virtual.

Figura 17 Situación inicial para el precio del GNL



Nota: Longitud total del recorrido de transporte de GNL en las diferentes ciudades de concesión de la empresa Quavii.

Las distancias son las siguientes:

Distancia de Pisco a Chiclayo = 1 091 km.

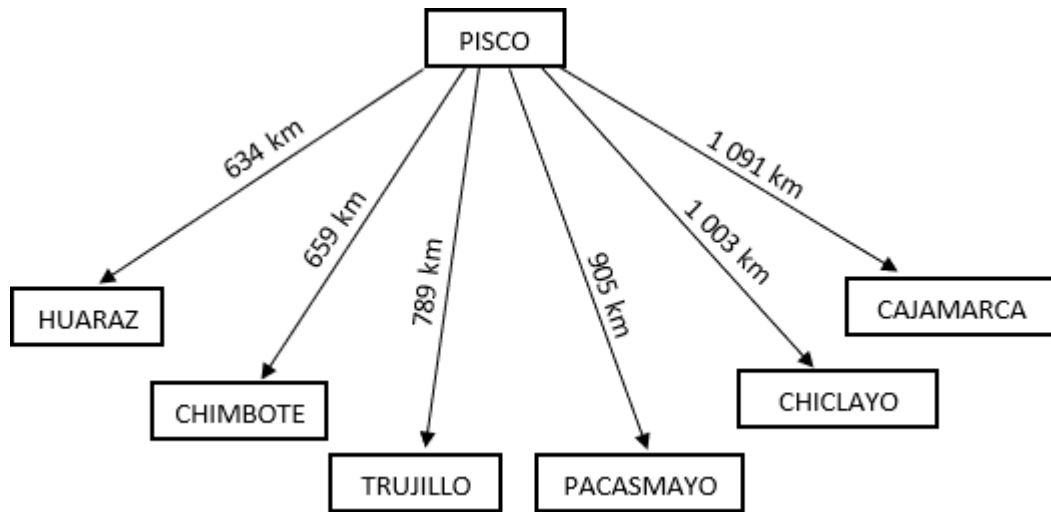
Distancia de Barranca a Huaraz = 208 km.

Distancia de Chepén a Cajamarca = 179 km.

Distancia total de la red = 1 478 km.

- b) Estimar los costos medios para el precio del transporte del GNL virtual.
- c) Determinación de la facturación por consumo de gas natural teniendo en cuenta un costo medio único según tarifa de entrada y salida para el transporte del GNL virtual.

Figura 18 Distancia real entre los puntos de suministro del transporte virtual del GNL



Nota: Distancia real entre los puntos de suministro del transporte virtual del GNL

- d) Se determinan los beneficios económicos por la aplicación de la nueva tarifa de transporte de gas natural para la provincia del santa.

CAPITULO IV
CALCULOS Y RESULTADOS

4.1 Determinación de los costos actuales por facturación de gas natural.

4.1.1 Caso 1: Consumidor Residencial 1 – Categoría Tarifaria I -Consumo 90 Sm³/mes.

Uso: Cocción.

Reemplazo de 1 balón de 10 kg GLP.

- Información de combustibles

Tabla 02 Propiedades de los combustibles GLP-GN

Parámetro	GLP	GN
Poder calorífico inferior (kcal/kg)	11 800	11 961
Densidad (kg/m ³)	584	0,65
Consumo (kg/mes)	10	
Precio (S/)	50,00	

Fuente: Osinergmin

- Equivalencia energética GLP-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética:

Flujo de energía consumida por GLP = Flujo de energía consumida por GN

$$\begin{aligned} \text{Flujo de energía consumida por GLP} &= m_{GLP} * PCI_{GLP} = 10 * 11\ 800 \\ &= 118\ 000 \frac{kcal}{mes} \end{aligned}$$

Flujo de energía consumida por GN = Q_{GN} * PCI_{GN}

$$\begin{aligned} 118\ 000 \frac{kcal}{mes} &= Q_{GN} * 11\ 961 \frac{kcal}{kg} * 0,65 \frac{kg}{m^3} \\ Q_{GN} &= 15,2 \frac{m^3}{mes} \end{aligned}$$

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,68237 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,55141 S/. /m³

Costo unitario margen comercial = 1,76761 S/. mes

Costo unitario margen de distribución = 0,22212 S/. /m³

Costo unitario GN = 1,46351 S/. /m³ + Cargo por margen comercial

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,46351 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 15,2 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) + 1,76761 = 24,00 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 28,33 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos (Sin tener en cuenta el margen de promoción):

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 50,00 - 28,33 = 21,67 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.1.2 Consumidor Residencial 2 (Restaurant) – Categoría Tarifaria IIA -Consumo 101-300 Sm³/mes.

Uso: Cocción.

Reemplazo de 1 tanque de 100 kg GLP.

- Equivalencia energética GLP-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética:

$$Q_{\text{GN}} = 15,2 * 10 = 152 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,68237 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,55141 S/. /m³

Costo unitario margen comercial = 63,14851 S/. mes

Costo unitario margen de distribución = 0,91040 S/. /m³

Costo unitario GN = 2,15179 S/. /m³ + Cargo por margen comercial

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 2,15179 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 152 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 63,14851 = 390,22 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 460,46 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}}\right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos:

$$\text{Facturacion del GLP} = 10 * 50 = 500$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 500,00 - 460,46 = 39,54 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.1.3 Consumidor Restaurant 1 – Categoría Tarifaria IIB -Consumo 301-1,000 Sm³/mes.

a. Uso: Cocción.

Reemplazo de 1 tanque de 300 kg GLP.

- Equivalencia energética GLP-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética:

$$Q_{\text{GN}} = 15,2 * 30 = 456 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,55141 S/. /m³

Costo unitario margen comercial = 63,14851 S/. mes

Costo unitario margen de distribución = 0,91040 S/. /m³

Costo unitario GN = 2,20387 S/. /m³ + Cargo por margen comercial

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 2,20387 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 456 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 63,14851 = 1\,068,11 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 1\,260,37 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}}\right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos, para un precio mayorista de Empresa Costa en Chimbote 47 S/. /kg:

$$\text{Facturación del GLP} = 30 * 47 = 1\,410$$

$$\text{Ahorro económico agosto 2021} = 1\,410,00 - 1\,260,37 = 149,63 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.1.4 Consumidor Hospital – Categoría Tarifaria III -Consumo 1 001-5 000 Sm³/mes.

a. Uso: Generación de vapor y agua caliente.

Reemplazo de 1 tanque de 900 kg GLP.

- Equivalencia energética GLP-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética:

$$Q_{\text{GN}} = 15,2 * 90 = 1\,368 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,55141 S/. /m³

Costo unitario margen comercial = 238,33652 S/. mes

Costo unitario margen de distribución = 0,87923 S/. /m³

Costo unitario GN = 2,17270 S/. /m³ + Cargo por margen comercial

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 2,17270 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 1\,368 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 238,33652 = 3\,210,59 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 3\,788,50 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}}\right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos

$$\text{Facturación del GLP} = 90 * 47 = 4\,230$$

$$\text{Ahorro económico agosto 2021} = 4\,230,00 - 3\,788,50 = 449,50 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

b. Uso: Generación de vapor saturado y agua caliente.

Reemplazo de 600 galones/mes

- Información de combustibles.

Tabla 03 Propiedades de los combustibles Petróleo BD5-GN

Parámetro	Petróleo BD5	GN
Poder calorífico inferior (kcal/kg)	9 860	11 961
Densidad (kg/galón) (kg/m ³)	3,286	0,65
Consumo (galón/mes)	600	
Precio (S//galón) incluido IGV	14,10	

Fuente: Osinergmin

- Equivalencia energética Petróleo BD5-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética:

Flujo de energía consumida por Petróleo BD5 = Flujo de energía consumida por GN

$$\begin{aligned} \text{Flujo de energía consumida por Petróleo BD5} &= m_{BD5} * PCI_{BD5} * Densidad_{BD5} \\ &= 600 \frac{\text{galón}}{\text{mes}} * 9\,860 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} * 3,286 \frac{\text{kg}}{\text{galón}} = 19\,439\,976 \frac{\text{kcal}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Flujo de energía consumida por GN} &= Q_{GN} * PCI_{GN} \\ 19\,439\,976 \frac{\text{kcal}}{\text{mes}} &= Q_{GN} * 11\,961 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} * 0,65 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} \end{aligned}$$

$$Q_{GN} = 2\,500,43 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,55141 S/. /m³

Costo unitario margen comercial = 238,33652 S/. mes

Costo unitario margen de distribución = 0,87923 S/. /m³

Costo unitario GN = 2,17270 S/. /m³ + Cargo por margen comercial

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 2,17270 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 2\,500,43 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 238,33652 = 5\,671,02 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 6\,691,80 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}}\right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos:

$$\text{Facturacion del Petroleo BD5} = (600 * 14,10) = 8\,460,00$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 8\,460 - 6\,691,80 = 1\,762,80 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.1.5 Consumidor Industrial 1 – Categoría Tarifaria IV -Consumo 5 001- 38 000 Sm³/mes y Categoría Tarifaria V -Consumo 38 001-14 300 Sm³/mes (Tienen idénticas condiciones de aplicación)

Uso: Generación de vapor saturado para empresa de conservas.

Reemplazo de 4 800 galones/mes

- Información de combustibles.

Tabla 04 Propiedades de los combustibles Petróleo R500-GN

Parámetro	Petróleo R500	GN
Poder calorífico inferior (kcal/kg)	10 120	11 961
Densidad (kg/galón) (kg/m ³)	3,678	0,65
Consumo (galón/mes)	2 400	
Precio (S//galón) incluido IGV	11,50	

Fuente: Osinergmin

- Equivalencia energética Petróleo R500-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética:

Flujo de energía consumida por Petróleo R500 = Flujo de energía consumida por GN

$$\begin{aligned} \text{Flujo de energía consumida por Petróleo R500} &= m_{R500} * PCI_{R500} * Densidad_{R500} \\ &= 4\,800 \frac{\text{galón}}{\text{mes}} * 10\,120 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} * 3,678 \frac{\text{kg}}{\text{galón}} = 178\,662\,528 \frac{\text{kcal}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Flujo de energía consumida por GN} &= Q_{GN} * PCI_{GN} \\ 178\,662\,528 \frac{\text{kcal}}{\text{mes}} &= Q_{GN} * 0,65 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3} * 11\,961 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} \end{aligned}$$

$$Q_{GN} = 22\,980,13 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,55141 S/. /m³

Costo unitario margen de distribución = 0,40358 S/. /m³

Margen de capacidad= 8,39617 S/. /m³/día

Costo unitario GN = 1,69705 S/. /m³

Cargo por margen de capacidad =

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = \text{Margen de capacidad} * \frac{\text{Consumo}}{\text{N}^\circ \text{ dias mes}}$$

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = 8,39617 * \frac{22\,980,13}{31} = 6\,224,04$$

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,69705 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 22\,980,13 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 6\,224,04 = 45\,222,47 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 53\,362,51 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}}\right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos

$$\text{Facturacion del Petroleo R500} = (4\,800 * 11,5) = 55\,200,00$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 55\,200,00 - 53\,362,51 = 1\,837,50 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.1.6 Consumidor Industrial 2 -Consumo 143 001-280 000 Sm³/mes

Categoría Tarifaria VI

Uso: Generación de vapor saturado para empresa industrial. (Consumidor mayorista de combustible superior a 10 000 galones/mes)

Reemplazo de 30 000 galones/mes.

