

**UNIVERSIDAD
PANAMERICANA**

**Escuela de Gobierno y Economía
Posgrado**

Normatividad para la elaboración de balances y mediciones de petrolíferos en la actividad de refinación en México.

Angel Almanza Ruiz

Maestría en Economía y Regulación Energéticas

Directora de la tesis: Dra. Isabel Joaquina Niembro García

Ciudad de México, a 08 de julio de 2022

Agradecimientos.

Gracias a **Dios** por todas sus bendiciones y que me permitió estar en este camino para cumplir con el propósito que Él ha determinado para mí.

A mi hermosa **esposa Violeta** que siempre ha creído en mí y me ha apoyado incondicionalmente desde hace 28 años a pesar de todas las complicaciones de la vida. Gracias por haber comprendido y aceptado mi sueño, haber tenido la paciencia para ceder tu tiempo y por acompañarme en este proyecto todos los días.

A mis bellas hijas **Angélica y Nicole** que han sido la motivación en mi vida para seguir superando todos los obstáculos que se han cruzado en nuestro camino y que durante este proceso me dieron ánimo para seguir adelante.

A mis **padres Angel y Analú** que me han apoyado desde mi nacimiento hasta el día de hoy. Gracias por sus sabios consejos y por esas bellas palabras tan oportunas que me han motivado en los momentos más difíciles de mi vida.

A mi directora de tesis **Dra. Isabel** que me apoyó y orientó en el desarrollo de este trabajo.

A mi jefe **Juan Carlos** que ha tenido paciencia y me ha apoyado para el logro de este trabajo.

Índice

Capítulo 1. Introducción.	1
1.1 Descripción de la tesis.	1
1.2 Descripción del problema.	3
1.3 Justificación del problema.	15
1.4 Hipótesis.	17
1.5 Objetivos.	17
1.6 Metodología.	18
Capítulo 2. Marco teórico.	20
2.1 Regulación energética en México y países de centro y Sudamérica. ...	20
2.2 Situación regulatoria actual de las refinerías.	27
2.3 Normatividad actual aplicable a las refinerías para la realización de los balances y las mediciones de productos.	37
2.4 Normatividad aplicable para presentar los reportes de volúmenes o resultados de producción de refinerías.	45
Capítulo 3. Esquema regulatorio.	49
3.1 Objetivo de la normatividad en refinerías.	49
3.2 Requerimientos normativos.	52
3.3 Supervisión de cumplimiento de normatividad.	55
3.3.1 Emisión de la regulación.	55
3.3.2 Supervisión del cumplimiento de la normatividad.	56
3.3.3 Controles para evaluar la adecuada implementación de la medición.	60
Capítulo 4. Gestión de los sistemas de medición.	68
4.1 Sistema de gestión de las mediciones.	68
4.2 Tipos de sistemas de medición en puntos de medición operacional, de transferencia de custodia y fiscal.	82
4.3 Especificaciones metrológicas.	88
Capítulo 5. Gestión de la elaboración de balances	124
5.1 Elaboración de balances	124
5.2 Sistemas de control de balances	129
Capítulo 6. Análisis regulatorio.	136

Capítulo 7. Conclusiones.....	142
Bibliografía.....	147
Anexo A. Requisitos metrológicos para equipos de medición de hidrocarburos líquidos en una sola fase.....	153
Anexo B. Requisitos metrológicos para equipos de medición en tanques verticales.....	154
Anexo C. Propuesta de introducción, objetivo, campo de aplicación e índice de la normatividad para la regulación de las mediciones y balances en refinerías de petrolíferos.	155

Capítulo 1. Introducción.

La seguridad energética en México depende principalmente de los días de almacenamiento que se tengan en las instalaciones destinadas para almacenar los productos considerados como críticos por el gobierno mexicano.

De ahí radica la importancia de detectar los problemas que enfrenta la infraestructura destinada a la medición de los productos que se almacenan sobre todo en las refinerías, que son las instalaciones que más cuentan con la capacidad de almacenamiento y de donde se obtiene la producción de estos productos, que participan en la seguridad energética de México.

Por lo que, en este capítulo se describirá el problema de las refinerías, la necesidad de generar la base para la medición adecuada de los volúmenes producidos y almacenados, así como, la hipótesis, el objetivo y la metodología a emplear en el presente trabajo.

1.1 Descripción de la tesis.

La seguridad energética en México está basada principalmente en garantizar el suministro de los petrolíferos en la cantidad, calidad y tiempo adecuado a precios accesibles.

Para el suministro adecuado de los petrolíferos está definido un mecanismo mínimo de almacenamiento que deben cumplir todos los comercializadores de estos productos.

Entre los comercializadores se encuentran Petróleos Mexicanos (Pemex) y las empresas privadas, sin embargo, dentro de Pemex se incluye la participación de las refinerías, las cuáles, cuentan con un almacenamiento importante para lograr los objetivos de la seguridad energética del país.

Por tal razón, es de suma importancia tener el control de los productos que se almacenan y por consiguiente que se producen en las refinerías, ya que un volumen equivocado puede llevarnos a tomar acciones equivocadas en términos energéticos.

Hoy en día, no se cuenta con una norma oficial mexicana que permita tener todas las herramientas adecuadas para el control de las mediciones y elaboración de los

balances en las refinerías de México, no sólo de Pemex, sino de todas aquellas empresas que quieran participar en la refinación del petróleo crudo.

Este trabajo tiene la finalidad de definir las herramientas que nos permitan contar con los puntos a cumplir para tener mediciones confiables y balances precisos, con la finalidad de llevar un control de los petrolíferos que se encuentran en las existencias y producciones de las refinerías.

En el capítulo 1, se identifica la problemática de mantener la seguridad energética del país, afectado principalmente por la baja producción, una medición inadecuada y el robo de combustibles.

Asimismo, se determina la justificación del problema determinando la hipótesis y los objetivos, que como ya se comentó, se requiere contar con los requisitos para tener procesos homologados y datos confiables de los petrolíferos en las refinerías.

En el capítulo 2, se determina la normatividad que regula las actividades de las refinerías en el suministro energético del país, la normatividad que le exige a esas instalaciones a realizar las mediciones y la elaboración de los balances, así como la presentación de los reportes a la autoridad competente para que se lleven a cabo los balances energéticos del país.

En el capítulo 3, se aborda el tema de la falta de una normatividad que regule las actividades de medición y elaboración de balances en las refinerías, estableciéndose el objetivo de esta. Asimismo, se determina la orientación que se le va a dar a la normatividad, ya que la refinería opera diversos productos, sin embargo, no todos los productos están considerados dentro de la evaluación de la seguridad energética, y el control detallado de todos los productos mediante sistemas de medición con menor incertidumbre podría resultar muy costoso.

Ya definido el objetivo y la orientación de la normatividad, se toca el tema de quien debería llevar a cabo la emisión de dicha normatividad en el subcapítulo 3.3, quien la debería supervisar y mediante qué tipo de recursos, así como los indicadores que pueden establecerse para definir si las refinerías están cumpliendo con la normatividad establecida.

En el capítulo 4 se ha descrito la importancia del sistema de gestión de la medición, así como las partes que lo conforman y los procedimientos mínimos que se deben tener para garantizar el cumplimiento de los requisitos metrológicos. El cumplimiento de estos requisitos metrológicos garantiza el contar con procesos de medición confiables y bajo control, que les permita a los clientes tener la certeza de

que los productos solicitados o requeridos, van a entregarse en la cantidad, calidad y oportunidad necesaria.

El capítulo 5, describe la forma en que se deberá llevar a cabo los balances de productos de gasolinas, diésel y turbosina en las refinerías, describiendo los controles requeridos para llevar el control volumétrico y para asegurar que los procesos se encuentran bajo control.

En el capítulo 6 se realiza el análisis regulatorio con la finalidad de determinar la rentabilidad del proyecto de la instalación de equipos de medición en los puntos de control propuestos, con la finalidad de verificar si es factible implantar los requisitos establecidos en la normatividad propuesta y si las empresas destinadas a la actividad de refinación contarán con los elementos suficientes para realizar las inversiones necesarias para la instalación de los equipos de medición.

Asimismo, se hacen las conclusiones del trabajo realizado en el capítulo 7, donde se resaltan los puntos más importantes de la tesis y la importancia de llevar a cabo el desarrollo de la normatividad propuesta.

1.2 Descripción del problema.

A raíz de la reforma energética de 2013, la participación de la industria privada en el suministro de hidrocarburos y petrolíferos fue una realidad, específicamente en los temas de producción, distribución y venta.

Hoy en día, la energía es la base del crecimiento y desarrollo de los países, ya que la economía industrializada permite la dependencia en la energía tanto eléctrica como de la energía generada por combustibles u otros métodos de generación, como pueden ser las energías renovables o combustibles sustitutos.

Por esta razón, la energía se vuelve un concepto de relevancia para los países del mundo, haciéndose un bien altamente valorado ya que, sin él, se pondría en entredicho la manera de producir todo aquello de lo que dependen los países y seres humanos.

La energía se usa para la producción de bienes que requieren las personas, para transportar aquellos productos que son requeridos para la sobrevivencia y para los servicios que se usan para mejorar la calidad de vida de las personas.

Algunos productos y/o actividades que dependen fuertemente de la energía pueden ser, la producción de vestimenta y calzado utilizado por los seres humanos,

producción de alimentos procesados, transporte para llevar los alimentos y/o productos del lugar de producción al lugar de consumo, transporte de agua de lugares donde existe una gran cantidad de este líquido a lugares donde se encuentra una gran concentración de personas y el líquido es escaso; o simplemente la energía eléctrica que consumimos en las fábricas y hogares día a día, que permite tener una calidad de vida adecuada a los tiempos actuales, así como los medios de comunicación entre las personas como el uso de los medios electrónicos (celulares, televisiones, computadoras, entre otros) (De Buen Rodríguez & García Valladares, 2018).

Como hemos visto, la energía es un bien de suma importancia para el ser humano, ya que, ante la falta de éste, el desarrollo económico de un país o región se pone en entredicho o su crecimiento es lento (La Relación Entre Energía y Desarrollo Económico, 2021).

Por esta razón y de acuerdo con la entrevista al Lic. Hernández Especialista en Seguridad Nacional, profesor en la Universidad Panamericana (Hernández, 2021), la energía es parte de la seguridad nacional de un país, ya que, a falta de ésta los estados se vuelven vulnerables porque se pone en duda su desarrollo tecnológico y económico. Esto nos puede traer como consecuencia que la supervivencia de la población más vulnerable se ponga en peligro, al no contar con los productos y/o servicios mínimos requeridos para sobrevivir, y de acuerdo con el Dr. Flores experto en materia energética, esto puede llevarlos a depender de aquellos países que le suministran la energía necesaria, exponiéndolos a su voluntad (Flores Quiroga, 2021).

Por tal razón, se vuelve fundamental contar con la energía suficiente para cubrir las necesidades de un país, en este caso, las necesidades de México, por lo cual, se requiere asegurar la energía suficiente para dar continuidad a la producción de productos y servicios necesarios para la supervivencia de los mexicanos.

Al mencionar que se requiere que un país cuente con la energía suficiente, involucra diversos aspectos como la cantidad suficiente requerida por dicho país, la continuidad de suministro en el momento que se requiera, el suministro de dicho bien con la calidad adecuada para evitar desbalances en la cadena de producción y finalmente, que dicha energía esté disponible a un precio adecuado para su producción y venta (Secretaría de Energía, 2017).

Estos puntos mencionados dan origen al concepto de seguridad energética (Secretaría de Energía, 2017), por lo cual los países deben asegurar que dentro de

las políticas de gobierno se encuentre un rubro destinado a la atención de este tipo de seguridad.

De acuerdo con el Lic. Hernández (Hernández, 2021), la seguridad energética debe estar considerada dentro de la agenda de seguridad nacional de México al igual que la seguridad ambiental, seguridad sanitaria y la seguridad económica, y todos estos tipos de seguridad deben estar incluidos y ser tratados en el Consejo de Seguridad Nacional de México.

La seguridad energética se puede ver afectada por diversos factores que generalmente no son controlables por el país afectado, algunos de estos problemas puede ser la falta de la materia prima para producir la energía como el petróleo crudo o el gas natural, problemas políticos entre países donde algún país no permita el paso de productos para producir energía, un desbalance de la oferta y la demanda, aumento en los precios de la materia prima o de la energía producida y llegue a afectar a la economía de dicho país.

Los países han establecido mecanismos que les permitan mantener el abasto de productos que garanticen la seguridad energética. Algunos de esos mecanismos que garantizan la cantidad de energía requerida, es mediante el almacenamiento de productos que garanticen tener la producción de la energía requerida por un cierto número de días mientras pasa la crisis de insuficiencia de productos o desbalance de los precios (Secretaría de Energía, 2017).

La seguridad energética se logra garantizando el suministro de los productos que hoy en día se usan para la mayor producción de energía a precios accesibles, como son los productos derivados del petróleo, es por ello, que contar con la cantidad suficiente de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, garantizarán la producción de la energía necesaria para que México pueda tener la cantidad, calidad, precios y continuidad de los productos de generación de la energía para continuar con su desarrollo y sobrevivencia.

Una práctica que utilizan los países del mundo para garantizar su energía es mediante el almacenamiento de diferentes tipos de productos (Secretaría de Energía, 2017):

- 1) Petróleo crudo, que es la materia prima para la generación de todos aquellos productos utilizados para generar energía.
- 2) Petrolíferos, utilizados generalmente para la producción de energía eléctrica y el transporte.

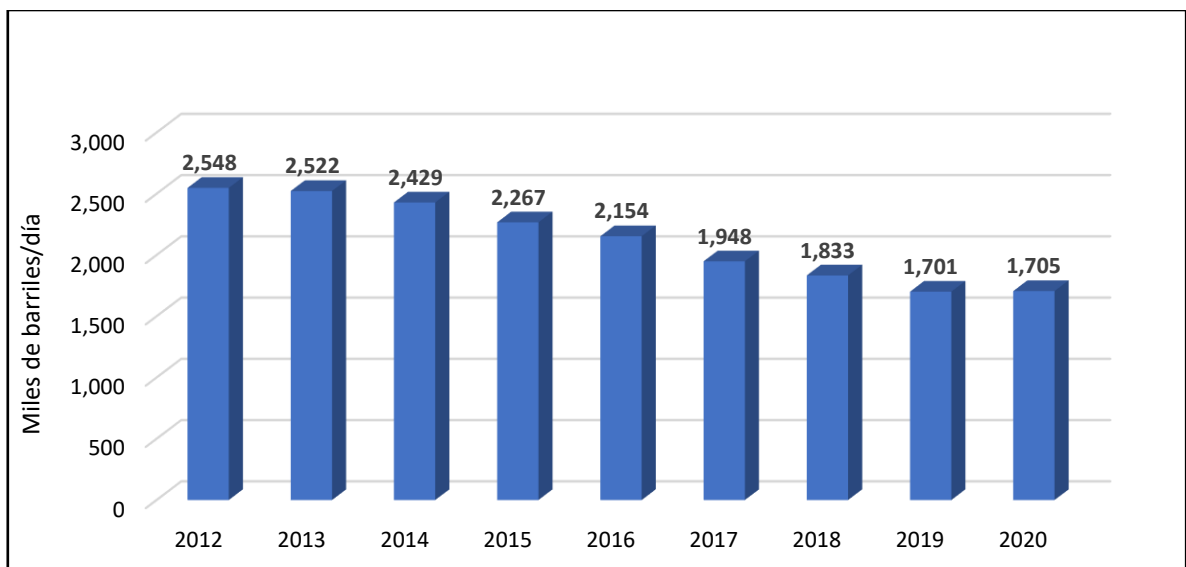
Sin embargo, el mantener una seguridad energética con base en un mínimo de almacenamiento de petróleo crudo, puede llegar a ser un problema además de crear otros, ya que, en caso de existir una emergencia energética, la reacción ante dicha emergencia será lenta, debido a que el estado hará uso del crudo almacenado para una producción mayor de gasolinas, diésel y turbosina, esto por supuesto si existe la capacidad de refinación suficiente para garantizar la producción requerida.

Posteriormente, tendrá la necesidad de enviar los productos producidos a las regiones o zonas de consumo, generándose un problema mayor si no existen las condiciones de infraestructura y/o almacenamiento de productos terminados, volviendo aún más lento el proceso de suministro de los productos para la generación de la energía.

La capacidad y velocidad de producción y de la gestión del transporte se vuelve en contra de la solución a la emergencia, originando otro tipo de problemas como el aumento en la demanda de combustibles al requerir transporte por carrotanque o autotanque, que vuelve más lenta la distribución de los petrolíferos.

Por esta razón, se vuelve un poco complicado para países donde la infraestructura es insuficiente o se encuentra en condiciones de operación poco óptimas, así como su producción no es suficiente para cubrir la demanda de crudo y/o no cuenta con el almacenamiento de crudo suficiente para comprar dicho producto y almacenarlo.

A continuación, se muestra la Gráfica 1.1 Producción de crudo anual en México.



Gráfica 1.1 Producción de crudo anual en México.

Fuente: (Secretaría de Energía. Sistema de Información Energética con información de Petróleos Mexicanos.)

Como se puede apreciar en la gráfica, la producción de petróleo crudo ha caído en un 33% entre 2012 y 2020, si bien es cierto que la caída que venía presentando en el sexenio anterior se ha detenido, todavía es inadecuado pensar que la producción de crudo es suficiente para cubrir la demanda interna de México, ya que no solo es contar con la cantidad de producto suficiente, sino también contar con la calidad adecuada para poder refinar dicho producto en nuestras refinerías.

Por otro lado, si se decidiera comprar petróleo crudo en el extranjero, se necesitaría contar con una gran cantidad de almacenamiento para este producto, ya sea, a través de tanques de almacenamiento, buquetanques o cavernas salinas en el subsuelo.

Las opciones que tiene Petróleos Mexicanos (Pemex) para almacenar petróleo crudo, es la Terminal Marítima Dos Bocas, Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios Pajaritos y Tuxpan, así como buquetanques localizados en el Golfo de México, donde también se realiza la venta de este producto, así como en los tanques de las 6 refinerías y en las cavernas salinas ubicadas en el estado de Veracruz.

Con base en el “Acuerdo por el que se emite la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos” emitido por la Secretaría de Energía en 2017, los países manejan diversos mecanismos para mantener la seguridad energética, ya que algunos de ellos utilizan como medida el almacenamiento de petróleo crudo como son los países miembros de la Agencia Internacional de Energía (AIE) que almacena 90 días de su promedio diario de importación, al igual que Estados Unidos de América (EUA), los miembros de la Unión Europea (UE), Grecia e Italia. Otros tienen requisitos de almacenar 70 días del promedio diario de sus importaciones como Japón o 58 días como Reino Unido.

Algunos de ellos utilizan una combinación del almacenamiento de petróleo crudo con el almacenamiento de petrolíferos como los Estados Unidos, Japón, miembros de la Unión Europea e Italia. Otros, utilizan el almacenamiento de petrolíferos como lo son Perú, España, Noruega y Dinamarca.

Como se puede apreciar una gran cantidad de países del mundo basa los días de autonomía en las importaciones, por lo que se puede deducir que uno de los principales problemas de la seguridad energética es su vulnerabilidad ante las importaciones, ya que estos recursos no pueden ser controlados por el país que los consume y depende en gran manera de la posición en la que se encuentre el mercado del producto importado.

Es por ello, que la mayoría de las estrategias de almacenamiento están basadas en la cantidad de importaciones que tiene un país, por lo que dichos países tratan de mantener un almacenamiento que les permita subsistir al menos un tiempo sin necesidad de depender de los países suministradores.

En México, la estrategia para mantener la seguridad energética está basada en la cantidad de días de almacenamiento de ventas a usuarios finales y/o estaciones de servicio, de acuerdo con la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos.

A continuación, se muestran los días mínimos de almacenamiento establecidos por la Política Pública de México con lo que se pretende garantizar la seguridad energética.

Tabla 1.1 Días de almacenamiento mínimo.

Año	Días de almacenamiento
2020	5
2022	8-10
2025	10-15

Fuente: (Secretaría de Energía, 2017).

Los sujetos obligados para mantener este almacenamiento son los comercializadores y distribuidores que vendan el producto a estaciones de servicio y/o usuarios finales.

Este almacenamiento en los diferentes países se puede llevar a cabo por parte del Estado en donde a este tipo de almacenamiento se le denomina almacenamiento estratégico (reservas estratégicas). En los casos donde el almacenamiento se lleve a cabo por parte de los participantes del mercado se le denomina almacenamiento comercial (Secretaría de Energía, 2017).

La mayoría de los países del mundo tratan de asegurar su seguridad energética, inclinándose principalmente a asegurar sus reservas estratégicas controladas por el Estado.

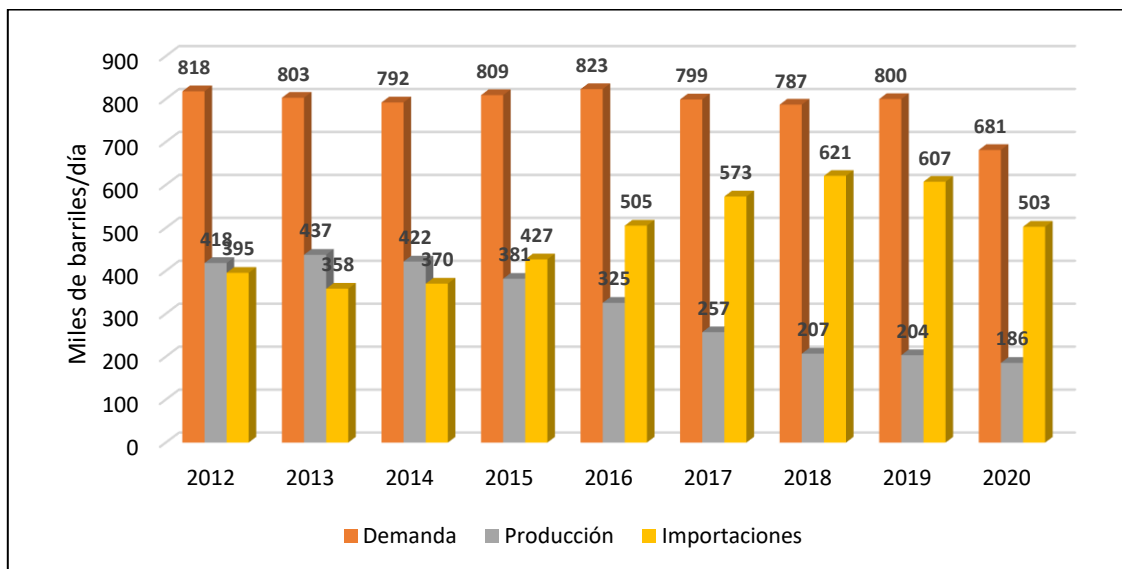
Lo anterior, se debe a que, ante una emergencia energética, el Estado es el encargado de tomar acciones como (Secretaría de Energía, 2017):

- 1) La decisión de utilizar el producto almacenado para la atención de la emergencia.
- 2) Determinar el aumento de la producción de refinados.

- 3) Establecer una política de austeridad para orientar a la disminución de la demanda de la energía y/o petrolíferos.
- 4) Establecer una política del uso de combustibles sustitutos.

En México, de acuerdo con la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos los productos que están considerados dentro de la estrategia para la conservación de la seguridad energética son las gasolinas, diésel, turbosina, gas avión y combustóleo.

A continuación, se muestra la *Gráfica 1.2 Comportamiento de Gasolinas en México*.

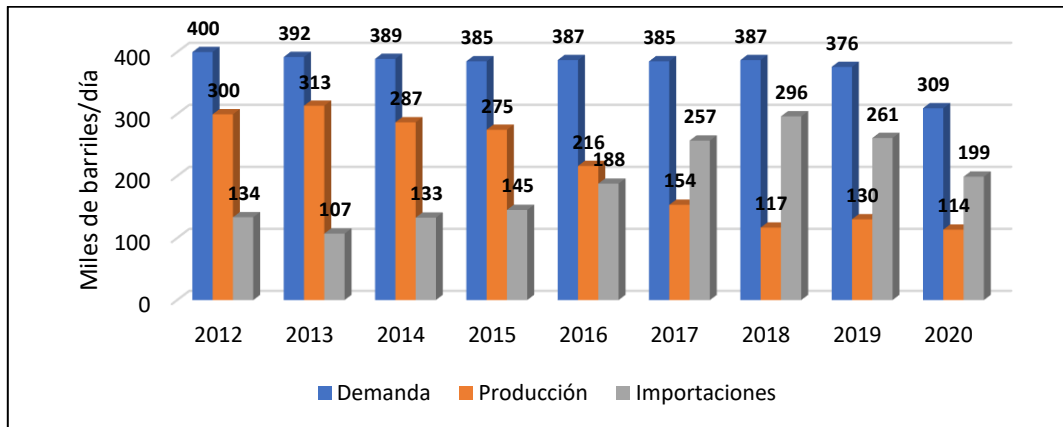


Gráfica 1.2 Comportamiento de Gasolinas.

Fuente: (Secretaría de Energía. *Prontuario Estadístico de Petrolíferos*. Diciembre 2019, 2019) y (Secretaría de Energía. *Estadística de petrolíferos*, 2020).

Como se puede apreciar en la *Gráfica 1.2 Comportamiento de Gasolinas en México*, fuera del año atípico de 2020 que fue afectado por la pandemia, la demanda de gasolinas se ha mantenido de 2012 a 2019, no obstante, la producción entre 2012 y 2020 ha caído en un 56% y las importaciones han aumentado en un 27%, pasando de un 48% del volumen de la demanda en 2012 a un 74% en 2020, reflejando un incremento de la dependencia de la demanda en las importaciones en un 53%.

En la *Gráfica 1.3 Comportamiento del diésel*, se muestra el comportamiento del diésel en México.

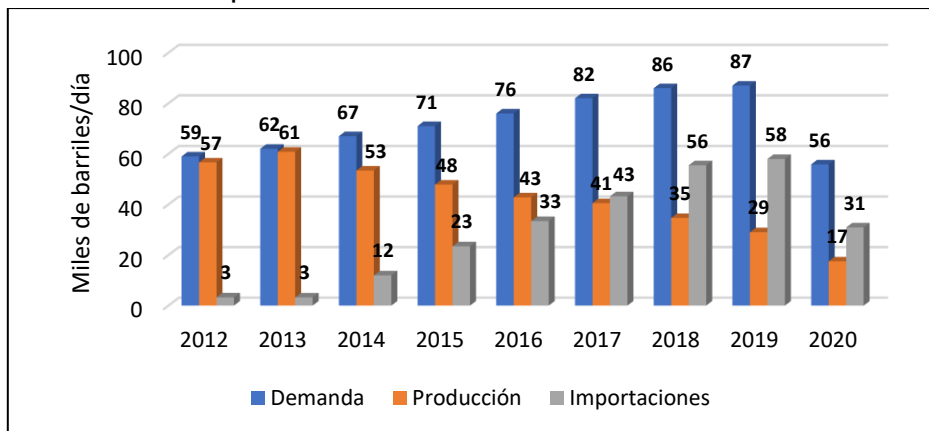


Gráfica 1.3 Comportamiento del diésel.

Fuente: (Secretaría de Energía. Pronuario Estadístico de Petrolíferos. Diciembre 2019, 2019) y (Secretaría de Energía. Estadística de petrolíferos, 2020).

Fuera del año atípico de 2020 que fue afectado por la pandemia, la demanda del diésel se ha mantenido de 2012 a 2019, no obstante, la producción entre 2012 y 2020 ha caído en alrededor de un 62% y las importaciones han aumentado en un 49%, pasando de un 34% del volumen de la demanda en 2012 a un 64% en 2020, reflejando un incremento de la dependencia de la demanda en las importaciones en un 92%.

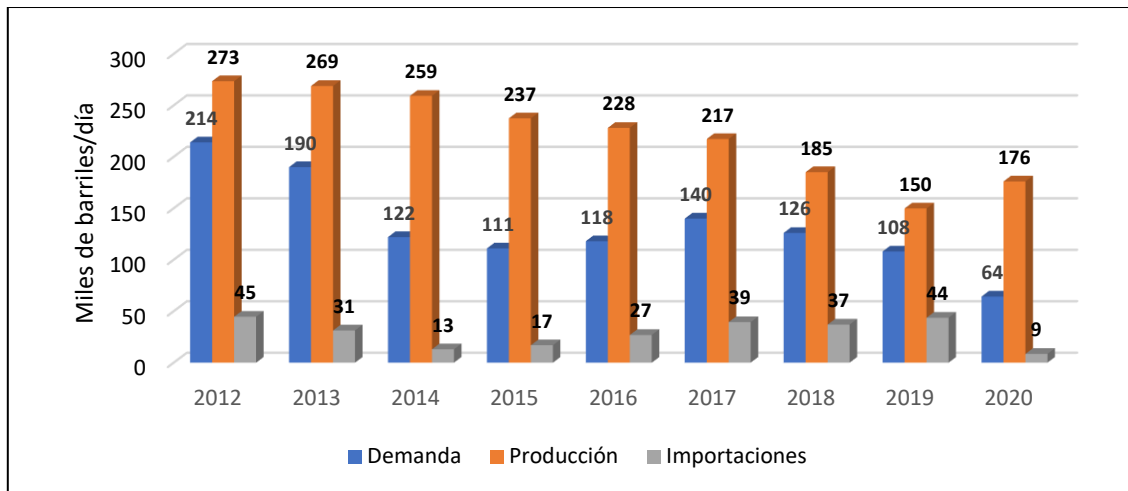
Para la turbosina (Gráfica 1.4), se puede apreciar el mismo comportamiento de los dos productos anteriores, donde la producción disminuye en un 70% y las importaciones se disparan de manera exponencial llegando a incrementarse en un 933%, reflejando un incremento de la dependencia de la demanda en las importaciones en aproximadamente un 989%.



Gráfica 1.4 Comportamiento de Turbosina.

Fuente: (Secretaría de Energía. Pronuario Estadístico de Petrolíferos. Diciembre 2019, 2019) y (Secretaría de Energía. Estadística de petrolíferos, 2020)

En la Gráfica 1.5, se muestra el comportamiento que ha tenido el combustóleo de 2012 a 2020:



Gráfica 1.5 Comportamiento de Combustóleo

Fuente: (Secretaría de Energía. Pronuario Estadístico de Petrolíferos. Diciembre 2019, 2019) y (Secretaría de Energía. Estadística de petrolíferos, 2020).

La demanda de combustóleo entre 2012 y 2020 ha disminuido en un 70%, principalmente por la conversión de las plantas de combustóleo de CFE a plantas de ciclo combinado y turbogas, siendo el origen de esta disminución y por consiguiente una disminución del aproximadamente en un 81% en las importaciones de este producto. No obstante, a pesar de disminuir la demanda y las importaciones, la producción solo ha disminuido por arriba de un 35%, ya que, la producción de este producto depende en gran manera de la producción de la calidad del crudo que llega a las refinerías, así como del tipo de tecnología de las plantas de las refinerías y de la eficiencia de éstas.

Como se puede apreciar en estos datos, la seguridad energética de México depende en gran manera de las importaciones de gasolinas, diésel y turbosina, por lo que existe una vulnerabilidad muy grande en el suministro energético.

Es por ello, que en el Acuerdo por el que se emite la Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos emitido por la Secretaría de Energía, se establece que todos aquellos participantes en la cadena de valor de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, informen a la instancia correspondiente, ya sea, la Comisión Reguladora de Energía o la Secretaría de Energía, los datos de producción, importaciones, exportaciones, ventas e inventarios de petrolíferos.

Esta información servirá para establecer estrategias que permitan definir los proyectos que se deben financiar, disminución de los riesgos de un desabasto o evitar que no se cuente con precios de los combustibles accesibles.

Esta información se podrá utilizar para que, en el largo plazo, el gobierno mexicano decida las acciones a seguir para invertir en proyectos que le permitan aumentar su producción e infraestructura.

Para los refinadores de petróleo crudo, en los permisos de refinación de petróleo emitidos por la Secretaría de Energía se han establecido condiciones que permiten conocer los datos para la definición de las estrategias nacionales que lleven a la conservación de la seguridad energética, como son:

- Volúmenes de petróleo crudo procesado.
- Producción de gasolinas, diésel, turbosina y combustóleo pesado.
- Importación de crudo, gasolina y turbosina.
- Volúmenes de productos finales de gasolina, diésel y turbosina.
- Volúmenes de ventas de petrolíferos (gasolina, diésel, turbosina, combustóleo y combustóleo pesado).
- Capacidad de almacenamiento e inventarios de crudo, gasolina, diésel, turbosina y combustóleo.

Con esta información, se puede evaluar la seguridad energética del país, sin embargo, uno de los conceptos que se deben tener en mente para garantizar que la información sea confiable y verdadera, es que tanto las refinerías como los participantes del almacenamiento mínimo requerido, cuenten con los sistemas adecuados para la medición de los volúmenes recibidos, bombeados y almacenados en los tanques de almacenamiento y en cualquier otro tipo de depósitos de almacenamiento existente.

Por tal razón, la medición de los volúmenes manejados se vuelve primordial para la seguridad energética del país, ya que, si los datos son equivocados, las estrategias establecidas por el gobierno pueden llegar a no ser las más eficientes para lograr el suministro energético y peor aún, no tener la seguridad del suministro energético suficiente en una región determinada o en el país entero.

Es por ello, que se necesita que la medición se realice de la manera más confiable, para lo cual se requieren las mejores tecnologías de medición, así como homogeneización de la manera de medir y de la forma de realizar los balances de cada una de las instalaciones de almacenamiento.

Con esto se podrá lograr tener la información necesaria para garantizar las cantidades suficientes de combustibles para la demanda nacional y atender alguna emergencia energética.

Por otro lado, si bien es cierto que la seguridad energética del país se ve afectada por el posible desabasto e incremento de los precios de la materia prima, así como del desbalance de la oferta y demanda, en México esta seguridad también se ve amenazada por el robo de combustibles.

De acuerdo con el boletín de prensa del Senado de la República (Zuarth, 2017), de 2009 a 2016, la pérdida por fugas y robo de combustibles fue de 159,957 millones de pesos, siendo que las fugas pueden ser originadas por tomas clandestinas descontroladas (TCD).

A estos totales hay que sumarle las pérdidas de reparaciones de los ductos, remediación de los suelos contaminados, paro y arranque de los sistemas de ductos, lo cual en 2014 de acuerdo con el Senado de la República (Zuarth, 2017) fueron de alrededor de \$1,992.2 millones de pesos:

Tabla 1.2 Otros costos ocasionados por TC.

Concepto	Importe (millones de pesos)
Mano de obra	\$45.3
Composturas	\$360.0
Saneamiento	\$230.9
Interrupciones	\$1,356.0
Total	\$1,992.2

Fuente: (Zuarth, 2017)

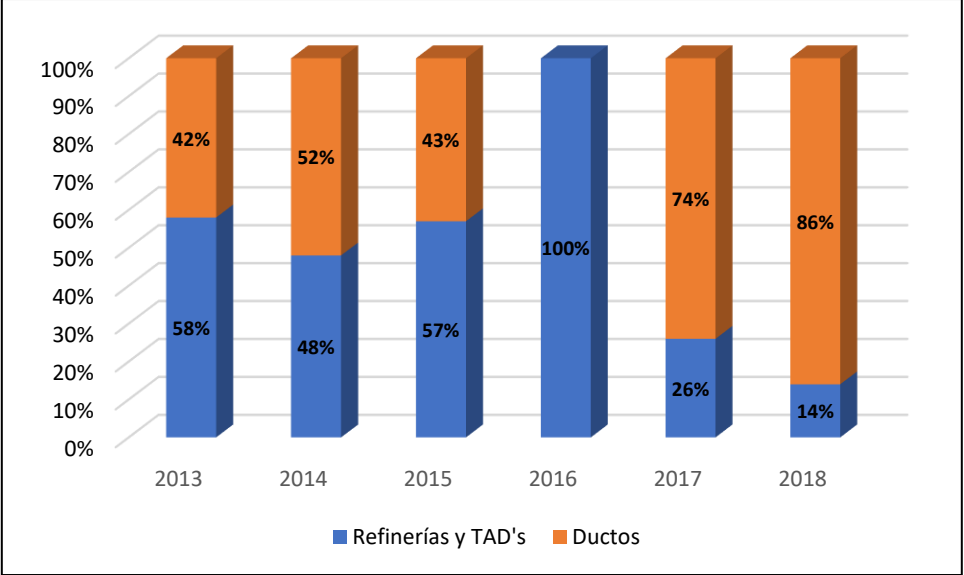
Por lo cual, la Comisión Reguladora de Energía emitió los Disposiciones Administrativas de Carácter General, para regular las actividades de transporte por ducto y almacenamiento de hidrocarburos y petrolíferos para los permisionarios de esa institución que tengan las actividades de transporte y almacenamiento, a través de los siguientes documentos:

- Disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos (DOF, 2015).
- Disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos (DOF, 2016).

Sin embargo, las refinerías no tienen el permiso para transportar o almacenar los hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos, por tal razón no son aplicables estas disposiciones en materia de medición, por lo que, es necesario que la Secretaría de Energía emita las Normas Oficiales Mexicanas que permitan regular las actividades de medición y elaboración de balances dentro de las refinerías, para contar con una medición e información confiable de los volúmenes manejados (recibos y bombeos), así como los volúmenes almacenados.

Así también, la Secretaría de Energía (Secretaría de Energía, 2019) en su página oficial informó en enero de 2019 que el robo de combustibles se ha reducido en un 96% y que existen 5,000 elementos vigilando los ductos, por lo que, considerando estas cifras es muy probable que las personas que se dedican a la extracción ilícita de combustibles cambien el lugar y la forma de realizar el robo de estos combustibles, por lo que muy probablemente volteen a ver a las refinerías para continuar con esa actividad ilícita.

Es de suma importancia contar con un esquema de medición y control de volúmenes en refinerías con la finalidad de poder detectar posibles extracciones ilícitas de combustibles y poder contar con la información para tomar acciones que eviten este tipo de robo que, como ya se mencionó, representa miles de millones de pesos al año, así como contar con una información más confiable de los volúmenes manejados.



Gráfica 1.6. Porcentaje de robo de hidrocarburos por instalación

Fuente: Nexos. Octubre 2019.

En la actualidad, solo existen en México 6 refinerías y una en construcción en Dos Bocas, las cuáles son propiedad de Petróleos Mexicanos, sin embargo, con la

reforma energética existe la posibilidad de que empresas privadas o en conjunto con Pemex, instalen refinerías para la producción de gasolinas.

Para la regulación de estas refinerías, no existe normatividad a nivel federal que regule sus actividades, sin embargo, Pemex cuenta con unas Políticas y Lineamientos en Materia de Medición y Balances para sus empresas productivas subsidiarias y empresas filiales, pero en caso de que empresas privadas entren al mercado de refinación en México, no tendrán una regulación que garantice la medición y control de inventarios en dichas instalaciones.

Por tal razón, es indispensable que la instancia correspondiente del Gobierno Mexicano emita los requisitos regulatorios para realizar la medición y la elaboración de los balances en refinerías, con la finalidad de contar con la información real de producción y almacenamiento de petrolíferos, para asegurar la seguridad energética del país y poder detectar posibles extracciones ilícitas, garantizando así las acciones que lleven a México por el rumbo adecuado en las estrategias a corto plazo y las inversiones que lograrán las mejores estrategias a largo plazo.

1.3 Justificación del problema.

El principal problema de la regulación de los permisionarios de la actividad de refinación es la falta de normatividad a nivel federal que regule, controle y homogenice la forma de medir y elaborar los balances, con la finalidad de contar con la información oportuna y confiable para tomar decisiones de corto y largo plazo en la producción y uso de la energía, así como poder determinar y/o detectar una posible extracción ilícita de combustibles en las refinerías.

Para determinar la viabilidad de la tesis, podemos hacernos unas preguntas para garantizar su factibilidad:

Pregunta 1: ¿Por qué es necesario realizar una norma para regular a las empresas que realizan la actividad de refinación?

Es necesario realizar una propuesta de normas oficiales mexicanas (NOM) emitida por el Gobierno Mexicano, con la finalidad de regular a las empresas del estado, así como aquellas empresas privadas que de manera independiente o en conjunto con Pemex, se dediquen a las actividades de refinación con la finalidad de normalizar a todo el universo de empresas que se dediquen a esta actividad de transformación del petróleo crudo.

En México existe normatividad para el transporte y almacenamiento de petrolíferos, así como para la producción de hidrocarburos (petróleo crudo), sin embargo, queda

a la deriva el tema de los procesos de almacenamiento de petróleo crudo, así como la medición del manejo y almacenamiento de productos terminados dentro de las instalaciones de la refinería.

Por tal razón, es fundamental se lleve a cabo la emisión de la normatividad aplicable a los procesos internos de las refinerías, como la medición de los recibos, medición de la entrada y salida de las plantas de proceso, medición en el almacenamiento tanto de petróleo crudo como petrolíferos, así como la salida de productos del área de influencia de las refinerías.

Pregunta 2: ¿Por qué es necesario realizar la normatividad en este momento?

Hoy en día solo existen 6 refinerías y que son propiedad de Petróleos Mexicanos, sin embargo, es necesario esta regulación antes de que empresas privadas entren al mercado de refinación del petróleo, ya que Pemex cuenta con unas políticas y lineamientos en materia de medición y balances, pero si se da la incorporación de la iniciativa privada, no va existir regulación de dichas mediciones y balances para determinar los volúmenes producidos, quedando a criterio de las empresas la manera de medir sus volúmenes manejados.

A pesar de que hemos definido la necesidad y que es el momento adecuado para llevar a cabo la normatividad de medición y balances a refinerías, otra de las preguntas sería:

Pregunta 3: ¿Realmente se requiere la normatividad en materia de medición y balances?

Esta normatividad se requiere porque hoy en día no existe regulación que garantice una medición confiable y, por lo tanto, que la información que se utiliza para definir las acciones a seguir para establecer la política energética del país no sea confiable, lo cual podría traducirse en decisiones equivocadas que pueden tener altos costos de producción o peor aún el no contar con la suficiente cantidad de energía necesaria para las actividades del país.

Esto podría traducirse en problemas económicos, sociales, sanitarios y ambientales, generándose un problema de seguridad nacional que afectaría considerablemente al desarrollo del país y el bienestar de sus habitantes.

Pregunta 4: ¿Cuál es el objeto de la normatividad de medición y balances?

El objetivo principal de la normatividad es la recopilación de los requisitos más adecuados para la implantación de procesos que garanticen una medición correcta de los volúmenes que recibe, procesa, almacena y salen de una refinería, así como,

establecer los criterios a controlar para elaborar un balance que nos permita identificar posibles desviaciones de volumen.

Pregunta 5: ¿Qué producto se generaría?

Se generaría una propuesta de norma oficial mexicana para regular las actividades de medición y la elaboración de balances en las refinerías, con la finalidad de contar con la información adecuada para la toma de decisiones en el suministro de la energía requerida en México.

Esto tendría la finalidad de contar con un documento con los requerimientos base para la emisión de una norma oficial mexicana, que cualquier regulador pueda tomar en cuenta para emitir la normatividad final que tendrían que aplicar las empresas dedicadas a la refinación del petróleo crudo.

1.4 Hipótesis.

Se ha comentado que las refinerías no cuentan con una regulación que les permita realizar de manera homogénea y confiable las mediciones de los productos que se manejan y almacenan dentro de sus instalaciones, por tal razón se ha generado una hipótesis para el desarrollo de este trabajo:

La normatividad aplicable a la medición de hidrocarburos y petrolíferos en las refinerías, proporcionará las herramientas que permitirá contar con información confiable y precisa de la producción y la detección de extracciones ilícitas de petrolíferos.

Es por ello, que se llevará a cabo la definición de los requisitos regulatorios para desarrollar un documento que sirva como base para emitir la normatividad aplicable a los sistemas de medición y elaboración de balances, aplicable a las empresas públicas y privadas que realicen la actividad de refinación de petróleo.

1.5 Objetivos.

El objetivo general del trabajo de tesis será el siguiente:

Desarrollar las disposiciones administrativas que deben cumplir las instalaciones de las refinerías para realizar las mediciones y la elaboración de balances, con la finalidad de contar con los requisitos necesarios para tener procesos homologados y datos confiables de la producción de petrolíferos en México, mediante la identificación de la normatividad nacional e internacional aplicable.

Los objetivos específicos serán 3 y son los siguientes:

1. Definir el esquema regulatorio y las instancias para el cumplimiento de la normatividad para la medición y la elaboración de los balances en refinerías, a través de la interpretación de la normatividad nacional.
2. Definir los requisitos mínimos para la elaboración de balances, estableciendo los puntos de medición que deben ser considerados para su elaboración.
3. Definir los requisitos mínimos que deben cumplir las refinerías para contar con mediciones confiables mediante el análisis de la normatividad vigente.

1.6 Metodología.

Este documento se basa en la investigación bibliográfica de documentos nacionales e internacionales que permita la búsqueda, recopilación, organización y definición de los requisitos mínimos para la medición y control de hidrocarburos y petrolíferos en refinerías.

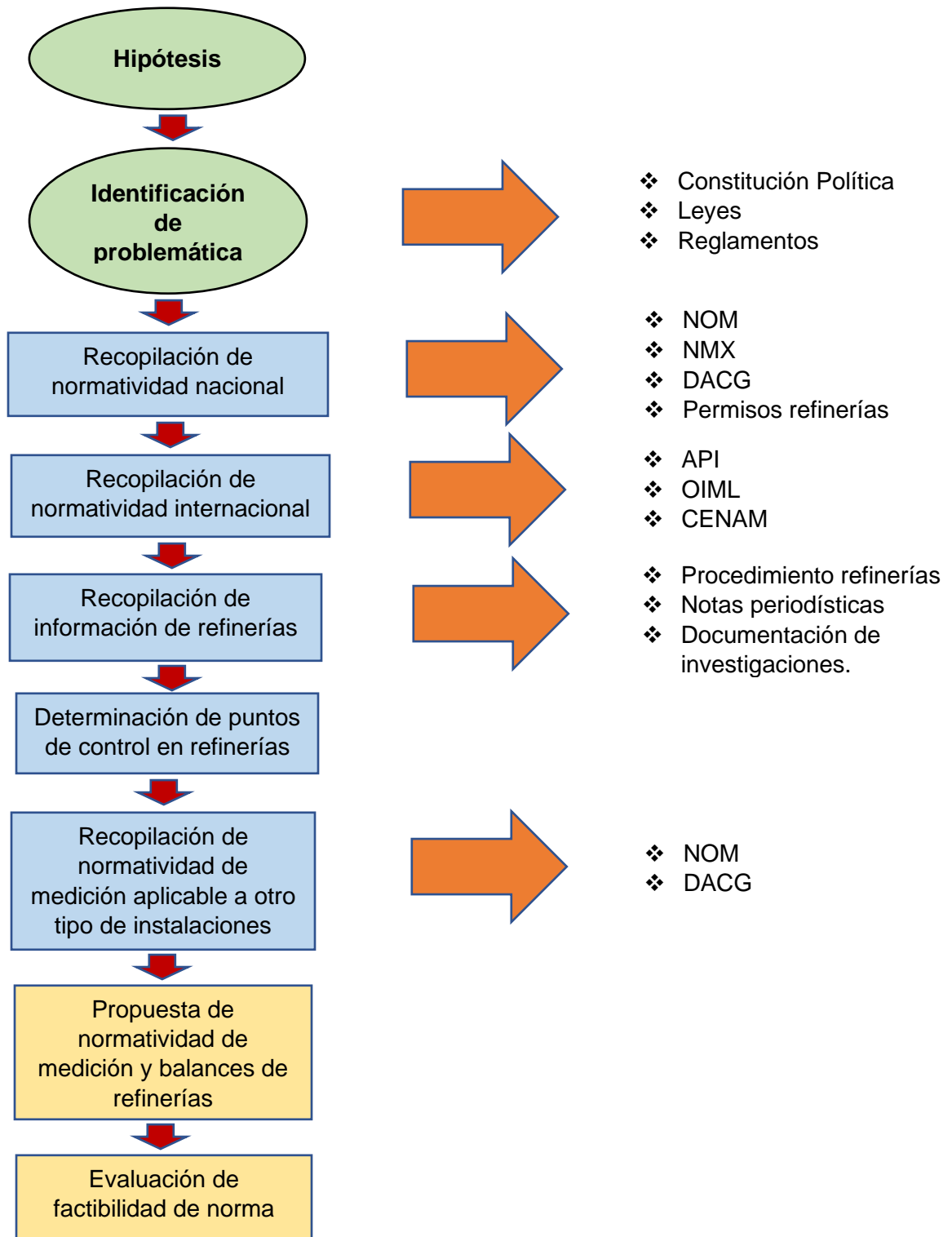
La información requerida para el presente documento se iniciará en la búsqueda de la normatividad nacional aplicada a las refinerías con la finalidad de determinar las instancias gubernamentales encargadas de regular los temas de medición de productos y la elaboración de los balances.

Se recopilará la información relativa a la normatividad y recomendaciones técnicas nacionales aplicables a la medición y a la elaboración de balances en las refinerías, así como de las recomendaciones internacionales, con la finalidad de obtener la información más adecuada para el desarrollo de la normatividad que se desarrollará.

Es necesario obtener información de la operación de las refinerías para poder determinar los puntos que se requieren controlar para llevar el debido control de los productos que se manejan en esas instalaciones, asimismo recopilar información relacionada a los tipos de medición que se utilizan en otro tipo de instalaciones reguladas que tienen sistemas de medición similares a las de las instalaciones en estudio.

Finalmente, se realizará la propuesta de la normatividad para el control de los sistemas de medición y elaboración de los balances que permitan tener los elementos para el desarrollo de una norma oficial mexicana. Aunado a lo anterior, se realizará un estudio de factibilidad de la norma con la finalidad de definir si su implementación es funcional y trae beneficios en su emisión e implementación.

Figura 1.1 Metodología por aplicar.



Fuente: Elaboración propia con información pública.

Capítulo 2. Marco teórico.

La regulación en México es extensa, sin embargo, existen grandes áreas de oportunidad en el área técnica que dejan a ciertos sectores descubiertos como es el energético. Esto tiene su origen en la existencia del monopolio de los hidrocarburos que acaparaba Petróleos Mexicanos hasta el año 2013.

Por lo que, es importante revisar toda la normatividad existente para verificar si es posible aplicarla en las instalaciones de las refinerías; así como, detectar aquella normatividad que pueda ser aplicada legalmente a dichas instalaciones.

Es por ello, que se llevará a cabo la revisión de qué documentos de Organizaciones e Instituciones a nivel nacional e internacional son aplicables a los temas de medición y balances de los productos; incluyendo leyes, reglamentos y normatividad aplicable en México, y quien debería llevar a cabo la regulación de los temas de medición en las instalaciones de refinación.

2.1 Regulación energética en México y países de centro y Sudamérica.

Con la regulación energética podemos establecer la manera en que un país regula la generación de la energía, con la finalidad de que tenga un crecimiento sostenido y se garantice el suministro de la energía a un precio asequible.

Dentro de esta regulación existe la relacionada con los hidrocarburos, que son una parte importante en la generación de energía en países de América como es el caso de México.

Esto ha originado que México cuente con una normatividad que le permite controlar la producción de la materia prima que se utiliza para la generación de la energía, como son los hidrocarburos, los cuales están regulados por la Ley de Hidrocarburos (2014).

En esta Ley se define el grupo de productos no renovables que participan en la generación de la energía en México, estableciendo definiciones de los hidrocarburos donde se encuentran incluidos el Petróleo y Gas Natural, así como los condensados.

Dentro de la clasificación de los petrolíferos se encuentran incluidas las gasolinas (regular, premium y naftas), turbosina, diésel, combustóleo y todo aquel producto resultado de la actividad de la refinación del petróleo o proceso del gas natural, como el gas licuado del petróleo.

Los petroquímicos son productos utilizados como materias primas en la industria y provienen de la refinación del petróleo y procesamiento del gas natural.

A continuación, se muestra la clasificación de productos de acuerdo con la Ley de Hidrocarburos (2014) en México, con la finalidad de tener adecuadamente identificados los productos derivados del petróleo.

Tabla 2.1 Clasificación de productos utilizados en la industria del petróleo.

Hidrocarburos	Petrolíferos	Petroquímicos
Petróleo crudo Gas Natural Condensados Líquidos de Gas Natural Hidratos de metano	Gasolinas (regular, premium, naftas ligeras y pesadas) Diésel Querosenos (turbosina) Combustóleo Gas licuado del petróleo Gasavión Asfalto	Propano Butano Isobutano Tolueno Xilenos Aromáticos pesados Propileno

Fuente: (Ley de Hidrocarburos, 2014) y (Comisión Reguladora de Energía, 2015).

En esta tabla podemos identificar cuáles son los productos que son regulados por la Ley de Hidrocarburos, algunos de ellos han sido considerados por el Estado Mexicano como elementos primordiales para garantizar la seguridad energética de México, como son las gasolinas, diésel, turbosina y combustóleo, los cuales provienen de los procesos de la refinación del petróleo.

Es por esto, que es importante contar con una regulación que nos permita conocer la calidad y las cantidades de estos productos, incluyendo a la materia prima (petróleo crudo).

De acuerdo con Espinasa, Medina y Tarre (Espinasa, 2016) en su publicación de “La Ley y los Hidrocarburos”, establece que la regulación normativa del petróleo crudo y sus derivados va a depender, entre otros puntos, de los siguientes:

- La idea que se tenga sobre la propiedad del suelo y subsuelo, es decir, si el propietario es el Estado o si son los particulares o privados.
- La importancia que tenga la industria del petróleo en el país.

En México se cumplen ambos puntos, ya que como lo establece la Ley, el dueño de los hidrocarburos es el Estado Mexicano, además de que la industria del petróleo es la base principal del desarrollo del país, por lo cual, es de esperarse que México tenga regulado y controlados los procesos de producción, venta y consumo de petróleo, así como de los productos que intervienen en su seguridad energética.

Espinasa (Espinasa, 2016), clasifica la administración de los hidrocarburos en modelos cerrados y abiertos, donde en los modelos cerrados el Estado controla los procesos de producción de hidrocarburos mediante el establecimiento de regulaciones y, en los modelos abiertos los Estados y privados participan en la producción de hidrocarburos y el Estado controla la producción a través de agencias reguladoras independientes, como la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Comisión Reguladora de Energía.

A continuación, se muestra la información de la manera de administrar los hidrocarburos en México, Colombia, Brasil, Venezuela, donde se puede apreciar los diferentes tipos de administración.

Tabla 2.2 Modelos de administración de hidrocarburos.

País	Modelo	Regulador	Condiciones
Colombia	Abierto	Ministerio de Minas y Energía (MME), regula la exploración, producción, transporte, refinación y distribución de hidrocarburos. Agencia Nacional de Hidrocarburos, regula la exploración y extracción.	Recursos minerales de suelo y subsuelo son de la nación. Participación privada con contratos de participación en conjunto con Ecopetrol. La producción y el riesgo está a cargo de la empresa privada.
Brasil	Abierto	Agencia Nacional de Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles.	Los derechos de la exploración y producción de petróleo son de la Unión, administrados por la Agencia. La participación privada en la exploración y producción de petróleo se da a través de concesiones adjudicadas por licitación. Las actividades de refinación, importación, exportación y transporte de petróleo, derivados y gas natural, está abierto a la iniciativa privada. La empresa del Estado Petrobras compite con empresas privadas.

País	Modelo	Regulador	Condiciones
Venezuela	Cerrada	Ministerio de Energía y Petróleo.	<p>Los yacimientos son propiedad del Estado.</p> <p>Las actividades primarias están bajo el control del Estado, mediante la participación del Estado del 100%, o empresas mixtas con una participación del Estado del 60%.</p> <p>En la refinación pueden participar empresas privadas o el Estado, sin embargo, el Ministerio es el que emite las licencias.</p> <p>La Ley Orgánica norma las actividades de exploración, producción, transporte y refinación de hidrocarburos, así como el transporte y comercialización de los derivados del petróleo.</p>
México	Cerrado antes del 2013 Abierto Reforma 2013	Secretaría de Energía/Comisión Nacional de Hidrocarburos/Comisión Reguladora de Energía	<p>El Estado es propietario de los hidrocarburos.</p> <p>La exploración y extracción de hidrocarburos se realiza mediante asignaciones a las Empresas Productivas del Estado, o mediante contratos a privados que pueden ser de producción compartida, licencia, utilidad compartida o de servicio.</p> <p>Los privados pueden participar en los procesos de refinación, petroquímica y en el transporte de hidrocarburos.</p>

Fuente: (Espinasa, 2016).

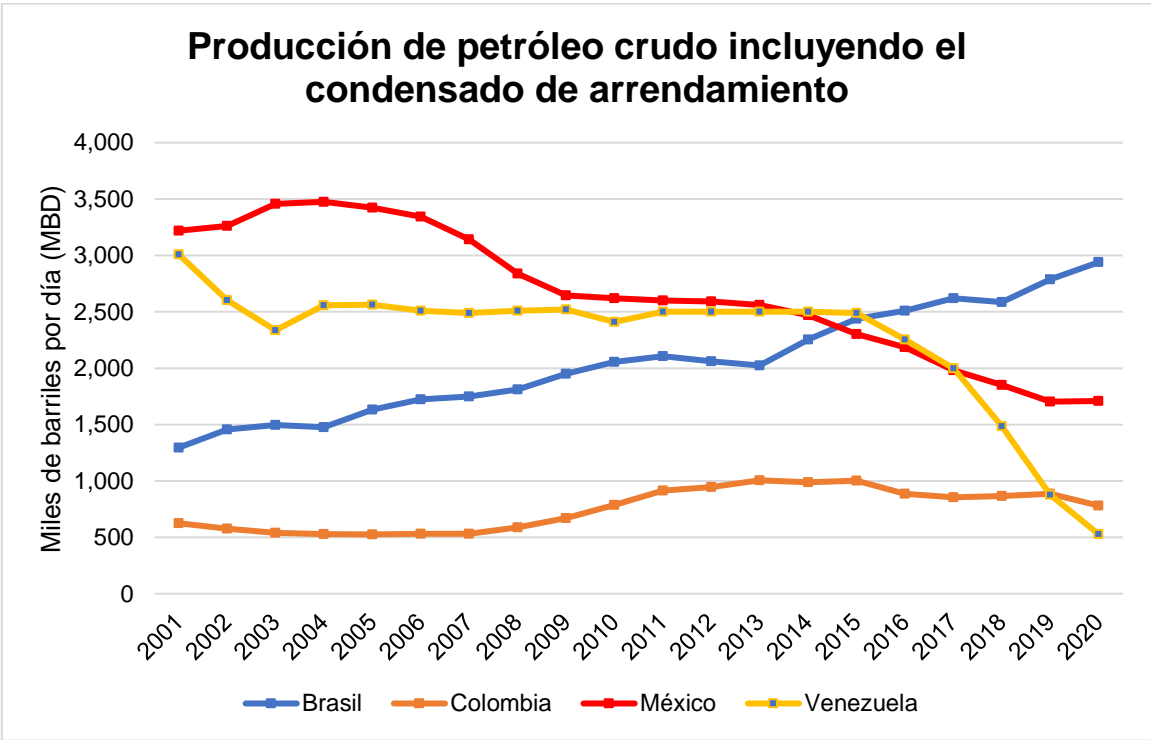
En la tabla se aprecia la manera en que los países regulan las actividades que involucran a los hidrocarburos, sin embargo, cada país también ha regulado una parte fundamental que interviene en estos procesos, que es el cuidado al medio

ambiente, por lo cual los Estados han creado instituciones que regulan tanto la seguridad industrial como la afectación al ambiente.

Como ejemplos en estos temas, en México se cuenta con la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) quien regula la actividad petrolera y, en Brasil está el Instituto Brasileiro del Medio Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables.

De acuerdo con el tipo de modelo que se tenga establecido para la administración de los procesos de hidrocarburos, dependerá el tipo y la profundidad de la normatividad, lo cual afectará la economía de dicho país.

A continuación, se muestra la gráfica comparativa donde se aprecia la producción de petróleo de 2001 a 2020, apreciándose que algunos países como Brasil han aumentado su producción y en otros como México se ha visto disminuida.

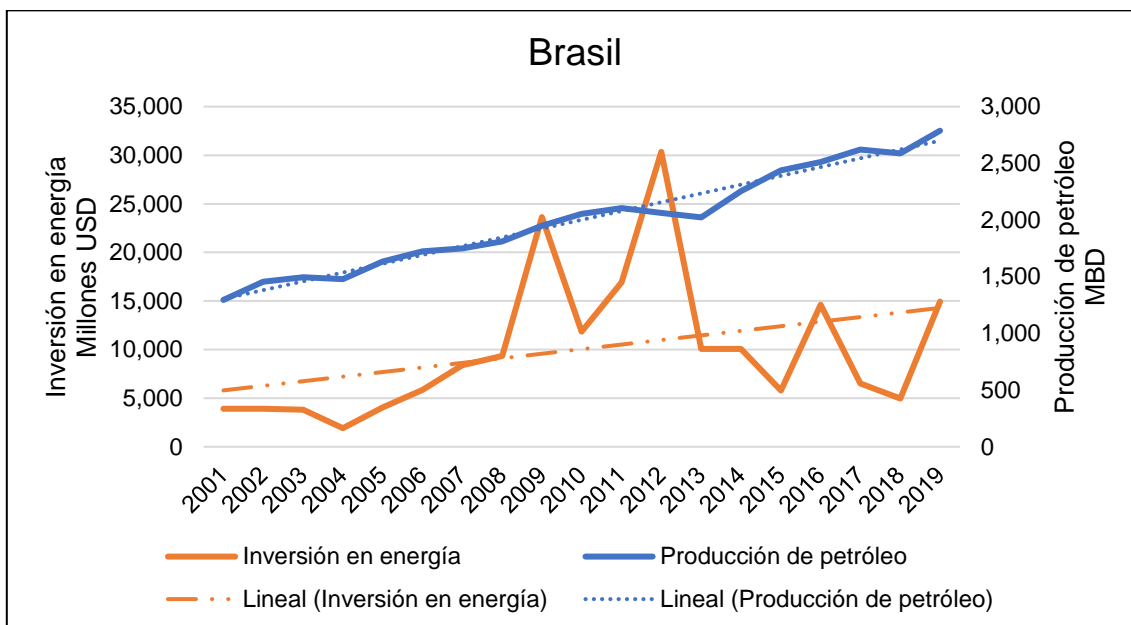


Gráfica 2.1 Producción de petróleo crudo.
Fuente: (U.S. Energy Information Administration)

De acuerdo con la gráfica, en los modelos abiertos donde la iniciativa privada tiene una participación en los procesos de los hidrocarburos como Brasil, se observa un incremento en la producción de petróleo, y se estima que este incremento acompaña al incremento de la inversión.

A continuación, se muestra la gráfica 2.2 donde se aprecia que del año 2001 a 2019 hubo un incremento del 283% de la inversión en la energía de Brasil. Este incremento fue acompañado de la producción del petróleo, el cual reflejó un

aumento del 115%. Es decir, la participación privada permite incrementar la inversión y por lo tanto la producción, sin embargo, este comportamiento se puede observar siempre y cuando, existan las condiciones adecuadas para que los inversionistas se sientan seguros en destinar recursos en el país en el que van a invertir.



Gráfica 2.2 Tendencia de la inversión en energía y la producción del petróleo en Brasil.

Fuente: (Energy Information Administration) y (Banco Mundial).

La seguridad buscada por las empresas se genera dándole certeza a los inversionistas de que su inversión va a ser respetada y le va a dar utilidades de una manera justa. Esto se logra mediante la generación y establecimiento de la normatividad que regule las actividades de exploración, extracción, transporte, refinación, almacenamiento y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados, a través de leyes, normas y reglamentos que sean transparentes, sólidas, justas y confiables.

Con la finalidad de lograr regulaciones justas y transparentes, los países han establecido normas y reglamentos basados en normatividad y recomendaciones internacionales, con la finalidad de estandarizar la manera en que se deben comercializar los productos, en específico los hidrocarburos y sus derivados.

La mayoría de los países han tomado como referencia normas y recomendaciones reconocidas a nivel mundial como son:

American Petroleum Institute.

El Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute), API por sus siglas en inglés, es una asociación de empresas de los Estados Unidos de

Norteamérica que tiene como función establecer actividades y recomendaciones de manera estandarizada para el diseño y operación de instalaciones petroleras, así como garantizar la mano de obra mediante la certificación de las actividades.

Esta institución realiza y promueve la investigación en las actividades relacionadas con la industria del petróleo y gas natural en los Estados Unidos, como son la producción, refinación, transporte, almacenamiento y distribución de hidrocarburos.

Sus recomendaciones son basadas en procesos de investigación estableciendo una reglamentación estricta, por lo cual muchos países han usado estas recomendaciones para la realización de su normatividad en la industria del petróleo.

Organisation Internationale de Métrologie Légale.

La Organización Internacional de Metrología Legal (Organisation Internationale de Métrologie Légale), OIML por sus siglas en francés, es una organización intergubernamental que realiza el desarrollo de normas y estándares de los instrumentos que intervienen en transacciones comerciales, y que se utilizan para llevar a cabo las mediciones de los productos.

Estas normas establecen requisitos metrológicos que llegan a ser requisitos legales en las transacciones comerciales, estableciendo requerimientos en las unidades de medida, instrumentos y métodos de medición.

Dentro de la metodología utilizada está el intercambio de leyes, reglamentos, información técnica y buenas prácticas, utilizando aquellas que han dado los mejores resultados para la generación de las normas que incluyan requisitos metrológicos, técnicos, métodos, equipamiento para ensayos y la manera de verificar el cumplimiento de dichos requisitos, con la finalidad de que los países miembros utilicen esta información de manera obligada para la generación de sus normas nacionales.

Los países miembros de la OIML son 62, entre los que se encuentran Australia, Bélgica, Brasil, Camerún, Canadá, Colombia, Egipto, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, India, Irlanda, Israel, Italia, Japón, Kenia, Korea, Países Bajos, China Polonia, Pakistán, Portugal, Rusia, Arabia Saudita, Sudáfrica, España, Suiza, Suecia, Reino Unido y Estados Unidos.

Así también cuenta con 65 países correspondientes (observadores) en los que se encuentra México, así como Irak, Emiratos Árabes Unidos y otros países latinoamericanos como Bolivia, Ecuador, Costa Rica y Guatemala.

Este organismo tiene colaboración con otras organizaciones como la Oficina Internacional de Pesas y Medidas, la Comisión Electrónica Internacional (IEC), Organización Internacional de Normalización (ISO) y el Foro de la Metrología Legal de la región Asia-Pacífico.

International Organization for Standardization.

La Organización Internacional de Normalización (International Organization for Standardization), ISO por sus siglas en inglés, es una organización que emite normas técnicas internacionales para la estandarización de la calidad de los productos que intervienen en las transacciones comerciales internacionales, donde se incluye la medición.

La ISO contribuye al establecimiento de sistemas de gestión que permiten generar confianza entre los actores que intervienen en las transacciones comerciales.

Está formada por organismos nacionales de normalización de 64 países entre los que destacan México, Estados Unidos de Norteamérica, Alemania, Argentina, España, Japón, Reino Unido, Rusia, Venezuela, Paraguay, Panamá, Brasil, Colombia, entre otros.

Por parte de México participa la Dirección General de Normas y en el caso de Estados Unidos la *American National Standards Institute*.

En este subcapítulo podemos apreciar que la normatividad es un factor importante para la producción de petróleo y por consiguiente de sus derivados, y que ésta va a depender del tipo de modelo que se tenga implementado en cada país para la administración de los hidrocarburos y sus derivados.

Asimismo, los países crean su normatividad nacional con base en las normas y/o recomendaciones que emiten instituciones u organizaciones internacionales, que realizan procesos de investigación y/o recopilación de buenas prácticas, como son el Instituto Americano del Petróleo, la Organización Internacional de Metrología Legal y la Organización Internacional de Normalización.

La utilización de normas y recomendaciones de las instituciones mencionadas contribuye a la generación de regulaciones estandarizadas que pueden ser consideradas como transparentes, justas, sólidas y confiables, generando certeza en cada una de las transacciones comerciales que se realicen entre los diferentes Estados.

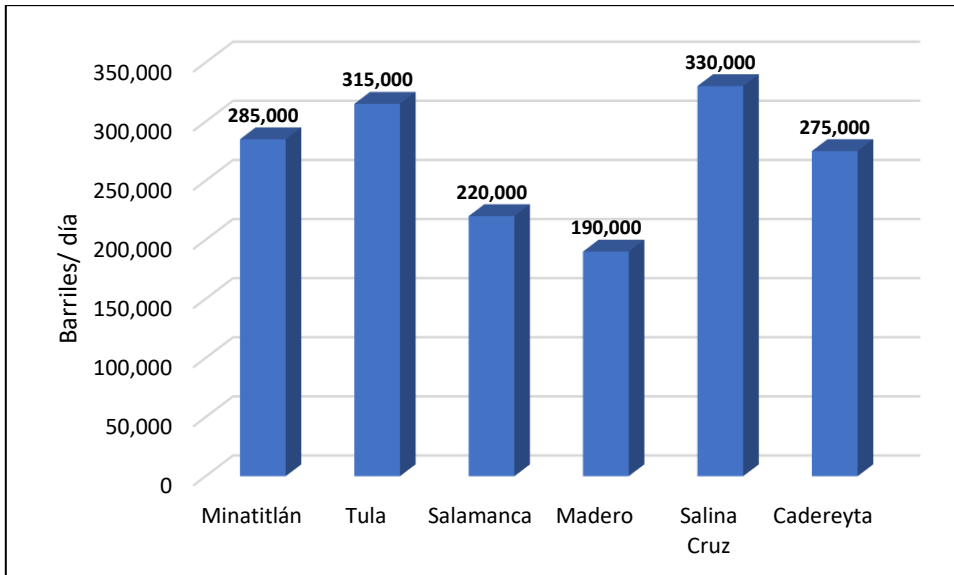
2.2 Situación regulatoria actual de las refinerías.

Actualmente en México existen 6 refinerías propiedad de Petróleos Mexicanos, las cuales tienen una capacidad de diseño de procesar 1,615,000 barriles de petróleo crudo diario. No obstante, esta capacidad se ha visto afectada por diversos factores que se ha reflejado en la disminución de la producción nacional de petrolíferos en México poniendo en entredicho la capacidad de respuesta del país ante una emergencia energética.

Tabla 2.3 Capacidad de refinación por refinería en México (Bls/día).

Refinería	Minatitlán	Tula	Salamanca	Madero	Salina Cruz	Cadereyta
Refinación de crudo	285,000	315,000	220,000	190,000	330,000	275,000

Fuente: (Secretaría de Energía. Títulos de Permisos de Refinación de Petróleo, 2018)



Gráfica 2.3 Capacidad de diseño de procesamiento de petróleo crudo en refinadoras

Fuente: (Secretaría de Energía. Títulos de Permisos de Refinación de Petróleo, 2018)

Sin embargo, su capacidad de producción se ha visto afectada principalmente por:

- La falta de inversión de capital en la infraestructura de acuerdo con las políticas energéticas y económicas de gobiernos anteriores.
- La antigüedad de sus instalaciones que datan de 1914 hasta 1979, es decir, la más recientes tienen una antigüedad de aproximadamente 42 años.
- Exceso de personal en las plantas de proceso y en el Corporativo de la empresa, que le origina una gran carga presupuestal, así como la carga pasiva del personal jubilado.
- Intervención del sindicato de trabajadores para hacer menos eficiente a la empresa.

Estos factores han venido a contribuir a que las refinadoras se vuelvan en instalaciones ineficientes.

A continuación, se muestra el rendimiento de las refinadoras a diciembre de 2019, así como su año de inicio de operaciones y el estado que guardaba su reconfiguración, donde se puede apreciar que no todas las reconfiguraciones han contribuido a mejorar la eficiencia de las refinadoras.

Tabla 2.4 Rendimiento de operación de las refinerías en diciembre de 2019.

Refinería	Rendimiento	Año de inicio de operaciones	Estado de reconfiguración
Madero	52%	1914	Completada
Salamanca	38%	1950	Ejecución
Tula	37%	1977	Ejecución
Salina Cruz	33%	1979	Planeación
Minatitlán	30%	1956	Completada
Cadereyta	28%	1979	Completada
Promedio ponderado	35%		

Fuente: (Secretaría de Energía. Prontuario Estadístico de Petrolíferos. Diciembre 2019, 2019)

Por lo que se puede deducir que existen otros factores que han afectado la eficiencia de las refinerías, como es la cantidad y calidad del crudo que está disponible para su procesamiento en las refinerías existentes.

Estos datos de bajos rendimientos de operación de las refinerías, originan la baja producción de gasolinas, diésel y turbosina mostradas en la *Gráfica 1.2 Comportamiento de Gasolinas*, *Gráfica 1.3 Comportamiento del diésel* y *Gráfica 1.4* respectivamente. De ahí surge la necesidad de regular las actividades de medición de las refinerías, ya que las pérdidas de los volúmenes por malas mediciones o robos no detectados pueden afectar las cantidades de volumen de estos productos, que son considerados para realizar el balance energético nacional, y que en un momento dado pondrían en duda la seguridad energética del país.

Es por ello, que el gobierno mexicano ha establecido una normatividad que si bien solo dice qué debe hacerse, no ha establecido el siguiente paso, que es el cómo debe llevarse a cabo el control de los volúmenes producidos en las refinerías, para lo cual, este documento contribuirá en el desarrollo de las herramientas del control volumétrico de las mediciones y los balances.

El artículo 27 de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, establece que la Nación es propiedad de las tierras comprendidas en el territorio nacional. Asimismo, en su párrafo cuarto determina que todos los recursos naturales incluyendo el petróleo y los hidrocarburos líquidos, gaseosos y sólidos son del dominio de la Nación, y que este dominio no puede ser vendido o cedido, y que esta determinación no tiene vencimiento.

Se establece que, en el caso de exploración y extracción de petróleo e hidrocarburos, no se podrán realizar concesiones, pero se realizarán asignaciones o contratos con las Empresas Productivas del Estado (EPS) o contratos con

particulares con base a lo establecido en la Ley Reglamentaria. Asimismo, las Empresas Productivas del Estado podrán realizar contratos con particulares para poder cumplir con las asignaciones o contratos que le fueron adjudicadas.

El artículo 90 de la misma Constitución Política se establece que los negocios de la Federación se llevarán a cabo de acuerdo con la Ley Orgánica expedida por el Congreso, que en este caso se trata de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, en donde se establece la manera de distribuir dichas actividades a través de las Secretarías de Estado.

La **Ley Orgánica de la Administración Pública Federal** tiene la función de establecer la administración para la conducción de la Administración Pública Federal tanto la centralizada como paraestatal.

En los artículos 1 y 2, se emite que la Administración Pública centralizada incluye las secretarías de estado y dentro de las paraestatales están inmersos los organismos descentralizados y las empresas de participación estatal como lo es Petróleos Mexicanos.