- Equivalencia energética Petróleo R500-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética:

Flujo de energía consumida por Petroleo R500 = Flujo de energía consumida por GN

$$\begin{aligned} \text{Flujo de energía consumida por Petroleo R500} &= m_{R500} * PCI_{R500} * Densidad_{R500} \\ &= 30\,000 \frac{\text{galon}}{\text{mes}} * 10\,120 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} * 3,678 \frac{\text{kg}}{\text{galon}} = 1\,116'640\,800 \frac{\text{kcal}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

$$\text{Flujo de energía consumida por GN} = Q_{GN} * PCI_{GN}$$

$$1\,116\,640\,800 \frac{\text{kcal}}{\text{mes}} = Q_{\text{GN}} * 0,65 * 11\,961 \frac{\text{kcal}}{\text{m}^3}$$

$$Q_{\text{GN}} = 143\,625,86 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,40418 S/. /m³

Costo unitario margen de distribución = 0,21298 S/. /m³

Margen de capacidad= 8,39617 S/./m³/día

Costo unitario GN = 1,35922 S/. /m³

Cargo por margen de capacidad=

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = \text{Margen de capacidad} * \frac{\text{Consumo}}{\text{N}^\circ \text{ dias mes}}$$

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = 8,39617 * \frac{143\,625,86}{31} = 38\,900,23$$

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,35922 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 143\,625,86 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) + 38\,900,23 = 234\,119,37 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 276\,260,85 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos, con un precio de 10.0 S/. /galón

$$\text{Facturacion del Petroleo R500} = (30\,000 * 10,0) = 300\,000,00$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 300\,000,00 - 276\,260,85 = 23\,739.15 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.1.7 Consumidor Industrial 2 -Consumo más de 280 000 Sm³/mes

Categoría Tarifaria VII

Uso: Generación de vapor saturado para empresa industrial.

Reemplazo de 70 000 galones/mes.

- Equivalencia energética Petróleo R500-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética:

Flujo de energía consumida por Petróleo R500 = Flujo de energía consumida por GN

$$\begin{aligned}\text{Flujo de energía consumida por Petróleo R500} &= m_{R500} * PCI_{R500} * Densidad_{R500} \\ &= 70\,000 \frac{\text{galon}}{\text{mes}} * 10\,120 \frac{\text{kcal}}{\text{kg}} * 3,678 \frac{\text{kg}}{\text{galon}} = 2\,605\,495\,200 \frac{\text{kcal}}{\text{mes}}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{Flujo de energía consumida por GN} &= Q_{GN} * PCI_{GN} \\ 2\,605\,495\,200 \frac{\text{kcal}}{\text{mes}} &= Q_{GN} * 0,65 * 11\,961 \frac{\text{kcal}}{\text{m}^3}\end{aligned}$$

$$Q_{GN} = 335\,127 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,31093 S/. /m³

Costo unitario margen de distribución = 0,07552 S/. /m³

Margen de capacidad= 5,95799 S/. /m³/día

Costo unitario GN = 1,12851 S/. /m³

Cargo por margen de capacidad=

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = \text{Margen de capacidad} * \frac{\text{Consumo}}{\text{N}^\circ \text{ dias mes}}$$

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = 5,95799 * \frac{335\,127}{31} = 64\,409,14$$

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,12851 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 335\,127 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 64\,409,14 = 442\,603,31 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 522\,271,91 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}}\right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos:

$$\text{Facturacion del Petroleo R500} = (70\,000 * 10) = 700\,000,00$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 700\,000,00 - 522\,271,90$$

$$= 177\,728,10 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.1.8 Consumidor Industrial – Categoría Tarifaria PESCA.

Uso: Generación de vapor saturado para empresa industrial.

Reemplazo de 30 000 y 70 000 galones/mes.

- Equivalencia energética Petróleo R500-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética teniendo en cuenta los ítems 4.16 y 4.17

Para 30 000 galones/mes.

$$Q_{\text{GN}} = 143\,625,86 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

Para 70 000 galones/mes.

$$Q_{\text{GN}} = 335\,127 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,55141 S/. /m³

Costo unitario margen de distribución = 0,68163 S/. /m³

Costo unitario GN = 1,97510 S/. /m³

Tenemos los siguientes cálculos:

Para un consumo de 30 000 galones/mes

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,9751 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 143\,625,86 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) = 283\,675,43 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 334\,737,01 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos:

$$\text{Facturacion del Petroleo R500} = (30\,000 * 10) = 300\,000,00$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 300\,000 - 334\,737,01 = -34\,737,01 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

Para un consumo de 70 000 galones/mes

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,9751 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 335\,127 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) = 661\,909,33 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 781,053,01 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos:

$$\text{Facturacion del Petroleo R500} = (70\,000 * 10) = 700\,000,00$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 700\,000,00 - 781\,053,01$$

$$= -81\,053,01 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.1.9 Comercializador GNV – Categoría Tarifaria GNV – Gasocentro.

Uso: Automotriz.

Compra de 1 000 m³/mes

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,55141 S/. /m³

Costo unitario margen de distribución = 0,10915 S/. /m³

Margen de capacidad= 2,53426 S/./m³/día

Costo unitario GN = 1,40262 S/. /m³

Cargo por margen de capacidad=

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = \text{Margen de capacidad} * \frac{\text{Consumo}}{\text{N}^\circ \text{ dias mes}}$$

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = 2,53426 * \frac{1\ 000}{31} = 81,75$$

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,40262 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 1\ 000 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 81,75 = 1\ 484,37 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 1\ 751,55 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}}\right)$$

Tabla 05 Compra de GNV por comercializadores

Compra GNV (m ³ /mes)	Precio Unitario	Margen de capacidad	Costo GNV con IGV
1 000	1,40262	81,75	1 751,55
5 000	1,40262	408,75	8 757,80
10 000	1,40262	817,50	17 515,56
20 000	1,40262	1 635,00	35 031,13

Se presenta el siguiente resumen para las condiciones tarifarias actuales:

Tabla 06 Resumen de facturación de según opciones tarifarias de gas natural en casos analizados

OPCION TARIFARIA	TIPO DE USUARIO	COMBUSTIBLE EMPLEADO	VOLUMEN GAS NATURAL EQUIVALENTE (m3/mes)	MARGEN DE AHORRO EN FACTURACION(S/,/mes)
I	Residencial	GLP	15,20	21,67
IIA	Servicios	GLP	152,00	39,54
IB	Servicios	GLP	456,00	149,63
III	Hospital	GLP	1 368,00	449,5
	Hospital	BD5	2 500,43	1 762,8
IV-V	Industrial	R500	22 980,13	1 837,5
VI	Industrial	R500	143 625,86	23 739,15
VII	Industrial	R500	335 127,00	177 728,1
Pesca	Industrial	R500	143 625,86	-34 737,01
Pesca	Industrial	R500	335 127,00	-81 053,01

Según la tabla anterior se tiene el siguiente análisis:

Para la categoría tarifaria I -Residencial, el cambio de combustible resulta beneficioso para el usuario, con un margen de ahorro de en la facturación de S/ 21,67. En este caso se tienen dos condiciones de pago por la acometida de gas natural:

- La acometida se pagó al momento de ser realizado el contrato con la empresa concesionaria en un monto de S/ 900,00, para este caso el ahorro mensual es de 21,67 soles al mes.
- La acometida se fracciona en pagos mensuales sin interés en un total de 5 años, con lo cual se pagó un promedio de 15 soles/mes, con un ahorro mensual efectivo de 6,67 soles al mes.

Para las categorías tarifarias IIA, IB para el sector servicios (restaurantes) y III para hospitales, usuarios que utilizan GLP, resulta económico migrar del actual combustible utilizado a gas natural, a pesar del incremento del precio unitario del GLP en 60 a 70 % de su precio del mes de abril 2021.

Para la categoría tarifaria III Hospitales que tienen consumo de Petróleo BD5, resulta económico migrar a gas natural.

Las Categorías tarifarias IV y V (que tienen los mismos costos unitarios en todos sus cargos), VI y VII para el sector industrial que consume Petróleo R500 resulta económico el cambio de combustible, con la característica de sus costos unitarios que ofrecen un mayor ahorro económico a la empresa que tiene el mayor volumen de consumo de gas natural mensual.

Para el caso de la categoría tarifaria PESCA, creado para el sector industrial de fabricación de harina de pescado, resulta antieconómico migrar con el combustible que actualmente tienen a gas natural. Por lo cual las 03 empresas en Chimbote y 01 en Coishco han optado por contratos en la categoría tarifaria VI y VII para tener rentabilidad en el cambio tecnológico de sus instalaciones para consumir gas natural.

Seguidamente se presenta el cuadro resumen para el comercializador de gas natural en gasocentros en Chimbote a un precio de GNV en grifos GESA y ENERGIGAS (los 02 únicos gasocentros que cuenta la ciudad de Chimbote)

Tabla 07 Resumen de facturación por compra y venta de GNV por comercializadores en Chimbote

Volumen de Gas natural comprado (m3/mes)	Facturación por compra de GNV (S/)	Facturación por venta de GNV (S/)	Rentabilidad (S/)
1 000	1 751,55	1 900	148,45
5 000	8 757,80	9 500	742,20
10 000	17 515,56	19 000	1 484,44
20 000	35 031,13	38 000	2 968,87

De la tabla anterior se tiene que para un comercializador de GNV en Chimbote la rentabilidad se incrementa a medida que se comercializa un mayor volumen mensual de gas natural.

4.2 Estimación del factor de corrección del cargo por transporte virtual.

Se presenta las siguientes distancias recorridas para el cargo unitario por km del cargo por transporte virtual GNL.

Las distancias son las siguientes:

Distancia de Pisco a Chiclayo = 1 091 km.

Distancia de Barranca a Huaraz = 208 km.

Distancia de Chepén a Cajamarca = 179 km.

Distancia total de la red = 1 478 km.

Las distancias recorridas desde Pisco a cada punto de suministro es la siguiente:

Distancia de Pisco a Chimbote: 659 km

Distancia de Pisco a Huaraz: 634 km (Pisco –Barranca-Huaraz)

Distancia de Pisco a Trujillo: 789 km

Distancia de Pisco a Pacasmayo: 905 km

Distancia de Pisco a Chiclayo:1 003 km

Distancia de Pisco a Cajamarca: 1 091km (Pisco-Chepén-Cajamarca)

Distancia total de la red según ubicación de punto de suministro= 5 081 km.

Para las tarifas I-II-III-IV-V-GNV y Pesca.

Se presenta para las categorías tarifarias descritas la siguiente tabla con consumos promedio mensual en las 06 distintas ciudades de la zona de concesión Norte para la empresa Quavii S.A, precio unitario de transporte virtual y distancia real desde punto de suministro a cada ciudad.

Tabla 08 Valores característicos de comercialización para **tarifas I-II-III-IV-V-GNV y Pesca**

	HUARAZ	CHIMBOTE	TRUJILLO	PACASMAYO	CAJAMARCA	CHICLAYO
Consumo (m ³ /mes)	3 042	66 005	87 074	7 050	7 645	40 214
Precio Unitario (S//m ³)	0,55141	0,55141	0,55141	0,55141	0,55141	0,55141
Distancia real (km)	634	659	789	905	1091	1003

Para la ciudad de Chimbote se tiene el siguiente calculo:

$$Facturacion = 66\ 005 \frac{m^3}{mes} * 0,55141 \frac{S/}{m^3} = 36\ 395,82 \frac{S/}{mes}$$

La distancia aplicada en las 6 ciudades dentro de la zona de concesión se ha determinado teniendo en cuenta una distancia común.

$$Distancia\ unitaria_{actual} = \frac{5\ 081\ km}{6} = 846,83\ km$$

Seguidamente se determina la facturación real según la distancia real desde el punto de suministro a Chimbote:

$$Facturacion_{mejorada} = \frac{Facturacion * Distancia_{real}}{Distancia unitaria_{actual}}$$

$$Facturacion_{mejorada} = \frac{36\,395,82 \frac{S/}{mes} * 659 km}{846,83 km} = 28\,323,10 \frac{S/}{mes}$$

El costo unitario por transporte virtual desde el punto de suministro hasta Chimbote es igual a:

$$Costo unitario propuesto \left(\frac{S/}{m^3}\right)_{CHIMBOTE} = \frac{28 \frac{S/}{mes}}{66\,005 \frac{m^3}{mes}} = 0,42911 \frac{S/}{m^3}$$

Se presentan los resultados para los costos unitarios para el transporte virtual para para las tarifas I-II-III-IV-V-GNV y Pesca.

Tabla 09 Propuesta de costos unitarios para transporte virtual para **tarifas I-II-III-IV-V-GNV y Pesca**

DETALLE	HUARAZ	CHIMBOTE	TRUJILLO	PACASMAYO	CAJAMARCA	CHICLAYO
Consumo (m3/mes)	3 042	66 005	87 074	7 050	7 645	40 214
Precio Unitario (S//m3)	0,55141	0,55141	0,55141	0,55141	0,55141	0,55141
Distancia real (km)	634	659	789	905	1091	1003
Facturación actual (S./mes)	1 677,39	36 395,82	48 013,47	3 887,44	4 215,53	22 174,40
Distancia unitaria(km)	846,33	846,33	846,33	846,33	846,33	846,33
Facturación mejorada (S/)	1 256,56	28 323,10	44 761,06	41 56,93	5 434,22	26 279,26
Costo unitario propuesto (S./m3)	0,41307	0,42911	0,51406	0,58964	0,71082	0,65349

Para la tarifa VI.

Se presenta para la categoría tarifaria la siguiente tabla con consumos promedio mensual en las 06 distintas ciudades de la zona de concesión Norte para la empresa Quavii S.A, precio unitario de transporte virtual y distancia real desde puro de suministro a cada ciudad.

Tabla 10 Valores característicos de comercialización para **tarifa VI**

	HUARAZ	CHIMBOTE	TRUJILLO	PACASMAYO	CAJAMARCA	CHICLAYO
Consumo (m ³ /mes)	3 042	66 005	87 074	7 050	7 645	40 214
Precio Unitario (S//m ³)	0,40418	0,40418	0,40418	0,40418	0,40418	0,40418
Distancia real (km)	634	659	789	905	1091	1003

Para la ciudad de Chimbote se tiene el siguiente calculo:

$$Facturacion = 66\,005 \frac{m^3}{mes} * 0,40418 \frac{S/}{m^3} = 26\,677,90 \frac{S/}{mes}$$

La distancia aplicada en las 6 ciudades dentro de la zona de concesión se ha determinado teniendo en cuenta una distancia común.

$$Distancia\ unitaria_{actual} = \frac{5\,091\ km}{6} = 846,83\ km$$

Seguidamente se determina la facturación real según la distancia real desde el punto de suministro a Chimbote:

$$Facturacion_{mejorada} = \frac{Facturacion * Distancia_{real}}{Distancia\ unitaria_{actual}}$$

$$Facturacion_{mejorada} = \frac{26\,677,90 \frac{S/}{mes} * 659\ km}{846,83\ km} = 20\,760,64 \frac{S/}{mes}$$

El costo unitario por transporte virtual desde el punto de suministro hasta Chimbote es igual a:

$$\text{Costo unitario propuesto} \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right)_{\text{CHIMBOTE}} = \frac{20}{66\,005} \frac{\text{S/}}{\text{mes}} = 0,31453 \frac{\text{S/}}{\text{m}^3}$$

Se presentan los resultados para los costos unitarios para el transporte virtual para para la tarifa VI.

Tabla 11 Propuesta de costos unitarios para transporte virtual para **tarifa VI**

DETALLE	HUARAZ	CHIMBOTE	TRUJILLO	PACASMAYO	CAJAMARCA	CHICLAYO
Consumo (m3/mes)	3 042	66 005	87 074	7 050	7 645	40 214
Precio Unitario (S//m3)	0,40418	0,40418	0,40418	0,40418	0,40418	0,40418
Distancia real (km)	634	659	789	905	1091	1003
Facturación actual (S./mes)	1 229,52	26 677,90	35 193,57	28 49,47	3 089,96	16 253,69
Distancia unitaria(km)	846,33	846,33	846,33	846,33	846,33	846,33
Facturación mejorada (S/)	921,05	20 760,54	32 809,57	3 047,00	3 983,25	19 262,53
Costo unitario propuesto (S./,m3)	0,30278	0,31453	0,37680	0,43220	0,52103	0,47900

Para la tarifa VII.

Se presentan los resultados para los costos unitarios para el transporte virtual para para la tarifa VII.

Tabla 12 Propuesta de costos unitarios para transporte virtual para **tarifa VII**

DETALLE	HUARAZ	CHIMBOTE	TRUJILLO	PACASMAYO	CAJAMARCA	CHICLAYO
Consumo (m3/mes)	3 042	66 005	87 074	7 050	7 645	40 214
Precio Unitario (S//m3)	0,31093	0,31093	0,31093	0,31093	0,31093	0,31093
Distancia real (km)	634	659	789	905	1091	1003
Facturación actual (S./mes)	945,85	20 522,93	27 073,92	2 192,06	2 377,06	12 503,74
Distancia unitaria(km)	846,33	846,33	846,33	846,33	846,33	846,33
Facturación mejorada (S/)	708,55	15 980,31	25 239,94	2 344,02	3 064,26	14 818,39
Costo unitario propuesto (S/,/m3)	0,23292	0,24211	0,28987	0,33248	0,40082	0,36849

4.3 Determinación de los costos actuales por facturación de gas natural.

Seguidamente se presentan los resultados para cada uno de los casos planteados en el ítem 4.1, aplicando el costo unitario para el transporte virtual del ítem 4.2.

4.3.1 Caso 1: Consumidor Residencial 1 – Categoría Tarifaria I -Consumo 90 Sm³/mes.

Uso: Cocción.

Reemplazo de 1 balón de 10 kg GLP.

$$Q_{GN} = 15,2 \frac{m^3}{mes}$$

Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,68237 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,42911 S/. /m³

Costo unitario margen comercial = 1,76761 S/. mes

Costo unitario margen de distribución = 0,22212 S/. /m³

Costo unitario GN = 1,34121 S/. /m³ + Cargo por margen comercial

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,34121 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 15,2 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) + 1,76761 = 22,15 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 26,14 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos (Sin tener en cuenta el margen de promoción):

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 50,00 - 26,14 = 23,86 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.3.2 Consumidor Residencial 2 (Restaurant) – Categoría Tarifaria IIA -Consumo 101-300 Sm³/mes.

Uso: Cocción.

Reemplazo de 1 tanque de 100 kg GLP.

$$Q_{\text{GN}} = 15,2 * 10 = 152 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,68237 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,42911 S/. /m³

Costo unitario margen comercial = 63,14851 S/. mes

Costo unitario margen de distribución = 0,91040 S/. /m³

Costo unitario GN = 2,02949 S/. /m³ + Cargo por margen comercial

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 2,02949 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 152 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) + 63,14851 = 371,63 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 438,52 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos:

$$\text{Facturacion del GLP} = 10 * 50 = 500$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 500,00 - 438,52 = 61,48 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.3.3 Consumidor Restaurant 1 – Categoría Tarifaria IIB -Consumo 301-1,000 Sm³/mes.

Uso: Cocción.

Reemplazo de 1 tanque de 300 kg GLP.

$$Q_{\text{GN}} = 15,2 * 30 = 456 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,42911 S/. /m³

Costo unitario margen comercial = 63,14851 S/. mes

Costo unitario margen de distribución = 0,91040 S/. /m³

Costo unitario GN = 2,08157 S/. /m³ + Cargo por margen comercial

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 2,08157 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 456 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) + 63,14851 = 1 012,34 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 1 194,57 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos

$$\text{Facturación del GLP} = 30 * 47 = 1\,410$$

$$\text{Ahorro económico agosto 2021} = 1\,410,00 - 1\,194,57 = 215,43 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.3.4 Consumidor Hospital – Categoría Tarifaria III -Consumo 1 001-5 000 Sm³/mes.

a. Uso: Generación de vapor y agua caliente.

Reemplazo de 1 tanque de 900 kg GLP.

Equivalencia energética GLP-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética:

$$Q_{GN} = 15,2 * 90 = 1\,368 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,42911 S/. /m³

Costo unitario margen comercial = 238,33652 S/. mes

Costo unitario margen de distribución = 0,87923 S/. /m³

Costo unitario GN = 2,05040 S/. /m³ + Cargo por margen comercial

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 2,05040 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 1\,368 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) + 238,33652 = 3\,043,28 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 3\,591,07 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos.

$$\text{Facturación del GLP} = 90 * 47 = 4\,230$$

$$\text{Ahorro económico agosto 2021} = 4\,230,00 - 3\,591,07 = 638,93 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

b. Uso: Generación de vapor saturado y agua caliente.

Reemplazo de 600 galones/mes

$$Q_{GN} = 2\,500,43 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,42911 S/. /m³

Costo unitario margen comercial = 238,33652 S/. mes

Costo unitario margen de distribución = 0,87923 S/. /m³

Costo unitario GN = 2,05040 S/. /m³ + Cargo por margen comercial

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 2,05040 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 2\,500,43 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) + 238,33652 = 5\,365,21 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 6\,330,95 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos:

$$\text{Facturacion del Petroleo BD5} = (600 * 14,10) = 9\,060,00$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 9\,060 - 6\,330,95 = 2\,729,05 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.3.5 Consumidor Industrial 1 – Categoría Tarifaria IV -Consumo 5 001-38 000 Sm³/mes y Categoría Tarifaria V -Consumo 38 001-14 300 Sm³/mes (Tienen idénticas condiciones de aplicación)

Uso: Generación de vapor saturado para empresa de conservas.

Reemplazo de 4 800 galones/mes

Equivalencia energética Petróleo R500-Gas Natural.

$$Q_{GN} = 22\,980,13 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,42911 S/. /m³

Costo unitario margen de distribución = 0,40358 S/. /m³

Margen de capacidad= 8,39617 S/. /m³/día

Costo unitario GN = 1,57475 S/. /m³

Cargo por margen de capacidad=

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = \text{Margen de capacidad} * \frac{\text{Consumo}}{\text{N}^\circ \text{ dias mes}}$$

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = 8,39617 * \frac{22\,980,13}{31} = 6\,224,04$$

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,57475 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 22\,980,13 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 6\,224,04 = 42\,411,99 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 50\,046,16 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}}\right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos

$$\text{Facturacion del Petroleo R500} = (4\,800 * 11,5) = 55\,200,00$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 55\,200,00 - 50\,046,16 = 5\,153,84 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.3.6 Consumidor Industrial 2 -Consumo 143 001- 280 000 Sm³/mes

Categoría Tarifaria VI

Uso: Generación de vapor saturado para empresa industrial. (Consumidor mayorista de combustible superior a 10 000 galones/mes)

Reemplazo de 30 000 galones/mes.

Equivalencia energética Petróleo R500-Gas Natural.

$$Q_{GN} = 143\,625,86 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,31453 S/. /m³

Costo unitario margen de distribución = 0,21298 S/. /m³

Margen de capacidad= 8,39617 S/. /m³/día

Costo unitario GN = 1,26957 S/. /m³

Cargo por margen de capacidad=

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = \text{Margen de capacidad} * \frac{\text{Consumo}}{\text{N}^\circ \text{ dias mes}}$$

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = 8,39617 * \frac{143\,625,86}{31} = 38\,900,23$$

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,26957 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 143\,625,86 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 38\,900,23 = 221\,243,31 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 261\,067,11 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}}\right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos, con un precio de 10.0 S/./galón

$$\text{Facturacion del Petroleo R500} = (30\,000 * 10,0) = 300\,000,00$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 300\,000,00 - 261\,067,11 = 38\,932,89 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

4.3.7 Consumidor Industrial 2 -Consumo más de 280 000 Sm³/mes

Categoría Tarifaria VII

Uso: Generación de vapor saturado para empresa industrial.

Reemplazo de 70 000 galones/mes.

Equivalencia energética Petróleo R500-Gas Natural.

$$Q_{GN} = 335\,127 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,24211 S/. /m³

Costo unitario margen de distribución = 0,07552 S/. /m³

Margen de capacidad= 5,95799 S/. /m³/día

Costo unitario GN = 1,05969 S/. /m³

Cargo por margen de capacidad=

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = \text{Margen de capacidad} * \frac{\text{Consumo}}{\text{N}^\circ \text{ dias mes}}$$

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = 5,95799 * \frac{335\,127}{31} = 64\,409,14$$

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,05969 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 335\,127 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 64\,409,14 = 419\,539,87 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 495\,057,04 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos:

$$\text{Facturación del Petróleo R500} = (70\,000 * 10) = 700\,000,00$$

$$\begin{aligned} \text{Ahorro económico agosto 2021} &= 700\,000,00 - 495\,057,04 \\ &= 204\,942,96 \frac{\text{S/}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

4.1.8 Consumidor Industrial – Categoría Tarifaria PESCA.

Uso: Generación de vapor saturado para empresa industrial.