Asimismo, se establece que cada Secretaría de Estado, tendrá un Secretario de Estado y las funciones de cada una de las áreas administrativas estarán establecidas en los reglamentos internos de cada Secretaría y será definido por el Presidente de la República.

En el artículo 26 de la Ley Orgánica se establece la creación de la Secretaría de Energía como parte del Poder Ejecutivo y en el artículo 33 se registran las funciones que tiene a su cargo dicha Secretaría, dentro de las que están incluidas:

- a) Administrar la política energética del país, incluyendo la diversificación de la energía para garantizar la seguridad energética.
- b) Llevar a cabo las funciones para garantizar el derecho de la Nación sobre el petróleo y los hidrocarburos.
- c) Promover la participación de los particulares dentro del ramo energético bajo la legislación aplicable.
- d) Llevar a cabo la planeación energética para garantizar la soberanía y seguridad energética.
- e) Otorgar, negar, modificar y revocar asignaciones o contratos para la exploración y extracción de petróleo crudo e hidrocarburos.
- f) Expedir, regular y verificar el cumplimiento de normas oficiales mexicanas para el desarrollo del sector energético.
- g) Llevar a cabo la planeación de la producción del petróleo y establecer las políticas de restitución de las reservas de hidrocarburos.

- h) Proponer la elaboración de convenios y tratados internacionales en materia de energía.
- i) Coordinar a la Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- j) Garantizar el suministro de combustibles en la República Mexicana.

En el inciso VII de este artículo, se establece que la Secretaría de Energía es la responsable de emitir los permisos para llevar a cabo las actividades de tratamiento y refinación del petróleo, por tal razón, esta Secretaría es la encargada de emitir los permisos a las diferentes refinerías para poder realizar las funciones de refinación de petróleo crudo.

Por otro lado, la **Ley de Hidrocarburos** tiene la finalidad de regular las actividades relacionadas con los productos denominados hidrocarburos, entre los que se encuentran las actividades de tratamiento y refinación del petróleo, incluyendo las actividades de transporte y almacenamiento.

Dentro de su artículo 48 se establece que para la refinación del petróleo se requerirá un permiso, así como para la exportación e importación de hidrocarburos y petrolíferos, el cual será emitido por la Secretaría de Energía.

Algunos artículos establecidos en esta Ley establecen los requisitos o condiciones necesarias para la gestión de los permisos emitidos por la Secretaría de Energía para la actividad de refinación del petróleo, lo cuáles se enlistan en la Tabla 2.5.

Tabla 2.5 Artículo de Ley de Hidrocarburos que regulan la actividad de refinación.

Artículo	Requerimiento
50	Requisitos para presentar por parte del solicitante: <ol style="list-style-type: none"> 1. Datos generales como nombre, domicilio y actividad a realizar. 2. Especificaciones técnicas. 3. Presenta garantías y seguros.
51	El solicitante debe demostrar: <ol style="list-style-type: none"> 1. Que el proyecto cumple con la normatividad aplicable y buenas prácticas nacionales e internacionales. 2. Garantía de la continuidad de la actividad de refinación.

Artículo	Requerimiento
53	Se puede llevar a cabo la cesión de los permisos siempre que sea autorizado por la Secretaría de Energía o la Comisión Reguladora de Energía, así como se establecen los tiempos para llevar a cabo dicho proceso.
54	Se establecen las causas por la cual se podrán dar por terminados los permisos, donde se incluyen las previstas en los permisos.
55	Se establece la caducidad de los permisos.
56	Se establecen las causas de revocación de los permisos dentro de los que se incluye el incumplimiento de las obligaciones o condiciones del permiso y el incumplimiento de las normas oficiales mexicanas.
57	Con la finalidad de garantizar los intereses de México, la Secretaría de Energía podrá ocupar temporalmente las instalaciones incluidas en el permiso respectivo, y lo dará a la Empresa productiva del Estado o a un tercero para la operación y control.
58	La ocupación temporal podrá llevarse a cabo de acuerdo con lo establecido en la Ley de Expropiación o cuando el permisionario incumpla sus obligaciones que no le sean imputables.
59	La Secretaría podrá intervenir las instalaciones del permisionario siempre que éste incumpla con sus obligaciones y las causas sean imputables a dicho permisionario.
121	Los solicitantes deberán entregar una evaluación de impacto social, donde se incluya los impactos sociales, acciones de mitigación y la administración de las acciones establecidas.
130	Los permisionarios serán los responsables de reparar los daños por impacto ambiental ocasionados por las actividades del permiso asignado.

Asimismo, en el artículo 80 nuevamente se vuelve a mencionar que la Secretaría de Energía es la encargada de emitir, rechazar o dejar sin efectos los permisos para la actividad de refinación del petróleo, y que tanto la Secretaría de Energía como la Comisión Reguladora de Energía establecerán las disposiciones de carácter general o dentro de los permisos, los requerimientos de almacenamiento para garantizar el suministro de hidrocarburos y petrolíferos para mantener la seguridad energética del país.

En su artículo 84, se establece que los permisionarios tienen obligaciones que deben cumplir de acuerdo con su actividad, dentro de las que destacan:

- a) Cumplir con las disposiciones aplicables para la entrega en cantidad, medición y calidad de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.
- b) Realizar las actividades con productos de procedencia lícita.
- c) Permitir la realización de verificaciones por parte de la autoridad competente.
- d) Cumplir con la normatividad emitida por la Secretaría de Energía, Secretaría de Hacienda y Crédito Público, la CRE y la Agencia.

El incumplimiento a lo establecido en los permisos se sancionará por parte de la Secretaría de Energía en materia de refinación de petróleo con base en lo establecido en el artículo 86.

En el **Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos**, se regulan todos los permisos relacionados con actividades que no están consideradas dentro de las actividades de exploración y extracción de petróleo.

En el artículo 6 de este reglamento, se establece que se requiere un permiso para la actividad de refinación, asimismo en los artículos 4 y 9, se establece que la Secretaría de Energía es la encargada de emitir y supervisar los permisos de refinación de petróleo.

A continuación, se enumeran en la Tabla 2.6 otros artículos del mismo reglamento relacionado con los permisos de la refinación del petróleo:

Tabla 2.6 Artículos del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos relacionados con los permisos de refinación.

Artículo	Requerimiento
11	Establece la vigencia de los permisos, el cual será de 30 años, y éste podrá ser ampliado hasta por 15 años más a solicitud del permisionario.
15	Definición de la actividad de refinación.
17	Los permisos se otorgan a una instalación y a una capacidad de producción establecida.
18	Los permisionarios son responsables de la medición y calidad de los productos conforme a las Normas Oficiales Mexicanas vigentes.
44, 45 y 46	Establece el mecanismo para la solicitud de los permisos, así como las modificaciones al mismo.

Artículo	Requerimiento
51	Estipula los puntos que deben tener los permisos.
52	Establece que los permisionarios deben contar con los seguros de daños vigentes.
53	Establece que el permisionario es el encargado de realizar la medición y determinar los volúmenes y calidad de los productos que produzcan, cumpliendo con las NOM's aplicables.
54	Los permisionarios deberán entregar la información que le solicite la Secretaría de Energía, así como ésta emitirá las especificaciones técnicas que deben cumplir los proyectos y la manera en que se deberán realizar las mediciones de volumen y calidad de los productos.
55	Se deberá demostrar que los productos manejados en las actividades de refinación son de procedencia lícita.
56	El permisionario debe demostrar que los equipos utilizados en la actividad de refinación incluidos en los permisos son de su propiedad o son de procedencia lícita.
59	La Secretaría podrá solicitar por escrito al permisionario su responsabilidad respecto a la información técnica y económica presentada a dicha Secretaría.

Considerando lo establecido en el artículo 33 de la “Ley Orgánica de la Administración Pública Federal” donde se definen las funciones de la Secretaría de Energía, el artículo 48 y 80 de la “Ley de Hidrocarburos” y los artículos 4 y 9 del “Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos”, la Secretaría de Energía es la encargada de emitir los permisos para la actividad de refinación de petróleo, es decir, los permisos de las actividades fundamentales de las refinerías.

Es por todo esto, que la Secretaría de Energía emitió en junio de 2015, seis permisos de refinación de petróleo a Pemex Refinación con un periodo de actividades de 30 años.

De acuerdo con el artículo 22 del **Reglamento Interno de la Secretaría de Energía**, corresponde a la Dirección General de Petrolíferos, entre otras funciones de:

1. Aplicar la normatividad vigente que regula la actividad del tratamiento y refinación del petróleo, así como la exportación e importación de petróleo y petrolíferos.
2. Proponer los niveles mínimos de almacenamiento de petróleo y petrolíferos.

3. Requerir información a los permisionarios de las actividades de tratamiento y refinación de petróleo, así como la exportación e importación de petróleo y petrolíferos.

Asimismo, en el artículo 8 del mismo reglamento se establece que las Direcciones Generales son las encargadas de emitir, modificar, cancelar y vigilar el cumplimiento de las normas oficiales mexicanas (NOM) dentro del ámbito de su competencia.

Por tal razón, es responsabilidad de la Dirección General de Petrolíferos emitir las NOM aplicables a las actividades de la refinación del petróleo.

Por otro lado, la Secretaría de Energía emitió las **Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los formatos y especificaciones de los requisitos a que se refieren los artículos 50, 51 y 121 de la Ley de Hidrocarburos para el otorgamiento de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural**, donde se establecen los requisitos que deben cumplir los interesados a realizar las actividades de refinación de petróleo.

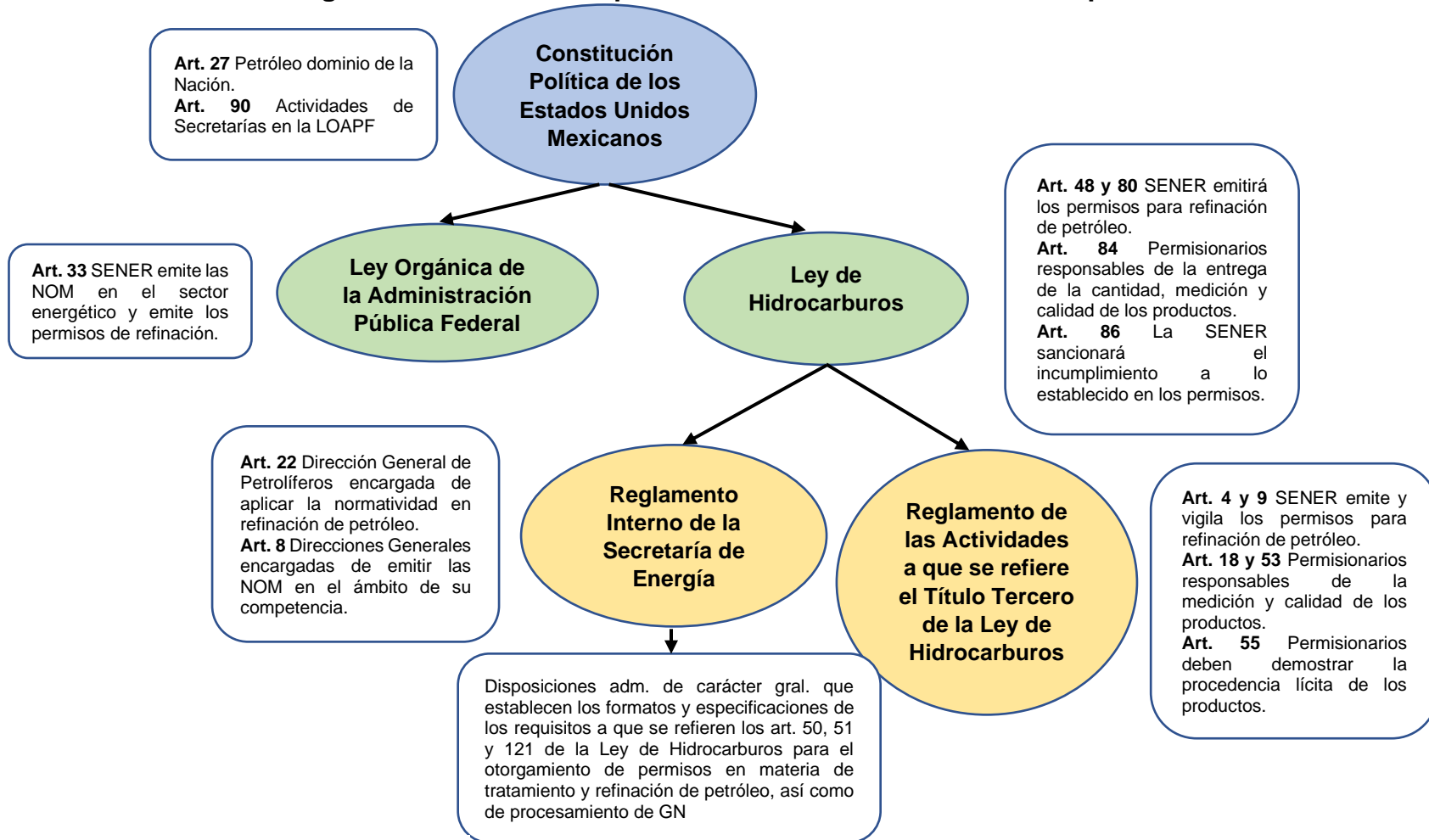
Por todo lo anterior, la Secretaría de Energía es la encargada de regular las actividades del tratamiento y refinación del petróleo, por lo que dentro de sus funciones tiene la de emitir y supervisar estas actividades a través de la emisión de los permisos para estas actividades.

Estos permisos para la refinación del petróleo están regulados a través del **Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos** y de las **Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los formatos y especificaciones de los requisitos a que se refieren los artículos 50, 51 y 121 de la Ley de Hidrocarburos** emitidas por la Secretaría de Energía.

En la figura 2.1, se presenta un esquema de la regulación que rige a la actividad de refinación con la finalidad de mostrar un resumen de dicha regulación que le haga al lector más fácil su comprensión.

Con la regulación mexicana descrita en este subcapítulo, se tiene una perspectiva general de la manera en que el Estado Mexicano lleva a cabo la regulación de las refinerías en México, lo cual nos dará la pauta para conocer cuáles son las áreas de gobierno que deben o deberían llevar a cabo la emisión, control y verificación del cumplimiento de la normatividad aplicable a las actividades de la refinación de petróleo crudo, que como ya se dijo depende de la Secretaría de Energía.

Figura 2.1 Normatividad para la actividad de la refinación del petróleo



Fuente: Elaboración propia con información pública.

2.3 Normatividad actual aplicable a las refinerías para la realización de los balances y las mediciones de productos.

Previamente se destacaron los artículos de los diferentes documentos oficiales que regulan la emisión de los permisos para las actividades del tratamiento y refinación del petróleo, donde en algunos de esos artículos se establece alguna normativa relativa a la medición de los volúmenes de los productos producidos.

En el artículo 84 de la Ley de Hidrocarburos, se declara que el permisionario tiene obligaciones que cumplir ante la Secretaría de Energía, como la entrega de las cantidades de volumen y calidad de productos que maneja, incluidos los hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos. Pero no solo eso, sino también deben cumplir con la calidad de los productos, de acuerdo con las disposiciones legales vigentes.

Asimismo, en el artículo 18 y 53 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, se establece la responsabilidad del permisionario para realizar las mediciones de volumen y calidad de los productos manejados.

Con base en estos artículos, es responsabilidad del que realiza la actividad de refinación, llevar a cabo las mediciones de volumen y calidad de los productos de acuerdo con la normatividad vigente, pero la pregunta sería ¿cuál es la normatividad vigente?

Con base en el artículo 16 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, la Secretaría de Energía es la encargada de emitir las Normas Oficiales Mexicanas para el desarrollo energético del país. Asimismo, en el artículo 54 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos, se establece que dicha Secretaría emitirá las especificaciones que deben cumplir los proyectos de refinación, así como, la manera de realizar las mediciones de los productos manejados.

Finalmente, en el Reglamento Interno de la Secretaría de Energía se define la responsabilidad de la Direcciones Generales de emitir las normas oficiales mexicanas en el ámbito de su competencia, siendo la Dirección General de Petrolíferos la encargada de las actividades del tratamiento y refinación del petróleo.

En el anexo B de las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los formatos y especificaciones de los requisitos a que se refieren los artículos 50, 51 y 121 de la Ley de Hidrocarburos para el otorgamiento de permisos

en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural, se establece que las especificaciones de diseño de las instalaciones o equipos deben estar de acuerdo con las normas oficiales mexicanas, las normas mexicanas, normas de referencia o normas de Petróleos Mexicanos.

En caso de que no se cuente con regulación nacional se podrá hacer referencia a la normatividad internacional o a las mejores prácticas internacionales, para lo cual se tendrá que relacionar la normatividad y ser avalados por un tercero. Esta normatividad deberá estar reconocida por el gobierno mexicano o establecidos en los tratados internacionales.

Asimismo, en los permisos emitidos por la Secretaría de Energía a Pemex Transformación Industrial para las actividades de refinación de petróleo en sus 6 refinerías, se establecen las obligaciones de esta empresa productiva del estado para llevar a cabo las actividades establecidas en dichos contratos.

Dentro de esas obligaciones se determina en el punto décimo dentro del rubro de términos y condiciones, que el permisionario tiene la responsabilidad de llevar a cabo la medición y calidad de los productos obtenidos de la actividad de la refinación del petróleo.

Asimismo, se establece que la medición y calidad de los productos se debe llevar conforme a lo establecido en las normas oficiales mexicanas, así como llevar una bitácora donde se registre la cantidad de producción con base en las mediciones de volumen y de la calidad de los productos manejados.

El cumplimiento de la medición con base en las normas oficiales mexicanas está establecido en el punto undécimo de los permisos para la refinación de petróleo, no obstante, el incumplimiento a la medición de volumen y calidad con base en las NOM's vigentes será motivo de la anulación del permiso tal y como lo establece tanto el permiso en su punto decimosexto y los artículos 56 y 86 de la Ley de Hidrocarburos.

Por lo anterior, las normas oficiales mexicanas existentes relacionadas con la calidad de los productos producidos tanto en las refinerías como en los complejos petroquímicos son:

- NOM-014-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petroquímicos. En esta se establece los requisitos de calidad que deben cumplir los productos petroquímicos que se produzcan en México, así como los que se importen al

territorio nacional, dentro de los que están considerados son etano, propano, mezcla de butanos.

- NOM-016-CRE-2016, Especificaciones de calidad de los petrolíferos. En esta norma se establecen los requisitos de calidad que deben cumplir los petrolíferos que se comercializan en el territorio nacional tanto los producidos internamente como los de importación, como lo son las gasolinas incluyendo las primarias, los diferentes tipos de diésel, turbosina, gas avión, combustóleo y gas LP.

Con estas dos normas oficiales queda muy claro los requisitos de calidad que deben cumplir los productos producidos tanto en las refinerías como en los complejos petroquímicos, en donde las empresas se deben ajustar a lo establecido en esta normatividad.

A continuación, se enlistan las normas oficiales mexicanas relacionadas con la medición de los productos:

- NOM-005-SCFI-2017. “Instrumentos de medición-sistema para medición y despacho de gasolina y otros combustibles líquidos con un gasto máximo de 250 l/min-especificaciones, métodos de prueba y de verificación”. Esta norma establece todos los requisitos de medición que deben cumplir los equipos e instrumentos que despachan gasolina y otros combustibles, no obstante, se refiere específicamente a la venta de combustibles con destino del consumidor final, como son las estaciones de servicio.
- NOM-006-ASEA-2017, “Especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo, excepto para gas licuado de petróleo”.

Esta norma oficial mexicana tiene como objetivo establecer los requisitos para el diseño, construcción, operación y desmantelamiento de instalaciones destinadas al almacenamiento terrestre de petrolíferos y petróleo, incluyendo los requisitos de diseño de la recepción y entrega por ductos haciendo referencia a la RES/811/2015 donde se establecen las especificaciones de medición del almacenamiento, recibo y entrega por ductos y venta de petrolíferos, sin embargo, en el campo de aplicación de la NOM en comento,

se establecen las excepciones a ésta donde se incluyen las actividades de almacenamiento de los petrolíferos y petróleo dentro de una refinería.

Por esta razón, esta norma no podría aplicarse por lo menos en la etapa de almacenamiento del proceso de producción de petrolíferos y petróleo crudo. Las disposiciones establecidas en la resolución 811 de 2015 de la Comisión Reguladora de Energía, son requisitos que deben cumplir aquellas empresas que cuenten con un permiso para el almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos. El inconveniente que se presenta es que las refinerías no cuentan con un permiso emitido por la CRE y, por lo tanto, no le aplica dicha normatividad.

- NOM-015-SECRE-2013, en esta norma oficial mexicana se establecen los requisitos para las instalaciones vinculadas a los sistemas de transporte de gas LP en los temas de diseño, mantenimiento, construcción, operación y seguridad, donde se establece que el almacenamiento de dicho producto debe cumplir con lo establecido en la NOM-009-SESH-2011, donde se indica que los recipientes deben contar con un medidor de nivel. No obstante, en ninguno de los documentos se establece la manera en que se deberá llevar el control metrológico de los instrumentos para asegurar una correcta medición del producto manejado.
- NOM-046-SCFI-1999, instrumentos de medición-cintas métricas de acero y flexómetros. En esta norma se establecen los requisitos que deben cumplir las cintas métricas utilizadas para llevar a cabo mediciones lineales, estableciendo sus tolerancias en la precisión de las longitudes, así como sus métodos de prueba.

Algunos proyectos de normas que están en proceso de autorización son:

- PROY-NOM-010-SCFI-2017, instrumentos de medición-instrumentos para pesar de funcionamiento no automático-requisitos técnicos y metrológicos, métodos de prueba y de verificación. En esta norma se establecen los requisitos metrológicos que deben cumplir los equipos utilizados para llevar a cabo el pesaje de productos, como lo pueden ser las básculas utilizadas para documentar los productos que no cuentan con medición en línea.
- PROY-NOM-014-SCFI-2017, medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o L.P. en estado gaseoso-Especificaciones, métodos de prueba y de verificación. Esta norma establece los requisitos para el uso de medidores de desplazamiento positivo, los cuáles son muy

usados en Petróleos Mexicanos, el único inconveniente es que dicho proyecto de norma está enfocado a la medición de gas LP en estado gaseoso con capacidad máxima de 10 m³/h, y generalmente la medición realizada en Pemex, se lleva a cabo en el estado líquido.

- NOM-018-ASEA-2016, especificaciones de protección ambiental durante la construcción, mantenimiento mayor y abandono de sistemas de transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales. En este proyecto de norma se establecen los requisitos técnicos para la protección ambiental a cumplir durante la construcción, operación y mantenimiento de ductos que transportes hidrocarburos y petrolíferos tanto en estado líquido como gaseoso.
- PROY-NOM-198-SCFI-2017, instrumentos de medición-sistemas de pesaje y dimensionamiento dinámico vehicular-requisitos técnicos y especificaciones. Se establecen los requisitos que deben cumplir los equipos destinados a realizar el pesado de vehículos que incluyan un tractocamión y semirremolque, ya sea uno o dos donde se establecen los errores máximos permisibles durante el pesado.

Como se puede apreciar, las normas oficiales mexicanas existentes no son aplicables en su totalidad para el control de los volúmenes de los productos que se manejan en las refinerías, ya que la que más puede estar dirigida a este tema es la norma NOM-006-ASEA-2017, sin embargo, como ya se dijo en sus excepciones se incluye el almacenamiento de productos que se encuentran dentro del proceso de la refinación.

Es importante comentar que existen otras normas que se pueden aplicar en una pequeña parte a los procesos de medición de refinerías como es la norma NOM-015-SECRE-2013 donde se establece que los recipientes de almacenamiento de gas LP deben contar con su sistema de medición, o la norma NOM-046-SCFI-1999 donde se establecen los requisitos de las cintas métricas de medición, que en las refinerías son utilizadas para llevar a cabo las mediciones manuales de los tanques de almacenamiento.

Por otro lado, la Norma Mexicana NMX-CC-10012-IMNC-2004 “Sistemas de gestión de las mediciones – Requisitos para los procesos de medición y los equipos de edición”, tiene como objeto determinar los requisitos generales para el control metrológico de los sistemas de medición, así como asegurar la confirmación

metrológica de los equipos que no es más que asegurar que el equipo a utilizarse en la medición sea el adecuado para el uso que se le va a dar.

La Norma Mexicana NMX-CC-19011-IMNC-2012 “Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión”, nos establece los requisitos necesarios para llevar a cabo auditorías a los sistemas de gestión, donde se incluyen los sistemas de gestión de las mediciones mencionadas en el párrafo anterior.

De acuerdo con lo que se ha visto, no existe normatividad completa para llevar a cabo el control de la medición de los productos manejados en las refinerías, y, por lo tanto, tampoco se cuenta con una forma precisa de realizar los balances para poder determinar los sobrantes o faltantes.

Podemos preguntarnos si existe alguna normatividad que pueda adaptarse a las mediciones y balances en refinerías, para lo cual la Ley de Hidrocarburos establece cuáles son las instancias encargadas de llevar a cabo la regulación de cada una de las actividades de la cadena de producción de petrolíferos, la cual se lista en la Tabla 2.7.

Tabla 2.7 Instancias encargadas de llevar a cabo la regulación de cada una de las actividades de la cadena de producción de petrolíferos.

Artículo	Regulador	Texto
43	Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)	“... h) La medición de la producción de Hidrocarburos, ...”
80	Secretaría de Energía (SENER)	I. Regular y supervisar... a) El tratamiento y refinación de Petróleo. b) ...
81	Comisión Reguladora de Energía (CRE)	I. Regular y supervisar... a) Transporte y Almacenamiento de Hidrocarburos y Petrolíferos b) ...

Fuente: Elaboración propia con información pública

Por tal razón cada uno de los reguladores se dio a la tarea de emitir la regulación para el control de las mediciones de acuerdo con lo que se resume en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8 Documentos regulatorios de los sistemas de medición.

Regulador	Proceso regulado	Documento
Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)	Producción de hidrocarburos (petróleo crudo)	Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos.

Regulador	Proceso regulado	Documento
Comisión Reguladora de Energía (CRE)	Almacenamiento de petrolíferos como lo son gasolinas, diésel y turbosina.	Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Medición Aplicables a la Actividad de Almacenamiento de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos.
Comisión Reguladora de Energía (CRE)	Transporte de petrolíferos como los son gasolinas, diésel y turbosina.	Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Medición Aplicables a la Actividad de Transporte por Ducto de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.

Fuente: Elaboración propia con información pública

Como se puede apreciar existe la normatividad para el control del primer proceso de la cadena de valor como es la producción o extracción de petróleo crudo, así como el transporte y el almacenamiento de los petrolíferos y petróleo crudo, sin embargo, el único inconveniente de la normatividad de estos últimos procesos es que incluye el control de la medición y balances de las instalaciones donde los permisionarios cuentan con un permiso emitido por la Comisión Reguladora de Energía.

Por otro lado, antes de la reforma energética de 2013, el único encargado posible de llevar a cabo la refinación de petróleo era Petróleos Mexicanos, el cual contaba con una serie de procedimientos y acuerdos de medición internos para llevar a cabo esta actividad. No obstante, la elaboración de los balances resultaba un tanto ambigua, por lo que cada empresa de Pemex definía como realizar sus balances y la manera de llevarlo a cabo, estableciendo sus procedimientos internos, lo cual, permitía que cada una de las empresas llevara a cabo sus balances y sus controles de la manera que ellos definieron y no existía una manera homogénea de realizar dicha actividad.

Hoy en día existen en Petróleos Mexicanos Políticas en Materia de Medición y Balances, donde se establece cada una de las actividades a realizar para llevar el control metrológico de las mediciones, así como la manera de realizar los balances y el establecimiento de controles, en todos los tipos de instalaciones de Pemex como son Refinerías, Terminales de Almacenamiento y Despacho, Terminales de Almacenamiento y Servicios Portuarios, Sistemas de Ductos, Centros Procesadores de Gas, Plataformas, Complejos Petroquímicos, entre otros.

Sin embargo, a pesar de contar con esta normatividad interna, existen algunos inconvenientes que pueden llevar a no tener el control de los inventarios y/o

producciones de petrolíferos dentro de los procesos de las refinerías, los cuáles pueden ser:

- Falta de control en empresas que se dediquen a la refinación del petróleo y que no sean parte de Petróleos Mexicanos.
- Incumplimiento de la normatividad interna de Pemex si la prioridad de la empresa es producir por encima de cualquier otro factor.
- Falta de homologación en el cálculo de los volúmenes producidos y manejados en cada una de las refinerías.
- Desconocimiento real de los volúmenes producidos e inventarios.
- Mala planeación de los proyectos o acciones a seguir para definir la política energética del país.
- Desconocimiento del mercado ilícito de combustible real dentro de las instalaciones de las refinerías.

Por todo lo anterior, es indispensable contar con una normatividad oficial mexicana que sea obligatoria para los que realizan las actividades de medición y balances, con la finalidad de llevar a cabo el control de los productos que son elaborados y manejados por las refinerías, ya sea por parte de Petróleos Mexicanos o privados.

Por otro lado, la Ley de Infraestructura de la Calidad que sustituyó a la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, establece la manera en que se debe realizar y el procedimiento para autorizar las normas oficiales mexicanas, así como quien debe llevar a cabo su presentación.

Asimismo, se establece la existencia del Centro Nacional de Metrología (CENAM), quien podrá contribuir en la elaboración de las normas oficiales mexicanas, así como ser la encargada de mantener los patrones nacionales para la trazabilidad de las distintas mediciones y podrá llevar a cabo los servicios de calibración de equipos de medición.

En el Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, se establece a detalle los puntos que deben contener las normas oficiales mexicanas, así como la regulación en cuanto a los informes y trazabilidad de las calibraciones de los equipos.

En la Figura 2.2 se muestra la manera en que está regulada la cadena de producción de petrolíferos en México.

En este subcapítulo hemos visto que la normatividad actual, así como los permisos de refinación, obligan al permisionario a llevar a cabo las mediciones, así como presentar informes ante la Secretaría de Energía de los volúmenes producidos y almacenados.

Dichas mediciones deben llevarse a cabo mediante las normas oficiales mexicanas, las normas mexicanas, normas de referencia o normas de Petróleos Mexicanos, sin embargo, la normatividad actual solo nos presenta de una manera general de qué se debe hacer, pero no existe normatividad que nos indique cómo, dónde y cuándo se deben llevar a cabo las actividades para el control de las mediciones y la elaboración de los balances.

Sin embargo, podemos considerar algunos documentos normativos aquí mencionados como guía para el desarrollo de las actividades de elaboración y control de las actividades de medición y elaboración de balances.

2.4 Normatividad aplicable para presentar los reportes de volúmenes o resultados de producción de refinerías.

Derivado de la entrada en vigor de la reforma energética de 2013, la empresa Pemex Refinación se vio en la necesidad de realizar los trámites para obtener los permisos que les permitieran a sus seis refinerías operar de acuerdo con las nuevas reglas de la mencionada reforma.









Por tal motivo, la Secretaría de Energía emitió los permisos correspondientes a cada una de las refinerías, sin embargo, con motivo de la reestructuración de Petróleos Mexicanos, se creó la empresa productiva del estado denominada Pemex Transformación Industrial de la cual dependen las refinerías existentes, emitiéndose para su operación seis permisos de refinación de petróleo, con las siguientes características mostradas en la tabla 2.9 Permisos y capacidad de procesamiento de las refinerías.

Tabla 2.9 Permisos y capacidad de procesamiento de las refinerías.

Refinería	Permiso	Capacidad de procesamiento (Barriles/día)
Salina Cruz "Ing. Antonio Dovalí Jaime"	SENER-REF-005-2018	330,000
Minatitlán "General Lázaro Cárdenas"	SENER-REF-003-2018	285,000
Tula "Miguel Hidalgo"	SENER-REF-001-2018	315,000
Salamanca "Antonio M. Amor"	SENER-REF-002-2018	220,000
Madero "Francisco I. Madero"	SENER-REF-004-2018	190,000
Cadereyta "Ing. Héctor R. Lara Sosa"	SENER-REF-006-2018	275,000

Fuente: (Secretaría de Energía. Títulos de Permisos de Refinación de Petróleo, 2018)

Figura 2.2 Cadena de producción de petrolíferos en México.

Regulador	Actividad	Regulación en medición
 Comisión Nacional de Hidrocarburos	 Extracción de crudo	Lineamientos técnicos en materia de medición de hidrocarburos
 SECRETARÍA DE ENERGÍA	 Refinación de crudo	Sin regulación
 COMISION REGULADORA DE ENERGIA	 Transporte	Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Medición Aplicables a la Actividad de Transporte por Ducto de Hidrocarburos, Petrolíferos y Petroquímicos.
 COMISION REGULADORA DE ENERGIA	 Almacenamiento	Disposiciones Administrativas de Carácter General en Materia de Medición Aplicables a la Actividad de Almacenamiento de Petróleo, Petrolíferos y Petroquímicos.

Fuente: Elaboración propia con información pública.

Dentro de estos permisos se establece que es responsabilidad del permisionario realizar la medición del volumen y de la calidad de los productos que se manejan y producen en las instalaciones incluidas en los permisos mencionados.

Asimismo, se establece que cualquier incumplimiento a las obligaciones establecidas en dichos permisos es motivo de revocación de dichos documentos.

Dentro de dichos permisos se establece que las refinerías deben entregar información a la Secretaría de Energía correspondiente a los temas de importaciones de insumos (miles de barriles diarios MBD), producciones (MBD), ventas (MBD) e inventarios (Barriles) de manera semanal los cuáles deben ser entregados como un promedio diario de sábado a viernes, y ser entregado a las 12:00 h en el siguiente día hábil.

En el caso de una emergencia, el reporte semanal se volverá diario con la finalidad de contar con la información oportuna para la toma de decisiones.

Esta información obedece a lo establecido en la “Política Pública de Inventarios Mínimos de Petrolíferos”, donde México ha determinado para mantener la seguridad energética del país, que los comercializadores que venden a estaciones de servicio mantengan inventarios mínimos de 5 días de ventas a partir de 2020 y de 8 días a partir de 2022.

Los productos que están considerados como reportables son las gasolinas, diésel, turbosina, combustóleo y gas avión. Es importante comentar que los días mínimos de almacenamiento podrán variar dependiendo de la región del país de que se trate.

Con estos reportes de importaciones, producción, ventas e inventarios, México a través de la Secretaría de Energía podrá realizar el balance general de combustibles entre la oferta y la demanda con la finalidad de asegurar el suministro de combustibles en caso de presentarse algún desbalance, garantizando la seguridad energética del país.

La forma en que el país garantizará el suministro de los combustibles ante una emergencia se establece en el artículo 57 de la Ley de Hidrocarburos, donde se menciona que la autoridad que emita los permisos podrá ocupar temporalmente o intervenir las instalaciones de los permisionarios y contratará a empresas productivas del Estado o terceros para garantizar la continuidad de las operaciones, salvaguardando los derechos de terceros.

Por todo esto, se debe contar en cada una de las instalaciones obligadas a presentar los reportes de inventarios, producciones y ventas, los equipos e instrumentos, así como las buenas prácticas internacionales para garantizar la medición de los productos que se producen o manejan en dichas instalaciones, para que la Secretaría de Energía cuente con los datos más confiables para realizar los balances precisos.

Asimismo, en el Anexo 30 de la Resolución de la Miscelánea Fiscal para 2019 (SHCP, 2020) se establecen las especificaciones que deben cumplir los programas y equipos utilizados para llevar el control volumétrico de hidrocarburos y petrolíferos, donde éstos deben estar configurados para generar reportes diarios y mensuales.

Se especifica que se debe cuantificar el volumen de los hidrocarburos o petrolíferos con sistemas de medición que cumplan con los requisitos metrológicos que garanticen el uso que se les está dando, es decir, que cada uno de los equipos o sistemas de medición cumpla con su confirmación metrológica.

Entre los puntos relacionados con la refinación que establece este anexo en su punto 30.5, se encuentran los siguientes:

1. Se debe contar con sistemas que proporcionen los volúmenes de operaciones como producciones, recibos y bombeos que se realizan en la instalación, así como las existencias de productos.
2. Instalar medidores en entradas, salidas y almacenamiento.
3. Seleccionar medidores de acuerdo con los requisitos metrológicos establecidos por la normatividad.
4. Contar con un sistema de gestión de la medición.
5. Cumplir con la normatividad de la CNH, DACG de la CRE y normatividad de los proveedores de los equipos.
6. Requisitos que debe cumplir la medición dinámica y estática.

En este subcapítulo se puede apreciar la importancia de cumplir con la entrega de la información adecuada y oportuna de los volúmenes producidos y almacenados de petrolíferos en las refinerías, que en caso de no cumplirse puede ponerse en riesgo la revocación del permiso y por consiguiente la operación de la refinería.

Es por ello, que se vuelve fundamental llevar a cabo el cumplimiento de lo establecido en los permisos de refinación, así como proporcionar la información adecuada para contribuir en la seguridad energética del país.

Capítulo 3. Esquema regulatorio.

En capítulos anteriores se describió la necesidad de contar con una regulación en materia de medición y balances para refinerías, así como, se describió la normatividad que podría aplicarse a dichas instalaciones.

Ahora es necesario y primordial determinar el alcance que deberá tener la normatividad propuesta ya que las actividades de una refinería son considerables, no obstante, para temas de control de los productos que se consideran más importantes para la seguridad energética, se requiere la determinación de los puntos importantes a controlar.

Es fundamental definir la instancia que deberá emitirla y la manera en que debe ser supervisado su cumplimiento, así como, se desarrollará una propuesta para evaluar su cumplimiento.