Reemplazo de 30 000 y 50 000 galones/mes.

- Equivalencia energética Petróleo R500-Gas Natural. Según la siguiente equivalencia energética teniendo en cuenta los ítems 4.16 y 4.17

Para 30 000 galones/mes.

$$Q_{\text{GN}} = 143\,625,86 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

Para 70 000 galones/mes.

$$Q_{\text{GN}} = 335\,127 \frac{\text{m}^3}{\text{mes}}$$

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

$$\text{Costo unitario GNL} = 0,73445 \text{ S/./m}^3$$

$$\text{Costo unitario Recargo FISE} = 0,00761 \text{ S/./m}^3$$

$$\text{Costo unitario transporte virtual} = 0,42911 \text{ S/./m}^3$$

$$\text{Costo unitario margen de distribución} = 0,68163 \text{ S/./m}^3$$

$$\text{Costo unitario GN} = 1,85280 \text{ S/./m}^3$$

Tenemos los siguientes cálculos:

Para un consumo de 30 000 galones/mes

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,85280 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 143\,625,86 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) = 266\,109,99 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 314\,009,80 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos:

$$\text{Facturacion del Petroleo R500} = (30\,000 * 10) = 300\,000,00$$

$$\text{Ahorro economico agosto 2021} = 300\,000 - 314\,009,80 = -14\,009,80 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

Para un consumo de 70 000 galones/mes

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,85280 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3} \right) * 335\,127 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}} \right) = 620\,923,30 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 732\,689,50 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}} \right)$$

Para el mes de agosto 2021 se tienen los siguientes ahorros económicos:

$$\text{Facturacion del Petroleo R500} = (70\,000 * 10) = 700\,000,00$$

$$\begin{aligned} \text{Ahorro economico agosto 2021} &= 700\,000,00 - 732\,689,50 \\ &= -32\,689,50 \frac{\text{S/}}{\text{mes}} \end{aligned}$$

4.3.9 Comercializador GNV – Categoría Tarifaria GNV – Gasocentros.

Uso: Automotriz.

Compra de 1 000 m³/mes

- Cálculo de la Tarifa de Gas Natural

Para los cálculos tarifarios realizados para el mes de agosto 2021 haciendo uso de las ecuaciones 3, 4, 5, 6, 7, 8 y 9.

Asimismo, se tienen los siguientes costos unitarios del gas natural para Chimbote del mes agosto 2021. (Ver figura 16)

Costo unitario GNL= 0,73445 S/. /m³

Costo unitario Recargo FISE = 0,00761 S/. /m³

Costo unitario transporte virtual= 0,42911 S/. /m³

Costo unitario margen de distribución = 0,10915 S/. /m³

Margen de capacidad= 2,53426 S/./m³/día

Costo unitario GN = 1,28032 S/. /m³

Cargo por margen de capacidad=

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = \text{Margen de capacidad} * \frac{\text{Consumo}}{\text{N}^\circ \text{ días mes}}$$

$$\text{Cargo por margen de capacidad} = 2,53426 * \frac{1\ 000}{31} = 81,75$$

Tenemos los siguientes cálculos:

$$\text{Costo GN sin IGV} = 1,28032 \left(\frac{\text{S/}}{\text{m}^3}\right) * 1\ 000 \left(\frac{\text{m}^3}{\text{mes}}\right) + 81,75 = 1\ 362,07 \frac{\text{S/}}{\text{mes}}$$

$$\text{Costo GN con IGV} = 1\ 607,24 \left(\frac{\text{S/}}{\text{mes}}\right)$$

Tabla 13 Compra de GNV por comercializadores

Compra GNV (m ³ /mes)	Precio Unitario	Margen de capacidad	Costo GNV con IGV
1 000	1,28032	81,75	1 607,24
5 000	1,28032	408,75	6 810,35
10 000	1,28032	817,50	13 620,70
20 000	1,28032	1 635,00	27 241,40

4.4 Reducción de costos de facturación por efecto del nuevo costo unitario del transporte virtual de gas natural.

Se presenta la información referente al efecto del costo unitario de transporte virtual desde el punto de suministro en la ciudad de Pisco hasta la ciudad de Chimbote en la zona de concesión Norte para la Empresa Quavii S.A.

En la tabla siguiente se presenta la reducción del costo unitario por transporte virtual, valor el cual se ha reducido para cada una de las categorías tarifarias en 22,2 %.

Tabla 14 Comparativo entre costos unitarios del cargo por transporte virtual

Categoría Tarifaria	Actual (S./m3)	Propuesta (S./m3)	% Mejora
I-IIA-IB-III-IV-V -PESCA-GNV	0,55141	0,42911	22,20%
VI	0,40418	0,31453	22,20%
VII	0,31093	0,24211	22,10%

Del mismo modo en la siguiente tabla se presenta la mejora económica para los casos analizados de las diversas categorías tarifarias, la cual se hace más notoria a medida que el volumen mensual de gas natural consumido se incrementa. Salvo en los casos de la categoría tarifaria de PESCA, en donde su aplicación aún resulta antieconómica.

Tabla 15 Comparativo mejora económica en cargo por transporte virtual

Categoría Tarifaria	Tipo de usuario	Combustible empleado	Volumen de Gas mensual consumido (m3/mes)	Facturación con C.U.T.V actual (S//mes)	Facturación con C.U.T.V corregido (S//mes)	Mejora económica (S//mes)
I	Residencial	GLP	15,20	28,33	26,14	2,19
IIA	Servicios	GLP	152,00	460,46	438,52	21,94
IB	Servicios	GLP	456,00	1 260,37	1 194,57	65,80
III	Hospital	GLP	1 368,00	3 788,50	3 591,07	197,43
	Hospital	BD5	2 500,43	6 691,80	6 330,95	360,85
IV-V	Industrial	R500	22 980,13	53 362,51	50 046,16	3 316,35
VI	Industrial	R500	14 3625,86	276 260,85	261 067,11	15 193,74
VII	Industrial	R500	33 5127,00	522 271,91	495 057,04	27 214,87
Pesca	Industrial	R500	14 3625,86	-334 737,01	-314 009,80	-20 727,21
Pesca	Industrial	R500	33 5127,00	-781 053,01	-732 689,50	-48 363,51

Así mismo en la siguiente figura se presenta el porcentaje de mejora del costo unitario por transporte virtual de GNL en cada caso analizado para las distintas categorías tarifarias, donde en la categoría tarifaria I Residencial se tiene un porcentaje de mejora de 7,73% con respecto al costo unitario inicial de transporte virtual, con lo cual podemos afirmar que el principal beneficiario de este estudio realizado es el usuario residencial.

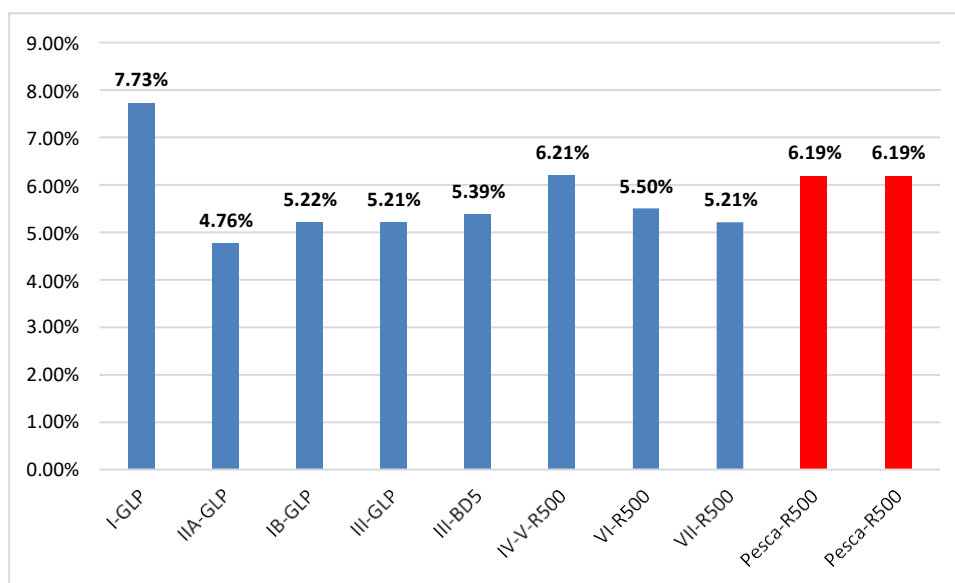


Figura 19 Porcentaje de mejora en el costo unitario de transporte virtual

En la siguiente figura se presenta la diferencia en los ahorros conseguidos comparando el costo unitario propuesto para la categoría tarifaria Transporte virtual y el costo unitario de transporte virtual actual. Se puede afirmar que los principales beneficiados han sido los usuarios residenciales, la categoría tarifaria III para hospitales que consumen petróleo BD5 y la categoría VII Grandes consumidores.

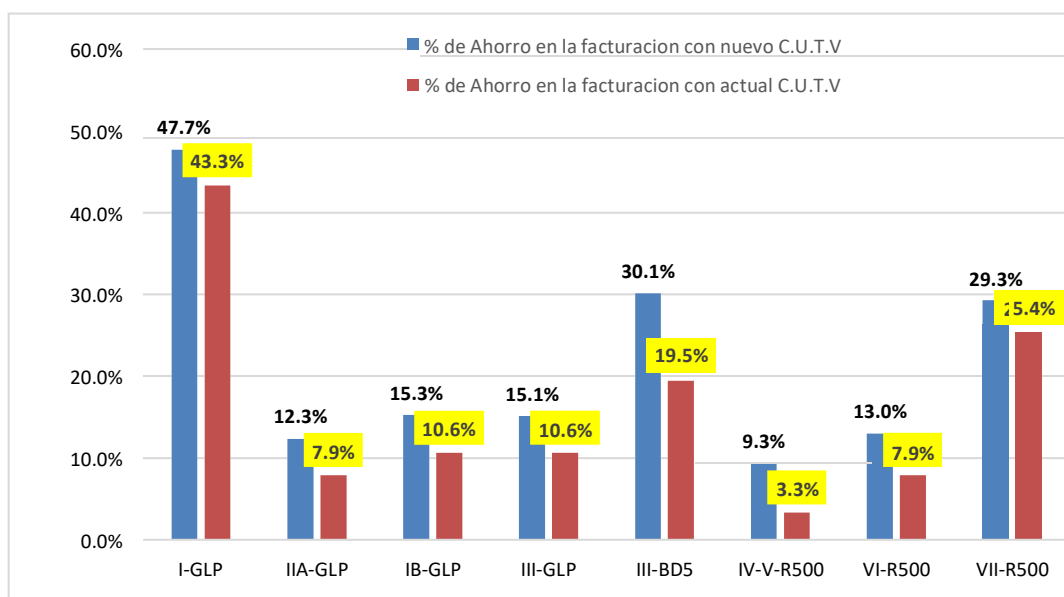


Figura 20 Ahorros por uso de gas natural en ciudad de Chimbote

En la tabla siguiente se presenta la rentabilidad obtenida por los comercializadores de gas natural vehicular.

Tabla 16 Rentabilidad del comercializador de GNV por mejora del costo unitario del transporte virtual

Volumen de Gas natural comprado (m3/mes)	Facturación por compra de GNV (S/)	Facturación por compra de GNV con nuevo C.U.T.V(S/)	Variación en la Facturación por compra (S/)	Rentabilidad con nuevo C.U.T.V (S/)
1 000	1 751,55	1 607,24	144,31	917,63
5 000	8 757,80	6 810,35	1 947,45	4 590,63
10 000	17 515,56	13 620,70	3 894,86	9 181,88
20 000	35 031,13	27 241,40	7 789,73	18 364,38

4.5 Discusión de resultados.

Tal como lo manifiesta Carhuaricra (2017) la alternativa de migración energética a gas natural de algunos consumidores, sobre todo de los medianos y pequeños industriales se ve limitado por las normativas aplicadas y por la estructura de costos no bien definida tal es el caso en las zonas de concesión Sur y Norte dependientes del transporte virtual , para lo cual existe un solo costo unitario independiente de la distancia desde el punto de suministro hasta el punto de llegada, las tarifas de gas natural mediante una estructura de costos eficientes que promueva la masificación del gas natural mediante gasoducto virtual, de tal manera que los beneficios económicos sean sensibles al usuario. Esto se demuestra en el presente informe al verificarse dentro de los resultados obtenidos que la tarifa por transporte virtual a aplicar debe ser en función a la distancia, y no tal como se realiza actualmente en el cual las ciudades más cercanas al punto de suministro deben subsidiar costos de facturación por transporte virtual a otras ciudades ubicadas a mayor distancia del punto de suministro.

Tal como presenta Capaza (2015) en su tesis, el sector residencial es el que ha tenido las mayores ventajas de ahorro en su facturación al migrar a gas natural, con ahorros de 30% respecto del GLP, para nuestro caso el sector residencial alcanza ahorros de hasta 43 % con la actual estructura, pero se ve mermada por el pago de la infraestructura en 5 años con lo cual los ahorros se reducen a 7 % con los precios altos del GLP en la actualidad.

De otro modo un gran beneficiario es el Gran consumidor ubicado en la categoría tarifaria VII (de la cual en Chimbote solo se cuenta con una sola empresa de este tipo. La mayor parte del sector productivo solo cuenta con ahorros entre 3,30 % y 7,90 % según como se incrementa su consumo, y siendo el eje económico de la ciudad, la migración a gas natural no se presenta muy alentador por la baja rentabilidad de este cambio tecnológico.

Cuadros (2019) manifiesta que el consumo del gas natural en su masificación principalmente se realizará a través de gasoductos virtuales tal como lo detalla para el distrito de San Vicente, provincia de Cañete – Lima pero su viabilidad dependerá del volumen de gas natural mensual consumido para su rentabilidad, con lo cual para su implementación se deben crear mecanismos de comercialización y promoción para el uso del gas natural, se coincide con lo anterior, indicando la estructura de costos debe reflejar el estado real del suministro , tal como el Chimbote. La cual cuenta con el 3 mayor volumen de consumo de gas natural de la zona de concesión norte y esta cercana al punto de suministro con respecto a otras ciudades, con lo cual su masificación será un éxito teniendo una estructura de costos real.

Se coincide con Kozuij (2011) quien recomienda tener una estructura de costos eficientes y reales y que además la masificación del gas natural será un éxito (mayor número de usuarios y un mayor volumen de consumo de gas por ciudad, si se dan políticas promocionales a los sectores de mayor consumo, tal como en este caso tenemos en Chimbote en las categorías tarifarias VI y VII, pero que actualmente son las que menos perciben los beneficios de tener un combustible como el gas natural.

Mientras que Salas y Andia (2016), manifiestan que el transporte virtual de gas natural tiene la ventaja de hacerse en corto tiempo y no compromete mucha producción si se avoca únicamente a las residencias y al GNV; además puede implicar el cambio en la cultura de la población para que aprecie y sienta las ventajas de tener gas natural. Según eso el presente informe concluye que la masificación del gas natural es una solución para tener un combustible más barato y con menor efecto al medio ambiente.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- Se determinó para cada categoría tarifaria de la zona de concesión de la empresa QUAVII S.A la reducción de costos por cambio de combustible, en el cual el sector Residencial tiene un porcentaje de ahorro de 43,30% (sin tomar en cuenta el costo de la infraestructura), siendo las categorías tarifarias IV-V y VI las de menores ahorros en el orden de 3,30 y 7,90 % respectivamente.
- Se ha determinado la variabilidad del costo unitario por el cargo por transporte virtual de GNL desde el punto de suministro en Pisco hasta la ciudad de Chimbote, lo que implica una reducción de este cargo del 22,20 % en promedio.
- Se aplicó el nuevo costo unitario por el cargo unitario por transporte virtual de GNL en función al criterio de distancia, mejorando las categorías tarifarias establecidas salvo la categoría tarifaria PESCA la cual no es viable económicamente. La mejora en las categorías tarifarias IV, V y VI (usuarios industriales) incrementan su margen de ahorro en 9,30 y 13 % respectivamente.
- Se realizó un comparativo referente al ahorro económico en la ciudad de Chimbote en la zona de concesión de la empresa QUAVII con el cual el porcentaje de ahorro adicional por aplicar el nuevo cargo del costo unitario por transporte virtual varía entre 7,20 a 4,80. Con lo cual el exceso de facturación reducida es superior al 5% planteada en la hipótesis de la presente investigación.

RECOMENDACIONES

- La presente investigación puede ser el punto de partida para sugerir un cambio en la determinación del costo unitario del cargo por transporte virtual con GNL, teniendo en cuenta que la facturación sea en función a la distancia real entre el punto de suministro y el punto de consumo, y no teniendo en cuenta una distancia ponderada que toma en cuenta la distancia real.
- Se recomienda la revisión de la estructura de costos de la categoría tarifaria PESCA, la cual ha sido diseñada para promover el consumo masivo del gas natural en las empresas de harina y de pescado y conservas. Su aplicación resulta antieconómica, con lo cual las empresas que han migrado al gas natural han optado por realizar sus contratos en las categorías tarifarias IV-V y VI según su volumen mensual de consumo.
- Se recomienda hacer extensiva la aplicación de la categoría tarifaria VII (de la cual solo se cuenta 1 empresa en la localidad) a las categorías tarifarias IV-V y VI, categorías tarifarias donde se concentra la mayor parte de las empresas industriales de la provincia del Santa; con lo cual se incrementaría la demanda con la consiguiente posibilidad de incrementar el número de usuarios residenciales en la las ciudades de Chimbote y Nuevo Chimbote.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

Tesis.

Barreto y Quiñones (2014). Optimización de los indicadores de productividad de la empresa pesquera Ribaud S.A. mediante el uso de gas natural licuado en el área de calderos. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú.

Carhuaricra (2017). Propuesta de una red de Gas Natural para reducir los costos de instalación en empresas con categoría B, 2017. Tesis para el título de Ingeniero Industrial en la Universidad Norbert Weiner en Perú.

Coapaza (2015). Análisis técnico - económico del uso del gas natural como alternativa energética en el sector residencial de la provincia de Arequipa. Tesis para optar el título de Ingeniero Industrial de la Universidad Nacional San Agustín de Arequipa en Perú.

Cuadros (2019). Factores claves que inciden en la implementación de un gasoducto virtual de gas natural en el distrito de San Vicente, provincia de Cañete – Lima. Tesis para optar la licenciatura en administración de negocios en la Universidad San Martín de Porras en Perú.

Escudero (2008). Diseño y estudio técnico-económico de una terminal de almacenamiento y regasificadora de GNL. Tesis para optar el título de Ingeniero mecánico Civil en la Universidad de Chile.

García (2018). Estudio de factibilidad para el abastecimiento de Gas Natural Comprimido (GNC) a la provincia de Palpa. Tesis para optar el título de Ingeniero Industrial en la Universidad Particular Ricardo Palma en Perú.

Gómez y Barrantes (2020). Efecto del diseño de la red interna para abastecimiento de gas natural en la empresa Cogorno – Planta Ventanilla. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú.

Huertas (2019) Análisis comparativo de los niveles de eficiencias de las empresas peruanas distribuidoras de gas natural respecto a otras de la región mediante un modelo DEA para el período 2014 – 2017. Tesis para optar el grado de maestro en Regulación de Servicios Públicos en la Pontificia universidad Católica del Perú.

Kozulj (2012). Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur. Trabajo de investigación realizada para Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). México.

Maldonado (2010). Tarificación de la red principal de gas natural destinada a la generación eléctrica. Tesis para optar el título de Ingeniero Electricista en la Universidad Nacional del Centro en Perú.

Rincón (2017). Estudio de impacto ambiental para la apertura de un Gasocentro con Gas natural Vehicular. Tesis para optar el título de Ingeniero Químico, Instituto Politécnico Nacional de México.

Salas y Andia (2016). Competitividad en el suministro de gas licuefactado en zonas aisladas del sur del Perú. Tesis para optar el grado de Magister en Regulación y Gestión de Servicios Públicos en la Universidad del Pacifico en Perú.

Varas y Deza (2015). Optimización del consumo de energía primaria con el uso del gas natural en las plantas de harina de pescado de la zona industrial del 27 de octubre de Chimbote. Tesis para optar el título de Ingeniero en Energía en la Universidad Nacional del Santa en Perú.

Textos.

Castillo, P. (2019). Libro combustión del gas natural. Independently Published. Perú.
422 p. ISBN 1795268204

Farfán, J. y Ruiz, F. (2005). Eficiencia en instituciones microfinancieras - aplicación del DEA: Análisis Envolventes de Datos (tesis de maestría). Universidad del Pacífico, Lima, Perú.

Lasheras, M. (1999). La Regulación Económica de los servicios públicos. Madrid, España: Editorial Ariel.

Maté, J. y Pérez, C. (2007). Microeconomía Avanzada: cuestiones y ejercicios resueltos. Madrid, España: Pearson Prentice Hall.

Tamayo R. y Vásquez A. (2017). La Industria del gas natural en el Perú. Imprenta grafica Biblos.2017. Perú.

Linkografía.

Alberca D. Recursos energéticos del Perú: Proyecto Camisea. Centro de estudios universitarios de la Universidad Ricardo Palma. Perú. 2008. [Consulta: 25 de junio del 2021]. Disponible en:
<https://www.monografias.com/trabajos34/recursos-energeticos-peru/recursos-energeticos-peru.shtml>

BCR del Perú. 2006. Reporte de inflación: Precio de Boca de Pozo del Gas de Camisea, Boletín del Banco Central de Reserva del Perú. Perú. 2006. [Consulta: 25 de julio del 2021]. Disponible en:
<https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2006/enero/ri-enero-2006-recuadro-2.pdf>

Bon gas. Sistemas para transporte de GNL: Pagina Web de Bon gas. Colombia. 2020. [Consulta: 27 de junio del 2021]. Disponible en:
<http://bon-gas.com/sistemas-para-transporte-de-gnl/>

Coll (2018). *Tarifas*. Revista economipedia. México. Disponible el 10 de noviembre del 2020:
<https://economipedia.com/definiciones/tarifa.html>

Comisión de tarifas eléctricas. Boletín El informativo N° 4-2000. CTE. Perú. 2000.
[Consulta: 05 de agosto del 2021]. Disponible en:
<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/images/GART/4nro1-febrero2000.pdf>

Delgado. Desarrollo del Marco Normativo de la Industria Gasífera en Perú. Peru. 2012.
[Consulta: 01 de agosto del 2021]. Disponible en:
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Otros-Estudios/Otros-Documentos-Investigacion/Desarrollo-NormativaIndustria-Gasifera-2011.pdf

FISE. ¿Qué es el FISE? Fondo de inclusión social energética. 2021. [Consulta: 25 de agosto del 2021]. Disponible en:
<http://www.fise.gob.pe/que-es-fise.html>

Gobierno del Perú. Ley 26221. Ley Orgánica de Hidrocarburos. Peru.1993. [Consulta: 11 de agosto del 2021]. Disponible en:
<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/LEYOH-%2026221.pdf>

Gobierno del Perú. Ley 27133. Ley de promoción de la industria del gas natural.Peru. 1998. [Consulta: 03 de agosto del 2021]. Disponible en:
<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/docrev/LEY-27133-CONCORDADO.pdf>

Gobierno del Perú. Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de gas natural por red de ductos de la zona de concesión norte. Perú. 2013. [Consulta: 25 de julio del 2021]. Disponible en:
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/ContratosConvenios/Contrato%20de%20Concesion%20de%20Distribucion%20de%20Gas%20Natural%20por%20Red%20de%20Ductos%20de%20la%20Concecion%20Norte.pdf>