3.1 Objetivo de la normatividad en refinerías.

En los capítulos anteriores se ha detallado la regulación que existe para el control de las actividades de refinación en México, especificando la regulación de la emisión de los permisos, de la presentación de los reportes de inventarios y los requisitos a cumplir en cada uno de los puntos de medición.

Asimismo, también se ha visto que, cada uno de los puntos de la cadena de producción de petrolíferos, está regulada normativamente por los reguladores como son la Comisión Nacional de Hidrocarburos para la extracción de crudo y la Comisión Reguladora de Energía para el transporte y el almacenamiento de petrolíferos.

Sin embargo, para la actividad de refinación no existe una normatividad clara y directa para regular los puntos de medición y elaboración de balances, si bien es cierto que existen diversos documentos normativos que permiten llegar a regular alguna de esas actividades, se requiere un documento que nos permita contar con la normatividad que nos permita conocer las existencias reales, así como la producción y las operaciones a detalle de cada una de las refinerías.

Las refinerías existentes están reguladas por una normatividad interna de Petróleos Mexicanos denominada Políticas y Lineamientos en Materia de Medición y Balances, las cuales están creadas con base en la normatividad interna de Pemex y las Disposiciones Administrativas de Carácter General para las actividades de almacenamiento y transporte, emitidas por la Comisión Reguladora de Energía

(CRE), sin embargo, esta última normatividad sólo es aplicable a los permisionarios que operen con permisos de esa Comisión, lo que nos complica su aplicación en las actividades de las refinerías ya que sus permisos están emitidos por la SENER.

Es por ello, que existe la necesidad de contar con una normatividad que nos permita regular la manera de medir y cuantificar los volúmenes de los productos con que operan las refinerías, definiendo los puntos de medición, las características de la medición, los requisitos que deben cumplir, así como los controles estadísticos que se deben llevar a cabo para determinar si el proceso de medición se encuentra bajo control, o si es necesario tomar acciones para controlar dicho proceso.

La normatividad para desarrollar debe contar con los elementos suficientes para controlar tanto la medición como la elaboración de los balances, para que los reportes diarios y mensuales que son enviados al ente regulador sean confiables y cuenten con los soportes técnicos que emitan los sistemas de medición.

Esta normatividad debe ser emitida por el órgano regulador que nos permita normar a todas y cada una de las empresas que realizan la actividad de refinación, incluyendo a empresas privadas y del Estado.

Entre los puntos que se deben regular son:

1. Medición dinámica como son los recibos de productos, entrada de plantas de proceso, producciones (salida de las plantas de proceso) y bombeos a ductos, terminales, buquetanques y Terminales de Almacenamiento y Servicios Portuarios.
2. Medición estática como es la medición en los tanques de almacenamiento y, en su caso, en tanques de proceso.
3. Elaboración de balances.
4. Establecimiento de controles estadísticos entre los procesos de medición.
5. Establecimientos de controles estadísticos de los resultados de los balances.

Las refinerías cuentan con el manejo de diversos productos como son el petróleo crudo, MTBE, gasolinas convencionales, gasolinas terminadas, diésel, turbosina, gas licuado del petróleo (Gas LP), combustóleo, gasóleo, entre otros.

Sin embargo, al tratar de realizar una normatividad para todos los procesos y cada uno de los productos, obtendríamos una normatividad muy amplia y compleja de aplicar, que resultaría en una normatividad que por cuestiones prácticas sería muy difícil de implementar, por lo menos en las refinerías que actualmente existen.

No obstante, se requiere contar con una normatividad que nos permita regular los productos que son considerados como fundamentales para asegurar la seguridad energética de México, por lo que, nos enfocaremos en desarrollar una normatividad para regular y controlar las operaciones, producciones e inventarios de gasolinas (regular 87 octanos y premium 91 octanos), diésel y turbosina.

Al regular estas actividades contaremos con las herramientas para tener información confiable de los volúmenes de los petrolíferos, que son necesarios para mantener en movimiento a una buena parte de la cadena de producción del país.

La normatividad que se desarrolle debe contar con los elementos necesarios para garantizar:

- a) Medición confiable de los volúmenes de productos petrolíferos que ingresan a la refinería para la producción de petrolíferos o almacenamiento.
- b) Medición confiable de la producción de petrolíferos en cada uno de los procesos de la refinería.
- c) Medición confiable de los inventarios en los tanques de almacenamiento.
- d) Medición confiable en la salida de los petrolíferos de las instalaciones de la refinería.
- e) Elaboración de balances que nos permita conocer los sobrantes y faltantes, así como la definición de sus límites de control.

Por lo anterior se propone el siguiente objetivo:

Establecer las especificaciones y requisitos metrológicos que deben cumplir los equipos de medición y los métodos de elaboración de balances de gasolinas, diésel y turbosina, que se utilizan en las instalaciones que realizan la actividad de refinación en el territorio de los Estados Unidos Mexicanos.

Con esta regulación se podrá garantizar que la información utilizada para evaluar si el país tiene garantizada su seguridad energética es confiable, y que se pueden determinar las acciones adecuadas para que el país siga creciendo de una manera segura.

Asimismo, se podrá contar con las herramientas adecuadas para detectar si en las instalaciones de las refinerías se están llevando a cabo actos ilícitos que estén afectando la economía del país.

3.2 Requerimientos normativos.

En el punto 3.1, se desarrolló la necesidad de contar con una normatividad que nos permita regular las actividades de las refinerías, con el propósito fundamental de tener el control de la producción, almacenamiento y comercialización de los petrolíferos como las gasolinas, diésel y turbosina.

Dentro de los productos considerados como esenciales para la seguridad energética están incluidos estos tres productos mencionados, así como el gas avión y el combustóleo.

Sin embargo, el gas avión ya no se produce en México principalmente por la baja rentabilidad de la producción, ya que, el volumen que se consume es muy poco y no resulta muy atractivo su producción en las refinerías mexicanas.

Este producto se importa del extranjero y se comercializa por empresas privadas independientes a Petróleos Mexicanos.

El combustóleo es un producto que resulta de la refinación del crudo en las refinerías, es decir, los residuos de la refinación compuesto por hidrocarburos pesados. En 2020, se produjeron 176,000 barriles/día (Secretaría de Energía. Sistema de Información Energética con información de Petróleos Mexicanos.) en las refinerías mexicanas, sin embargo, este producto se comercializa hoy en día una parte a las refinerías de Estados Unidos quienes cuentan con la infraestructura para volver a procesar estos hidrocarburos y, obtener gasolinas y diésel, y por otro lado se comercializa en los países asiáticos (Solís, 2021).

La razón principal de que el combustóleo no se procese en las refinerías mexicanas se debe a la falta de infraestructura adecuada para su proceso, no obstante, la mitad de las 6 refinerías cuentan con coquizadoras¹, que permiten el proceso de este producto y se encuentra en proyecto la reconfiguración y/o modernización de las instalaciones del resto de las refinerías para optimizar el proceso (Murrieta, 2021). Por lo que, en un futuro no será necesario llevar el control tan detallado de este producto, ya que su producción y su consumo disminuirá y no se requerirá una medición tan rigurosa.

¹ Coquizadora, de acuerdo con el Instituto Mexicano del Petróleo una coquizadora es una de las plantas más importantes de la refinería, ya que estas reciben los residuos de la destilación combinada y a través de condiciones adecuadas de presión y temperatura se rompe y modifica la estructura molecular de los hidrocarburos para volverlos en productos ligeros de mayor valor comercial como pueden ser gas combustibles, propano-propileno, naftas, coque, entre otros. (Instituto Mexicano del Petróleo, 2019)

Estos escenarios nos permiten orientarnos en una normatividad que se enfocará en la regulación de las gasolinas, diésel y turbosina en el recibo, almacenamiento y traspaso en las refinerías.

Es por ello, que los puntos fundamentales a revisar serán los recibos de estos productos en las refinerías que son enviadas principalmente de las siguientes instalaciones:

- Terminales de Almacenamiento y Servicios Portuarios.
- Sistemas de transporte por ducto.

El segundo punto para controlar es el abastecimiento de la producción de las plantas de la refinería, las cuáles obtienen su volumen mediante balances energéticos calculando el volumen de producción con base en la ley de la conservación de la energía, es decir, balance a cero.

El tercer punto fundamental, es el almacenamiento o inventarios de producto, ya que en esta etapa se almacena todo lo que se recibe y se produce, y de este dato dependerán las acciones a tomar para garantizar la seguridad energética.

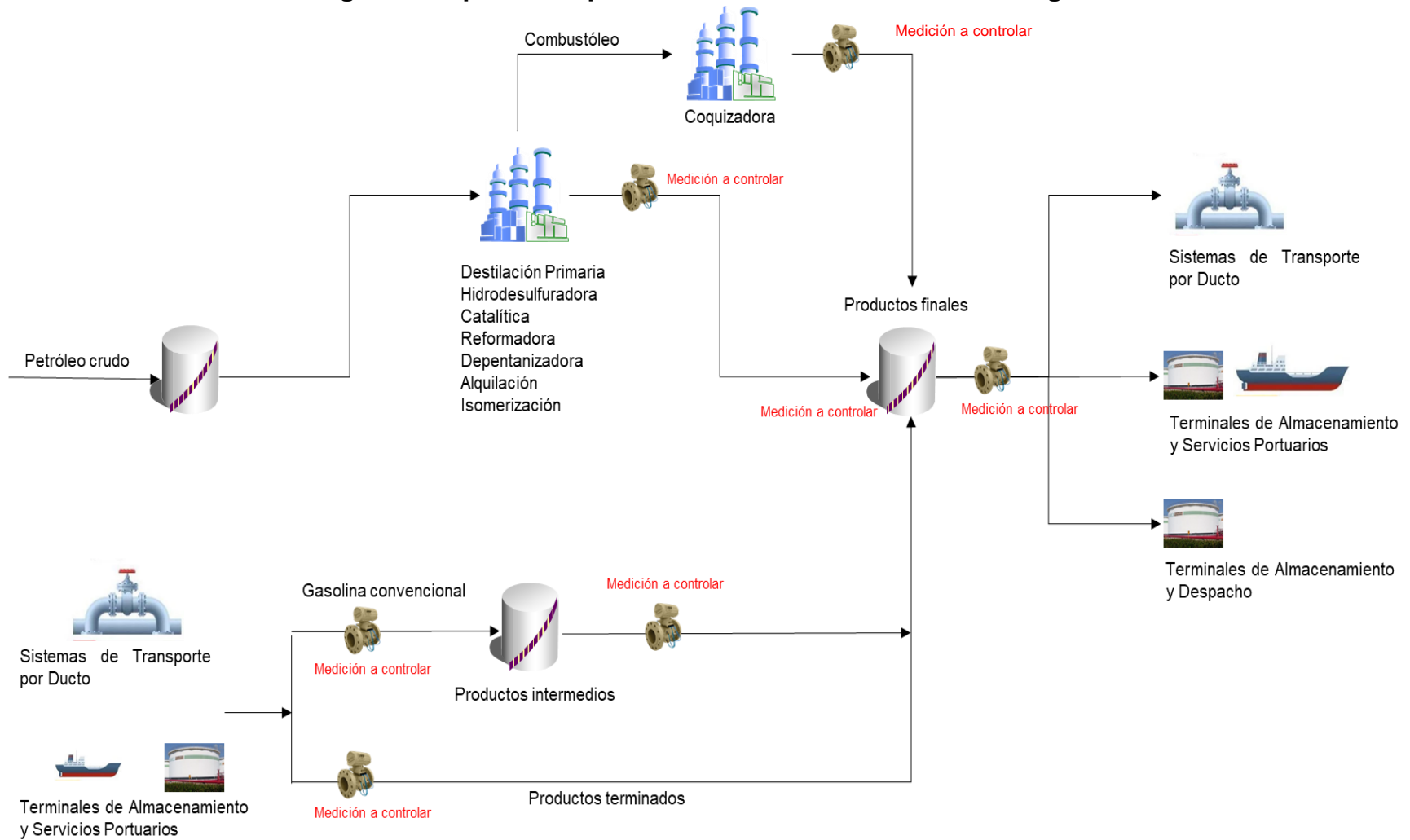
Por último, se requiere el control de los volúmenes que salen de la refinería, es decir, los bombeos que son enviados a las siguientes instalaciones:

- Terminales de Almacenamiento y Despacho.
- Sistemas de Ductos.
- Terminales de Almacenamiento y Servicios Portuarios.

Estos son los puntos que deben ser controlados para estos productos, con la finalidad de garantizar el conocimiento de los volúmenes que se reciben, bombean y almacenan en las instalaciones de la refinería.

A continuación, se muestra la figura 3.1 donde se aprecian los puntos de ingreso de las gasolinas, diésel y turbosina a las refinerías y los diferentes puntos de control.

3.1 Diagrama de proceso típico de medición de una refinería en gasolinas.



Fuente: Elaboración propia con información pública.

En la figura anterior, se muestran los puntos establecidos como “medición a controlar” marcados en rojo, donde se considera importante llevar a cabo el control de la medición, ya que son los puntos de entrada, salida y de almacenamiento de los productos.

El establecimiento de controles se debe llevar a cabo en las mediciones que se tienen en los ductos de entrada a las refinerías, con la finalidad de conocer todas las cantidades que llegan a estas instalaciones.

Por otro lado, el almacenamiento juega un papel fundamental en el control de los volúmenes de estos productos, ya que es en este punto donde si no se lleva un adecuado control, se pueden tener pérdidas considerables. Asimismo, las salidas al igual que las entradas son primordiales por el manejo de grandes cantidades de volumen, ya que, si consideramos las incertidumbres de medición, un pequeño error en algún parámetro de la medición puede originar errores de medición de grandes cantidades, que nos puede llevar al descontrol de los volúmenes.

En este subcapítulo se determinó la importancia de llevar a cabo el control de las mediciones, así como los puntos donde se deben tener los requisitos metrológicos que garanticen una correcta medición y control de los inventarios.

3.3 Supervisión de cumplimiento de normatividad.

Previamente se ha definido la importancia de contar con una normatividad adecuada para el control de las mediciones y la elaboración de los balances relacionados con la actividad de refinación en México, sin embargo, es primordial definir quién es el responsable de llevar a cabo las siguientes actividades de:

- Emitir la regulación técnica a cumplir en los sistemas de medición y elaboración de balances.
- Supervisar el cumplimiento de la normatividad establecida.
- Controles para evaluar la adecuada implementación de la medición.

3.3.1 Emisión de la regulación.

Con base en la Ley de Hidrocarburos, la Secretaría de Energía es la responsable de emitir los permisos para la actividad de refinación, lo anterior, está basado en los artículos 48 y 80 de la Ley de Hidrocarburos que establece en su fracción I inciso a, y en los artículos 4 fracción I y artículo 9 del “Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos”.

Por lo que, esta Secretaría debe ser la encargada de emitir la regulación requerida y supervisar todas las actividades involucradas con la refinación.

La emisión de la regulación también está fundamentada en el artículo 33 fracción XII de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal, que establece que la Secretaría de Energía expedirá las normas oficiales mexicanas sobre eficiencia energética.

De acuerdo con el artículo 84 de la Ley de Hidrocarburos, a los artículos 18 y 53 del Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos y a los permisos de refinación emitidos por la SENER, quien realiza la actividad de refinación es el responsable de la calidad y la medición de los productos que se producen en dichas instalaciones de refinación, por lo cual es indispensable que la SENER emita la normatividad que permita establecer los requisitos metrológicos que deben cumplir los sistemas de medición, y no solo eso, sino también la metodología y estandarización de la elaboración de los balances.

Es por ello, que se vuelve fundamental que esta Secretaría emita la normatividad mencionada, ya que las refinerías cuentan con los permisos emitidos por esta entidad.

Dentro de la Secretaría de Energía se cuenta con la Dirección General de Petrolíferos quien es la encargada de las actividades del tratamiento y refinación del petróleo, área que se vislumbra como la indicada para el desarrollo de dicha normatividad.

3.3.2 Supervisión del cumplimiento de la normatividad.

La supervisión del cumplimiento de la normatividad es mucha importancia, ya que, se requiere el aseguramiento de la aplicación de la regulación en materia de medición y elaboración de balances, con la finalidad de contar con datos confiables relacionados con los petrolíferos que son factores importantes en la seguridad energética.

La Secretaría de energía tiene como función los siguientes puntos:

- 1 Artículo 80 de la Ley de Hidrocarburos 1.1 Encargada de llevar a cabo la regulación y supervisión de las actividades de refinación

- | | | |
|---|---|--|
| 2 | Artículo 33 de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal | 2.1 Supervisar el cumplimiento de la seguridad y diversificación energética del país.
2.2 Asegurar el suministro de combustibles en el territorio nacional. |
|---|---|--|

Derivado de lo anterior, es facultad de la Secretaría de Energía la supervisión de las actividades de la refinación del petróleo, donde se incluye la medición y elaboración de balances como parte de dichas actividades. Por esta razón, es responsabilidad de la Secretaría de Energía realizar visitas técnicas para supervisar el cumplimiento de la normatividad aplicable en los equipos encargados de realizar las mediciones y la metodología para llevar a cabo los balances, que nos permitan tener información confiable de la producción y existencias de los petrolíferos.

Las visitas propuestas que puede llevar a cabo la SENER pueden ser de acuerdo con lo establecido en la Resolución 776/2015 de la Comisión Reguladora de Energía:

- **Inicial:** Se llevan a cabo previo al inicio de operaciones de las instalaciones o después de un tiempo de estar sin operaciones (1 año), para determinar que las instalaciones cumplan con los equipos requeridos para realizar una medición confiable, y que éstos cumplan con los requisitos metrológicos establecidos por la normatividad, así como verificar que la metodología utilizada para la elaboración de balances cumpla con la estandarización establecida por la Secretaría.

- **Periódica:** Estas visitas se realizan en periodos establecidos con la finalidad de determinar el cumplimiento de los requisitos metrológicos de los equipos, así como verificar que su comportamiento se encuentra dentro de los controles estadísticos. También se debe verificar que la metodología aplicada en la elaboración de los balances sea la establecida inicialmente y que el proceso se encuentre dentro de un control estadístico.

- **Extraordinaria:** Se lleva a cabo en el momento que la Secretaría lo requiera o ante un evento extraordinario, como puede ser una emergencia energética, donde la Secretaría tiene que asegurar el suministro de los combustibles o cuando se tenga duda de la información que se está proporcionando a la Secretaría.

Las visitas iniciales se realizan por única ocasión a excepción de los siguientes casos:

- Si las instalaciones de la refinería van a entrar a operar por primera vez.
- Si las instalaciones de la refinería han estado un tiempo fuera de operación y vuelvan a operar, y se desconozca con exactitud el estado que guardan los equipos de medición.

Las visitas periódicas se deben llevar a cabo de manera programada y con la finalidad de evaluar el estado que guarda la medición y la confiabilidad en el proceso de la elaboración de los balances, por lo cual se sugiere la siguiente periodicidad:

La Secretaría deberá realizar visitas periódicas de un año con la finalidad de evaluar los sistemas de medición y la metodología para la elaboración de los balances. Esta periodicidad se determina de acuerdo con lo siguiente:

- La Secretaría solicita anualmente el programa de mantenimiento a los equipos de las refinerías, lo anterior, con base en el punto undécimo inciso V de los permisos de refinación. En la visita anual, se puede verificar el cumplimiento del programa presentado, así como el cumplimiento de los requisitos metrológicos.
- Uno de los puntos fundamentales para asegurar el debido comportamiento metrológico de los equipos de medición, es a través del proceso de la confirmación metrológica de los equipos de medición que incluye la calibración, verificación y ajustes, estableciéndose la calibración con periodos máximos de 1 año con base en otras normativas similares, como la establecida en las Disposiciones Administrativas de Carácter General de la CRE (2015). Razón por la cual, al hacer coincidir este periodo se puede determinar si los equipos de medición cumplen con los requisitos metrológicos al igual que la verificación del cumplimiento de los programas de mantenimiento y calibración.
- En el periodo de 1 año se pueden obtener datos suficientes de las verificaciones de los equipos y del seguimiento diario de los volúmenes faltantes/sobrantes de los balances, para contar con cartas de control estadísticas que permitan evaluar su comportamiento para determinar si los procesos de medición se encuentran dentro de control, y se puedan tomar acciones adecuadas para corregir los errores de medición, disminuir las incertidumbres y controlar dicho proceso.

Son por estas razones que se considera que el periodo de 1 año para realizar las evaluaciones programadas a los sistemas de medición y elaboración de los

balances es el adecuado con la finalidad de detectar si el proceso se encuentra dentro de control estadístico y nos puede asegurar contar con datos de volúmenes más cercanos a la realidad.

Estas revisiones tanto iniciales, periódicas o extraordinarias pueden ser ejecutadas por los siguientes elementos:

- Personal de la Secretaría de Energía.
- Personal de una empresa acreditada.
- Personal de Petróleos Mexicanos.

Las revisiones o evaluaciones de medición y elaboración de balances se pueden llevar a cabo por personal altamente capacitado en temas de medición, elaboración de balances, controles estadísticos y normatividad aplicable, pertenecientes a la Secretaría de Energía.

Sin embargo, por la gran cantidad de compromisos y funciones con las que cuenta esta Secretaría es muy probable que las evaluaciones no se puedan llevar a cabo en los tiempos establecidos en los programas periódicos, por tal razón, las revisiones pueden llevarse a cabo por personal de una empresa acreditada.

La acreditación nos permite asegurar que se reconozca la competencia de la empresa para llevar a cabo la certificación del producto, proceso o servicio. Asimismo, la certificación nos permite asegurar por escrito (certificado) que el proceso o servicio cumple con los requisitos metrológicos establecidos, ya sea normativo o del cliente.

Es decir, al acreditar la empresa garantizamos que la competencia de dicha empresa está avalada por alguna entidad y que se avala el proceso o las actividades para llevar a cabo la evaluación de productos, procesos o servicios.

La empresa podrá certificar que los procesos o servicios que se evalúan cumplen con los requisitos metrológicos establecidos, mediante la emisión de un certificado.

Esta empresa evaluadora deberá estar autorizada por la Secretaría de Energía y acreditada ante la Entidad Mexicana de Acreditación (EMA) que acredita a unidades de verificación y de certificación.

Estas evaluaciones de cumplimiento de la normatividad pueden llevarse a cabo por parte de personal de Petróleos Mexicanos, quien cuenta con personal altamente

calificado, con la competencia y con la experiencia suficiente para llevar a cabo la verificación del acatamiento de los requisitos metrológicos.

Ya que, Pemex cuenta con diversas áreas de medición con el personal que ha desarrollado y perfeccionado el conocimiento en temas de medición y elaboración de balances durante toda su vida profesional.

Asimismo, la empresa productiva del estado cuenta con la aprobación de un estándar de competencia de marca (ECM0208) autorizado por el Consejo Nacional de Normalización y Certificación de Competencias Laborales (CONOCER) perteneciente a la Secretaría de Educación Pública, para llevar a cabo la actividad de "Auditoría a los sistemas de medición de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos".

Es por esto, que Petróleos Mexicanos puede ser un apoyo fundamental para la Secretaría de Energía para llevar a cabo la actividad de la evaluación de los sistemas de medición y elaboración de los balances.

3.3.3 Controles para evaluar la adecuada implementación de la medición.

Una vez que se ha definido lo que se debe controlar y cómo se va a llevar a cabo este control, el siguiente paso fue determinar qué entidad es la encargada de llevar a cabo la supervisión de su cumplimiento.

No obstante, se requiere que el cumplimiento a la normatividad pueda ser evaluado mediante algún parámetro que nos indique de manera clara, que se está cumpliendo con los requisitos metrológicos establecidos y con los criterios para realizar el control de inventarios.

Por tal razón, es de suma importancia contar con indicadores que le sirvan de herramienta a la Secretaría, empresa privada o personal de Pemex, para evaluar y calificar el cumplimiento de la normatividad aplicable a los sistemas de medición.

A continuación, se enumeran indicadores que pueden utilizarse como herramienta para evaluar el cumplimiento de la normatividad:

- Cumplimiento de la confirmación metrológica al 100%.
- Utilización del 100% de la medición primaria, oficial o autorizada en los convenios de medición.
- Proceso estadístico del comportamiento bajo control de los sistemas de medición.

- Proceso estadístico de los resultados de los balances bajo control.

Estos indicadores permitirán tener una calificación de la implementación y aplicación de la normatividad que fácilmente se puede evaluar y darnos una idea en qué situación se encuentran los equipos, instrumentos y procesos de medición y balances.

Es fundamental en este proceso de evaluación de los indicadores, el conocimiento, la experiencia y el criterio de los evaluadores para calificar de una manera adecuada a dichos índices, ya que se debe tener en cuenta que muchas veces no existen los recursos suficientes para contar con todos los equipos solicitados o no es rentable la colocación y operación de equipos costosos.

Por ello, es importante que los evaluadores consideren y evalúen los procesos que se lleven a cabo durante las mediciones, incorporando en sus evaluaciones la revisión de los análisis de riesgos para evaluar la posibilidad de tener mediciones incorrectas, derivadas de los procesos empleados por la falta de equipos e instrumentos requeridos en la normatividad.

Es importante que los calificadores de las instalaciones tomen en cuenta la administración de los riesgos derivados de los análisis mencionados, siempre y cuando el proyecto para la colocación, operación y mantenimiento de los equipos de medición requeridos no sean rentables.

3.3.3.1 Cumplimiento de la confirmación metrológica al 100% (PCCM).

Este indicador es de suma importancia ya que el concepto de la confirmación metrológica nos permite identificar si los equipos son calibrados, verificados y mantenidos de manera adecuada, así como si cumplimos con las mejores prácticas internacionales.

La expresión para evaluar dicho indicador es:

$$\% \text{ cumplimiento Proceso de la confirmación metrológica (PCPCM)} = \frac{NECCM}{NEM} \times 100 \dots \text{Ec. 3.1}$$

Donde:

NECCM	Número de equipos con confirmación metrológica
NEM	Número de equipos de medición

El número de equipos de medición se obtienen del censo de equipos que realice el centro de trabajo para identificar a aquellos equipos que intervienen en la medición, como son el medidor, el transmisor de temperatura, transmisor de presión, densímetro, cromatógrafo, patín de calidad, computador de flujo, sistema automático de medición, cinta métrica, termómetro portátil.

El número de equipos con confirmación metrológica se obtiene del total de equipos que tengan el documento y etiqueta de la confirmación metrológica, donde se registre si el equipo es adecuado para el uso que se le está dando.

Como ejemplo podemos calcular el cumplimiento de la confirmación:

Tabla 3.1 Censo de equipos:

No.	Equipo	Unidad	Cantidad de sistemas de medición	Cantidad de equipos	Total
Medición en línea					
1	Medidor	Pza	3	2	6
2	Transmisor de temperatura		3	2	6
3	Transmisor de presión		3	2	6
4	Densímetro		3	1	3
Medición en tanques					
5	Tanque	Pza	5	1	5
6	Sistema automático	Pza	5	1	5
7	Cinta métrica	Pza	1	1	1
8	Termómetro portátil	Pza	1	1	1
Total de equipos registrados en el censo					33

Si la cantidad de equipos que cuentan con su declaración de la confirmación metrológica son 25, entonces el porcentaje de cumplimiento sería:

$$PCPCM = 25 / 33 = 76\%$$

...Ec. 3.2

Sin embargo, es importante comentar que para que podamos decir que cumplimos con este indicador, el porcentaje del cumplimiento de la confirmación metrológica debe ser 100%.

Lo anterior, obedece a que la confirmación nos indica si los equipos son adecuados para el uso que se le está dando, evaluando la calibración, verificación, mantenimiento y ajustes. Por esta razón, este porcentaje no puede ser menor al 100%.

3.3.3.2 Utilización de la medición primaria u oficial.

El indicador de la utilización de la medición primaria u oficial, nos indica qué porcentaje de la medición oficial en operación normal se está utilizando, es decir, si estamos privilegiando el uso de la medición que está considerada como la oficial y que es la que representa la incertidumbre de medición más baja.

Generalmente en los convenios o contratos de medición que se realizan en los puntos de transferencia de custodia o puntos de venta del producto entre las partes involucradas, se define cuál es la medición que tiene la incertidumbre más baja y es la que se selecciona para ser considerada como la oficial o como medición con operación a condiciones normales.

En estos convenios se establecen diversos escenarios que pueden ocurrir entre los que destacan la falla de los sistemas de medición, por lo que se definen los diferentes sistemas de medición que pueden llegar a tomarse como adecuados para medir los volúmenes de producto.

Sin embargo, a pesar de estar conscientes de que la medición puede llegar a fallar, es importante comentar que es responsabilidad de las áreas encargadas de los sistemas de medición llevar a cabo los planes de mantenimiento, calibraciones, ajustes, verificaciones y la instalación de equipos adicionales como son los sistemas ininterrumpidos de energía eléctrica.

La expresión para representar este indicador es el siguiente:

$$\% \text{ cumplimiento medición oficial (PCMO)} = \frac{NEMO}{NETF} \times 100 \quad \dots \text{Ec. 3.3}$$

Donde:

NEMO Número de eventos con medición oficial
NETF Total del número de eventos de transferencia o fiscal

El total del número de eventos de transferencia o fiscal se obtiene de la cantidad total de transferencias o venta de producto que hubo en el periodo de análisis

(generalmente se evalúa 1 año), considerando eventos diferentes cada cambio de producto o día operativo.

El número de eventos con medición oficial se obtiene de la cantidad de eventos en las que fue utilizada la medición oficial en condiciones de operación normal. Al igual que en el punto anterior, los eventos se consideran cada día operativo o cada cambio de producto.

Como ejemplo, podemos decir que en un año se operó un sistema de medición durante 275 días, y en cada día hubo un cambio de productos, es decir, se recibieron dos productos cada día, por lo que el total de eventos en un año son

$$\text{NETF} = 275 \times 2 = 550 \text{ eventos} \quad \dots \text{Ec. 3.4}$$

Asimismo, los equipos de medición operaron de manera normal durante 270 días, el resto de los días hubo falla de los equipos por falta de energía eléctrica y falta de limpieza en filtros, por lo que, la cantidad de eventos que se tomó la medición oficial fue

$$\text{NEMO} = 270 \times 2 = 540 \text{ eventos} \quad \dots \text{Ec. 3.5}$$

Por lo que, el porcentaje del cumplimiento de la medición oficial es

$$\text{PCMO} = 540 / 550 = 98.2\% \quad \dots \text{Ec. 3.6}$$

En estos casos, se ha visto que a pesar de contar con todos los controles para contar con una medición que no falle, esto no es posible ya que se trata de equipos mecánicos o electrónicos que en cualquier momento puede llegar a fallar, por lo que el cumplimiento del 100% sería muy complicado cumplir, no obstante, el establecimiento del 98% de cumplimiento puede ser considerado como adecuado.

3.3.3.3 Proceso estadístico del comportamiento bajo control de los sistemas de medición.

Una de las herramientas para asegurar que las mediciones están comportándose de acuerdo con lo esperado son las cartas de control, donde se debe revisar el comportamiento estadístico de los sistemas de medición.

Por lo que, se vuelve fundamental llevar el control de los equipos que tienen un comportamiento dentro de control con la finalidad de asegurar que las mediciones se desarrollen con la incertidumbre esperada.

El indicador para evaluar si los sistemas de medición están bajo control es el porcentaje de los procesos bajo control y que puede ser determinado bajo la siguiente expresión:

$$\text{Porcentaje de procesos bajo control (PPBC)} = \frac{NPBC}{NPM} \times 100 \quad \dots \text{Ec. 3.7}$$

Donde:

NPBC Número de procesos bajo control
NPM Número de procesos de medición

El número de procesos de medición se refiere al número de procesos de medición que se tienen en la refinería considerando tanto las entradas como las salidas de los diferentes procesos.

El número de procesos bajo control se obtiene de la cantidad de procesos de entradas y salidas que se encuentran bajo control, es decir, que una vez que se obtienen las cartas de control del proceso de entrada y salida, éstas son analizadas para verificar su comportamiento y definir si el proceso de medición se encuentra bajo control.

Las cartas de control de los puntos de entrada y salida se pueden obtener mediante la comparativa de las mediciones oficiales con otros sistemas de medición de referencia con igual o menor incertidumbre, definiendo las desviaciones máximas permisibles mediante las incertidumbres de los equipos o por métodos estadísticos.

Como ejemplo podemos definir el número de los procesos de medición de una refinería, considerando 5 sistemas de medición de recibo por ducto y 3 sistemas de medición de salida, por lo que, el total de procesos de medición serían 8.

Una vez evaluadas las cartas de control de cada proceso de medición, se obtiene que 7 de los sistemas se encuentran bajo control, por lo que, el porcentaje de procesos bajo control es

$$PPBC = 7 / 8 = 87.5\% \quad \dots \text{Ec. 3.8}$$

El porcentaje considerado para aceptar que los procesos de medición se encuentran bajo control y, por lo tanto, los resultados de medición en su totalidad están bajo control es el 100%.

Por lo que, cualquier valor por debajo de este porcentaje representa que el centro de trabajo no está realizando los esfuerzos necesarios para mantener sus procesos de medición bajo control.

No obstante, en algunas ocasiones las mediciones de referencia como pueden ser los tanques de almacenamiento se encuentran operando al recibo y bombeo, por lo que no va a ser posible realizar el comparativo o si se lleva a cabo el comparativo, muy probablemente el resultado vaya a exceder los límites de control.

En estos casos como excepción no se deben considerar estos eventos para las cartas de control.

3.3.3.4 Proceso estadístico de los resultados de los balances bajo control.

Los balances también deben ser controlados estadísticamente para lo cual es necesario realizar sus cartas de control, estableciendo las desviaciones máximas permisibles.

El indicador de los resultados del balance bajo control se refiere a cuántos días de balance se encuentran bajo control, es decir, si el comportamiento estadístico de los balances se encuentra bajo control.

La expresión para el indicador es la siguiente:

$$\text{Porcentaje de balances bajo control} = \frac{NBBC}{NBA} \times 100 \quad \dots \text{Ec. 3.9}$$

Donde

NBBC Número de balances bajo control
NBA Número de balances al año (365)

Los balances se realizan cada día por lo que al año se realizan 365 balances y este sería el número de balances al año (MBA).

Por otro lado, se debe definir la desviación máxima permisible en los resultados del balance, ya sea, sobrante o faltante de producto, con la finalidad de que los resultados de los balances siempre se encuentren dentro de los límites de control, es decir, que el 100% de los balances se encuentren dentro de los límites establecidos.

En este subcapítulo se describió que es responsabilidad de la Secretaría de Energía el desarrollar y emitir la normatividad adecuada para llevar a cabo el control de las mediciones y elaboración de los balances de los procesos de las refinerías, esto con la finalidad de contar con los requisitos metrológicos que deben cumplir.

Al igual que la emisión, tiene la responsabilidad de llevar a cabo la supervisión del cumplimiento de dicha normatividad, la cual la puede realizar a través de su personal directamente, apoyada en empresas privadas que tengan la acreditación ante la EMA o utilizar al personal especializado existente en Petróleos mexicanos.

Asimismo, se definieron 4 indicadores que pueden emplearse para definir si las refinerías están cumpliendo con los requisitos metrológicos establecidos, mediante el cumplimiento de la confirmación metrológica, utilización de la medición oficial, proceso de medición y balances dentro de control.

Capítulo 4. Gestión de los sistemas de medición.

En este capítulo 4 se mencionarán los procesos más importantes para llevar el control de los sistemas de medición a utilizar en las refinerías, como es el establecimiento del sistema de gestión de las mediciones que ayudará en el cumplimiento de este objetivo. En este documento se establecerán los puntos a controlar y la manera en que se llevará a cabo este control.

Dentro de este sistema se contempla la descripción de los procedimientos mínimos necesarios para administrar los sistemas de medición y evaluar el desempeño de dicho sistema de gestión, con la finalidad de verificar si su establecimiento está siendo eficiente o es necesario realizar los ajustes para que cumpla con su objetivo.

Asimismo, se identifican los puntos que deben ser controlados mediante los sistemas de medición, mencionando las especificaciones metrológicas que deben cumplir, poniendo especial atención en el proceso de la confirmación metrológica, el cual se considera uno de los procesos más importantes en la gestión de los sistemas de medición, sin dejar a un lado la identificación de los riesgos que pueden afectar a las mediciones estableciendo una propuesta de acciones para mitigar y controlar dichos riesgos.

4.1 Sistema de gestión de las mediciones.

En México existen algunos documentos específicos dirigidos a los sistemas de gestión de la medición, como es la RES 776/2015 “Disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos” y la NMX-CC-10012-IMNC-2004 “Sistemas de gestión de las mediciones- Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición”, en los cuáles se basa este trabajo de investigación para desarrollar los puntos principales de un sistema de gestión de las mediciones para las refinerías.

Para definir un sistema de gestión de las mediciones debemos tener presente, la definición de un sistema de medición, el cual lo podemos definir como todo punto que forma parte de un proceso de manejo de productos, donde se lleva a cabo la medición de la cantidad y/o calidad de dichos productos, con la finalidad de determinar la cantidad de producción, almacenamiento y/o distribución.

Estos sistemas de medición están constituidos por equipos e instrumentos que nos permiten medir el volumen, masa o calidad de los productos manejados. No obstante, para obtener los datos más precisos de la cantidad y calidad, se deben

tener definidos y establecidas las actividades que nos permitan tener procesos estandarizados para tener las mediciones sin errores y con la misma incertidumbre de medición.