- Hernández, F. y Gandolfi, M. Tarifas entrada-salida para el transporte de gas natural. Tarifas entrada-salida para el transporte de gas natural. España. 2016. Consulta: 25 de julio del 2021]. Disponible en:
https://www.nera.com/content/dam/nera/publications/archive1/Tarifas_entrada-salida_para_MAY2005.pdf
- Liceti, J. y Guardia, G. Regulando el cambio de la matriz energética del país. La regulación del gas natural en el Perú. Revista de Derecho: Themis. Compendio de artículos de Derecho Regulatorio, 2006. [Consulta: 25 de febrero del 2021]. Disponible en:
<http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/themis/article/view/8827>
- Rodríguez, Méndez, Carrillo y Vilela, J. Reporte de Análisis Económico Sectorial – Gas Natural, Año 8 - Número 12. Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú. 2019. [Consulta: 25 de julio del 2021]. Disponible en:
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Gas-Natural-diciembre-2019-GPAE-OS.pdf
- Osinergmin. Planta de Separación de gas natural Malvinas. OSINERGMIN. 2020. [Consulta: 14 de mayo del 2021]. Disponible en:
http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/potenciales_inversionistas/alcance_labores-planta_separacion_gas_natural.html
- Osinergmin, Procedimiento de Facturación para el Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte. Resolución N° 169-2019 OS/CD. OSINERGMIN. 2019. [Consulta: 30 de junio del 2021]. Disponible en:
<https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2019/Osinergmin-169-2019-OS-CD-EP.pdf>
- Osinergmin. Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final. Resolución N° 054-2016 OS/CD. OSINERGMIN. 2016. [Consulta: 20 de junio del 2021]. Disponible en:

https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2016/R_OSINERGMIN_No.054-2016-OS-CD.pdf

Osinergmin. Masificación del Gas Natural. OSINERGMIN. 2014. [Consulta: 14 de junio del 2021]. Disponible en:

<http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/ciudadania/concesion-norte.html>

Osinergmin. Reglamento de Distribución de Gas Natural DECRETO SUPREMO N° 040-2008-EM y sus modificatorias. Consejo Directivo de OSINERGMIN. 2008. [Consulta: 14 de marzo del 2021]. Disponible en:

<http://www2.osinerg.gob.pe/MarcoLegal/pdf/TUO%20del%20Reglamento%20de%20Distribuci%C3%B3n%20de%20Gas%20Natural%20por%20Red%20de%20Ductos.pdf>

Osinergmin. Regulación del gas natural en el Perú. OSINERGMIN. 2012. [Consulta: 14 de julio del 2021]. Disponible en:

<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/hm000659.pdf>

Osinergmin. Cuáles son las propiedades del GLP. 2004. [Consulta: 15 de julio del 2021]. Disponible en:

<http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/GFH/1430.htm#:~:text=Es%20altamente%20inflamable%2C%20su%20combusti%C3%B3n,de%20la%20mezcla%20propano%20%E2%80%93%20butano.>

Osinergmin. Norma: Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final. Informe N° 0173-2016-GRT. Consejo Directivo de OSINERGMIN. 2016. [Consulta: 14 de marzo del 2021]. Disponible en:

https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2016/R_OSINERGMIN_No.054-2016-OS-CD.pdf

Repsol. Ficha de Seguridad de Gas Licuado de Petróleo. 2008.[Consulta: 25 de julio del 2021]. Disponible en:

https://www.repsol.pe/imagenes/repsolporpe/es/2GLP_tcm76-84132.pdf

Repsol. Ficha de Seguridad del Petróleo Industrial 500. 2008. [Consulta: 25 de julio del 2021]. Disponible en:

https://www.repsol.pe/imagenes/repsolporpe/es/PETROLEOINDUSTRIAL500_tcm76-83282.pdf

Ríos. Rol del gas natural en el desarrollo económico y social de América Latina y el Caribe. 2013. [Consulta: 25 de febrero del 2021]. Disponible en:

<http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/old0313.pdf>

Risuleo, F. Análisis de la Infraestructura de Gas Natural en la República Argentina. Cámara Argentina de la Construcción. 2010. [Consulta: 20 de febrero del 2021]. Disponible en:

<http://biblioteca.camarco.org.ar/libro/analisis-de-la-infraestructura-de-gas-natural-en-el-republica-argentina/>

Vásquez, A., Tamayo, J., Vilches, C. y Chávez, E. La Regulación del Sector Energía. Osinergmin. 2016.. [Consulta: 02 de marzo del 2021]. Disponible en:

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Documentos_de_Trabajo/Documento-Trabajo-40.pdf

Wikipedia. Tarifas de congestión. Portal web de Wikipedia. 2021. [Consulta: 01 de julio del 2021]. Disponible en:

https://es.wikipedia.org/wiki/Tarifas_de_congesti%C3%B3n

Vásquez, A., García, R. y Ruiz, E.. Análisis de la Evolución e Integración de los Mercados Internacionales de Gas Natural. Osinergmin. 2013. [Consulta: 01 de marzo del 2021]. Disponible en:


http://udep.edu.pe/cceeee/files/2014/07/1E1_VASQUEZGarciaRuiz.pdf

ANEXOS

Índice de Anexos

1. Volumen de gas natural consumido promedio por ciudades en zona de concesión norte.
2. Modelo contrato de Categoría Tarifaria Residencial
3. Tríptico aprenda a leer su recibo de gas natural
4. Lista de precios para cometida de gas natural zona norte vigente.
5. Entorno el FACILITO OSINERGMIN para determinación de precios de combustibles líquidos y GLP en el Perú

1. Volumen de gas natural consumido promedio por ciudades en zona de concesión norte.

	CÓDIGO	OP-F-12
	NOMBRE	REPORTE OPERATIVO VOLUMÉTRICO DEL SISTEMA DE DISTRIBUCIÓN
	VERSIÓN	1

Día Operativo: 12-oct-21

CONDICIONES OPERATIVAS EN EL PUNTO DE RECEPCIÓN				
PUNTOS DE RECEPCIÓN	Volumen Entregado	Flujo Mínimo (m ³ /h)	Flujo Máximo (m ³ /h)	Presión de Entrega (barg)
Estación de Distrito Trujillo	87,074.00	1,188.1	6,355.0	4.22
Estación de Distrito Chimbote	63,160.67	102.4	3,020.7	5.96
Estación de Distrito Cajamarca	7,645.00	-	1,128.4	4.00
Estación de Distrito Chiclayo	37,400.00	463.0	1,812.4	3.79
Estación de Distrito Lambayeque	2,814.00	8.0	382.0	3.22
Estación de Distrito Pacasmayo	7,050.00	18.4	681.0	3.61
Estación de Distrito Huaraz	3,042.00	-	520.6	3.81
Estación de Distrito Coishco	2,845.00	-	520.6	
TOTAL DISTRIBUIDO	211,030.67	N/A	N/A	N/A

CONDICIONES OPERATIVAS DE ENTREGA A CONSUMIDORES				
Condiciones Operativas	Volumen Entregado (m ³)	Flujo Mínimo (m ³ /h)	Flujo Máximo (m ³ /h)	Presión de Entrega (barg)
Residencial, Comercial, GNV, Industrial	211,030.67	-	6,355.0	N/A

Elaborado:	Analista de Operaciones	Aprobado por:	Jefe de Operaciones
Nombre: A. Aguilar		Nombre: F. Cruzado	

Notas

- Los datos de volumen entregado, flujo máximo y flujo mínimo corresponden a la medición realizada en el periodo operativo previo, cuyo intervalo va desde las 6:00 am. del día previo hasta las 6:00 am. del presente día.
- Los datos de presión de entrega corresponden a los valores instantáneos de presión regulada a la salida de las estaciones de regulación en los puntos de recepción, y son obtenidos al término del día operativo previo (06:00 am.)
- La información contenida en el presente reporte es operativa y referencial.
- La fuente de datos contenida en el presente reporte son los instrumentos y medidores del sistema de distribución.

Fuente: Empresa Gases del Pacifico

2. Modelo contrato de Categoría Tarifaria Residencial

CONTRATO DE SUMINISTRO DE GAS NATURAL CONSUMIDORES REGULADOS CATEGORÍA I (De 0 m³/mes a 100 m³/mes)

PRIMERA.- ANTECEDENTES

GASES DEL PACÍFICO S.A.C. ("Quavii") es la Sociedad Distribuidora del Contrato de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos a Nivel Nacional – Concesión Norte, suscrito con el Estado Peruano, aprobado por Resolución Suprema No. 067-2013-EM.

El presente contrato ("Contrato") regula las condiciones para la prestación del Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos por parte de Quavii al Consumidor, de conformidad con las disposiciones del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM ("Reglamento de Distribución"), las Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final, aprobadas por Resolución del Consejo Directivo OSINERGMIN N° 054-2016-OS/CD, las normas aprobadas por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN, el Contrato de Concesión y demás leyes aplicables.

De conformidad con el artículo 65° del Reglamento de Distribución, el presente modelo de contrato ha sido aprobado por la Dirección General de Hidrocarburos, mediante Resolución Directoral No. ____-2019-MEM/DGH.

El presente Contrato está compuesto por las Condiciones Generales, las Condiciones Particulares y los demás anexos que las partes estimen pertinente.

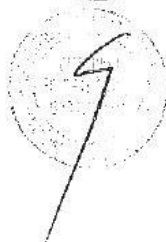
SEGUNDA.- DEFINICIONES Y TÉRMINOS

Todos los términos en mayúscula que se utilizan en este Contrato tendrán el significado descrito en este documento, en el Reglamento de Distribución o en el Contrato de Concesión. El singular incluye el plural y viceversa.

- o **ACTA DE HABILITACIÓN:** Documento técnico suscrito por Quavii y el Consumidor o representante de este último, en el cual se detallan las características técnicas de la instalación y los resultados de la inspección y pruebas efectuadas, indicándose que la instalación queda habilitada, según sea el caso. Cuando Quavii tercerice las actividades de habilitación de suministro de Instalaciones Internas, el Acta de Habilitación será suscrita por el Tercero en representación del Quavii. Asimismo, el Instalador podrá suscribir el Acta de Habilitación. Ello, según se define en la Resolución de Consejo Directivo OSINERGMIN No. 099-2016-OS/CD o aquella que la modifique o sustituya.
- o **ANEXO:** Documento que hace parte integrante del presente Contrato, y que por lo tanto, se encuentra sujeto a todos los términos y condiciones que resulten aplicables al mismo.
- o **CAPACIDAD CONTRATADA (CC):** Capacidad de Gas Natural, expresada en metros cúbicos, pactada en las Condiciones Particulares, que Quavii pone a disposición del Consumidor en el Punto de Entrega y de la cual el Consumidor puede hacer uso de acuerdo con las especificaciones del presente Contrato.
- o **CONDICIONES PARTICULARES:** Son las detalladas en el formato que antecede los términos y condiciones regulados en las presentes condiciones generales de contratación, que hace parte integral del Contrato e incluye sus condiciones esenciales.
- o **CONDICIONES GENERALES:** Son los términos y condiciones reguladas en el presente documento, el cual contiene las condiciones del suministro, transporte, distribución y comercialización, según aplique, de los volúmenes de Gas Natural que Quavii suministrará al Consumidor en el Punto de Entrega.
- o **CONTRATO DE CONCESIÓN:** Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, suscrito entre Quavii y el Estado Peruano con fecha 31 de octubre de



J.R.L.



2013, para el desarrollo del proyecto Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional – Concesión Norte.

- o **FACTURACIÓN POR EL MARGEN DE COMERCIALIZACIÓN (FMC):** Valor regulado en el Procedimiento de Facturación para las concesiones de distribución comprendidas en el proyecto Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional, aprobado por Resolución de Consejo Directivo N° 088-2015-OS/CD o la noma que lo sustituya o modifique.
- o **MES:** Periodo de facturación que no podrá ser inferior a veintiocho (28) días calendario, ni exceder los treinta y tres (33) días calendario, salvo en el caso de la primera facturación para un nuevo Suministro.
- o **PARTE O PARTES:** Es Quavii y el Consumidor individualmente considerados, y Quavii y el Consumidor conjuntamente considerados, respectivamente.
- o **PRIMER PLAN DE CONEXIONES:** Compromiso asumido por Quavii para conectar determinada cantidad de Consumidores de la Categoría I.
- o **PRODUCTOR:** Agente que produce o suministra Gas Natural, Gas Natural Comprimido (GNC) o Gas Natural Licuefactado (GNL).
- o **PUNTO DE ENTREGA:** Es el punto en el cual Quavii entrega los volúmenes de Gas Natural al Consumidor, y por tanto transfiere la propiedad y custodia de los mismos al Consumidor. Se entiende ubicado en el punto donde la tubería de conexión se interconecta con la Acometida o en el límite de propiedad del predio, en el supuesto que la Acometida se encuentre dentro de las instalaciones del Consumidor.
- o **PUESTA EN OPERACIÓN COMERCIAL (POC):** Fecha en que Quavii inicia la Operación Comercial del Sistema de Distribución de la Concesión Norte, conforme a lo establecido en el Contrato de Concesión.

TERCERA.- OBJETO DEL SERVICIO

En virtud del presente Contrato, Quavii se obliga a suministrar al Consumidor los volúmenes de Gas Natural en el Punto de Entrega, la CC que consta en las Condiciones Particulares, de conformidad con las condiciones establecidas en el presente Contrato, el Reglamento de Distribución y demás leyes aplicables. El Servicio contratado se considera un servicio en firme; es decir, un servicio continuo y sin interrupciones, que podrá ser restringido en caso exista una falla en el suministro de gas por parte del Productor o una indisponibilidad del servicio de transporte.

Para dichos efectos, Quavii adquirirá el Gas Natural, GNC o GNL de un Productor, para cumplir los compromisos asumidos en el presente Contrato.

El cambio del titular del Servicio procederá a solicitud del Consumidor, cuando la titularidad sobre el predio o del usufructo sobre el predio haya cambiado, debiendo notificar a Quavii dicha situación y remitir los documentos que resulten pertinentes para la nueva contratación. En dicho caso, Quavii y el nuevo titular deberán suscribir un nuevo contrato.

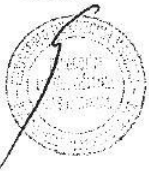
CUARTA.- VIGENCIA Y PLAZO

El presente Contrato entrará en vigencia una vez que, Quavii proceda a habilitar las Instalaciones Internas del Consumidor y por lo tanto efectúe la conexión del Servicio, o encontrándose en condiciones de hacerlo, se haya encontrado impedida por causas imputables al Consumidor.

Una vez iniciada la vigencia del presente Contrato, el Consumidor y Quavii acuerdan que el mismo tendrá un plazo forzoso de un (1) año. Quavii comunicará al Consumidor el vencimiento del Contrato con no menos de tres (3) meses de anticipación, si el Consumidor no emitiera comunicación alguna, el Contrato se entenderá renovado por un plazo indeterminado.



Ara



Todo ello, sin perjuicio del cumplimiento de las obligaciones asumidas por las partes en virtud del presente Contrato, lo dispuesto en las leyes aplicables y el plazo de la Concesión.

QUINTA.- EL DERECHO DE CONEXIÓN Y LA ACOMETIDA

El Derecho de Conexión es aquel que adquiere el Consumidor para acceder al Servicio dentro del Área de Concesión, mediante un pago que es regulado por el OSINERGMIN, de acuerdo con la naturaleza del Servicio, magnitud del consumo o capacidad solicitada, distancia comprometida a la red existente, presión de entrega y/o categoría del Consumidor, de conformidad con lo establecido en la Cláusula Décimo Primera del contrato de concesión.

La Acometida es el conjunto de instalaciones que permiten el suministro de Gas Natural desde las redes de distribución hasta las Instalaciones Internas, y será proporcionada e instalada por Quavii considerando los plazos definidos por OSINERGMIN. Una vez instalada la Acometida, Quavii será responsable de la lectura, operación y mantenimiento del medidor y demás equipos que integren la Acometida.

Quavii deberá reponer los componentes de la Acometida que presenten defectos de fabricación antes de cumplir su vida útil. Al cumplirse la vida útil de los componentes de la Acometida, éstos serán reemplazados por Quavii a costo del Consumidor. No obstante, cuando el desperfecto sea imputable a terceros o al Consumidor, será de cargo y responsabilidad de este último asumir los costos de reparación y reposición.

Las intervenciones que realice Quavii en el equipo de medición deberán ser puestas en conocimiento del Consumidor con una anticipación de un (01) día mediante constancia escrita.

De conformidad con la cláusula Décimo Primera del contrato de concesión, las tarifas resultan de un estudio tarifario que incorpora en el costo del servicio de la base tarifaria un monto que corresponde al Derecho de Conexión, la Acometida y las Redes internas, hasta un punto de conexión con capacidad para un punto adicional, por cada Consumidor Conectado de la Categoría I (residencial).

Quavii no prestará el Servicio al Consumidor si la Acometida instalada con anterioridad, de ser el caso, no reúne las condiciones de calidad y seguridad que se establecen en el Contrato y las normas aplicables. En tal sentido, Quavii podrá requerir al Consumidor la documentación que considere necesaria, a fin de verificar el cumplimiento de las disposiciones establecidas en las normas anteriormente mencionadas.

En aquellos casos en los que el Consumidor haya adquirido la Acometida de Quavii, antes de la POC, la transferencia de propiedad de dichos bienes operará una vez que se otorgue la conformidad sobre los mismos a través del Acta de Habilitación.

SEXTA.- MARGEN POR PROMOCIÓN

El Margen por Promoción (MP) es el valor regulado en el contrato de concesión, incluido en la tarifa aplicable al Consumidor de la Categoría I (residencial) que contrate el Servicio durante la vigencia del Primer Plan de Conexiones. Dicho cargo permitirá al Consumidor cancelar hasta en ocho (08) años el costo de la Acometida y del Derecho de Conexión.

El Consumidor tiene derecho a adelantar en todo o en parte el pago del Margen por Promoción, para lo cual, se aplicará una tasa de descuento de un doce por ciento (12%).

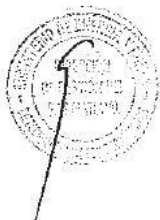
En los casos que el Consumidor que haya sido asignado inicialmente a la Categoría I, se traslade a una categoría distinta, se le continuará aplicando el Margen de Promoción respectivo. Sin embargo, cuando el Consumidor que haya sido inicialmente asignado a una categoría distinta a la Categoría I, se traslade a esta última, no le será aplicable el Margen de Promoción.

SÉPTIMA.- INSTALACIONES INTERNAS

Las Instalaciones Internas se inician a partir de la acometida, sin incluirla y se dirigen hacia el interior del predio. En caso la acometida se encuentre en el interior del predio del Consumidor o en una zona



A.R.C.



3 Tríptico aprenda a leer su recibo de gas natural

¿Sabe qué contiene su recibo?



GASES DEL PACÍFICO S.A.C.
Av. Las Casuarinas 9019 1101 /
Edificio "Fibra" piso 01, San Isidro - Lima
Av. Las Casuarinas 9079 Piso 0 - 18011a
"La Puntilla" Urb. Callesera - Surco
R.U.C. 2059878873



Cliente: Juan Perez Perez
Dirección de facturación: Urb. Las Casuarinas mz. "T" Ite 01.

DNI / RUC / CE: 00000000000

Dirección de suministro: Urb. Las Casuarinas mz. "T" Ite 01.

CÓDIGO LEC: 12345678912345

Estimado usuario, estos son los conceptos de su recibo:

Concepto	Unidad	Monto
Producto GAS		
Gas Natural	s/	7.57
Recargo Fise	s/	0.08
Servicio de Transporte	s/	5.75
Servicio de Distribución		
Distribución Variable	s/	2.38
Comercialización Fijo	s/	1.43
Margen por Promoción		
MARGEN POR PROMOCIÓN ACOMETIDA (2/96)	s/	9.71
MARGEN POR PROMOCIÓN DERECHO DE CONEXION (2/96)	s/	3.79
IGV MARGEN PROMO. DERECHO DE CONEX. (2/96)	s/	1.06

Consumo promedio de los últimos 12 meses: 12.88



Evento	Fecha
Emitido el	03/01/2018
Vence el	17/01/2018
Corte el	18/01/2018

Concepto	Unidad	Monto
Servicios complementarios		
CUOTA OB CIVIL INST.INT.EM	s/	-
Cuota de Financiamiento Gasodomésticos (2/24)	s/	-
Equipos y accesorios	s/	-
Corte del servicio	s/	-
Reconexión del servicio	s/	-
Financiamiento de deudas por consumo	s/	-
Interés de Financiación de deudas por consumo	s/	-
Interés Compensatorio	s/	-

Detalle	Unidad	Monto
N° de Medidor	1	-
Lectura Anterior (01/12/2017)	0	m ³
Lectura Actual (01/01/2018)	13	m ³
Consumo promedio (06 últimos meses)	13	m ³
Volumen consumido a condiciones de lectura	13	m ³
Factor de corrección del Volumen	1.02	-
Volumen a condiciones Estándar	13.23	sm ³
Poder calorífico superior promedio del gas natural	0.04	GJ / sm ³
Energía facturada	0.53	GJ

Sub Total		
Sub Total Producto Gas	s/	31.77
Sub Total Servicios Complementarios	s/	-
Impuesto General a las Ventas	s/	3.74
Interés Moratorio	s/	0.00
Redondeo mes anterior	s/	-0.01
Redondeo mes actual	s/	-0.01

Tarifa	Unidad	Monto
Gas Natural	Importa	Unidad
Precio medio del Gas Natural pagado por el Distribuidor	0.57	s/ / sm ³
Recargo FISE (Ley 29852 - DS.N°021-2012-EM)	0.01	s/ / sm ³
Servicio de Transporte	0.43	s/ / sm ³
Flete de transporte virtual	0.43	s/ / sm ³
Servicio de Distribución	0.18	s/ / sm ³
Margen de Distribución Variable	1.43	s/ / cliente-mes

TOTAL DEL RECIBO MES EN CORRIENTE		
Deuda Anterior	s/	0.00
TOTAL A PAGAR	s/	35.50

CUPON N° 10051234
Con este número también podrá realizar el pago.

EVITE MOLESTIAS Y RECARGOS POR CORTE Y RECONEXIÓN PAGANDO SUS RECIBOS A TIEMPO.

Al reverso de su recibo encontrará información sobre los medios de pago. Actualmente, el servicio de gas natural puede ser pagado sin comisiones en la red de agentes BCP, BBVA Banco Continental e Interbank.

Las tarifas son supervisadas y reguladas por OSINERGMIN y se encuentran en los pliegos tarifarios expuestos en nuestro portal web www.quavii.pe y nuestros centros de atención al cliente de cada localidad.

Trabajamos para mejorar la calidad de vida de miles de peruanos.

1. Código de Contrato y Cupón

Identificación del servicio de cada consumidor, para realizar pagos, consultas y trámites. También puede realizar sus pagos con el número de cupón que figura debajo del total a pagar.

2. Periodo de facturación y fecha de corte

Incluye la fecha cuando se emitió el recibo, la fecha de vencimiento del mismo y la fecha de corte en caso el usuario adeude dos o más recibos. (*) Aparecerá una tijera cuando esté propuesto a corte.

3. Consumo del Periodo

- * **Gas Natural:** cargo por el gas natural consumido durante el periodo de facturación.
- * **Recargo FISE:** Fondo de Inclusión Social Energético.
- * **Servicio de Transporte:** tarifa por el servicio de transporte virtual del Gas Natural desde la planta Perú LNG desde Cañete hasta cualquier punto de la concesión.
- * **Servicio de Distribución:** comprendido por los siguientes conceptos:
 - Comercialización Fijo: representa el costo unitario del proceso de facturación del servicio y atención comercial al consumidor;
 - Distribución variable: comprende los costos unitarios de inversión, operación y mantenimiento.
 - Margen por Promoción: comprende los costos de los conceptos de Acometida y Derecho de Conexión.

4. Servicios complementarios

- Por instalaciones internas y sus servicios derivados.
 - Amortización: capital a pagar correspondiente a la cuota del mes.
 - Interés de financiamiento: costo de la tasa de interés a pagar correspondiente a la cuota del mes.
 - Intereses compensatorio.
 - Cargos que aplican a las actividades de corte del servicio y a la reconexión del mismo (dichas actividades requieren de una visita técnica al predio o comercio).
- Los cargos son regulados por OSINERGMIN y están publicadas en el Pliego Tarifario

5. Impuesto General a las Ventas (I.G.V.)

Impuesto por el servicio entregado.

6. Interes Moratorio

Cargos o intereses por pagos tardíos tales como: Interés moratorio del consumo e Interés moratorio del financiamiento.

7. Total a pagar


Aquí figuran los montos adeudados si los hubiese, así como el consolidado del monto final a pagar por el servicio del mes en mención.