De acuerdo con los documentos mencionados, un sistema de gestión de las mediciones (SGM) es una herramienta donde se incluyen los procedimientos, los procesos, los requisitos metrológicos, los controles y la evaluación del desempeño del mismo sistema, que nos permite administrar los riesgos que actúan sobre los equipos y procesos de medición que pudieran ocasionar mediciones incorrectas, trayendo como consecuencia la afectación de la medición, poniendo en riesgo la cantidad, oportunidad y calidad de los productos en los puntos de transferencia. En este sistema se deben especificar los requisitos que deben cumplir tanto los equipos como los procesos destinados a la medición, con la finalidad de asegurar el cumplimiento de los requisitos normativos o del cliente que han sido establecidos previamente en los contratos o convenios de medición.

El SGM debe cumplir los siguientes objetivos:

- El principal es el asegurar que todos los equipos y procesos cumplan con el uso al que está destinado.
- Se asegura que todos los equipos y procesos cumplan con los requisitos establecidos.

Es importante que el responsable del sistema de gestión de la medición establezca los objetivos del sistema, los cuáles deben ser medibles siendo necesario definir la manera de medirlos y su periodicidad, con la finalidad de poder evaluar su desempeño.

Una forma de medir el desempeño del sistema puede ser lo descrito en el punto 3.3.3 de este documento, que hace referencia a:

- Cumplimiento de la confirmación metrológica al 100%.
- Utilización del 100% de la medición primaria u oficial establecido en los convenios de medición.
- Proceso estadístico del comportamiento bajo control de los sistemas de medición.
- Proceso estadístico de los resultados de los balances bajo control.

Se pueden establecer otros objetivos como son:

- Disponibilidad de la medición 24 h posteriores a la presentación de falla.
- Disponibilidad de la documentación del proceso de la confirmación metrológica y los documentos que soportan dicho proceso.
- Disponibilidad de documentación que avalan la elaboración de balances.

Asimismo, este sistema debe cumplir ciertos requisitos para asegurar:

- Que sean identificados y documentados todos los equipos y procesos que intervienen en la medición y que estarán bajo el control del SGM. Este proceso se puede realizar a través de la elaboración de un censo de los equipos que estarán bajo la supervisión del SGM.
- Que se tengan identificados y documentados los riesgos que pudieran afectar el cumplimiento o desempeño del SGM, determinando sus consecuencias.
- Que se lleve el control de los procesos de medición incluyendo el proceso de la confirmación metrológica, el cual incluye el control de las calibraciones, verificaciones, ajustes y mantenimiento de los equipos de medición.

Con la finalidad de cubrir tanto los objetivos como los requisitos, el sistema debe tener bien definida la organización, funciones, responsabilidades y competencias del personal que participará en el sistema de gestión de las mediciones.

Para esto el sistema debe contar con un manual de organización, el cual debe definir cómo va a estar organizada y cómo va a operar el sistema de gestión, proponiendo que pueda contener los siguientes puntos (Instituto Mexicano de Normalización y Certificación A.C., 2004):

- **Objetivo.-** Un ejemplo del objetivo del manual del sistema de gestión de la medición es la descripción y detalle de las actividades y procesos que se deben desarrollar con la finalidad de llevar a cabo la administración del SGM, para el cumplimiento de los requisitos metrológicos establecidos, ya sea, en la normatividad vigente o los requisitos establecidos por el cliente.
- **Alcance.-** El alcance del SGM debe estar destinado para todas las instalaciones que realicen la actividad de refinación. En el caso de Petróleos Mexicanos, para las instalaciones de Pemex Transformación Industrial para el cumplimiento de los requisitos metrológicos establecidos en las Políticas y

Procedimientos en Materia de Medición y Balances. Los alcances deben contemplar los recibos de refinerías, producción de petrolíferos, almacenamiento y bombeos del producto.

- **Referencias.-** Establecer las normas de referencia que se tomarán para realizar dicho sistema de medición, como es la Ley de hidrocarburos, se recomiendan las Disposiciones de Carácter General de la CRE (RES 776/2015 y RES 811/2015), NMX-CC-10012-2004, entre otras.
- **Definiciones.-** Definir los términos y expresiones técnicas usadas durante la elaboración del documento, como es la “confirmación metrológica”, “error de medida”, “función metrológica”, términos metrológicos como “error de medida”, “incertidumbre”, “repetibilidad”, “reproducibilidad”, entre otros.
- **Requisitos generales.-** Se recomienda especificar los requerimientos metrológicos a cumplir, cómo se va a llevar a cabo su cumplimiento, qué documentos se deben controlar.
- **Funciones y Responsabilidades.-** Definir las responsabilidades de la alta dirección, así como de la función metrológica y de los participantes en el sistema de gestión de las mediciones. Es importante que las refinerías cuenten con un área especializada en medición, con la finalidad de llevar un adecuado control de todas las variables que intervienen en este proceso. Estas funciones y responsabilidades pueden estar documentadas en organigramas, actas constitutivas, procedimientos o instructivos. Se deben establecer los objetivos de calidad, cómo, quién y cada qué tiempo se van a llevar a cabo las verificaciones del desempeño del SGM.

Se recomienda que las verificaciones se lleven a cabo cada año, con la finalidad de dar tiempo a su implementación y control, así como hacerlas coincidir con las revisiones por parte de la autoridad competente.

La alta dirección debe nombrar al responsable de la función metrológica, el cual tendrá como función, entre otras, la de:

- Definir e implementar el sistema de gestión de las mediciones.
- Documentar, dar seguimiento y mejorar el SGM.
- Definir los requisitos metrológicos a cumplir.
- Asegurar que se pueda demostrar el cumplimiento de los requisitos metrológicos.
- Definir las responsabilidades del personal que participa en el SGM.

- Asegurar que el personal cuente con la competencia para la realización de sus funciones.
 - Verificar que se cumplan los procedimientos establecidos.
 - Elaborar reportes e informes del SGM.
 - Documentar y resguardar los documentos del SGM.
 - Gestionar los cambios del SGM.
- **Administración de los recursos.-** Se debe detallar la manera en que se van a administrar los recursos humanos, materiales y de información, a través de actas constitutivas de los grupos de medición, manuales de organización, contratos del personal y/o contratos o convenios de medición, con la finalidad de definir las áreas de responsabilidad de los equipos y funciones del personal.

En los recursos humanos se debe detallar la forma de realizar y documentar la competencia del personal, mediante procedimientos que permitan calificar sus conocimientos, habilidades y experiencias, para determinar, declarar y documentar dicha competencia. Estos procedimientos deben definir los documentos que avale la formación, capacitación y habilidades, debidamente firmado por el responsable de la medición y los expertos del área de medición. La evaluación de la competencia debe realizarse cada vez que llegue personal nuevo a un puesto que intervenga en la medición o cada vez que se realice la emisión o actualización de un procedimiento o instructivo.

Los equipos de medición deben estar calibrados para poder llevar a cabo la confirmación metrológica y definir si las condiciones ambientales afectan a dichos equipos. Generalmente, las calibraciones se llevan a cabo por empresas externas a las que realizan los procesos de refinación, derivado de que el mantenimiento de los equipos patrón resultaría costoso y no es una actividad a la que se dediquen las refinerías, por tal razón, estas tercerías tendrían que estar acreditadas ante la Entidad Mexicana de Acreditación, con la finalidad de asegurar que su proceso de calibración cumple con la normatividad vigente y con las mejores prácticas aprobadas.

Toda esta documentación generada en el SGM (certificados de calibración, verificaciones, mantenimientos, ajustes a los equipos de medición, resultados de la medición, no conformidades y la confirmación metrológica) debe estar resguardada por el responsable del punto de medición, función metrológica y estar disponible para consulta de cualquier instancia fiscalizadora. El depósito de esta información puede estar en algún sistema informático con acceso a los responsables de los puntos de medición, función metrológica, responsables de la medición y de los funcionarios que dan seguimiento al cumplimiento del SGM, o estar físicamente disponibles en los

puntos de transferencia de custodia, operacional y fiscal, y en las oficinas de la función metrológica.

- **Evaluación del SGM.-** Se debe establecer la manera en que se llevará a cabo la evaluación y los procesos de revisión del SGM, el cual se recomienda se realicen a través de auditorías internas cada 6 meses y una evaluación de su desempeño anual. Asimismo, se lleve a cabo la realización de auditorías por parte de otra área distinta de la refinería como ejemplo en el caso de Pemex, puede llevarlas a cabo Pemex Corporativo.
Los resultados de estas auditorías deben servir para realizar los cambios y mejorar el SGM, con la finalidad de contar con un sistema funcional a los procesos de la empresa que realiza la refinación. Para lo cual, se debe definir el proceso que se llevará a cabo para dar el tratamiento adecuado a las no conformidades detectadas.
- **Normatividad.-** Se debe detallar la normatividad que se utilizó para la realización del sistema de gestión de la medición, utilizando las mejores prácticas internacionales.
- **Anexos.-** Dentro de los anexos se deben describir los procedimientos que formarán parte del sistema de gestión de las mediciones, los cuáles se pueden dividir en procedimientos para la administración del sistema y en procedimientos operativos.

Debido a la importancia del proceso de confirmación metrológica, se recomienda se establezca un capítulo para definir y explicar la manera en que se va a llevar a cabo este proceso.

Los procedimientos son la parte fundamental para que opere y tenga un buen desempeño el sistema de gestión de las mediciones, por tal razón, es indispensable contar con todos aquellos documentos que permitan gestionar el sistema, así como, llevar a cabo el control de los equipos y procesos de medición y elaboración de los balances.

Con base en lo establecido en las RES 776/2015 y RES 811/2015 de la CRE, se enlistan a continuación algunos procedimientos primordiales que son requeridos para el buen funcionamiento del sistema:

Procedimientos para el control de los sistemas de medición.

No.	Procedimiento	Objetivo
1	Diseño, instalación, traslado, mantenimiento y ajustes de los equipos de medición.	Establecimiento de requisitos de instalación de los equipos de acuerdo con la normatividad y/o recomendaciones del cliente, para su correcto funcionamiento.
2	Evaluación de la competencia del personal.	Asegurar que el personal cuente con los conocimientos, formación y habilidades para realizar la medición adecuadamente.
3	Operación de los sistemas de medición.	Establecer los pasos para llevar a cabo la medición y evitar las mediciones incorrectas.
4	Control de las condiciones ambientales.	Verificar las condiciones ambientales que afectan a los equipos de medición y llevar a cabo las acciones que permitan controlar dichas condiciones.
5	Calibración y verificación de los equipos.	Establecer los requisitos metrologicos que deben cumplir los equipos de medición, así como los periodos para verificar su cumplimiento.
6	Cálculo de la incertidumbre y la desviación máxima permisible.	Determinar el proceso de cálculo de la incertidumbre y de la desviación máxima permisible de los equipos de medición para verificar su cumplimiento metrologico.
7	Control del proceso de medición.	Establecer los controles y los criterios para determinar que los procesos de medición se encuentren dentro del control metrologico.
8	Identificación y evaluación de riesgos.	Administrar los riesgos que pudieran ocasionar mediciones incorrectas, para disminuir su impacto y consecuencias.
9	Realización de auditorías.	Determinar el proceso para verificar el cumplimiento de los requisitos metrologicos.

No.	Procedimiento	Objetivo
10	Tratamiento de las no conformidades detectadas.	Administrar las áreas de oportunidad detectadas en las auditorías de los equipos de medición para asegurar el cumplimiento de los requisitos metrológicos establecidos por la normatividad y el sistema de gestión.
11	Confirmación metrológica de los equipos.	Establecer la forma de realizar, verificar, administrar, declarar y documentar si los equipos de medición pueden ser usados para el uso al que está destinado.
12	Cálculo del periodo del Proceso de Confirmación Metrológica.	Establecer el proceso de cálculo para determinar el periodo del proceso de confirmación metrológica.
13	Control de la integridad de los equipos.	Determinar la forma de resguardar la integridad de los equipos para evitar su manipulación y/o alteración.

A continuación, se describe cada uno de los procedimientos determinando su importancia y las consecuencias que pudiera traer el no contar con ellos:

Procedimiento para el diseño, instalación, traslado, mantenimiento y ajustes de los equipos de medición.

En este procedimiento se deben establecer los requisitos a cumplir para el diseño, qué condiciones se deben considerar para su instalación y los cuidados para su traslado, así como, definir los factores a controlar y los periodos de mantenimiento de los equipos de medición. Ante una mala selección de los equipos de medición se pueden tener incertidumbres mayores al momento de medir; sin embargo, a pesar de contar con una buena selección de los equipos si estos sufren daños durante su traslado, se colocan inadecuadamente, no se les realiza los mantenimientos o ajustes necesarios para su operación, pueden resultar mediciones incorrectas afectando los balances de los productos.

Procedimiento para evaluar la competencia del personal.

Se deben establecer las características a evaluar para definir si el personal cuenta con la competencia para operar, controlar, mantener y verificar los equipos de medición. Para evaluar la competencia se debe tomar en cuenta la formación, capacitación/educación, experiencia y habilidades. Las consecuencias que se generan al no contar con la evaluación del personal, es el incremento del riesgo de

medir incorrectamente al operar los equipos de manera errónea, por el desconocimiento del personal para operar, mantener, verificar y controlar los equipos y procesos de medición.

Para cada puesto de trabajo se debe contar con la **definición de sus actividades**, identificar los procedimientos que requieren conocer y dominar para realizar sus funciones y, se lleve a cabo la evaluación en dichos procedimientos. La identificación se puede llevar a cabo mediante matrices donde se relacione el cargo del personal/nombre de las personas con los procedimientos que le aplican. Esta evaluación se debe realizar cada vez que el personal sea de nuevo ingreso, haya cambio del personal en un puesto o el trabajador haya estado ausente por más de 3 meses en el puesto de trabajo.

Procedimiento para operar los sistemas de medición.

Una mala operación de los equipos de medición traen como consecuencia mediciones incorrectas, por lo cual, es importante que se tenga establecido el proceso de operación y el personal conozca como operar los equipos, por ejemplo, definir el proceso para la apertura de válvulas, flujos y presiones normales de operación, afectaciones a los equipos, cortes de lote de producto, obtención de impresiones de medición u obtención de datos de medición cuando falle la impresión, control de horarios de los computadores automáticos, entre otros. Como ejemplo, en el caso de una medición en línea se deben identificar los equipos que intervienen, su operación como el control de variables de flujo, presión, temperatura, densidad, definir la actuación cuando la medición sea con operación normal o cuando se presenten condiciones que afecten dicha medición, manejo de computadores de flujo e interpretación de las variables de operación.

Procedimiento para el control de las condiciones ambientales.

Todos los equipos de medición pueden verse afectados por las condiciones ambientales como la temperatura y sus cambios, humedad, polvo, vibraciones y/o cargas electromagnéticas, por lo cual, se debe evaluar y definir qué condiciones deben ser controladas y de qué forma, con la finalidad de que las áreas operativas conozcan dichas condiciones para tomar acciones cuando se considere que las características de operación del equipo pueden verse modificadas y por consiguiente afectar las mediciones. Es importante comentar que, independientemente de que los sistemas de medición son diseñados para cubrir las condiciones ambientales a las que estarán expuestos, se requiere que los responsables de la operación conozcan las características de los equipos que están utilizando y verifiquen que las condiciones ambientales durante su operación se encuentren dentro de los parámetros establecidos por los fabricantes.

Procedimiento para la calibración y verificación de los equipos.

Los procesos de calibración y verificación nos permiten obtener requerimientos metrológicos que podemos comparar con los requisitos metrológicos establecidos en los contratos, convenios de medición o normatividad establecida, y asegurar con ello la medición de acuerdo con las incertidumbres establecidas. Por tal razón, se debe definir la manera en que se llevarán a cabo las calibraciones de los equipos de medición de flujo, presión, temperatura y densidad en medidores en línea; nivel de producto, agua y temperatura en tanques de almacenamiento. También es importante definir los requisitos metrológicos que se deben cumplir y la forma de calcular los periodos de calibración y verificación de cada uno de los equipos.

Procedimiento para el cálculo de la incertidumbre y la desviación máxima permisible (DMP).

La determinación de la incertidumbre nos permitirá mantener a las mediciones dentro de los rangos establecidos en la normatividad, así mismo la DMP servirá como los límites que indicarán si se está llevando a cabo un proceso de medición bajo control. El desconocimiento o mal cálculo de estos parámetros nos dará una idea equivocada de una medición correcta. Todos los equipos de medición cuentan con una incertidumbre, la cual debe ser determinada por el proceso de calibración, sin embargo, es importante establecer el método para calcular la incertidumbre combinada que incluya la incertidumbre de todos los equipos que intervienen en el punto de medición, como lo es el medidor de flujo, temperatura, presión y densidad. Asimismo, se debe establecer el procedimiento para el cálculo de la desviación máxima permisible que permitirá controlar los procesos de medición en un punto, al comparar dos sistemas distintos de medición.

Procedimiento para el control del proceso de medición.

El cumplimiento de los requisitos metrológicos establecidos no es suficiente para asegurar que el proceso de medición esté bajo control, es decir, que las mediciones se estén llevando a cabo como se determinó en las calibraciones o verificaciones, por lo que, es indispensable establecer controles que nos permitan darnos cuenta si el proceso de medición está bajo control o se dirige a un estado que puede estar fuera de control, lo que originaría mediciones incorrectas afectando los balances y los datos de las producciones. Para esto, es necesario determinar la manera en que se llevará a cabo el control del proceso de medición, estableciendo las herramientas estadísticas para su llevar su control, como pueden ser las cartas de control y los criterios para su interpretación, lo cual, nos podrá determinar si las mediciones son confiables.

Procedimiento para la identificación y evaluación de riesgos.

Es de suma importancia definir los riesgos que pudieran afectar a los equipos y procesos de medición, ya que la falta de acciones para la administración o disminución de estos riesgos nos pueden ocasionar mediciones incorrectas y en ocasiones la pérdida total de la medición. Por tal razón es necesario identificarlos, evaluarlos, clasificarlos y entenderlos para determinar sus consecuencias. Una vez identificado y clasificado el riesgo se requiere la definición y programación de acciones para que los responsables puedan administrar dichos riesgos para controlarlos y en su caso, disminuirlos.

Procedimiento para la realización de auditorías.

Es importante llevar a cabo revisiones a través de auditorías para verificar el cumplimiento metrológico de los sistemas de medición, con la finalidad de asegurarse que estos cumplen con los requisitos establecidos y los operadores llevan a cabo los controles de integridad y de proceso autorizado de las mediciones. El no llevar a cabo este proceso de control puede originar la falta de detección oportuna de alteraciones de las mediciones, errores de medición y mediciones completamente incorrectas. Por lo cual, se debe establecer el periodo para llevar a cabo la revisión del cumplimiento metrológico de los sistemas de medición, cómo se llevará a cabo y quién realizará las auditorías. Asimismo, se deberá determinar qué se debe evaluar y los criterios de aceptación. Los resultados de estas revisiones se reflejarán en hallazgos de no conformidad y se debe definir la gravedad de dichas no conformidades.

Procedimiento para el tratamiento de las no conformidades detectadas.

Las no conformidades detectadas en el proceso de auditorías son áreas de oportunidad que se tienen en los procesos de las mediciones, por lo cual es fundamental que se tomen acciones inmediatas para sus correcciones y asegurarse que se le dé el seguimiento adecuado para eliminar los riesgos generados por la falta de cumplimiento de procedimientos y normatividad vigente. Si no se lleva a cabo el seguimiento puntual y se deja de cumplir con las acciones necesarias para la eliminación de estos riesgos, se corre un riesgo muy alto de contar con mediciones incorrectas. Por lo que, se debe definir la manera en que se llevará el control de las no conformidades detectadas en las auditorías internas y externas, así como la manera de tratarlas, con la finalidad de que cada una de ellas sea atendida y eliminada de acuerdo con la clasificación de prioridad de atención que se le haya dado.

Procedimiento para la confirmación metrológica de los equipos.

Este es uno de los procedimientos más importantes ya que como se ha mencionado, la confirmación metrológica contempla la calibración y la verificación de los equipos

de medición, sin embargo, el proceso de confirmación metrológica (PCM) es más que un simple proceso de calibración y verificación, ya que este PCM contempla la evaluación de los resultados de la calibración y verificación, y los evalúa conforme a los requisitos requeridos y a las condiciones de operación de campo, con la finalidad de determinar si el equipo instalado en las condiciones actuales es adecuado para el uso que se le está dando o va a estar destinado. La conclusión de este proceso es fundamental, ya que muchos equipos están calibrados para un tipo de producto o condiciones de operación, pero por necesidades operativas se decide cambiar el producto o el bombeo, llegando al incumplimiento de algún requisito y por consiguiente la confirmación metrológica, aunque se haya calibrado recientemente.

Por esta razón, es importante llevar a cabo este proceso cada vez que se realice la calibración o ajuste del equipo, o se realice algún cambio de las condiciones operativas. Este proceso puede ir de la mano del proceso de la administración del cambio, sin embargo, este último es mucho más largo y complejo.

Procedimiento para el cálculo del periodo del Proceso de la Confirmación Metrológica.

Como se mencionó en el punto anterior, el PCM es indispensable para que los equipos de medición cumplan con lo establecido en la normatividad o contratos de medición, por lo cual, se vuelve importante el periodo en que se debe llevar a cabo este proceso, con la finalidad de determinar cada cuando se deben evaluar los equipos y los procesos. Su incumplimiento podrá traer como consecuencia incertidumbre mayores a la hora de medir, así como inconformidades de los clientes. Por lo que, se requiere determinar la manera de calcular los periodos para llevar a cabo el proceso de confirmación metrológica, se recomienda que este periodo coincida con el periodo de las calibraciones de los equipos, con la finalidad de evaluar los resultados obtenidos en la reciente calibración.

Procedimiento para el control de la integridad de los equipos.

Los equipos de medición son equipos electrónicos que operan con sistemas informáticos alimentados por los ajustes de los equipos de campo a través de sus calibraciones y ajustes. Cualquier modificación a los factores establecidos en estas calibraciones o ajustes, originan diferentes condiciones de operación y por consiguiente cálculos erróneos por los diferentes sistemas electrónicos. Por ello, se vuelve fundamental el asegurar la integridad tanto de los equipos como de los instrumentos electrónicos, para que no pueda haber manipulaciones no autorizadas que puedan acarrear mediciones incorrectas.

Los equipos que intervienen en la medición deben ser controlados mediante claves de acceso y sellos de seguridad, con la finalidad de poder detectar la manipulación de dichos equipos e iniciar procesos de investigación, que permitan determinar posibles afectaciones a las mediciones.

Procedimientos para evaluar el desempeño del Sistema de Gestión de la Medición.

No.	Procedimiento	Objetivo
1	Administración del Sistema de Gestión de la Medición.	Establecer el proceso para llevar a cabo la administración e implantación del Sistema de Gestión de la Medición.
2	Registro de actividades del SGM.	Determinar los archivos que se deben documentar en el Sistema y la forma de llevar a cabo su administración.
3	Detección de los riesgos que afecten el SGM.	Administrar los riesgos que pudieran evitar el cumplimiento e implantación del SGM.
4	Realización de auditorías del SGM.	Determinar el proceso para verificar el cumplimiento del Sistema de Gestión de la Medición y su implantación.
5	Manejo de no conformidades resultado de auditorías.	Administrar las áreas de oportunidad detectadas en las auditorías del SGM para asegurar el cumplimiento del Sistema de Gestión de la Medición.

A continuación, se describe cada uno de los procedimientos determinando su importancia y las consecuencias que pudiera traer el no contar con ellos:

Procedimiento para la gestión del Sistema de Gestión de la Medición.

El sistema de gestión de la medición nos permite llevar a cabo las actividades involucradas en la medición conforme a la normatividad, por lo que, se debe contar con un procedimiento que defina la manera de elaborar, llevar a cabo las modificaciones, cancelar y conservar los documentos del sistema de gestión.

El incumplimiento de este procedimiento puede originar el establecimiento de nuevas reglas en el SGM de acuerdo con los cambios de la normatividad, sin embargo, el no contar con un procedimiento establecido para el control de los cambios y su difusión, puede originar que el personal encargado de las mediciones no cumpla con la nueva normatividad establecida, acarreando incumplimientos a la normatividad, mediciones con mayor incertidumbre y reclamaciones del cliente.

Procedimiento para el registro de actividades del Sistema de Gestión de las Mediciones (SGM).

El cumplimiento al SGM nos asegura el cumplimiento de la normatividad vigente, por lo que los reguladores se centran en la verificación del cumplimiento de dicho sistema, volviéndose primordial la documentación de las actividades que se llevan a cabo en el SGM, ya que, es la evidencia principal del cumplimiento de dicho sistema.

Todas las actividades del SGM deben estar debidamente documentadas y es necesario definir quién, cómo y dónde estarán registradas todas estas actividades.

Se recomienda que el responsable de llevar a cabo esta actividad sea el responsable de la función metrológica y exista un repositorio electrónico donde se registre toda la información relacionada con las actividades.

Procedimiento para la detección de los riesgos que afecten el SGM.

Es importante identificar los riesgos que pongan en peligro el desempeño del sistema de gestión, para que se establezcan programas de trabajo que definan las acciones, tiempos y responsables para la administración de los riesgos. La falta de detección y por consiguiente la gestión de un riesgo, puede originar incumplimientos a la normatividad, sanciones por parte de los reguladores y/o reclamaciones de los clientes.

Por lo cual, se debe realizar el proceso de identificación, entendimiento y clasificación de dichos riesgos. Se deben determinar las acciones para la gestión de los riesgos identificados con la finalidad de llevar a cabo el control de estos. La función metrológica debe asegurar que se cuenten con los recursos humanos, técnicos, materiales, informáticos y de equipos, con la finalidad de cumplir con los objetivos y garantizar un buen desempeño del sistema de gestión de las mediciones.

Procedimiento para la realización de auditorías del SGM.

Las auditorías al sistema de gestión permitirán verificar con anticipación el cumplimiento de dicho sistema y promoverá acciones que permitan corregir desviaciones, así como evitará posibles sanciones de los reguladores.

Se deben establecer periodos para llevar a cabo auditorías que permitan medir el desempeño del SGM. La Comisión Reguladora de Energía establece la revisión del desempeño del sistema cada año, por lo cual se recomienda adoptar este periodo de auditorías, ya que permitirá que el SGM implementado madure y pueda realizar las correcciones de las áreas de oportunidad detectadas en la última auditoría.

El incumplimiento a dicho procedimiento podrá acarrear incumplimiento a la normatividad y posibles sanciones de los reguladores, pero sobre todo mediciones poco confiables, al no cumplir con los requisitos metrológicos establecidos.

Procedimiento para el manejo de no conformidades resultado de auditorías.

Las auditorías realizadas al SGM por parte de la autoridad competente o por la misma empresa, traerá áreas de oportunidad que se verán reflejadas en no conformidades, las cuáles deben ser administradas con la finalidad de dar una atención oportuna de las acciones destinadas para la eliminación de estas áreas de oportunidad. Para lo cual se debe determinar la detección de desviaciones, el manejo de los resultados, así como el seguimiento de la atención de cada una de las acciones. El incumplimiento de este procedimiento al igual que en el punto anterior, puede traer como consecuencias mediciones poco confiables.

Por otro lado, además de los procedimientos para el control de los sistemas de medición y del control del sistema de gestión de las mediciones, se requiere emitir los procedimientos operativos, entre los que podemos mencionar de manera enunciativa más no imitativa, los siguientes:

- Procedimiento para la medición con medidores en línea.
- Procedimientos para la medición por tanque de almacenamiento.
- Procedimientos para la medición por báscula.
- Procedimiento para la carga y descarga de autotanques.
- Procedimiento para la carga y descarga de carrotanques.
- Procedimiento para el acceso de vehículos a la instalación.
- Procedimiento para mediciones automatizadas.
- Procedimientos para mediciones sin equipos de medición automatizados.

En este subcapítulo se pudo describir la importancia, las características y las partes más importantes que conforman un sistema de gestión de las mediciones, describiendo los procedimientos mínimos con que se deben contar para tener un SGM lo más completo posible, que ayude a la institución a cumplir con todos los requisitos metrológicos establecidos.

4.2 Tipos de sistemas de medición en puntos de medición operacional, de transferencia de custodia y fiscal.

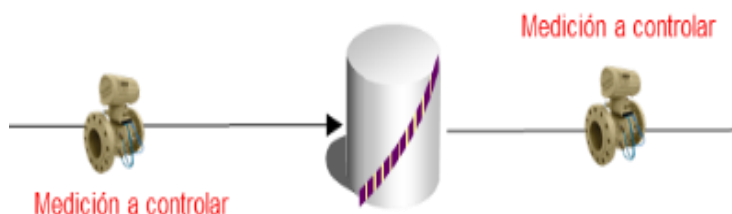
En el capítulo 3, específicamente en el punto 3.1 se determinó desarrollar una normatividad para gasolinas, diésel y turbosina que son algunos de los productos

de los que depende la seguridad energética y que, ante la falta de estos, podría poner en entredicho el suministro de energía de México.

Asimismo, en la figura 3.1 “Diagrama de proceso típico de medición de una refinería en gasolinas”, se especificó un diagrama típico de recibo, producción, almacenamiento y bombeo de productos como las gasolinas, diésel y turbosina, estableciéndose los puntos a controlar mediante una medición.

Se requiere que estos puntos de medición sean controlados derivado a su importancia en la contribución a la elaboración del balance, ya que los puntos importantes a considerar son las entradas, los almacenamientos o existencias y las salidas, como lo mostrado en la figura 4.1.

Figura 4.1 Puntos importantes a controlar.



Fuente: Elaboración propia con información pública.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el punto 30.5 del Anexo 30 de la Miscelánea Fiscal 2020 (SHCP, 2020) se deben colocar mediciones dinámicas en las entradas y salidas de los tanques de almacenamiento, así como en el control de las existencias.

Como se mencionó, uno de los puntos importantes que intervienen en el balance y que se debe llevar un control estricto de los volúmenes y calidad del producto, son los recibos o entradas a la refinería. Estos recibos pueden provenir de una instalación externa como un buquetanque que traiga producto de importación y/o una Terminal de Almacenamiento y Servicios Portuarios, así como puede provenir de manera interna a través de las plantas de producción de productos.

Las entradas o recibos son los volúmenes que recibe la refinería de las siguientes fuentes:

- Producción de las plantas. Las plantas de producción de gasolinas, diésel o turbosina proporcionan productos terminados o intermedios, para producir productos finales. Los productos intermedios son enviados a tanques de

almacenamiento de preparación, donde se mezclan con otros productos para producir los productos finales y ser enviado a los tanques de producto final. Es de suma importancia contar con los volúmenes que estamos produciendo con la finalidad de saber cuánto podemos vender o suministrar, por ello, es indispensable llevar el control de estos productos.

- Recibo por ducto. La producción de las refinerías en un momento dado puede verse limitada por problemas de paro de plantas, falla de energía eléctrica, mantenimientos, reparaciones o en algunos casos por la falta de suministro de la materia prima para la producción. En estos casos se requiere recibir productos intermedios o productos terminados para su venta, los cuáles se comercializan a través de las terminales de almacenamiento y despacho (TAD) que se encuentran a un costado de las refinerías. Otro tipo de instalaciones de donde se reciben los productos son de otras refinerías o terminales de almacenamiento y servicios portuarios.
- Recibo de Terminales de Almacenamiento y Servicios Portuarios (TASP). Existen algunos productos terminados que se reciben del extranjero a través de buquetanques, los cuáles son descargados en las terminales de almacenamiento y servicios portuarios que muchas veces están a un costado de las refinerías, como son la refinería Madero y Salina Cruz. La refinería de Minatitlán si bien no está a un costado de la TASP Pajaritos, la distancia que hay entre las dos es de muy pocos kilómetros. Los productos se reciben por medio de ductos que van de las TASP a las refinerías, y a su llegada debe existir un sistema de medición que permita controlar el volumen de recibo y que sirva para realizar el pago de los productos comprados a la empresa suministradora.

Estos sistemas de suministro deben contar con sus sistemas de medición para controlar tanto la medición como la calidad de los productos.

Para el caso de las producciones de plantas, se requiere la colocación de medidores a la salida de las plantas para saber cuánto producto es el que se está produciendo, o en cualquier otro lado donde nos aseguremos que vamos a medir todo el producto producido por las plantas y que llegarán a los tanques de almacenamiento de producto terminado.

Los recibos por ducto o provenientes de las TASP, se deberán controlar al igual que la producción de las plantas, en la entrada a la refinería y/o en el lugar donde se asegure que dicho volumen pueda ser controlado (medido), es decir, que en caso

de que dicho producto se vaya a otro proceso distinto al de almacenamiento, este pueda ser medido previo a su utilización en dicho proceso.

La calidad de los equipos de medición que deben instalarse ya sea en la salida de las plantas de producción o en el recibo de los productos por ductos de refinerías o TASP, dependerá de la importancia que tenga este punto de medición, es decir, dependiendo si se requiere una medición fiscal, de transferencia de custodia u operacional.

Con base en las Políticas y Lineamientos en Materia de Medición y Balances de Petróleos Mexicanos (Petróleos Mexicanos, 2018), la definición de los diferentes tipos de mediciones es de acuerdo con lo siguiente:

- Medición operacional. Es el punto de medición donde se lleva a cabo la medición de volumen y calidad del producto entre procesos operativos que no implica ninguna transferencia de custodia. Como ejemplo podemos mencionar a la medición que se realiza entre las plantas de proceso de una refinería y los tanques de almacenamiento de la misma instalación. Otro punto de medición operacional puede ser la medición que se realiza a la salida de los pozos de producción y se inyectan a los ductos para ser enviados a los puntos tratamiento o recopilación.
- Medición de punto de transferencia de custodia (PTC). Es el punto de medición donde se mide la cantidad y calidad del producto, pero donde un operador entrega el producto a otro operador para que se haga cargo de la custodia del producto. Como ejemplo podemos mencionar los puntos de medición en la llegada del producto por ducto a la refinería. En este caso Pemex Logística (PLOG) es quien administra el ducto y tiene la custodia del producto, haciéndose responsable de lo que pase con él, sin embargo, en este PTC se lo entrega a Pemex Transformación Industrial (PTRI) para que a partir de este punto sea administrado por esta empresa productiva subsidiaria.
- Medición fiscal. Es el punto donde se realiza la medición del volumen y calidad del producto con la finalidad de realizar transacciones comerciales establecidas mediante un contrato. Como ejemplo podemos mencionar los puntos de venta de productos donde se genera la facturación de estos, como puede ser, la entrega de crudo de Pemex Exploración y Producción (PEP) a Pemex Transformación Industrial (PTRI), o de Pemex Logística (PLOG) a un tercero o estación de servicio.

En el caso de las entradas de productos, la medición de la producción de las plantas es una medición operacional y los recibos por ducto ya sea de refinerías o TASP son puntos de transferencia de custodia, por tal razón, la medición que llega por ducto debe tener menor incertidumbre de medición².

Existen diferentes tipos de medidores que se pueden usar para medir el producto que pasa por los ductos, a la cual le llamaremos medición en línea. Estos medidores tienen diferentes tipos de tecnología y por lo tanto de incertidumbres de medida.

Los medidores más usados en ductos son:

- Medidores tipo turbina. Los medidores tipo turbina tienen unos álabes que giran a través de un rotor, con este movimiento se puede calcular la velocidad del producto y por consiguiente el volumen que pasa a través de dichos álabes ((CRE) Comisión Reguladora de Energía, 2015).
- Medidores ultrasónicos. Los medidores ultrasónicos trabajan mediante la emisión de pulsos de sonido de alta frecuencia, los cuáles viajan a favor y en contra del flujo del fluido y la diferencia en los tiempos establece la velocidad promedio del producto y, por consiguiente, se puede obtener el volumen del producto que pasa por un determinado tiempo ((CRE) Comisión Reguladora de Energía, 2015).
- Medidores másicos tipo Coriolis. El flujo másico en este tipo de medidores se obtiene de la magnitud de la torsión que se genera en unos tubos del medidor cuando el fluido pasa a través de ellos. En este tipo de medidores también se puede obtener la densidad del producto ((CRE) Comisión Reguladora de Energía, 2015).
- Placas de orificio. El principio de operación es que el flujo se obtiene de la diferencia de presión que existe aguas arriba y aguas debajo de la placa de orificio ((CRE) Comisión Reguladora de Energía, 2015).

Como se aprecia existen diferentes tipos de medidores para cuantificar el volumen en línea, no obstante, la decisión de colocar un sistema u otro depende principalmente de la importancia del punto de transferencia de custodia, el volumen a manejar y la precisión que se requiera en la medición.

² De acuerdo con la NMX-Z-055-IMNC-2009, la incertidumbre de medida es “un parámetro no negativo que caracteriza la dispersión de los valores atribuidos a la magnitud que se desea medir, a partir de la información que se utiliza” (Instituto Mexicano de Normalización y Certificación A.C., 2009), es decir, es la duda que existe de que el resultado de una medición sea válido (Centro Español de Metrología, 2008).

Todos los sistemas de medición tienen ventajas y desventajas, por ejemplo, los medidores tipo turbina tienen la desventaja de tener partes móviles que pueden llegar a dañarse con el paso del tiempo, no obstante, se deberán revisar las especificaciones de cada uno de los fabricantes para poder determinar el mejor medidor a emplear.

En los puntos de medición operacional pueden utilizarse cualquiera de los medidores mencionados, la importancia de la medición en este punto es conocer el volumen de producto que se está produciendo y enviando a los tanques de almacenamiento. Sin embargo, en los puntos de transferencia de custodia se recomienda no utilizar las placas de orificio, más bien utilizar los medidores tipo turbina o ultrasónicos, que son los que tienen menor incertidumbre.

Otro de los puntos importantes para la elaboración del balance son las existencias iniciales y finales de producto, es decir, el producto almacenado en los tanques.

De acuerdo con el Anexo 30 de la Miscelánea Fiscal 2020 (SHCP, 2020) los tanques de almacenamiento deben contar con sistemas de medición que nos permitan tener el control de las existencias almacenadas.