8. Detalle de consumo y Tarifas aplicadas

Información del medidor y consumo en el periodo indicado. Categoría y tarifa asignada al cliente, con la cual se efectúan los cálculos de su recibo recurrente.



4 Lista de precios para cometida de gas natural zona norte vigente.

NOMBRE:	LISTA DE PRECIOS - REGIÓN COSTA	
ÁREA:	PLANEACIÓN	
VERSIÓN	1	
VIGENCIA	01/10/2021 Hasta 31/10/2021	

Tipo de cambio		4,0904	Cuotas	96
Margen de Promoción cuota mensual (Sin IGV)	\$	3,90	TEA Obras adicionales	20%
Margen de Promoción al contado (sin IGV)	\$	244,88	TEM Obras adicionales	1,53%
IGV		1,18	TEA MP	12%
Punto Adicional a la Vista	S/.	586,44	TEM MP	0,95%
Nuevo Precio Empotrado Punto Adicional	S/.	616,33		

PAGO AL CONTADO			PAGO FINANCIADO			
Instalación a la vista		Pago al Contado	Cuota Mensual Financiada		Total Pago Financiado (96 meses)	
MARGEN POR PROMOCIÓN (INSTALACIÓN A LA VISTA)	\$	288,96	\$	4,60	\$	441,56
OBRA CIVIL INST. INTERNA EMPOTRADA**	S/.	122,12	S/.	2,44	S/.	233,87
INSTALACION 1 PUNTO A LA VISTA ADICIONAL**	S/.	692,00	S/.	13,80	S/.	1.325,25
INSTALACION 2 PUNTO A LA VISTA ADICIONAL**	S/.	1.384,00	S/.	27,61	S/.	2.650,50
INSTALACION 3 PUNTO A LA VISTA ADICIONAL**	S/.	2.076,00	S/.	41,41	S/.	3.975,74
INSTALACION 1 PUNTO EMPOTRADO ADICIONAL**	S/.	727,27	S/.	14,51	S/.	1.392,79
INSTALACION 2 PUNTO EMPOTRADO ADICIONAL**	S/.	1.454,54	S/.	29,02	S/.	2.785,59
INSTALACION 3 PUNTO EMPOTRADO ADICIONAL**	S/.	2.181,81	S/.	43,52	S/.	4.178,38
INST. DE TUB. P/AGUA FRIA Y CALIENTE P/THERMA**	S/.	629,26	S/.	12,55	S/.	1.205,10

Nota:

Margen por promoción: \$ 244,88 + IGV (18%) = \$ 288,96

Precios incluyen IGV.

Precios referenciales, sujetos a variación del tipo de cambio.

*Tasa de interés anual (TI) del 12%

5 Entorno el FACILITO OSINERGMIN para determinación de precios de combustibles líquidos y GLP en el Perú

The screenshot displays the 'Facilito Osinergmin' web application. At the top, there are logos for 'Facilito' and 'Osinergmin'. Below the logos is a navigation bar with a home icon and the text 'Precio Reportado por los operadores de las Estaciones de Servicio y Grifos'. A filter section includes a truck icon and four dropdown menus: 'ANCASH', 'SANTA', 'NUEVO CHIMBOTE', and 'DB5 S-50'. Below the filters is a table with the following data:

Distrito	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta (Soles por galón)
NUEVO CHIMBOTE	DIMEXSA S.A.C.	ASENTAMIENTO HUMANO HABILITACIÓN URBANA PROGRESIVA SAN FELIPE, MZ. O, LOTE 2		15.75
NUEVO CHIMBOTE	GRIFO EL PORVENIR S.R.L.	AV. LA MARINA MZ P2 LOTE 1 - URB. LAS CASUARINAS	043314517/043321293	15.97
NUEVO CHIMBOTE	TRANSPORTES Y SERVICIOS MULTIPLES S.A.	UPIS SAN DIEGO MZ B LOTE 33 - URB. BELLAMAR (AV. ANCHOVETA S/N)	043311967/043317150	15.99
NUEVO CHIMBOTE	ESTACION BAYOLETH	AA.HH. VISTA ALEGRE MZ. E LOTES 15 Y 16	9348388770	15.99
NUEVO CHIMBOTE	STACION CASUARINAS S.A.C.	AV. PACIFICO MZ. A-1 LOTES 8, 9, 18, 19 Y 20 URB. LAS CASUARINAS	043311524	16.28
NUEVO CHIMBOTE	LA CENTRAL ESTACIONES Y SERVICIOS S.A.C.	MZ. K LOTE 3, H.U.P. LAS FLORES - ZONA CENTRO SUR, AV. AGRARIA ESQUINA CON CALLE 1	043319407	16.29
NUEVO CHIMBOTE	OPERADORA FERNANDA S.A.C.	MZ. B LOTES 1 Y 2 P.J. VILLA MARÍA (CARRETERA PANAMERICANA) ESQ. AV. BRASIL	043311617/043311617	16.31
NUEVO CHIMBOTE	GRIFO LA DOXA E.I.R.L.	A.H. VILLA SAN LUIS I ETAPA MZ. A LT. 1	043317899/947970734/939187275	16.60



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Maickel Josimar Campomani Daga, Bachiller de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría			Doctorado		
Programa:						
De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un trabajo inédito , intitulado:						
EFECTO DEL COSTO UNITARIO DE GNL VIRTUAL EN LAS CATEGORIAS TARIFARIAS EN LA ZONA DE CONCESION DE LA EMPRESA QUAVII EN LA PROVINCIA DEL SANTA						
presentado en 127 folios, para la obtención del Grado académico:						()
Título profesional:	(X)	Investigación anual:			()	
<ul style="list-style-type: none">➤ He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.➤ Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.➤ Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.➤ De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.						
Nuevo Chimbote, Noviembre de 2022						
Firma:						
Nombres y Apellidos: Maickel Josimar Campomani Daga						
DNI: 70268395						



DECLARACION JURADA DE AUTORÍA

Yo, Antony Stalyn Hernández Pineda, Bachiller de la

Facultad:	Ciencias		Educación		Ingeniería	X
Escuela Profesional:	Ingeniería en Energía					
Departamento Académico:						
Escuela de Posgrado	Maestría		Doctorado			
Programa:						
De la Universidad Nacional del Santa; Declaro que el trabajo de investigación es un trabajo inédito , intitulado:						
EFECTO DEL COSTO UNITARIO DE GNL VIRTUAL EN LAS CATEGORIAS TARIFARIAS EN LA ZONA DE CONCESION DE LA EMPRESA QUAVII EN LA PROVINCIA DEL SANTA						
presentado en ...127..... folios, para la obtención del Grado académico:						()
Título profesional:	(X)	Investigación anual:			()	
<ul style="list-style-type: none">➤ He citado todas las fuentes empleadas, no he utilizado otra fuente distinta a las declaradas en el presente trabajo.➤ Este trabajo de investigación no ha sido presentado con anterioridad ni completa ni parcialmente para la obtención de grado académico o título profesional.➤ Comprendo que el trabajo de investigación será público y por lo tanto sujeto a ser revisado electrónicamente para la detección de plagio por el VRIN.➤ De encontrarse uso de material intelectual sin el reconocimiento de su fuente o autor, me someto a las sanciones que determinan el proceso disciplinario.						
Nuevo Chimbote, Noviembre de 2022						
Firma:						
Nombres y Apellidos: Antony Stalyn Hernández Pineda						
DNI: 72048122						

Informe para impresion

INFORME DE ORIGINALIDAD

24%

INDICE DE SIMILITUD

24%

FUENTES DE INTERNET

3%

PUBLICACIONES

%

TRABAJOS DEL ESTUDIANTE

FUENTES PRIMARIAS

1	repositorio.uns.edu.pe Fuente de Internet	12%
2	tesis.pucp.edu.pe Fuente de Internet	1%
3	www.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	1%
4	busquedas.elperuano.com.pe Fuente de Internet	1%
5	hdl.handle.net Fuente de Internet	1%
6	repositorio.urp.edu.pe Fuente de Internet	1%
7	cdn.www.gob.pe Fuente de Internet	1%
8	repositorio.unsa.edu.pe Fuente de Internet	1%
9	madamtusan.pe Fuente de Internet	<1%

10	alicia.concytec.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
11	www.proyectosapp.pe Fuente de Internet	<1 %
12	www2.osinerg.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
13	qdoc.tips Fuente de Internet	<1 %
14	www.coursehero.com Fuente de Internet	<1 %
15	1library.co Fuente de Internet	<1 %
16	repositorio.ucv.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
17	repositorio.uladech.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
18	cybertesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
19	idoc.pub Fuente de Internet	<1 %
20	pirhua.udep.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
21	dspace.unitru.edu.pe Fuente de Internet	<1 %

10	alicia.concytec.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
11	www.proyectosapp.pe Fuente de Internet	<1 %
12	www2.osinerg.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
13	qdoc.tips Fuente de Internet	<1 %
14	www.coursehero.com Fuente de Internet	<1 %
15	1library.co Fuente de Internet	<1 %
16	repositorio.ucv.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
17	repositorio.uladech.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
18	cybertesis.uni.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
19	idoc.pub Fuente de Internet	<1 %
20	pirhua.udep.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
21	dspace.unitru.edu.pe Fuente de Internet	<1 %

34	tesis.ucsm.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
35	www.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
36	repositorio.iiap.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
37	cybertesis.unmsm.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
38	docplayer.es Fuente de Internet	<1 %
39	repositorio.usmp.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
40	www.fbofill.cat Fuente de Internet	<1 %
41	www.minem.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
42	departamento.pucp.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
43	pt.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
44	documentop.com Fuente de Internet	<1 %
45	repositorio.uasf.edu.pe Fuente de Internet	<1 %

46	repositorio.ulima.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
47	www.ica.luz.ve Fuente de Internet	<1 %
48	www.pinkberry.com.pe Fuente de Internet	<1 %
49	repository.usta.edu.co Fuente de Internet	<1 %
50	digitalcommons.wcl.american.edu Fuente de Internet	<1 %
51	www.scribd.com Fuente de Internet	<1 %
52	Rocío García Aboal. "Propiedades optoelectrónicas en perovskitas halogenadas y su aplicación en energía y sensores", Universitat Politecnica de Valencia, 2021 Publicación	<1 %
53	WWW.coursehero.com Fuente de Internet	<1 %
54	dspace.ucuenca.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
55	repositorio.ucsp.edu.pe Fuente de Internet	<1 %
56	worldcomplianceassociation.com Fuente de Internet	<1 %

57	helpx.adobe.com Fuente de Internet	<1 %
58	issuu.com Fuente de Internet	<1 %
59	oa.upm.es Fuente de Internet	<1 %
60	worldcat.org Fuente de Internet	<1 %
61	www.equilibrium.com.pe Fuente de Internet	<1 %
62	www.flacsoandes.edu.ec Fuente de Internet	<1 %
63	www.pioneerchina.com Fuente de Internet	<1 %
64	www.przetargi.info Fuente de Internet	<1 %
65	www.semanticscholar.org Fuente de Internet	<1 %
66	www2.osinergmin.gob.pe Fuente de Internet	<1 %
67	busquedas.elperuano.pe Fuente de Internet	<1 %
68	docslide.us Fuente de Internet	<1 %

69	documents.mx Fuente de Internet	<1 %
70	funag.gov.br Fuente de Internet	<1 %
71	portal.gasnatural.com Fuente de Internet	<1 %
72	www.astongroup.es Fuente de Internet	<1 %
73	www.cepal.cl Fuente de Internet	<1 %
74	www.didaktorika.gr Fuente de Internet	<1 %
75	www.enargas.com.ar Fuente de Internet	<1 %
76	www.gasesdelpacifico.pe Fuente de Internet	<1 %
77	www.informatica-juridica.com Fuente de Internet	<1 %
78	www.lacamara.pe Fuente de Internet	<1 %
79	www.mecon.gov.ar Fuente de Internet	<1 %
80	www.opusdei.org.pe Fuente de Internet	<1 %

81	www.perupetro.com.pe Fuente de Internet	<1 %
82	revistaenergiaynegocios.com Fuente de Internet	<1 %
83	sika25.com Fuente de Internet	<1 %
84	agenda.pucp.edu.pe Fuente de Internet	<1 %

Excluir citas Apagado Excluir coincidencias Apagado
 Excluir bibliografía Apagado