Estos sistemas de medición en tanques deben contar con sistemas automáticos de medición que nos permitan obtener de manera automática el nivel de producto, nivel del agua existente en los tanques y la temperatura del producto, así como permita obtener los volúmenes naturales brutos, naturales netos y corregidos netos a condiciones base.

Se recomienda que todos los tanques de almacenamiento de producto terminado cuenten con sistemas de medición automática, con la finalidad de obtener los datos de las existencias a la hora del corte del balance y no tener que depender del tiempo ni de la disponibilidad del personal para llevar a cabo la medición manual.

En caso de no contar con medición automática de nivel en los tanques, la medición se podrá llevar a cabo mediante la medición manual, siempre y cuando se cuente con la competencia del personal y los equipos portátiles para llevar a cabo la medición de nivel de producto y agua, así como la medición de la densidad la cual deberá ser obtenida mediante análisis de laboratorios.

El control de las existencias de los tanques de almacenamiento se vuelve fundamental en la elaboración de los balances, ya que interviene como existencias

iniciales y finales, siendo la base de los volúmenes que se reportan a la Secretaría de Energía para evaluar la Seguridad Energética de México.

Por otro lado, las salidas o bombeos de la refinería se deben controlar porque es otro punto importante que afecta el resultado de los balances como son sobrantes y faltantes.

Estos puntos de medición en la refinería se clasifican como puntos de transferencia de custodia al igual que los recibos por ducto, no obstante, el proceso es a la inversa, es decir, que la refinería entrega el producto para su transporte y custodia a la empresa distribuidora.

El bombeo puede ser enviado a diversas instalaciones mediante el sistema de transporte por ducto, de acuerdo con lo siguiente:

- Terminales de almacenamiento y despacho (TAD). Se envía a estas instalaciones para su venta a terceros o traspaso a otras TAD's, mediante el transporte por autotank o carrotank.
- Terminales de almacenamiento y servicios portuarios (TASP). Se envía a estas instalaciones con la finalidad de que se lleve a cabo la carga de buquetank para su venta a terceros o traspaso a otras instalaciones de Petróleos Mexicanos.
- Refinerías. Se envía a estas instalaciones para que se almacene el producto y apoye de manera logística para la carga de autotank o carrotank a las TAD's, y en otros casos, para su uso en la generación de gasolinas terminadas.

Todos estos sistemas de medición en línea (dinámicos) o tanques de almacenamiento (estáticos) deben cumplir con ciertos requisitos de calibración y verificación, para asegurar que su comportamiento metrológico sea el adecuado para llevar a cabo la medición que conforman los balances.

4.3 Especificaciones metrológicas.

Como se mencionó en el punto anterior, los sistemas de medición de las entradas y salidas se deben controlar y mantener en buenas condiciones de operación, con la finalidad de contar con una medición confiable.

Sin embargo, para desarrollar un balance de acuerdo con los estándares establecidos por la normatividad, se requiere que el control de las existencias (almacenamiento) se lleve a cabo de manera adecuada y precisa.

Es por ello, que el control de los sistemas de medición de los tanques verticales donde se realiza el almacenamiento o las existencias de productos, también deben contar con requisitos metrológicos que deben cumplir.

Por lo cual, se deben establecer especificaciones metrológicas³ que deben cumplir todos los sistemas de medición que intervengan en estos tres puntos a controlar.

Los sistemas de medición en línea que se refieren a los medidores que se encuentran instalados en los ductos, tienen una incertidumbre menor a los sistemas de medición instalados en los tanques verticales, por lo que se vuelve fundamental establecer de manera separada los requisitos metrológicos de cada sistema de medición.

Medidores instalados en la salida.

Los medidores instalados en la salida son los medidores que están instalados en las áreas de bombeo que succionan el producto de los tanques de almacenamiento y lo envían a los ductos para suministrar a Terminales de Almacenamiento y Despacho, Terminales de Almacenamiento y Servicios Portuarios y/o Refinerías, como lo mostrado en la figura 4.2.

Estos medidores son considerados como medidores de transferencia de custodia o medición fiscal, por lo que, su medición debe ser controlada de manera puntual.

Los tipos de medidores que muchas veces se utilizan son medidores tipo turbina, ultrasónicos o Coriolis.

Para los sistemas en línea, es decir, aquellos que están instalados en los ductos, la tabla 1 del anexo 1 de la Resolución 776/2015 de la Comisión Reguladora de Energía establece los requisitos metrológicos que deben cumplir los medidores que midan hidrocarburos líquidos en una sola fase, como son:

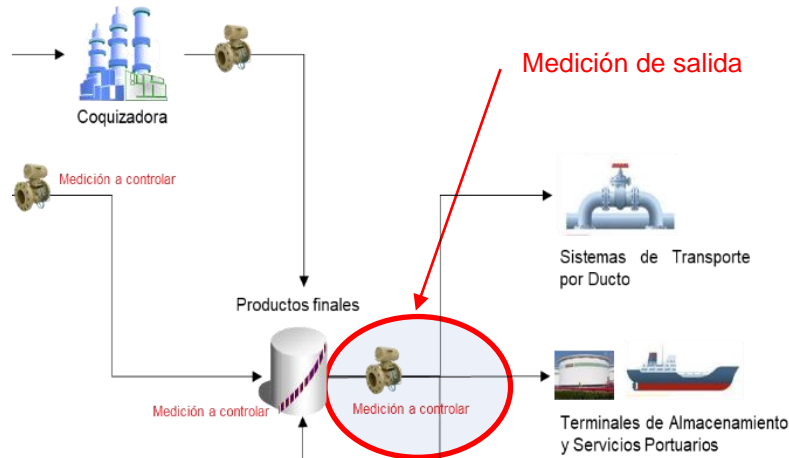
³ “Especificación metrológica: Es el valor o los valores límite de una característica de un instrumento o de un sistema de medición que puede influir en los resultados de medición”. El error, la incertidumbre y la repetibilidad máxima permitida son ejemplos de especificaciones metrológicas. ((CRE) Comisión Reguladora de Energía, 2015)

Tabla 4.1 Requisitos metroológicos para medidores de flujo.

Requisito	Criterio
Resolución	0.1 L
Repetibilidad	0.05%
Linealidad	$\pm 0.15\%$
Error Máximo Permisible (EMP)	$\pm 0.30\%$
Incertidumbre	0.1%

Fuente: RES 776/2015, CRE.

Figura 4.2 Medición a la salida de los tanques de almacenamiento.



Fuente: Elaboración propia con información pública.

Sin embargo, es importante comentar que en el API 4.8 (American Petroleum Institute, 2021) se establece que el criterio principal para aceptar las pruebas de los medidores es obteniendo la incertidumbre aleatoria de la medida menor a $\pm 0.027\%$ a un nivel del 95% de confianza estadística.

De acuerdo con el API 4.8, se ha establecido realizar 5 corridas consecutivas y obtener la incertidumbre aleatoria del $\pm 0.027\%$ para puntos de transferencia de custodia, no obstante, el API también ha establecido un método alternativo para la evaluación de la incertidumbre, utilizando la repetibilidad.

Este método consiste en obtener la incertidumbre aleatoria del $\pm 0.027\%$ variando la repetibilidad, para lo cual, establece en la tabla A-1 del API 4.8 (American Petroleum Institute, 2021) los límites de repetibilidad para cumplir con la incertidumbre de acuerdo con el número de corridas consecutivas.

En la práctica, con la finalidad de asegurar el cumplimiento de la incertidumbre, se realizan 10 corridas consecutivas para cumplir una repetibilidad igual o menor al 0.0012 (0.12%).

De lo anterior, se pueden modificar los requisitos metrológicos de acuerdo con lo siguiente:

Tabla 4.2 Requisitos metrológicos para medidores de flujo, ajustados de acuerdo con el número de corridas de verificación.

Requisito	Criterio
Resolución	0.1 L
Repetibilidad	0.12% (10 corridas)
Linealidad	$\pm 0.15\%$
Error Máximo Permisible (EMP)	$\pm 0.30\%$
Incertidumbre	0.1%

Fuente: (RES 776/2015, CRE) y (American Petroleum Institute, 2021)

Para el caso de los equipos de medición de presión, temperatura y densidad, los requisitos metrológicos están establecidos en la misma tabla 1 del Anexo 1 de la RES 776/2015 de la CRE (se describe en el anexo A para pronta referencia).

Medidores instalados en la entrada provenientes de la producción.

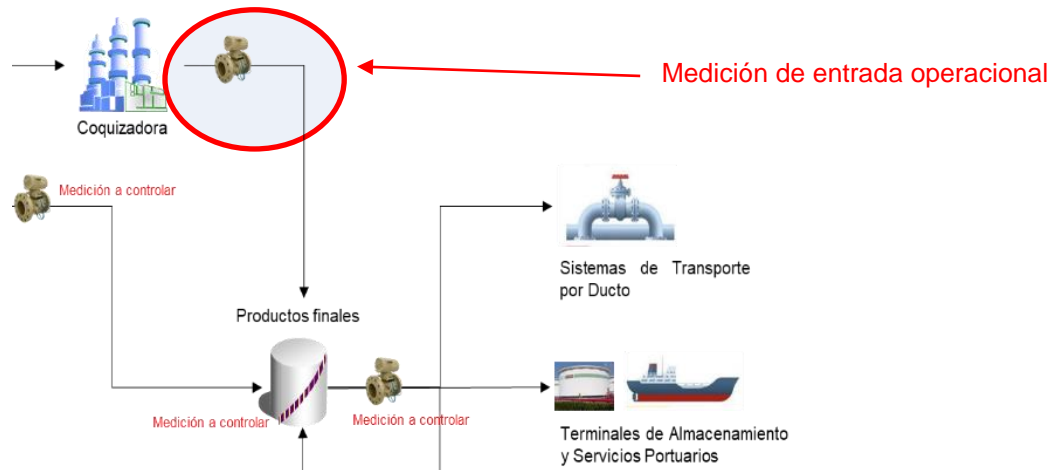
Los medidores de entrada son los medidores que están instalados en las líneas de ductos de la refinería que suministran principalmente el producto proveniente de las plantas de producción.

Estos puntos son considerados como puntos de medición operacional, ya que se encuentran sumergidos en el proceso de la refinería y la entrega del producto se hace entre áreas del mismo centro de trabajo.

Estos medidores pueden tener menor incertidumbre que los medidores instalados a la salida, ya que su transferencia no tiene la misma importancia en cuanto a medición, por mantenerse el producto dentro de la misma refinería.

Sin embargo, lo ideal sería instalar medidores con la misma incertidumbre que los medidores de salida, pero todo dependerá de la importancia que le de la refinería y el estudio de costo/beneficio.

Figura 4.3 Punto de medición a la salida de las plantas de proceso



Fuente: Elaboración propia con información pública.

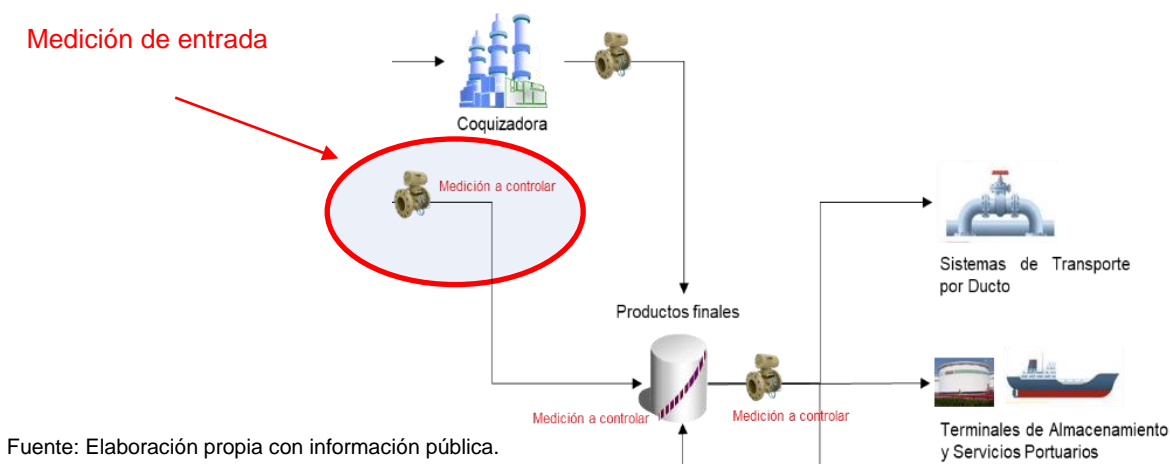
En estos puntos de transferencia se pueden utilizar los medidores de los tipos mencionados en los puntos de salida, los cuáles deben cumplir con los requisitos metrológicos ya mencionados, no obstante, también pueden utilizar equipos de medición de placa de orificio, los cuales tienen incertidumbres mayores.

En la tabla de la RES 776/2015 se establecen los requisitos mínimos de un medidor, sin embargo, este tipo de medidores de placa de orificio presenta otras características, en este caso la incertidumbre establecida para los medidores regulados por la CRE es de máximo del 0.1%, sin embargo, para este caso los medidores de placa de orificio presentan incertidumbres mayores que de acuerdo con la misma resolución 776/2015 de la CRE, la incertidumbre expandida para este tipo de medidores a condiciones base para gas debe ser menor al 1%.

Medidores instalados en la entrada.

Estos medidores se encuentran instalados generalmente a la entrada de las refinerías, y su control se vuelve fundamental para el cálculo de los balances, ya que cualquier medición errónea puede ocasionar balances incorrectos y falta de control en los inventarios.

Figura 4.4 Punto de medición a la llegada de la refinería.



Estos puntos de medición son denominados puntos de transferencia de custodia, ya que la refinería recibe producto de otras áreas diferentes a su instalación. Como ejemplo: El área de ductos tiene la custodia del producto al transportarlo hasta la refinería, y en este punto, le entrega el producto a la refinería y el personal de esta última toma la custodia o responsabilidad del producto.

Por la importancia del punto de medición, el control de estos medidores se debe llevar a cabo con los mismos requisitos de los medidores de salida, por lo cual éstos deben ser del tipo turbina, másico o ultrasónico.

Todos los requisitos establecidos bajo norma deben ser obtenidos mediante el proceso de calibración, y registrados en el certificado o informe de calibración, los cuáles deben ser verificados por el encargado de la medición del punto de medición, con la finalidad de asegurarse del cumplimiento de todos los requisitos establecidos en la normatividad.

Cada equipo de medición instalado en los puntos de medición debe cumplir con cada uno de sus requisitos regulatorios, sin embargo, es importante que se cuente con la incertidumbre combinada obtenida de la combinación de las incertidumbres de cada uno de los equipos que intervienen en la medición (incertidumbre del medidor de flujo, presión, temperatura, densidad, agua).

El cálculo de esta incertidumbre puede realizarse con base en el capítulo 13.3 del American Petroleum Institute referente al “Manual de Estándares de Medición de Petróleo” y/o la “Guía para estimar la incertidumbre de medida”.

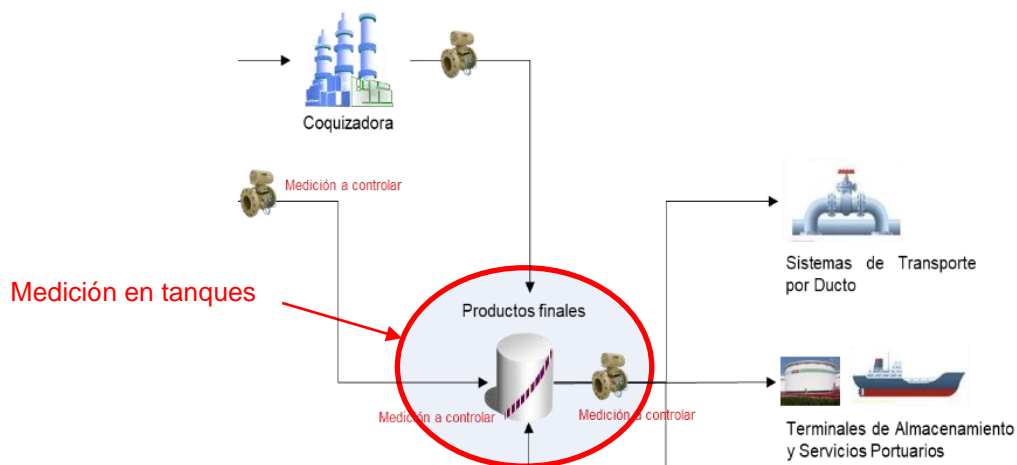
Esta incertidumbre del punto de medición debe obtenerse para un nivel de confianza del 95%, en términos prácticos la incertidumbre debe multiplicarse por 2 ($k=2$) obteniéndose la incertidumbre expandida.

Para el caso de los sistemas regulados por la CRE, la incertidumbre del punto de medición para un nivel de confianza del 95% no debe exceder el 0.25%, por lo cual los puntos de medición de entrada y salida de producto de la refinería no deben exceder este parámetro.

Medición en tanques de almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento pueden tener un sistema automático de medición que nos permite obtener el nivel de producto, agua y temperatura de manera instantánea.

Figura 4.5 Medición en tanques de almacenamiento



Fuente: Elaboración propia con información pública.

Estos sistemas deben estar calibrados (SHCP, 2020) al igual que los sistemas en línea y cumplir con ciertos requisitos metrológicos que en la actualidad no existen para instalaciones que no cuentan con un permiso para el almacenamiento de la CRE.

Sin embargo, la precisión de la medición en este tipo de tanques debe ser igual a la incertidumbre establecida para los tanques regulados por la Comisión, por lo cual se recomienda que los requisitos metrológicos se sigan de acuerdo con lo establecido en la tabla 3 del anexo 2 de la Resolución 811 (Comisión Reguladora de Energía, 2016).

En el anexo B se establecen los requisitos metrológicos para tanques de almacenamiento según la CRE.

La incertidumbre de los tanques de almacenamiento debe cumplir con una incertidumbre combinada expandida del punto de medición máxima del 0.5%, es decir, la combinación de las incertidumbres por la calibración del tanque, la calibración de los equipos de medición de los niveles de producto, agua, temperatura y densidad no debe exceder el valor mencionado.

Periodos de calibración.

Como se ha mencionado, los requisitos metrológicos se encontrarán y se podrán verificar en los certificados de calibración, sin embargo, un punto fundamental para conservar el buen comportamiento de los equipos de medición es la definición de los periodos de calibración.

En el anexo 3 de la Resolución 776 ((CRE) Comisión Reguladora de Energía, 2015) y 811 (Comisión Reguladora de Energía, 2016) de la CRE se establecen los periodos máximos para realizar las recalibraciones a los equipos que intervienen en las mediciones instalados en los ductos y en los tanques de almacenamiento, respectivamente.

Se establece que, en los sistemas de medición instalados en ductos, se lleve a cabo la calibración de los medidores máximo cada año, así como de los densímetros. Para los transmisores indicadores de presión y temperatura se lleven a cabo cada 2 años.

Sin embargo, es fundamental que se lleve a cabo el cálculo del periodo de calibración y verificación. En la OIML D10 (Organización Internacional de Metrología Legal, 2007) se establecen diferentes métodos del cálculo del periodo de calibración.

De acuerdo con los lineamientos de la OIML el propósito de la calibración es la de mejorar el error de medida, es decir, la diferencia entre el valor obtenido entre el equipo de referencia y el equipo a verificar, así como la incertidumbre de medida.

Asimismo, se indica que los factores que influyen en el periodo de calibración, entre otros son: el error de medida, la incertidumbre, el costo de calibraciones, tendencia de la deriva, factores ambientales, recomendaciones del fabricante, entre otros.

Se recomienda utilizar el error de medida entre calibraciones, así como su deriva, por lo que se propone utilizar la metodología de cartas de control (tiempo-calendario).

Con base en la publicación del Simposio de Metrología (Benjamín Soriano, 2004), el intervalo de calibración debe ser menor al resultado de la división entre el requisito metrológico normativo y la deriva.

La ecuación sería como sigue:

$$\text{Periodo de calibración} \leq \frac{ERM}{Deriva} \quad \dots \text{Ec. 4.1}$$

Donde:

ERM Error máximo permisible establecido en la normatividad o en los contratos/convenios de medición establecidos con el cliente.

Y la deriva será:

$$\text{Deriva} = \frac{\text{Desviación}}{\text{Periodo de tiempo}} \quad \dots \text{Ec. 4.2}$$

Donde:

Desviación Diferencia entre los errores de medida resultados de las calibraciones (%).

Periodo de tiempo Diferencia de tiempo entre calibraciones (horas, días, meses, años, etc.).

Error de medida Diferencia entre un valor medido de una magnitud y un valor de referencia ((CRE) Comisión Reguladora de Energía, 2015).

A continuación, se muestra un ejemplo para el cálculo del periodo de calibración de un medidor de flujo:

Primero se define el requisito metrológico para el medidor, que en este caso utilizaremos el error máximo permisible⁴, que de acuerdo con el anexo A es de:
 $EMP \leq \pm 0.3\%$

El periodo de tiempo se establecerá de acuerdo con el periodo de calibración que se esté empleando, por ejemplo, si se están realizando calibraciones anuales, los datos que podremos obtener serán anuales y por consiguiente podremos utilizar la medida anual o mensual, como mejor se facilite su manejo.

Si suponemos que se tiene un error de medida en la calibración de 2020 de $\pm 0.05\%$ y en el 2021 se tuvo un error del $\pm 0.18\%$, entonces el periodo de calibración será:

$$\text{Deriva} = \frac{(0.18-0.05)}{12 \text{ meses}} = \frac{0.13}{12} = 0.0108 \quad \dots \text{Ec. 4.3}$$

Entonces el periodo de calibración será:

$$\text{Periodo de calibración} = \frac{0.3}{0.0108} = 27.7 \text{ meses} \quad \dots \text{Ec. 4.4}$$

Por lo que, el periodo de calibración calculado será de 27.7 meses, por lo que el nuevo periodo de calibración será cada 27 meses o 2.3 años.

Este cálculo se deberá realizar para todos los puntos verificados en la calibración, y el periodo de calibración será el de menor tiempo.

Como ejemplo, en la tabla 4.3 se obtuvo un periodo de calibración de 36 meses, que es el más bajo determinado.

Es importante comentar que cuando se lleve a cabo la instalación de los equipos, debido a que no se cuenta con datos para el cálculo del periodo de calibración, el primer periodo se debe establecer en función de lo establecido en la normatividad vigente, en este caso de 1 año.

Posteriormente, se calculará el periodo con los datos que se vayan obteniendo de los certificados de calibración.

⁴ "Error de medida: Diferencia entre un valor medidor de una magnitud y un valor de referencia". ((CRE) Comisión Reguladora de Energía, 2015)

Tabla 4.3 Cálculo del periodo de calibración de un medidor de flujo.

Equipo: Medidor másico

Fecha: 12 de abril de 2021

Identificación: MF-001

No. Serie: 8976MF654

Flujo (Bls/h)	Datos de calibración		Periodo de tiempo (mes)	Desviación (%)	Deriva	EMP (%)	Periodo de calibración (meses)
	10/04/2020	12/04/2021					
	Error (%)	Error (%)					
600	0.158	0.214	12	0.056	0.0047	±0.3	63.8
1000	0.087	0.187	12	0.100	0.0083	±0.3	36.1
1500	0.238	0.283	12	0.045	0.00375	±0.3	80.0
1800	0.228	0.147	12	-0.081	-0.00675	±0.3	44.4

De acuerdo con los cálculos, el periodo de calibración puede ir de 36 a 80 meses, por lo que, se tomará el menor valor de cada uno de los cálculos, que en este caso sería de 36 meses o 3 años.

Verificación.

La verificación es el proceso que nos permite comprobar el estado de calibración de los equipos, se puede confirmar si los equipos cumplen con los requisitos establecidos en la normatividad.

Las verificaciones se realizan de manera intermedia entre calibraciones, para verificar si se mantienen los requisitos metrológicos, es decir, que no excedan los parámetros establecidos.

Para poder determinar el periodo de verificación, primero debemos tener el programa de calibraciones, y con base en los datos estadísticos de estas calibraciones, se puede obtener el periodo de verificaciones intermedias con base en el Control Estadístico de Procesos, sin embargo, todos los periodos deben estar acompañados por un análisis costo-beneficio que nos permita determinar si las acciones emprendidas traerán un beneficio superior al gasto derogado ((CRE) Comisión Reguladora de Energía, 2015).

En este método se calcula el periodo de verificación con base en el comportamiento estadístico de los parámetros (sesgo, deriva, tendencia, variabilidad o consistencia) (Metas & metrólogos asociados, 2009) que afectan a la medición mediante el análisis de cartas de control, buscando siempre el cumplimiento de la incertidumbre objetivo ((CRE) Comisión Reguladora de Energía, 2015).

Confirmación metrológica.

La confirmación metrológica consiste en la calibración, verificación y ajustes de los equipos de medición, su importancia radica en determinar si el equipo instalado, calibrado, verificado y en su caso ajustado, cumple con los requisitos para el uso al que va a estar destinado.

En el punto 7.1.4 de la norma NMX-CC-10012-IMNC-2004 se indican los requisitos que debe contar la confirmación metrológica, por lo que es fundamental que quede registrado este proceso mediante documentos que avalen todos los pasos requeridos por la norma mencionada.

El periodo para realizar la confirmación metrológica se recomienda se realice cada año y que coincida con la fecha de la calibración, sin embargo, es necesario que este proceso se realice continuamente tomando en cuenta los resultados de las verificaciones intermedias.

A continuación, se proporciona un formato que puede ser utilizado para llevar a cabo el proceso de la confirmación metrológica, donde se incluyen todos los requisitos establecidos en la norma.

Centro de Trabajo
Proceso de confirmación metrológica (PCM)

No.: PCM-XXX

Fecha: dd/mm/aaaa

Equipo:

Descripción:

Marca:

Modelo:

Identificación:

Ubicación:

Resultado de la confirmación:

	Confirmado	
Estado que guarda el equipo para su uso	SI	NO

Requerimientos de uso:

Limitaciones de uso:

Personal que debe conocer el resultado:

Fecha de próximo PCM:

Requerimientos de

condiciones ambientales:

Datos de calibración:

Fecha:

Empresa que la realizó:

No. Certificado/Informe:

Equipo patrón utilizado en la calibración:

Equipo:

Modelo:

Serie:

Empresa que realizó la calibración:

Normatividad/Recomendaciones/Procedimientos

Documento	Descripción

Verificación de requerimientos metrológicos:

Requisito	Especificaciones		Cumple	No cumple	Requerimiento
	Fabricante	Operación			
Condiciones ambientales:					
Temperatura					
Humedad					
Vibraciones					
Ruido acústico					
Ruido electromagnético					

Especificaciones metrológicas:

Requisito	Especificación	Calibración	Cumple	No cumple
Resolución				
Repetibilidad				
Linealidad				
Error Máximo Permissible				
Incertidumbre				

Verificaciones intermedias

Fecha	Error de medida			Repetibilidad		
	Especificación	Calibración	Resultado	Especificación	Calibración	Resultado
			Cumple/No cumple			Cumple/No cumple
	Realizó:		Firma:			
			Cumple/No cumple			Cumple/No cumple
	Realizó:		Firma:			

Ajustes, reparaciones o modificaciones

Fecha	Actividad	Afectación a medición	Requerimiento/Limitación

Confirmó

Validó

Nota: Este formato fue elaborado para el proceso de confirmación metrológica de un medidor de flujo, por lo que se deben hacer las adecuaciones de acuerdo con el equipo de medición que se vaya a confirmar.

Fuente: Elaboración propia con información NMX-CC-10012-IMNC-2004 y RES 776/2015.

Computadores de flujo.

Los computadores de flujo son equipos que reciben la información de los sistemas de medición y realizan los cálculos necesarios para obtener los volúmenes de productos, así como realizar la conversión de esos volúmenes a las condiciones base para realizar los balances.

La Resolución 776/2015 de la CRE establece que para la obtención de los factores de corrección y obtener los volúmenes corregidos a condiciones base, se pueden usar los algoritmos establecidos en el API capítulo 11 (American Petroleum Institute, 2004).

Los cálculos de los computadores de flujo deben ser verificados con un software avalado por la Entidad Mexicana de Acreditación, y los resultados deben ser registrados.

Sistemas de seguridad en equipos.

Los equipos que intervienen en las mediciones deben cumplir con ciertos requisitos de seguridad (SHCP, 2020) con la finalidad de que no se pueda acceder a la configuración o a las instalaciones físicas de los equipos y se pueda alterar la medición.

Tomando como referencia las Políticas y Lineamientos en Materia de Medición y Balances de Petróleos Mexicanos (Petróleos Mexicanos, 2018), la integridad física de los equipos debe ser resguardados con sellos de seguridad los cuáles deben ser controlados mediante revisiones periódicas y registrados en bitácoras debidamente foliadas y firmadas, con la finalidad de dar trazabilidad a los sellos instalados.

Con el objetivo de resguardar el producto que se maneja dentro de las refinerías, además de cuidar la integridad de los equipos de seguridad, se debe asegurar que todas aquellas válvulas de control de purgas y venteos en líneas de operación estén debidamente controladas por este tipo de herramientas.

A continuación, se enlistan los equipos en los que se debe garantizar su integridad física con base en los dos documentos mencionados anteriormente:

Líneas de proceso.

- 1.- Venteos.
- 2.- Válvulas de equipos de medición de presión y temperatura.
- 3.- Arreglos de válvulas de seguridad.
- 4.- Purgas.

Equipos.

- 1.- Equipo y registros de señal de medidores.
- 2.- Equipo y registros de señal de sensores/transmisores de presión y temperatura.
- 3.- Equipo y registros de señal de densímetros.
- 4.- Transmisor de señal de sistema automático de tanques y equipos a pie de tanque.
- 5.- Computador de flujo y su gabinete.

Asimismo, con base en el Anexo 30 de la resolución de la miscelánea fiscal para 2020 (SHCP, 2020) los sistemas informáticos deben ser resguardados para evitar su manipulación indebida, por ello es indispensable que estos equipos deben contar con perfiles de acceso debidamente establecidos.

Es indispensable que se tengan bien definidos los perfiles que debe tener el operador, el ingeniero responsable de la estación de medición y del personal técnico especializado que generalmente lleva a cabo la configuración del equipo.

El personal que tenga acceso a la configuración del software debe tener una clave privilegiada para el acceso al sistema de forma local.

Hoy en día los diferentes sistemas de medición permiten tener acceso a la visualización de datos y configuración de manera remota, por lo que es necesario que el acceso remoto también se encuentre controlado mediante claves de acceso.

Se recomienda que la clave de acceso a la configuración de los equipos la tenga el Subgerente de Producción o su homólogo, con la finalidad de que éste controle la clave y le sea solicitada por las áreas técnicas cada vez que se requieran intervenir los equipos por cambio de configuración, como puede ser después de una calibración, verificación o ajuste.

Todos los ingresos a la configuración deben estar controlados mediante documentos que establezcan la autorización del responsable de la clave, el responsable de la medición y el área que intervendrá los equipos (Petróleos Mexicanos, 2018).

Reportes de auditoría.

Los equipos de medición instalados en los ductos y en los tanques de almacenamiento deben contar con reportes establecidos en el Anexo 30 de la resolución de la miscelánea fiscal (SHCP, 2020).

Sin embargo, uno de los registros más importantes para controlar los volúmenes transferidos o almacenados, es el reporte de auditoría el cual se debe configurar para que se tengan todos los registros de los cambios de las configuraciones.

Considerando lo establecido en el Anexo 30 de la resolución de la miscelánea fiscal (SHCP, 2020), se establecen los registros que debe considerar este tipo de reportes, como son:

1. Accesos y salidas de la configuración del sistema, estableciendo el usuario, fecha y hora.
2. Todos los cambios en la configuración, registrando el parámetro modificado, fecha, hora, valor anterior y valor actual. Como mínimo se deben registrar los cambios en la curva de calibración, horario, fecha, condiciones base, método de cálculo, factor de corrección de densidad, parámetros del probador.
3. Reinicio del programa.
4. Encendido y apagado del sistema.
5. Intentos de acceso equivocados.
6. Intento de alteración de algún parámetro.
7. Intento de alteración del volumen.
8. Falla en la comunicación o desconexión de equipos.
9. Falla de energía.

Estos reportes de auditoría deben ser revisados por el responsable de la clave de acceso a la configuración por lo menos cada mes, comparando los eventos registrados con los documentos del protocolo de acceso, con la finalidad de que se verifique que todas las modificaciones estuvieron debidamente autorizadas.

Asimismo, deberá revisar que las modificaciones realizadas estén de acuerdo con los documentos metrológicos de cada uno de los equipos de medición, ya sea, calibraciones, verificaciones, ajustes o mantenimientos.

Se deberá levantar actas constancias de hechos que permitan establecer las actividades realizadas durante estas verificaciones y depositarlas en el sistema de gestión de las mediciones.

Asimismo, el área de medición que regule a las refinerías deberá realizar revisiones periódicas trimestrales para verificar el cumplimiento de las revisiones mensuales, y podrá llevar a cabo una revisión exhaustiva de la configuración, del control y protocolización de los accesos.

Riesgos en la medición.

Durante años diversas empresas del sector energético se han dedicado a la refinación de hidrocarburos para la obtención de gasolinas, diésel y turbosina, dejando grandes ganancias para sus inversionistas y dueños.

Sin embargo, las ganancias dependen de las cantidades de venta de los productos que producen, por lo cual, se vuelve indispensable realizar la medición adecuada de los productos.

Pero no es suficiente con medir los productos, sino también es necesario que se lleve a cabo la medición lo más precisa posible, es decir, lo más cercano a la realidad, para lo cual se requiere llevar controles de la medición como los que ya hemos mencionado.

Asimismo, en todas las actividades de la industria de la refinación se corren riesgos en la producción donde se incluyen las actividades de medición y almacenamiento de productos.

Estos riesgos de las mediciones y almacenamiento de productos deben ser identificados, entendidos, administrados y controlados, con la finalidad de aumentar la confiabilidad de las mediciones y disminuir los errores, dando certeza a los clientes de que recibirán los volúmenes con la cantidad, calidad y en el tiempo requerido.

Es muy importante dar certeza a los clientes, sin embargo, un punto que no es menos importante es el de garantizar una correcta medición y cobrar por cada molécula de producto que se comercialice.

Por esta razón, las refinerías deben contar con procedimientos e instructivos que les obligue a identificar, entender y administrar los riesgos que pudieran afectar la medición y dar volúmenes erróneos que puedan afectar la economía de la empresa, la certeza de los clientes, pero, sobre todo, tener los datos adecuados para tomar decisiones que garanticen la seguridad energética del país.

A continuación, se desarrollan de manera enunciativa mas no limitativa los riesgos que pudieran estar afectando a las mediciones en una refinería, con base en lo descrito en la Guía del Project Management Institute (Project Management Institute, 2017).

Planeación de los riesgos.

Para la planeación de los riesgos se deben determinar los criterios a considerar para administrarlos.

Por tal razón es necesario realizar un análisis FODA (fortalezas, oportunidades, debilidades y amenazas) para la identificación de los riesgos, por lo que el análisis es el siguiente:

Las actividades que intervienen en la medición que se lleva a cabo en la refinería, son las siguientes:

1.- Operación.

- 1.1 Recibo de producto.
- 1.2 Producción.
- 1.3 Reciclado de producto no conforme.

2. Medición.

- 2.1 Diseño e instalación de equipos de medición.
- 2.2 Formalización del contrato o convenio de medición con el cliente.
- 2.3 Medición de volumen.
- 2.4 Calibración y verificación de equipos.
- 2.5 Mantenimiento de equipos de medición.
- 2.6 Capacitación del personal.

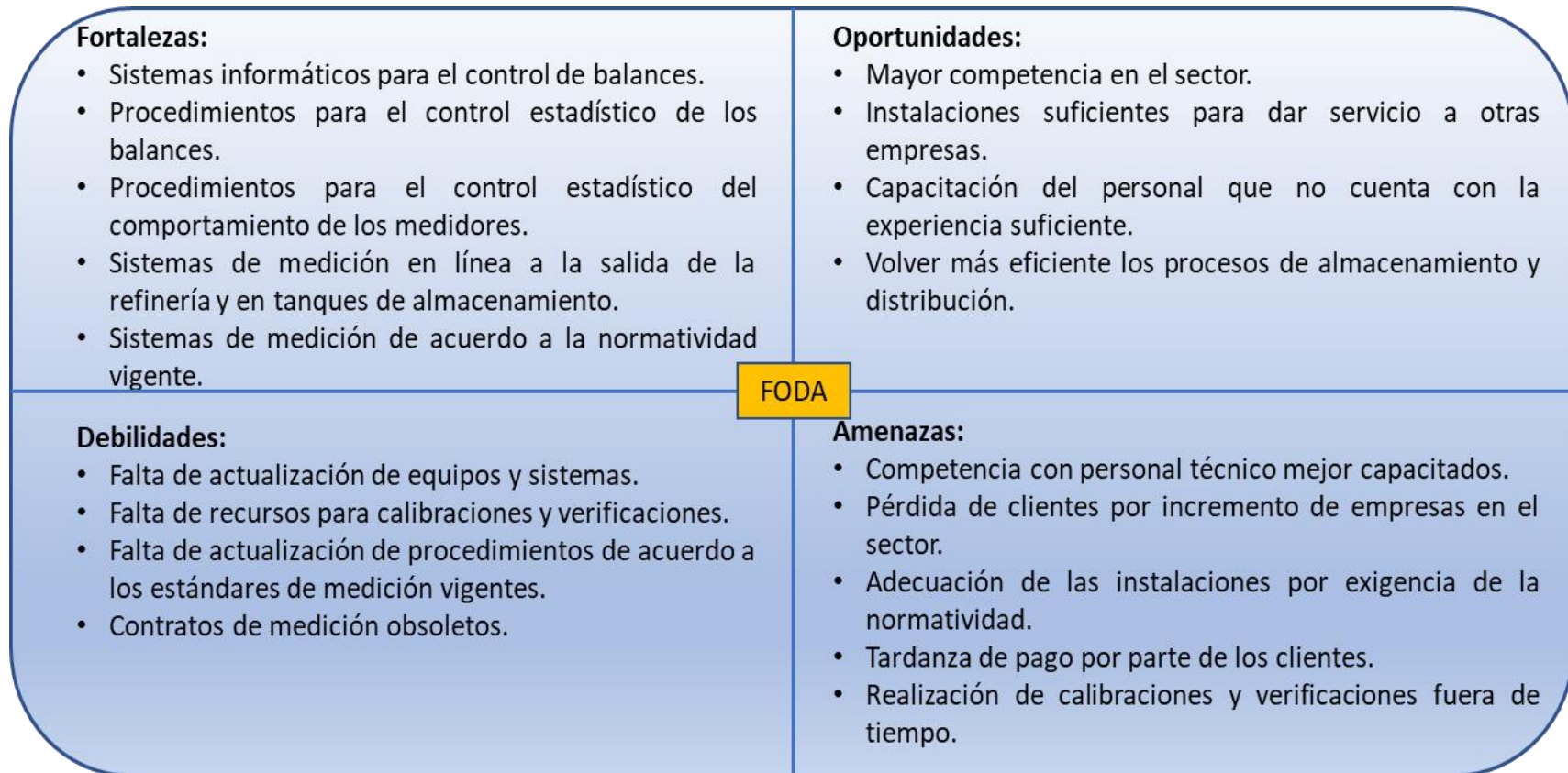
3. Balance.

- 3.1 Registro de volúmenes de transferencia.
- 3.2 Elaboración y conciliación del balance.

4. Seguridad Industrial y Protección Ambiental.

5. Seguridad Física de equipos.

Figura 4.6 Análisis FODA.



Fuente: Elaboración propia.

La categorización del riesgo se realizará de acuerdo con lo establecido en el PMBOOK (Project Management Institute, 2017), siendo su categorización de la siguiente manera:

- Riesgos externos.
- Riesgos de asignación de recursos.
- Riesgos de organización.
- Riesgos técnicos.
- Riesgos de recursos humanos.

La herramienta para la identificación, evaluación, acciones para la administración de los riesgos y su control, será el juicio de expertos donde se aprovechará la experiencia del personal de las refinerías y sistemas de medición.

El monitoreo de los riesgos se llevará a cabo mediante la realización de evaluaciones y/o auditorías a los sistemas de medición.

La gestión de los riesgos la realizará la función metrológica de la refinería quien determinará las actividades de cada una de las áreas, por lo que a continuación se enlistan los participantes en la administración de los riesgos:

Cargo	Responsabilidad
Encargado de la función metrológica (EFM)	Coordinar la gestión de los riesgos y determinar las acciones a seguir para el control de estos.
Área de medición (AM)	Llevar a cabo la identificación y actualización de los riesgos, así como evaluar la administración adecuada de los riesgos.
Jefe de operación del sector (JOS)	Mantener a los equipos con la confirmación metrológica adecuada para la función establecida.
Área comercial	Realizar las transacciones comerciales con los clientes.
Área central de medición (ACM)	Realizar evaluaciones y/o auditorías a los sistemas de medición.

El encargado de la función metrológica realizará la evaluación de la identificación, los planes de atención y la identificación de nuevos riesgos de manera semestral.

La probabilidad de ocurrencia se propone se administre dentro de los siguientes valores para ejemplificar:

Probabilidad	Valor
Bajo	1 (0.1)
Medio	2 (0.3)
Alto	3 (0.5)

Fuente: (Rivera F. , 2010). Valores esquemáticos para ejemplo.

El impacto se propone se administre dentro de los siguientes valores:

Impacto	Valor	Costo (Pesos)
Bajo	2	<10,000,000
Medio	4	10,000,000<l<20,000,000
Alto	8	>20,000,000

Fuente: (Rivera F. , 2010). Costos estimados propuestos considerando la afectación de la medición.

La prioridad de atención de los riesgos estará definida por el nivel del riesgo y con base en la probabilidad y el impacto, de acuerdo con la siguiente matriz:

Nivel del riesgo		Impacto		
		Bajo	Medio	Alto
Probabilidad	Alto	Medio (6)	Alto (12)	Alto (24)
	Medio	Bajo (4)	Medio (8)	Alto (16)
	Bajo	Bajo (2)	Bajo (4)	Medio (8)

Fuente: (Petróleos Mexicanos, 2015)

Se establecerán líneas de atención de los riesgos, solo para aquellos que tengan un nivel medio y alto, ya que los de nivel bajo se llevará a cabo su monitoreo de manera semestral.

Identificación de los riesgos.

A continuación, se enlista los riesgos identificados que pudieran dar mediciones incorrectas.

Riesgos externos.

- Cambio de instalaciones por cambio de normatividad estableciendo requisitos metrológicos más estrictos.
- Requisitos metrológicos más estrictos solicitados por el cliente a lo establecido en convenios de medición.

- Cambio de diseño del sistema de medición por cambio de requerimientos del cliente como cantidad o calidad.

Riesgos en la asignación de recursos

- Falta de recursos presupuestales para realizar la confirmación metrológica de acuerdo con la periodicidad establecida.
- Falta de presupuesto para las refacciones de los equipos de medición cuando estos lleguen a fallar.
- Falta de recursos para cambio de tecnología de equipos por cambio de la regulación.

Riesgos de organización.

- Cambio de personal operativo por convenir a la compañía o promoción del personal.

Riesgos técnicos.

- Falla de impresión de los volúmenes transferidos o existencias en tanques al cierre del balance.
- Pérdida de medición por falta de energía eléctrica.
- Pérdida de medición por falla o desconexión de algún instrumento de medición.
- Medición incorrecta por incumplimiento de algún requisito metrológico del equipo.
- Medición incorrecta por mala operación.
- Manipulación no autorizada de la configuración de los sistemas informáticos de medición.
- Diferencia en los volúmenes capturados en los balances con los reportes de los computadores de flujo o reporte de existencia de tanques.
- Falta de disponibilidad de la herramienta informática para el registro de los volúmenes transferidos y/o almacenados.

Riesgos de recursos humanos.

- Falta de competencia del personal que opera y mantiene los sistemas de medición.
- Errores de operación por cansancio o descuido del personal.
- Seguimiento metrológico incorrecto de los sistemas de medición.

Identificación de supuestos.

Los supuestos de la operación son los siguientes:

- Los equipos han sido diseñados e instalados de acuerdo con la normatividad vigente.
- Los equipos de medición se encuentran calibrados de acuerdo con la normatividad.
- Los reportes de los sistemas de medición se obtienen de manera automática.
- La empresa cuenta con sistemas informáticos para la realización de los balances.
- Se cuenta con un contrato o convenio de medición con el cliente.
- El personal cumple con la competencia para operar y mantener los equipos de medición.
- Se cuenta con la cantidad suficiente de personal para realizar la operación y mantenimiento de los equipos de medición.

Evaluación cualitativa de los riesgos.

En la tabla 4.4 se desarrollan los riesgos detectados que pudieran ocasionar mediciones incorrectas, así como su evaluación cualitativa estableciendo su nivel de riesgo con base en la probabilidad e impacto.

Tabla 4.4 Evaluación cualitativa de los riesgos.

Act.	Categoría	Riesgo	Posible causa	Posible efecto	Probabilidad	Impacto	Nivel de riesgo
2.4	Asignación de recursos	Falta de recursos presupuestales para realizar la confirmación metrológica de acuerdo con la periodicidad establecida.	Falta de programación del recurso en el presupuesto anual. Falta de contrato para llevar a cabo las confirmaciones metrológicas.	Entrega de volumen erróneo. Pérdida de producto e ingresos.	Alto (3)	Alto (8)	Alto (24)
2.1	Asignación de recursos	Falta de recursos para cambio de tecnología de equipos por cambios de la regulación.	Falta de programación de recursos en el presupuesto anual. Falta de control en la normatividad.	Pérdida de permiso de operación.	Medio (2)	Alto (8)	Alto (16)
2.3	Técnicos	Medición incorrecta por mala operación.	Falta de aplicación de disciplina operativa de los procedimientos. Falta de capacitación.	Pérdida de producto.	Medio (2)	Alto (8)	Alto (16)
5	Técnicos	Manipulación no autorizada de la configuración de los sistemas informáticos de medición.	Falta de aplicación de procedimientos. Falta de supervisión de la línea de mando. Falta de capacitación.	Pérdida de producto. Pérdida de confianza por parte del cliente.	Medio (2)	Alto (8)	Alto (16)
2.6	Recursos humanos	Falta de competencia del personal que opera y mantiene los sistemas de medición.	Falta de capacitación. Falta de disciplina operativa a procedimientos.	Pérdida de producto. Incidente o accidente de trabajo.	Medio (2)	Alto (8)	Alto (16)
2.3	Técnicos	Pérdida de medición por falta de energía eléctrica.	No se cuenta con UPS.	Desconfianza del cliente al no contar con la información clara de los volúmenes transferidos.	Medio (2)	Alto (8)	Alto (16)

Tabla 4.4 Evaluación cualitativa de los riesgos (continuación)

Act.	Categoría	Riesgo	Posible causa	Posible efecto	Probabilidad	Impacto	Nivel de riesgo
2.5	Asignación de recursos	Falta de presupuesto para las refacciones de los equipos de medición cuando estos lleguen a fallar.	Falta de programación del recurso en el presupuesto anual. Falta oportuna de compra de refacciones.	Entrega de volumen erróneo. Pérdida de producto e ingresos.	Alto (3)	Medio (4)	Alto (12)
3.2	Recursos humanos	Seguimiento metrológico incorrecto de los sistemas de medición.	Personal insuficiente. Falta de personal capacitado.	Mala medición. Inconformidad del cliente.	Alto (3)	Medio (4)	Alto (12)
2.2	Externo	Cambio de instalaciones por cambio de normatividad estableciendo requisitos metrológicos más estrictos.	Cambio de normatividad vigente.	Incumplimiento de normatividad y aumento de costos para cumplimiento de normatividad.	Medio (2)	Medio (4)	Medio (8)
2.2	Externo	Requisitos metrológicos más estrictos solicitados por el cliente a lo establecido en convenios de medición.	Controversias del volumen transferido en los diferentes puntos de transferencia de custodia.	Incumplimiento de los requerimientos del cliente. Pérdida de clientes.	Medio (2)	Medio (4)	Medio (8)
2.3	Técnicos	Falla de impresión de los volúmenes transferidos o existencias en tanques al cierre del balance.	Falla de impresora o falla en la transferencia de datos.	Desconfianza del cliente al no contar con la evidencia automática de los volúmenes transferidos.	Medio (2)	Medio (4)	Medio (8)
2.3	Técnicos	Pérdida de medición por falla o desconexión de algún instrumento de medición.	Falta de refacciones y mantenimiento de equipos. Manipulación de equipos sin autorización.	Pérdida de cliente al entregar volúmenes incorrectos. Sanciones económicas por incumplimiento del contrato.	Medio (2)	Medio (4)	Medio (8)

Tabla 4.4 Evaluación cualitativa de los riesgos (continuación)

Act.	Categoría	Riesgo	Posible causa	Posible efecto	Probabilidad	Impacto	Nivel de riesgo
3.2	Técnicos	Diferencia en los volúmenes capturados en los balances con los reportes de los computadores de flujo o reporte de existencia de tanques.	Designación de muchas funciones al personal. Involucramiento del personal en actividades ilícitas. Falta de capacitación.	Pérdida de producto.	Medio (2)	Medio (4)	Medio (8)
2.3	Recursos humanos	Errores de operación por cansancio o descuido del personal.	Falta de personal operativo.	Pérdida de producto. Incidente o accidente de trabajo.	Bajo (1)	Alto (8)	Medio (8)
2.2	Externo	Cambio de diseño del sistema de medición por cambio de requerimientos del cliente como cantidad o calidad.	Incremento de ventas y cambio de calidad.	Pérdida de clientes al no cumplir con el volumen y calidad requerida. Aumento de costos para la modificación de los sistemas de medición.	Bajo (1)	Medio (4)	Bajo (4)
2.6	Organización	Cambio de personal operativo por convenir a la compañía o promoción del personal.	Falta de personal capacitado.	Errores de medición. Desconfianza del cliente.	Bajo (1)	Medio (4)	Bajo (4)
2.3	Técnicos	Medición incorrecta por incumplimiento de algún requisito metrológico del equipo.	Falta de refacciones y mantenimiento de equipos. Desconocimiento de normatividad.	Pérdida de cliente al entregar volúmenes incorrectos. Sanciones económicas por incumplimiento del contrato.	Bajo (1)	Medio (4)	Bajo (4)
3.1	Técnicos	Falta de disponibilidad de la herramienta informática para el registro de los volúmenes transferidos y/o almacenados.	Ataque de virus informático en el sistema.	Tardanza en la visualización de los volúmenes transferidos.	Bajo (1)	Medio (4)	Bajo (4)

Evaluación cuantitativa de riesgos.

La evaluación cuantitativa de riesgos se calcula con base en el establecimiento de la probabilidad de que ocurra el evento del riesgo y el costo que se calcule para cada uno de los impactos. Con esto se obtendrá el costo de la consecuencia para cada riesgo.

Como ejemplo, se estimó la probabilidad de ocurrencia y el impacto para cada uno de los riesgos.

Tabla 4.5. Evaluación cuantitativa de riesgos.

Riesgo	Probabilidad	Impacto	Costo de consecuencia
Falta de recursos presupuestales para realizar la confirmación metrológica de acuerdo con la periodicidad establecida.	0.5	20,000,000	10,000,000
Falta de recursos para cambio de tecnología de equipos por cambios de la regulación.	0.3	20,000,000	6,000,000
Medición incorrecta por mala operación.	0.3	20,000,000	6,000,000
Manipulación no autorizada de la configuración de los sistemas informáticos de medición.	0.3	20,000,000	6,000,000
Falta de competencia del personal que opera y mantiene los sistemas de medición.	0.3	20,000,000	6,000,000
Pérdida de medición por falta de energía eléctrica.	0.3	20,000,000	6,000,000
Falta de presupuesto para las refacciones de los equipos de medición cuando estos lleguen a fallar.	0.5	15,000,000	5,000,000
Seguimiento metrológico incorrecto de los sistemas de medición.	0.5	15,000,000	7,500,000
Cambio de instalaciones por cambio de normatividad estableciendo requisitos metrológicos más estrictos.	0.3	15,000,000	4,500,000
Requisitos metrológicos más estrictos solicitados por el cliente a lo establecido en convenios de medición.	0.3	15,000,000	4,500,000
Falla de impresión de los volúmenes transferidos o existencias en tanques al cierre del balance.	0.3	15,000,000	4,500,000
Pérdida de medición por falla o desconexión de algún instrumento de medición.	0.3	15,000,000	4,500,000
Diferencia en los volúmenes capturados en los balances con los reportes de los computadores de flujo o reporte de existencia de tanques.	0.3	15,000,000	4,500,000
Errores de operación por cansancio o descuido del personal.	0.1	20,000,000	2,000,000

Fuente: Costos estimados propuestos considerando la afectación de la medición.

Plan de acción para la gestión de los riesgos.

A continuación, se enlistan las acciones necesarias para la administración de los riesgos.

Tabla 4.6 Plan de respuesta a los riesgos.

Categoría	Riesgo	Posible causa	Acciones preventivas	Acciones correctivas	Responsable
Asignación de recursos	Falta de recursos presupuestales para realizar la confirmación metrológica de acuerdo con la periodicidad establecida.	Falta de programación del recurso en el presupuesto anual. Falta de contrato para llevar a cabo las confirmaciones metrológicas.	Solicitar la asignación de presupuesto suficiente ante el área de finanzas para realizar la calibraciones y verificaciones de los equipos. Capacitar al personal para realizar las confirmaciones metrológicas de los equipos. Realizar convenios de medición para establecer mediciones alternas en caso de no contar con disponibilidad de la medición primaria. Llevar el control estadístico de los sistemas de medición mediante cartas de control.	Realizar las confirmaciones metrológicas con el equipo disponible. Con base en los convenios de medición determinar la medición alterna. Con base en el control estadístico de los sistemas de medición, determinar la medición más confiable.	Encargado de la función metrológica / Jefe de Operación del Sector
Asignación de recursos	Falta de recursos para cambio de tecnología de equipos por cambios de la regulación.	Falta de programación de recursos en el presupuesto anual. Falta de control en la normatividad.	Participar en las reuniones técnicas del regulador para contribuir en la elaboración de la normatividad. Solicitar asignación presupuestal estimada a requerirse para cambios de equipos.	Solicitar a la entidad reguladora la asignación de tiempo suficiente para la sustitución de los equipos de medición. Realizar convenios de medición para establecer mediciones alternas en caso de no contar con disponibilidad de la medición primaria.	Encargado de la función metrológica / Jefe de Operación del Sector

Tabla 4.6 Plan de respuesta a los riesgos (continuación).

Categoría	Riesgo	Posible causa	Acciones preventivas	Acciones correctivas	Responsable
Técnicos	Medición incorrecta por mala operación.	Falta de aplicación de disciplina operativa de los procedimientos. Falta de capacitación.	Aplicar disciplina operativa a los procedimientos operativos. Realizar cartas de control entre mediciones disponibles para identificar inconsistencias en la medición y determinar la medición más confiable. Establecimiento de un esquema Compliance.	Identificar la medición más confiable con base en las cartas de control de los sistemas de medición. Aplicar procesos disciplinarios al personal.	Jefe de Operación del Sector / Encargado de la función metrológica
Técnicos	Manipulación no autorizada de la configuración de los sistemas informáticos de medición.	Falta de aplicación de procedimientos. Falta de supervisión de la línea de mando. Falta de capacitación.	Asegurar el control del ingreso a la configuración de los computadores de flujo y sistemas de medición mediante sellos de seguridad y claves de acceso. Concientizar al personal de la responsabilidad de las funciones que tienen a su cargo. Realizar supervisiones mensuales a la configuración de los equipos de medición.	Realizar procesos disciplinarios administrativos y/o penales. Corregir la configuración y aplicar disciplina operativa a los procedimientos.	Encargado de la función metrológica / Área de medición
Recursos humanos	Falta de competencia del personal que opera y mantiene los sistemas de medición.	Falta de capacitación. Falta de disciplina operativa a procedimientos.	Revisar la matriz puesto-persona para verificar la asignación correcta de procedimientos asignados a cada puesto. Capacitar al personal mediante cursos externos e internos.	Aplicar disciplina operativa a los procedimientos operativos.	Jefe de Operación del Sector

Tabla 4.6 Plan de respuesta a los riesgos (continuación).

Categoría	Riesgo	Posible causa	Acciones preventivas	Acciones correctivas	Responsable
Técnicos	Pérdida de medición por falta de energía eléctrica.	No se cuenta con UPS.	Adquirir equipos de sistemas ininterrumpibles de energía. Establecer procedimientos para disponer de condiciones para aplicar mediciones manuales de tanques de almacenamiento.	Realizar mediciones secundarias a través de mediciones manuales.	Jefe de Operación del Sector
Asignación de recursos	Falta de presupuesto para las refacciones de los equipos de medición cuando estos lleguen a fallar.	Falta de programación del recurso en el presupuesto anual. Falta oportuna de compra de refacciones.	Solicitar la asignación de presupuesto suficiente para realizar la adquisición de refacciones, incluyendo la lista de equipos fuera de operación por falta de refacciones. Tener actualizado el censo de equipos de medición en los diferentes puntos de transferencia de custodia operando y sin operar para obtener refacciones de equipos fuera de operación. Realizar convenios de medición para establecer mediciones alternas en caso de no contar con disponibilidad de la medición primaria.	Utilización de refacciones de equipos fuera de operación para poner a funcionar otros. Con base en los convenios de medición determinar la medición alterna a utilizar.	Encargado de la función metrológica Área de medición / Jefe de Operación del Sector
Recursos humanos	Seguimiento metrológico incorrecto de los sistemas de medición.	Personal insuficiente. Falta de personal capacitado.	Capacitar al personal involucrado en las operaciones y mediciones de manera constante. Establecer un programa de sustitución del personal.	Establecer el seguimiento metrológico del comportamiento de los equipos de manera automática.	Encargado de la función metrológica / Jefe de Operación del Sector

Tabla 4.6 Plan de respuesta a los riesgos (continuación).

Categoría	Riesgo	Posible causa	Acciones preventivas	Acciones correctivas	Responsable
Externo	Cambio de instalaciones por cambio de normatividad estableciendo requisitos metrológicos más estrictos.	Cambio de normatividad vigente.	Participar en las reuniones técnicas con el regulador para contribuir en la elaboración de la normatividad. Solicitar asignación presupuestal estimada a requerirse para cambios de equipos.	Solicitar a la entidad reguladora la asignación de tiempo suficiente para la sustitución de los equipos de medición. Realizar convenios de medición para establecer mediciones alternas en caso de no contar con disponibilidad de la medición primaria.	Encargado de la función metrológica / Jefe de Operación del Sector
Externo	Requisitos metrológicos más estrictos solicitados por el cliente a lo establecido en convenios de medición.	Controversias del volumen transferido en los diferentes puntos de transferencia de custodia.	El área de medición debe solicitar su participación en las reuniones de definición de la normatividad para conocer los nuevos requisitos que obliguen a cambiar la tecnología y, solicitar en su caso, tiempos suficientes para el cambio de tecnología.	Realizar adecuaciones a las instalaciones de medición para cumplir con la nueva normatividad. Realizar confirmaciones metrológicas con requisitos más estrictos para el cumplimiento de la nueva normatividad.	Encargado de la función metrológica
Técnicos	Falla de impresión de los volúmenes transferidos o existencias en tanques al cierre del balance.	Falla de impresora o falla en la transferencia de datos.	Establecer procedimientos para la obtención manual de los datos medidos por los sistemas de medición.	Elaboración manual de formato con datos de los sistemas informáticos.	Encargado de la función metrológica / Jefe de Operación del Sector

Tabla 4.6 Plan de respuesta a los riesgos (continuación).

Categoría	Riesgo	Posible causa	Acciones preventivas	Acciones correctivas	Responsable
Técnicos	Pérdida de medición por falla o desconexión de algún instrumento de medición.	Falta de refacciones y mantenimiento de equipos. Manipulación de equipos sin autorización.	Verificación del cumplimiento del programa de mantenimiento y de confirmaciones metrológicas. Verificación de cartas de control estadístico de los equipos e instrumentos de medición. Realizar censo de equipos que se encuentran fuera de operación por falta de refaccionamiento.	Aplicar lo establecido en los convenios de medición, para utilizar las mediciones alternas.	Jefe de Operación del Sector
Técnicos	Diferencia en los volúmenes capturados en los balances con los reportes de los computadores de flujo o reporte de existencia de tanques.	Designación de muchas funciones al personal. Involucramiento del personal en actividades ilícitas. Falta de capacitación.	Verificar la aplicación de procedimientos operativos y de captura de datos en la herramienta informática. Revisión de los balances y el comparativo entre su desviación y la DMP. Elaboración de controles estadísticos de los sistemas de medición mediante cartas de control.	Revisión de cartas de control de los sistemas de medición para identificar la medición más confiable. Revisión de los sistemas de medición para la detección de líneas no controladas. Revisión de la configuración de los computadores de flujo.	Encargado de la función metrológica / Área de medición Jefe de Operación del Sector
Recursos humanos	Errores de operación por cansancio o descuido del personal.	Falta de personal operativo.	Verificar el cumplimiento de la plantilla requerida para la operación. Realizar las reuniones de inicio de jornada para la identificación del personal que no se encuentre en condiciones de laborar. Revisión anual de las funciones del personal y de la matriz puesto-persona.	Verificación de la calidad y cantidad del producto en tanques de almacenamiento. Revisión de cartas de control para la definición de la medición más confiable.	Jefe de Operación del Sector

Tabla 4.7 Programación de las acciones de los riesgos.

Riesgo	Acción preventiva	Periodicidad	Responsable	Efecto esperado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Falta de recursos presupuestales para realizar la confirmación metrológica de acuerdo con la periodicidad establecida.	Solicitar la asignación de presupuesto suficiente ante el área de finanzas para realizar la calibraciones y verificaciones de los equipos.	Anual	EFM/JOS	Mitigar												
	Capacitar al personal para realizar las confirmaciones metrológicas de los equipos. primaria.	Anual	JOS	Mitigar												
	Realizar convenios de medición para establecer mediciones alternas en caso de no contar con disponibilidad de la medición	Anual	EFM/JOS	Mitigar												
	Llevar el control estadístico de los sistemas de medición mediante cartas de control.	Diario	JOS	Mitigar												
Falta de recursos para cambio de tecnología de equipos por cambios de la regulación.	Participar en las reuniones técnicas del regulador para contribuir en la elaboración de la normatividad.	Anual	EFM	Mitigar												
	Solicitar asignación presupuestal estimada a requerirse para cambios de equipos.	Anual	EFM/JOS	Mitigar												
Medición incorrecta por mala operación.	Aplicar disciplina operativa a los procedimientos operativos.	Semanal	JOS	Mitigar												
	Realizar cartas de control entre mediciones disponibles para identificar inconsistencias en la medición y determinar la medición más confiable.	Diario	JOS	Mitigar												
	Establecimiento de un esquema Compliance.	Anual	EFM	Mitigar												
Manipulación no autorizada de la configuración de los sistemas informáticos de medición.	Asegurar el control del ingreso a la configuración de los computadores de flujo y sistemas de medición mediante sellos de seguridad y claves de acceso.	Diario	AM	Mitigar												
	Concientizar al personal de la responsabilidad de las funciones que tienen a su cargo.	Mensual	EFM	Mitigar												
	Realizar supervisiones mensuales a la configuración de los equipos de medición.	Mensual	AM	Mitigar												
Falta de competencia del personal que opera y mantiene los sistemas de medición.	Revisar la matriz puesto-persona para verificar la asignación correcta de procedimientos asignados a cada puesto.	Anual	JOS	Mitigar												
	Capacitar al personal mediante cursos externos e internos.	Anual	JOS	Mitigar												
Pérdida de medición por falta de energía eléctrica.	Adquirir equipos de sistemas ininterrumpibles de energía.	Anual	JOS	Mitigar												
	Establecer procedimientos para disponer de condiciones para aplicar mediciones manuales de tanques de almacenamiento.	Anual	JOS	Mitigar												

EFM – Encargado de la función metrológica.

AM – Área de medición.

JOS – Jefe de Operación del Sector.

Tabla 4.7 Programación de las acciones de los riesgos (continuación).

Riesgo	Acción preventiva	Periodicidad	Responsable	Efecto esperado	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Falta de presupuesto para las refacciones de los equipos de medición cuando estos lleguen a fallar.	Solicitar la asignación de presupuesto suficiente para realizar la adquisición de refacciones, incluyendo la lista de equipos fuera de operación por falta de refacciones.	Anual	EFM/JOS	Mitigar												
	Tener actualizado el censo de equipos de medición en los diferentes puntos de transferencia de custodia operando y sin operar para obtener refacciones de equipos fuera de operación.	Semestral	JOS/AM	Mitigar												
	Realizar convenios de medición para establecer mediciones alternas en caso de no contar con disponibilidad de la medición primaria.	Anual	EFM/JOS	Mitigar												
Seguimiento metrológico incorrecto de los sistemas de medición.	Capacitar al personal involucrado en las operaciones y mediciones de manera constante.	Anual	JOS	Mitigar												
	Establecer un programa de sustitución del personal.	Anual	EFM	Mitigar												
Cambio de instalaciones por cambio de normatividad estableciendo requisitos metrológicos más estrictos.	Participar en las reuniones técnicas con el regulador para contribuir en la elaboración de la normatividad.	Anual	EFM	Mitigar												
	Solicitar asignación presupuestal estimada a requerirse para cambios de equipos.	Anual	EFM/JOS	Mitigar												
Requisitos metrológicos más estrictos solicitados por el cliente a lo establecido en convenios de medición.	El área de medición debe solicitar su participación en las reuniones de definición de la normatividad para conocer los nuevos requisitos que obliguen a cambiar la tecnología y, solicitar en su caso, tiempos suficientes para el cambio de tecnología.	Anual	EFM	Mitigar												
Falla de impresión de los volúmenes transferidos o existencias en tanques al cierre del balance.	Establecer procedimientos para la obtención manual de los datos medidos por los sistemas de medición.	Anual	EFM/JOS	Mitigar												
Pérdida de medición por falla o desconexión de algún instrumento de medición.	Verificación del cumplimiento del programa de mantenimiento y de confirmaciones metrológicas.	Mensual	JOS	Mitigar												
	Verificación de cartas de control estadístico de los equipos e instrumentos de medición.	Diario	JOS	Mitigar												
	Realizar censo de equipos que se encuentran fuera de operación por falta de refaccionamiento.	Semestral	JOS	Mitigar												
Diferencia en los volúmenes capturados en los balances con los reportes de los computadores de flujo o reporte de existencia de tanques.	Verificar la aplicación de procedimientos operativos y de captura de datos en la herramienta informática.	Mensual	EFM/AM	Mitigar												
	Revisión de los balances y el comparativo entre su desviación y la DMP.	Diario	AM	Mitigar												
	Elaboración de controles estadísticos de los sistemas de medición mediante cartas de control.	Diario	JOS	Mitigar												
Errores de operación por cansancio o descuido del personal.	Verificar el cumplimiento de la plantilla requerida para la operación.	Mensual	JOS	Mitigar												
	Realizar las reuniones de inicio de jornada para la identificación del personal que no se encuentre en condiciones de laborar.	Diario	JOS	Mitigar												
	Revisión anual de las funciones del personal y de la matriz puesto-persona.	Anual	JOS	Mitigar												

EFM – Encargado de la función metrológica.

AM – Área de medición.

JOS – Jefe de Operación del Sector.

Monitoreo de los riesgos.

Con la finalidad de llevar a cabo el control de los riesgos, se deben realizar evaluaciones técnicas y/o auditorías semestrales por parte del área central de medición, quien evaluará la permanencia de los riesgos establecidos inicialmente, así como la aparición de nuevos riesgos.

Estas revisiones se realizarán mediante listas de verificación de los requisitos que deben cumplir los sistemas de medición y obtendrán una calificación que deberá ser interpretada por el área central de medición, área de medición y el encargado de la función metrológica.

En este capítulo se establecieron los requisitos metrológicos que deben cumplir cada uno de los sistemas de medición instalados en los puntos de medición operacional, de transferencia de producto y de almacenamiento.

Como se mencionó, la calibración y verificación de los equipos son actividades muy importantes para el buen comportamiento de los equipos de medición, sin embargo, estas actividades no garantizan la correcta medición si se carece de la confirmación metrológica.

Asimismo, se establecieron los controles adecuados para garantizar la confiabilidad de la medición, como son los reportes de auditoría y la integridad física de los equipos que intervienen en la medición.

No obstante, el éxito de una correcta medición descansa en la identificación, entendimiento y gestión de los riesgos que pudieran presentarse y que afecten a la medición. Es por eso, que se vuelve fundamental la definición de estos riesgos y la implementación de acciones para su control y monitoreo.

Capítulo 5. Gestión de la elaboración de balances

En este capítulo se desarrollará la forma en que se recomienda realizar los balances de gasolinas, diésel y turbosina, partiendo de los puntos que son importantes controlar y que fueron mencionados en el capítulo 4, hasta la forma de llevar a cabo los balances volumétricos.

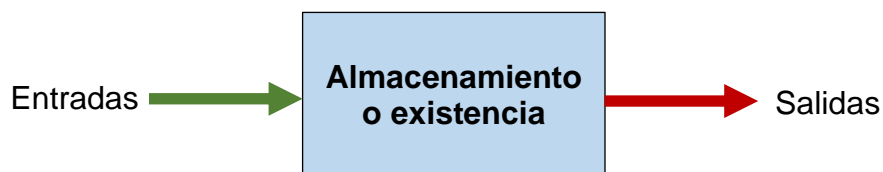
Asimismo, se mencionará la manera en que se deben llevar a cabo los controles para que se pueda determinar si el proceso de medición y de balances se encuentra bajo control.

5.1 Elaboración de balances

Los balances volumétricos son los mecanismos aritméticos que nos permiten determinar en qué situación se encuentra la empresa en cuanto a la producción y la disponibilidad de los inventarios, por lo que se puede determinar si los volúmenes son administrados y controlados adecuadamente.

Con base en el artículo 3 de los Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos (Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), 2015), el “**balance son operaciones matemáticas para obtener el resultado de confrontar las entradas, salidas y almacenamientos a condiciones base**”.

Figura 5.1 Proceso de balance



Fuente: Elaboración propia.

Por lo que, la fórmula del balance se puede describir de la siguiente forma (Comisión Reguladora de Energía, 2016):

$$\text{Existencia final} = \text{Existencia inicial} + \text{Entradas} - \text{Salidas} \quad \dots \text{Ec. 5.1}$$

En la ecuación es necesario involucrar un concepto adicional que afecta el proceso, como son las mermas que pueden ser originadas por la pérdida de producto por evaporación.

La ecuación quedaría de la siguiente manera:

$$\text{Existencia final} = \text{Existencia inicial} + \text{Entradas} - \text{Salidas} - \text{Mermas} \quad \dots \text{ Ec. 5.2}$$

De la ecuación anterior se obtiene el resultado del balance:

$$\text{Balance} = \text{Existencia inicial} - \text{Existencia final} + \text{Entradas} - \text{Salidas} - \text{Mermas} \quad \dots \text{ Ec. 5.3}$$

Los resultados pueden ser resultados positivos o negativos, denominando al resultado positivo, faltantes y al resultado negativo, sobrantes.

Los balances de producto deben ser elaborados a “condiciones base”. Las condiciones base para el caso de petrolíferos son a una temperatura de 20 °C (293.15 K) y una presión absoluta 101.325 kPa (1 atmósfera) (SHCP, 2020).

En el A.P.I. 11.1 (American Petroleum Institute, 2004) se puede ver la forma de calcular los volúmenes corregidos a condiciones base, tomando en cuenta la temperatura y presión del líquido.

Asimismo, todos los balances se deben realizar sin agua, es decir, se requiere tener el control del agua sobre todo en los tanques de almacenamiento, con la finalidad de descontar este volumen que no es de producto.

Los centros de trabajo deben establecer los métodos para el cálculo de las mermas que pueden producirse durante el proceso de transporte o almacenamiento del producto, estableciendo límites de dicho volumen. El capítulo 19 del A.P.I. establece metodologías para el cálculo de las pérdidas por evaporación.

A continuación, se establecen los documentos fuentes que se deben considerar en cada uno de los elementos establecidos en la fórmula del balance:

Entradas.- Los valores de las entradas se deben obtener de los “reportes diarios” (Daily report) de los computadores de flujo, en su caso, cuando se tengan diferentes lotes se deberán apoyar con los reportes de cortes de lote (Batch report).

Los lotes deben ser obtenidos de los cortes de lotes y al final la suma de los lotes debe ser el volumen total registrado en el reporte diario. Los reportes diarios deben obtenerse automáticamente del computador de flujo, en caso de falla de la impresión, se deben obtener los valores directamente del computador de flujo generando un documento donde participen todas las partes involucradas en el punto de transferencia de producto.

Los cortes de lote se deben imprimir cuando los operadores establezcan que ya se dejó de recibir un lote y se inició el recibo de otro.

Se debe verificar que los valores tomados de los reportes sean a condiciones base, por lo que, la configuración del computador debe tener establecido dichas condiciones.

Salidas.- Los valores de las salidas de producto al igual que las entradas se deben obtener de los reportes diarios y cortes de lote siempre respetando los valores registrados en dichos reportes.

Existencia inicial y final.- Los valores de las existencias iniciales y finales de los tanques de almacenamiento, se deben obtener de los reportes automáticos de los sistemas de medición automática de nivel de producto, agua y temperatura. Estos reportes deben obtenerse de manera automática a la hora del corte del balance.

El reporte automático de existencias debe contener el nivel de producto, agua, temperatura, volumen bruto (con agua), volumen natural (sin agua) y volumen corregido a condiciones base, con la finalidad de tener los valores a utilizar en los balances.

Para este caso, se debe asegurar que las tablas de volumetría de los tanques de almacenamiento están debidamente ingresadas en el sistema de medición automática, para que los valores obtenidos sean los reales.

En algunas ocasiones, estos sistemas no cuentan con sistemas de medición automática, no funcionan adecuadamente, o simplemente no cuentan con los cálculos de volumen requeridos.

Para los casos en que no se cuente con sistemas de medición o no funcionen adecuadamente, se requiere que se tomen los niveles de producto y agua, así como la temperatura del tanque en el horario del corte, con la finalidad de obtener manualmente los volúmenes naturales y corregidos utilizando las tablas de calibración del tanque y las fórmulas para la corrección del producto.

Los valores obtenidos manualmente se deben registrar en una bitácora donde se registren los valores de las mediciones y deberá estar avalada por el ingeniero responsable del sector, con la finalidad de que exista trazabilidad de los datos utilizados.

Es importante que se cuente con cintas métricas y termómetros portátiles debidamente calibrados y en buen estado para contar con mediciones precisas del tanque.

Para el caso de que el reporte automático no cuente con el cálculo de los volúmenes, éstos se obtendrán utilizando estrictamente los valores de los niveles y temperatura registrados en el reporte, llevando a cabo el cálculo manual de los volúmenes.

Es necesario establecer procedimientos para la obtención de la densidad del producto contenido en los tanques, lo cual puede obtenerse de una prueba de laboratorio tomando la muestra antes del inicio del bombeo o al término de la preparación o recibo de producto del tanque.

Como ejemplo de la elaboración del balance, se muestra el siguiente ejercicio haciendo referencia a los puntos marcados en la gráfica 5.2:

Supongamos que:

El volumen de entrada a condiciones base fue registrado por el computador de flujo de 10,000 barriles. Suma de los volúmenes medidos en A1, A2, A3 y A4.

El volumen de salida a condiciones base fue registrado por el computador de 25,000 barriles. Suma de los volúmenes medidos en C1.

La existencia inicial fue registrada con un volumen a condiciones base de 90,000 barriles. Volumen medido al iniciar el día del balance en el punto B1.

La existencia final real fue registrada con un volumen a condiciones base de 80,000 barriles. Volumen medido al finalizar el día del balance en el punto B1.

Entonces el balance despreciando las mermas será:

$$\text{Existencia final} = 90,000 + 10,000 - 25,000 = 75,000 \quad \dots\text{Ec. 5.4}$$

La existencia final real fue de 80,000 barriles, por lo que

$$B = 75,000 - 80,000 = -5,000 \text{ barriles} \quad \dots\text{Ec. 5.5}$$

Lo que significa que del resultado de la ecuación 5.5, tenemos un sobrante de 5,000 barriles.

En el caso de que la existencia final real hubiera sido de 70,000 barriles, se tendría

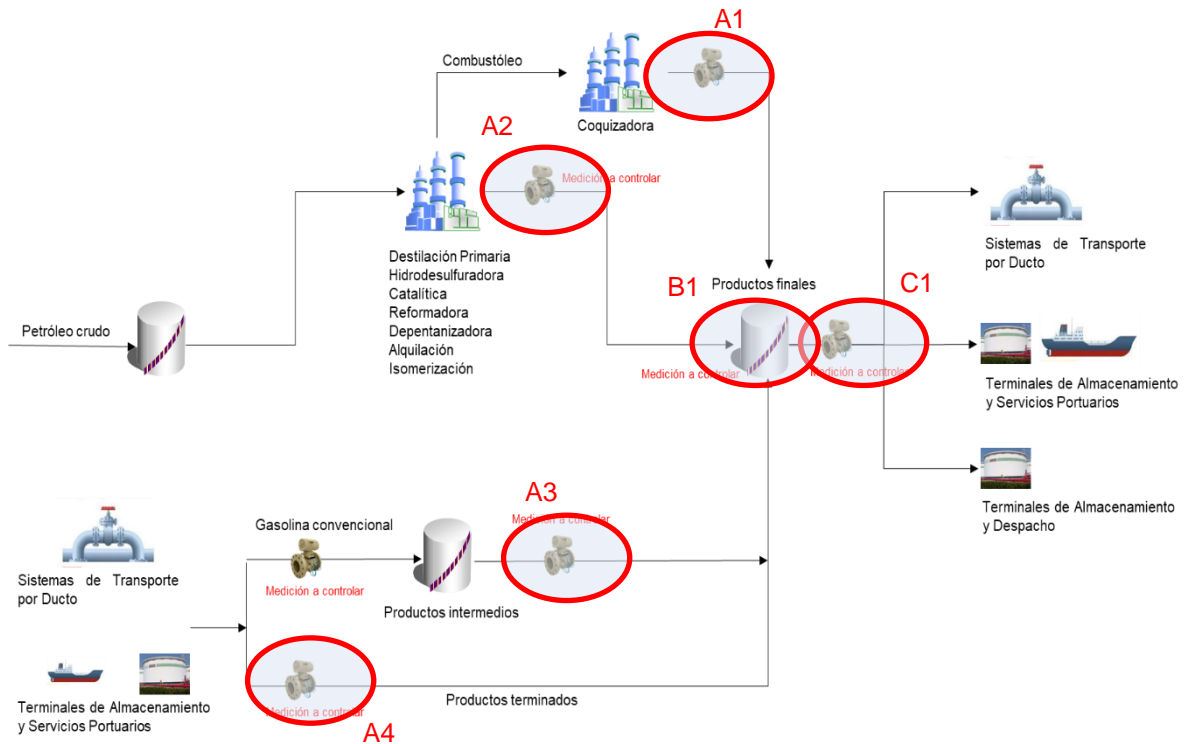
$$B = 75,000 - 70,000 = 5,000 \text{ barriles} \quad \dots\text{Ec. 5.6}$$

El resultado de la ecuación 5.6 nos indica que tenemos un faltante de 5,000 barriles.

En ambos resultados se requiere investigar el porqué de la diferencia, ya sea que tengamos una medición incorrecta o existan otros factores que estén originando estos resultados, como puede ser una extracción ilícita.

Es fundamental que los valores utilizados en los balances cuenten con la trazabilidad de la información y los datos de los sistemas automáticos de medición sean respetados y utilizados sin ninguna modificación, a menos de que se detecte una falla en los sistemas de medición.

Figura 5.2 Valores del balance



Fuente: Elaboración propia.

5.2 Sistemas de control de balances

Los balances son una buena herramienta para el control de los volúmenes, sin embargo, es necesario que se cuente con herramientas que nos permitan asegurar que las mediciones son correctas y confiables cumpliendo con los parámetros establecidos de incertidumbre y errores permitidos por la normatividad.

Es por ello, que se describirán los controles que se deben llevar a cabo en cada una de las actividades de los procesos de medición, con la finalidad de contar con mecanismos que nos permitan determinar si los datos arrojados por los sistemas de medición son confiables o tienen áreas de oportunidad que tienen que ser corregidos.

Sistemas de medición en línea.

Los sistemas de medición instalados en los ductos deben ser controlados y verificados periódicamente con la finalidad de asegurar que las condiciones a las que fueron dejados durante las calibraciones, mantenimientos y ajustes siguen siendo los mismos.

Por tal razón, se proponen los siguientes sistemas de control:

1. Verificación semanal de la colocación de los sellos de seguridad que resguardan la integridad de los equipos, con la finalidad de comprobar que los equipos no han sido alterados o modificados. Se debe verificar que los números de sellos colocados en campo coincidan con los sellos de la bitácora verificando los colocados en los equipos (medidores, transmisores de presión, temperatura y densidad) y gabinete del computador de flujo. Esta verificación debe realizarla el responsable de la estación de medición y en caso de que se detecte alguna incongruencia, se debe iniciar un proceso de investigación para determinar si la medición sufrió alguna alteración y/o afectación. Asimismo, se deben verificar los sellos colocados en purgas, venteos y salidas de los equipos como manómetros y termómetros.
2. Verificación de la configuración posterior a una calibración. Después de realizada la calibración de los equipos, se debe verificar en conjunto entre el responsable del punto de medición, la función metrológica y en su caso la compañía que realizó la actividad, la configuración del computador de flujo, estableciendo un acta de hechos que establezcan los datos registrados incluyendo las unidades manejadas.

3. Verificación mensual de la configuración del computador de flujo. El encargado de la función metrológica debe realizar la verificación de la configuración registrada en el computador de flujo, verificando entre otros puntos, las condiciones base, el método de cálculo del volumen corregido, la curva de calibración, el factor de corrección de la densidad, las constantes del densímetro en su caso y los datos del probador. Asimismo, se debe verificar que el horario del computador de flujo coincida con el horario oficial establecido por el Centro Nacional de Metrología (CENAM).
4. Verificación mensual del reporte de auditoría del computador de flujo. Es necesario que los computadores de flujo cuenten con este reporte de auditoría con la finalidad de verificar los registros que se realizaron en dicho equipo. Esta verificación se debe realizar mensualmente verificando los accesos privilegiados que tienen el perfil de cambiar los valores de la configuración del equipo. Todos los accesos deben contar con un protocolo autorizado y los valores ingresados deben ser los descritos en los certificados de calibración o verificación.
5. Realizar y evaluar las cartas de control de los equipos. Se deben realizar cartas de control de los equipos de medición (medidor, transmisores de presión, temperatura y densidad), con la finalidad de determinar si el proceso de medición utilizando dichos equipos muestra un comportamiento bajo control. Estas cartas nos permitirán determinar en un momento dado si el proceso de medición de cada equipo está bajo control y su medición es confiable y se puede utilizar como la medición más confiable.

Sistemas de medición en tanques de almacenamiento.

Los sistemas de medición automáticos de los tanques de almacenamiento al igual que los sistemas de medición en línea, deben ser controlados desde su integridad física como la configuración ingresada en el sistema.

Por esta razón, es indispensable llevar a cabo los siguientes controles:

1. Verificación semanal de los sellos de seguridad que resguardan la integridad de los equipos como son los registros de los indicadores/transmisores de señal y purgas. Los sellos de campo deben coincidir con los registrados en bitácora.
2. Verificación de las tablas de calibración de los tanques ingresadas en los sistemas. Inmediatamente después que se llevó a cabo la calibración de la

volumetría de los tanques de almacenamiento, se deben ingresar las tablas resultantes en los sistemas informáticos y el responsable del tanque en conjunto con la función metrológica deben verificar el cálculo del volumen a diferentes niveles, con la finalidad de verificar que dichas tablas han sido ingresadas correctamente.

3. Verificación semanal del funcionamiento del sistema de medición automática. Cada semana se debe verificar que la medición automática de nivel y temperatura funcione adecuadamente, por lo que se deberá comparar la medida manual del tanque con la medida del sistema automático, requiriéndose realizar las verificaciones y ajustes del sistema cuando se exceda los 4 mm y 0.5 °C de nivel y temperatura respectivamente (Comisión Reguladora de Energía, 2016). En este caso se deben establecer cartas de control que permitan determinar si las mediciones se encuentran bajo control.

Una vez que han sido controlados los equipos de medición de manera individual, se requiere establecer un mecanismo que nos permita conocer el comportamiento de los sistemas de medición, sobre todo de la medición que se considera como primaria o que tiene el menor valor en su incertidumbre, y que será la que se considere como la oficial para el volumen.

Por lo que es necesario llevar a cabo lo siguiente:

1. Establecer cartas de control que nos permitan conocer el comportamiento de la medición primaria con respecto a una medición de referencia. En nuestro caso se requiere llevar a cabo el comparativo entre la medición en línea con la medición de los tanques de almacenamiento.

Para el desarrollo de la carta de control se requiere establecer la desviación máxima permisible que estará en base a las incertidumbres combinadas de cada sistema de medición, es decir, la incertidumbre combinada del sistema de medición en línea y la incertidumbre combinada de los tanques de almacenamiento.

La desviación máxima permisible (DMP) se calculará con base en la Ley de propagación de las Incertidumbres (The International Organization for Standardization/The International Electrotechnical Commission, 1995) de acuerdo con lo siguiente:

$$DMP = \sqrt{\mu A^2 + \mu B^2} \quad \dots \text{Ec. 5.7}$$

Donde:

μA^2 Incertidumbre combinada expandida del sistema de medición primaria o ductos.

μB^2 Incertidumbre combinada expandida del sistema de medición tanques.

En el subcapítulo 4.3 se establecieron los valores máximos para cada uno de estos sistemas de medición:

$$\mu A = 0.25\%$$

$$\mu B = 0.5\%$$

Por lo que, la DMP con los valores máximos establecidos será:

$$DMP = \pm \sqrt{(0.25^2 + 0.5^2)} = \pm 0.56\% \quad \dots \text{Ec. 5.8}$$

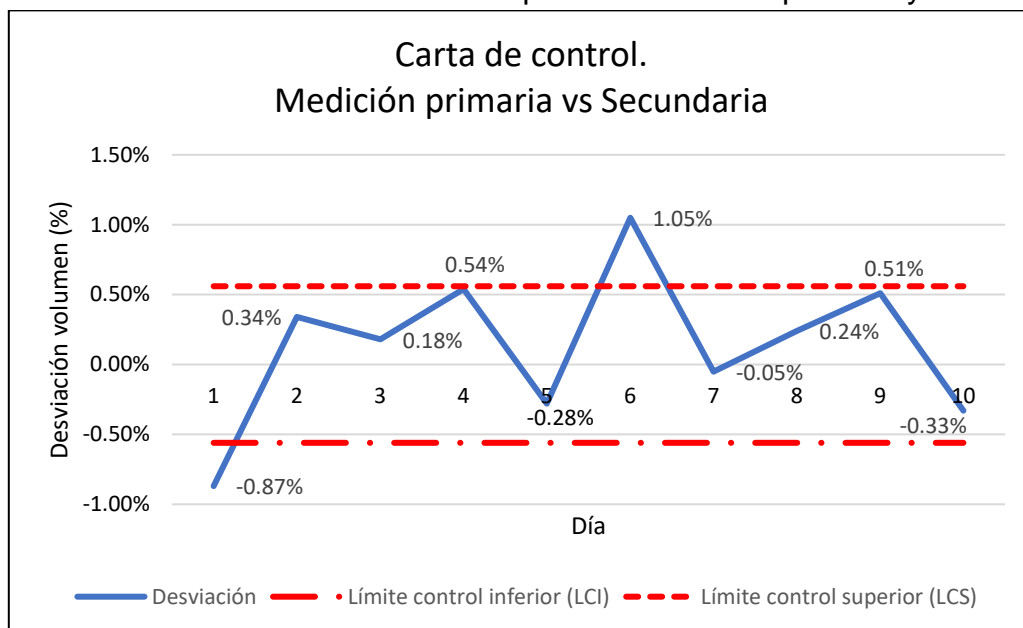
Sin embargo, este valor debe ser el límite máximo de desviación máxima permisible, ya que las incertidumbres de cada sistema de medición deben ser calculadas con los datos de las calibraciones de los equipos.

Por lo que, un ejemplo de carta de control será:

Tabla 5.1 Comparativo entre medición primaria y secundaria.

Día	Medición		Diferencia		DMP
	Primaria (bls)	Secundaria (bls)	Bls	%	%
1	15,000	15,131	-131	-0.87%	±0.56%
2	28,300	28,204	96	0.34%	±0.56%
3	35,265	35,202	63	0.18%	±0.56%
4	18,743	18,642	101	0.54%	±0.56%
5	45,001	45,127	-126	-0.28%	±0.56%
6	34,892	34,526	366	1.05%	±0.56%
7	78,932	78,971	-39	-0.05%	±0.56%
8	35,743	35,657	86	0.24%	±0.56%
9	21,095	20,987	108	0.51%	±0.56%
10	19,936	20,002	-66	-0.33%	±0.56%

Gráfica 5.1 Carta de control del comparativo medición primaria y secundaria.



En la gráfica se aprecia que en los días 1 y 6, la diferencia entre la medición primaria y secundaria excede la DMP, por lo que en esos días se deben analizar y determinar si existió algún problema de medición en la medición primaria o en la secundaria, y poder establecer la medición más confiable.

Por otro lado, es necesario determinar la incertidumbre de la medición en el balance o desviación máxima permisible, donde a través de las cartas de control de los resultados del balance se obtienen gráficas que nos permiten determinar el comportamiento de los balances, es decir, si el proceso se encuentra dentro o fuera de control.

La desviación máxima permisible, se calcula utilizando todas las incertidumbres combinadas de los diferentes sistemas de medición que intervienen en los balances, es decir, las incertidumbres de la medición de recibo, almacenamiento y las salidas.

Cartas de control.

En las cartas de control se establecen límites de control superior e inferior, con la finalidad de llevar el control de los resultados, cuando los valores se encuentran dentro de estos límites se puede decir que existen variaciones normales originadas por causas normales de operación. No obstante, cuando los valores exceden los límites de control se puede determinar que existió algún cambio en el proceso ya sea de los equipos, del operador o del procedimiento de cálculo, es decir, que existió

algún problema en el proceso, por lo que, será necesario investigar las causas, corregirlo e iniciar nuevamente con la carta de control.

Los límites de control superior e inferior se pueden obtener de la Ley de Propagación de las Incertidumbres utilizando las incertidumbres de medición combinadas, sin embargo, estos valores deben ser los límites de los límites de control, ya que estos deben ser obtenidos y ajustados de manera estadística con los datos que se vayan obteniendo día a día.

Cuando se tengan datos estadísticos, se pueden utilizar cartas de medidas individuales acompañada de cartas de rangos móviles de orden 2, donde los límites de control están dados por (Rivera D. , 2011):

$$LCS = \mu_x + 3\sigma_x \quad \dots \text{Ec. 5.9}$$

$$LCI = \mu_x - 3\sigma_x \quad \dots \text{Ec. 5.10}$$

$$LC = \mu_x \quad \dots \text{Ec. 5.11}$$

Donde:

- LCI Límite de control inferior
- LCS Límite de control superior
- LC Línea central
- μ_x Media del proceso
- σ_x Desviación estándar del proceso

Sin embargo, el comportamiento de las cartas de control establece comportamientos que pueden dar indicios de que el proceso se encuentra fuera de control o que está punto de salirse de control, por lo cual es necesario dar seguimiento al comportamiento de dichas gráficas.

De acuerdo con Roberto Carro y Daniel González (Roberto Carro Paz, 2015), en los siguientes comportamientos es necesario llevar a cabo análisis y detectar las causas que puedan estar originando dichos comportamientos:

- a) Un punto fuera de los límites de control superior o inferior.
- a) Dos puntos a punto de salirse de los límites de control superior o inferior.
- b) Cinco puntos consecutivos por encima o por debajo del valor medio.
- c) Cinco puntos consecutivos con tendencia hacia arriba o hacia abajo.
- d) Comportamiento errático.

Por tal motivo, es fundamental llevar a cabo las cartas de control de los diferentes procesos de las mediciones, con la finalidad de evaluar su comportamiento y poder determinar si el proceso se encuentra bajo control o fuera de control, estableciendo los mecanismos y tomando las acciones para evitar tener mediciones incorrectas.

Capítulo 6. Análisis regulatorio.

Es muy importante llevar a cabo el control de las mediciones para tener balances controlados, para lo cual se requiere normatividad adecuada para regular todos y cada uno de los procesos y actividades de las mediciones, así como la elaboración de los balances.

Sin embargo, para lograr esto se requieren inversiones que generalmente no se cuenta con ellas, porque la mayoría del capital se invierte en los procesos de producción.

Teóricamente se ve y escucha muy agradable contar con todos los sistemas de medición de manera ideal, pero la pregunta que se harán los inversionistas, ¿realmente es justificable el gasto de la inversión en medidores con incertidumbre más pequeñas?

En este capítulo se hará un estudio de la rentabilidad del proyecto de implantación de la normatividad, con la finalidad de determinar si es requerida toda la inversión en los diferentes sistemas de medición.

El estudio se basará en el método del valor presente neto, considerando todos los gastos de adecuaciones en mediciones y las ganancias de medición que se tendrían al mejorar la incertidumbre de la medición a través del tiempo, trayéndola al presente.

Cálculo 1.

El siguiente cálculo tiene como finalidad determinar si es conveniente invertir en la instalación de sistemas automáticos de medición con menor incertidumbre en la salida de las plantas y en los tanques de almacenamiento, para lo cual se calculará la ganancia que se tiene al mejorar la incertidumbre en los sistemas de medición y se comparará con los gastos que conlleva la instalación de mejores sistemas de medición.

Las consideraciones serán las siguientes:

Se hará el comparativo entre la medición de salida de plantas y la medición de recibo en tanques, por lo que, se consideran las siguientes incertidumbres combinadas:

Incertidumbre combinada con medición que cumple normatividad 0.56%

(Se considera una incertidumbre de la medición secundaria de 0.5% y la incertidumbre del ducto de 0.25%).

Incertidumbre sin medición que cumpla la normatividad 0.71%

(Se considera una incertidumbre de la medición secundaria de 0.5% y la incertidumbre del ducto de 0.5%).

Incertidumbre que se gana al cumplir normatividad $0.71\% - 0.56\% = 0.15\%$

La producción diaria de productos refinados será el promedio de la capacidad de refinación máxima de las 6 refinерías existentes, considerando un rendimiento promedio de capacidad de la refinación del 40% y un 30% de la producción de gasolinás:

Tabla 6.1 Capacidad de refinación en refinерías.

Refinería	Capacidad de refinación (bls)
Minatitlán	285,000
Tula	315,000
Salamanca	220,000
Madero	190,000
Salina Cruz	330,000
Cadereyta	275,000
Promedio	269,167
Rendimiento	40%
Producción diaria	107,667

El precio del dólar será de \$20.02/usd dato del 14/02/2022 de acuerdo con el Banco de México (Banco de México, 2022).

Se considera que toda la producción es gasolina regular, por lo que, el precio será de \$21.02/litros de acuerdo con la publicación de la Profeco en “Quién es quién en los combustibles” del 14/02/2022 (Procuraduría Federal del Consumidor, 2022).

Los precios de construcción, instalación y mantenimiento de los sistemas de medición se suponen son los siguientes:

Tabla 6.2 Costos de inversión en sistemas de medición.

Sistema	Unidad	Pesos	USD
Instalación de medición en ductos	\$/patín		6,000,000
Instalación sistema automático en tanques	\$/tanque	3,000,000	146,980
Calibración y mantenimiento de tanque	\$/tanque	120,000	5,879
Calibración y mantenimiento de medición automática	\$/tanque	36,000	1,764
Calibración y mantenimiento del patín de medición	\$/patín	240,000	11,758

Fuente: Datos aproximados para ejemplo de cálculo obtenidos de datos reales que no pueden ser compartidos.

Los costos de la instalación de la medición en ductos y de los tanques de almacenamiento se ejercerán durante los dos primeros años; la calibración y mantenimiento se ejercerá a partir del segundo año.

Se considera la instalación de 10 sistemas de medición automática en tanques de almacenamiento, y 1 sistema de medición con 2 trenes de medición a la salida de plantas.

El costo promedio ponderado de capital (WACC) para Pemex será considerado del 15%.

La vida útil de las instalaciones será de 10 años.

La inflación que afecta a los costos será del 7.36% (Gobierno de México, 2022) y el incremento salarial (salario y prestaciones) del personal del 5.16% (Usla, 2021).

A continuación, se muestra el análisis del valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) del proyecto, considerando la instalación de medidores a la salida de las plantas de proceso y en los tanques de almacenamiento.

En la tabla 6.3, se observa que el valor presente neto del proyecto con una vida útil de los equipos de 10 años está por arriba de 4 millones de dólares (mayor a cero), por lo que el proyecto es rentable para su instalación.

Asimismo, se obtiene una tasa interna de retorno del 31.39% lo cual es mayor que el costo promedio ponderado de capital para Pemex, por lo que, el proyecto se considera rentable.

Por lo anterior, se puede deducir que el proyecto propuesto para la instalación de los sistemas de medición que cumpla con la normatividad descrita es rentable y se recomienda la instalación de equipos con las incertidumbres propuestas en este documento.

Cálculo 2.

El siguiente cálculo tiene como finalidad determinar si es conveniente invertir en la instalación de sistema automáticos de medición en línea en la salida de las plantas de proceso con dos trenes y un probador bidireccional, en 10 tanques de almacenamiento se instalarán equipos de medición automática de nivel de producto, agua y temperatura, y a la salida de los tanques se instalará otro sistema de medición con dos trenes y un probador bidireccional, para lo cual se calculará la ganancia que se tiene al mejorar la incertidumbre en los sistemas de medición y se

comparará con los gastos que conlleva la instalación de mejores sistemas de medición.

Las incertidumbres combinadas serán:

Incertidumbre con medición que cumple normatividad 0.612%

(Se considera una incertidumbre del ducto a la salida de plantas del 0.25%, de la medición secundaria de 0.5% y la incertidumbre del ducto a la salida de tanques de 0.25%).

Incertidumbre sin medición que cumpla la normatividad 0.866%

(Se considera una incertidumbre de la medición secundaria de 0.5% y la incertidumbre de los ductos de 0.5%).

Incertidumbre que se gana al cumplir normatividad $0.866\% - 0.612\% = 0.254\%$

Tabla 6.2 Costos de inversión en sistemas de medición.

Sistema	Unidad	Pesos	USD
Instalación de probador bidireccional en ductos	\$/probador	10,000,000	489,932

Fuente: Datos aproximados para ejemplo de cálculo obtenidos de datos reales que no pueden ser compartidos.

En la tabla 6.4, se observa que el valor presente neto del proyecto con una vida útil de los equipos de 10 años está por arriba de 7 millones de dólares (mayor a cero), por lo que el proyecto es rentable para su instalación.

Asimismo, se obtiene una tasa interna de retorno del 28.00% lo cual es mayor que el costo promedio ponderado de capital para Pemex, por lo que, el proyecto se considera rentable.

Por lo anterior, ambos ejercicios demuestran que la instalación de equipos de medición que cumplan con toda la normatividad vigente es rentable y puede traer grandes beneficios para la empresa de refinados.

De todo lo anterior, se puede deducir que la instalación de quipos adecuados para realizar mediciones confiables es rentable y por lo cual la emisión de la normatividad es conveniente para las empresas que producen gasolinas y diésel.

Tabla 6.3 Flujo Libre de Efectivo (dólares) - (Cálculo 1)

Concepto	Año										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Medición en línea salida plantas	-6,000,000	-3,000,000	-3,000,000								
Medición tanques (10 tanques)	-1,469,796	-734,898	-734,898								
Inversión		-3,734,898	-3,734,898								
Calibración tanques (10 tanques)	-58,792		-58,792	-63,119	-67,764	-72,752	-78,106	-83,855	-90,027	-96,653	-103,766
Calibración sistema automático (10 tanques)	-17,638		-17,638	-18,936	-20,329	-21,826	-23,432	-25,157	-27,008	-28,996	-31,130
Calibración de patín en línea (2 patines)	-23,517		-23,517	-25,248	-27,106	-29,101	-31,243	-33,542	-36,011	-38,661	-41,507
Operación			-85,000	-89,386	-93,998	-98,849	-103,949	-109,313	-114,954	-120,885	-127,123
Costo de mantenimiento, operación y mantenimiento			-184,946	-196,688	-209,198	-222,527	-236,730	-251,867	-267,999	-285,195	-303,526
Ingreso por disminución de incertidumbre de medición				2,839,612	3,048,607	3,272,984	3,513,876	3,772,497	4,050,153	4,348,245	4,668,275
FCF		-3,734,898	-3,919,844	2,642,923	2,839,409	3,050,458	3,277,146	3,520,631	3,782,154	4,063,050	4,364,750
VPN	4,876,721	-3,247,737	-2,963,965	1,737,765	1,623,441	1,516,617	1,416,801	1,323,536	1,236,393	1,154,972	1,078,899
TIR	31.39%										

VPN = 4,876,721 > 0

TIR = 31.39% > WACC (15%)

Tabla 6.4 Flujo Libre de Efectivo (dólares) - (Cálculo 2)

Concepto	Año										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Medición en línea salida plantas y salida de tanques (2 sistemas)	-12,000,000	-6,000,000	-6,000,000								
Probador bidireccional (2 probadores)	-979,864	-489,932	-489,932								
Medición tanques (10 tanques)	-1,469,796	-734,898	-734,898								
Inversión		-7,224,830	-7,224,830								
Calibración tanques (10 tanques)	-58,792		-58,792	-63,119	-67,764	-72,752	-78,106	-83,855	-90,027	-96,653	-103,766
Calibración sistema automático (10 tanques)	-17,638		-17,638	-18,936	-20,329	-21,826	-23,432	-25,157	-27,008	-28,996	-31,130
Calibración de patín en línea (4 patines)	-47,033		-47,033	-50,495	-54,212	-58,202	-62,485	-67,084	-72,021	-77,322	-83,013
Calibración de probador bidireccional (2 probadores)	-29,396		-29,396					-41,928			
Operación			-170,000	-178,772	-187,997	-197,697	-207,898	-218,626	-229,907	-241,770	-254,246
Costo de mantenimiento, operación y mantenimiento			-322,859	-311,322	-330,302	-350,476	-371,922	-436,649	-418,963	-444,741	-472,155
Ingreso por disminución de incertidumbre de medición				4,896,279	5,256,646	5,643,535	6,058,899	6,504,834	6,983,590	7,497,582	8,049,404
FCF		-7,224,830	-7,547,689	4,584,958	4,926,344	5,293,058	5,686,977	6,068,185	6,564,626	7,052,841	7,577,249
VPN	7,237,043	-6,282,461	-5,707,137	3,014,684	2,816,653	2,631,586	2,458,637	2,281,255	2,145,988	2,004,857	1,872,980
TIR	28.00%										

VPN = 7,237,043 > 0

TIR = 28.00% > WACC (15%)

Capítulo 7. Conclusiones.

En el capítulo 1 se establecieron los objetivos específicos del presente documento, para lo cual es importante verificar el cumplimiento de los objetivos propuestos:

1. En el capítulo 3 se definió el esquema regulatorio y las instancias para el cumplimiento de la normatividad para la medición y la elaboración de los balances en refinerías, precisando el objetivo de la normatividad, requerimientos normativos y la supervisión del cumplimiento de dicha normatividad, determinando quién debe emitir la regulación y quién debe supervisar su cumplimiento.
2. En el capítulo 4, se desarrollaron los requisitos mínimos que se deben cumplir para la elaboración de los balances, estableciendo la necesidad de contar con un sistema de gestión de la medición que incluye los procedimientos de operación, medición y control del sistema, así como las especificaciones metrológicas de los sistemas de medición; y en el punto 5.1 se estableció la manera en que se recomienda realizar un balance de productos, donde se establecen los puntos a controlar y los reportes que deben ser utilizados.
3. Finalmente, en el punto 5.2 se establecen los controles que deben llevar las refinerías y el análisis que se tiene que realizar para verificar el cumplimiento de los criterios que nos permitan determinar si los balances y/o las mediciones son confiables; y en los puntos 3.3.3 y 4.1, se establecieron los indicadores que nos permiten determinar si se cumple con la normatividad o no.

Una vez aclarado el cumplimiento de los objetivos del presente documento, es necesario aclarar los siguientes puntos de la propuesta presentada:

La energía es requerida hoy en día por los seres humanos para su supervivencia y desarrollo, ya que, de ella depende el transporte de agua y alimentos para llevarlos a los lugares donde se encuentra la concentración de personas que necesitan de estos productos, garantizando el adecuado desarrollo de su economía y su competencia en el mundo globalizado en el que vivimos.

Es por ello, que la generación, conservación y gestión adecuada de la energía se vuelve fundamental para los países y, es catalogada en muchos de ellos dentro del concepto de seguridad energética, ya que, a la falta de ésta, los países se vuelven vulnerables a los países que les suministran dicha energía.

Como se ha mencionado, existen varios tipos de generación de energía en la actualidad, sin embargo, en México la mayor cantidad de ésta se genera con

combustibles fósiles provenientes del petróleo, por lo cual, se vuelve fundamental la obtención y administración adecuada de este producto.

En nuestro país la estrategia para garantizar la seguridad energética es entre otros, el almacenamiento del volumen de un cierto número de días de ventas de petrolíferos como son las gasolinas, diésel y turbosina, sin embargo, con la finalidad de llevar el control de los volúmenes reales almacenados es necesario aplicar la propuesta que se contempla en este documento.

En nuestro país el Estado Mexicano es el que controla la información de los petrolíferos con la finalidad de monitorear las cantidades disponibles y en un momento dado, se puedan tomar decisiones para garantizar el suministro de estos productos a la población.

Sin embargo, además de que es necesario contar con la información de las cantidades de estos productos petrolíferos, se vuelve indispensable contar con información confiable y lo más precisa posible, lo cual solo se puede lograr con una adecuada medición, tanto de los volúmenes existentes, como de los volúmenes de producción y ventas.

Los lugares donde se produce y almacena la mayor cantidad de estos productos de gasolinas, diésel y turbosinas, son en las refinerías las cuáles están reguladas por la Secretaría de Energía y por consiguiente cuentan con permisos emitidos por dicha Secretaría.

Si bien es cierto, que hoy en día la única empresa que realiza la refinación del petróleo en México es Petróleos Mexicanos (Pemex) y que ésta cuenta con una normatividad interna que regula a detalle sus actividades, es necesario que la Secretaría de Energía emita la regulación requerida para el resto de las empresas que pudieran incorporarse a esta actividad, en donde también se incluiría a Pemex.

El problema principal es que no existe una normatividad que le permita regular las condiciones que deben cumplir los sistemas de medición en las refinerías, así como la elaboración de los balances, por lo que, se vuelve necesario el desarrollo de esta normatividad con la finalidad de contar con equipos que operen de manera homogénea para contar con datos confiables de producción, almacenamiento y ventas.

Esta necesidad de regulación se intensifica cuando observamos el bajo rendimiento de la producción de productos refinados que reflejan las refinerías en México, que

oscila por debajo del 40%, lo cual obliga a mejorar los controles de medición, balances y la entrega de datos.

Esto nos lleva a tener la necesidad de contar con una normatividad que regule las actividades de medición y elaboración de los balances en las refinerías.

La normatividad propuesta se hace sobre el control de las gasolinas, diésel y turbosina, que son productos indispensables para la seguridad energética de México y que son los productos que se vuelven codiciables para su extracción ilícita, por lo tanto, es indispensable su control.

Para estos productos se vuelve importante el control de los puntos de entrada a la refinería proveniente de importación, el volumen de salida de las plantas de producción, la salida de los tanques de almacenamiento para su venta y por supuesto las existencias en los tanques de almacenamiento.

La emisión de la normatividad y su supervisión tiene que ser realizada por la Secretaría de Energía, pudiéndose llevar a cabo esta última actividad a través de revisiones periódicas, sin embargo, esta supervisión puede ser realizada por empresas certificadas por la misma Secretaría.

Se considera necesario que se establezcan indicadores que le permitan a la Secretaría medir el nivel de cumplimiento de la normatividad establecida, lo cual puede estar ligado al nivel de cumplimiento de la confirmación metrológica, uso de las mediciones con menor incertidumbre y los procesos bajo control de las mediciones y balances.

En la normatividad que se desarrolle se deben establecer ciertos puntos indispensables que garanticen el cumplimiento de la confirmación metrológica, como es el sistema de gestión de las mediciones (SGM) que de acuerdo con la NMX-CC-10012-IMNC-2004 nos garantiza que los equipos cumplan con los requisitos metrológicos y el uso al que están destinados.

Por tal motivo el desarrollo de este sistema de gestión se vuelve fundamental para el proceso de medición y elaboración de balances, ya que aquí se establecen los procesos que nos permitirán cumplir con los requisitos metrológicos establecidos en la normatividad por parte de los equipos involucrados en las mediciones, a través de procedimientos con la claridad suficiente, debidamente difundidos, disponibles y su cumplimiento.

Es indispensable establecer los requisitos metrológicos que deben cumplir los equipos de medición, tanto los que se instalan en los ductos como los que se requieren en los tanques de almacenamiento.

Estos requisitos se pueden obtener de diversa normatividad nacional, internacional y de las recomendaciones y mejores prácticas de las instancias nacionales e internacionales.

Además de los requisitos metrológicos de los equipos es importante regular la identificación, entendimiento y la definición de acciones para la atención de los riesgos que pudieran ocasionar mediciones incorrectas, para lo cual se recomienda el apoyo de personas con la experiencia suficiente para desarrollar una matriz que nos permita gestionar dichos riesgos.

Otro de los puntos fundamentales a desarrollar a detalle en la normatividad es el proceso de la confirmación metrológica de los equipos que regula el cumplimiento de la calibración, verificación y ajuste de los equipos.

Asimismo, para asegurar una medición confiable se requiere asegurar la integridad física de los equipos que intervienen en la medición, incluyendo los equipos de campo como los equipos que realizan los cálculos de volumen y de conversión a condiciones base. Por lo que, se vuelve esencial la regulación de la colocación de claves y perfiles de acceso, así como la colocación y verificación periódica de sellos de seguridad.

Los balances de las gasolinas, diésel y turbosina, se deben de elaborar considerando las entradas, salidas y almacenamientos, regulando las mediciones en cada uno de estos puntos, estableciendo controles de los procesos de medición y resultados del balance a través de cartas de control que cuenten con límites de control superior e inferior, con la finalidad de determinar si los procesos se encuentran bajo control o no, para que en caso de que el análisis de dichas cartas determinen que el proceso está fuera de control, se identifiquen las causas y se lleven a cabo acciones para su eliminación.

Por lo anterior, se establece en el anexo C de este trabajo una propuesta de norma para la regulación de las mediciones y elaboración de balances de gasolinas, diésel y turbosina en refinerías.

Es muy cierto que la regulación que aquí se propone requiere de la instalación y mejoramiento de los equipos que intervienen en la medición y los costos de inversión pueden ser altos, sin embargo, de acuerdo con el análisis realizado en el

capítulo 6, se puede apreciar que el proyecto de llevar a cabo y cumplir con esta normatividad propuesta puede traer grandes beneficios tanto a los productores de los refinados como a quienes requieren la información para la toma de decisiones.

Lo anterior, debido a que se contará con información confiable de la medición y la homologación de la elaboración de los balances, beneficiando a los administradores de los productos al realizar las mediciones con menores incertidumbres y con procesos regulados, y haciendo transacciones de traspaso de productos y ventas con volúmenes más precisos.

Para los reguladores, su beneficio se reflejará en decisiones más rentables que permitan garantizar una mayor probabilidad de éxito de los proyectos que emprendan.

Por todo esto, se recomienda desarrollar la normatividad requerida para el proceso de producción, almacenamiento, recibo y bombeo de gasolinas, diésel y turbosina en Refinerías, así como la verificación de su cumplimiento, con la finalidad de asegurar y garantizar la seguridad energética de México.

Bibliografía

- (CRE) Comisión Reguladora de Energía. (2015). *RES/776/2015 Disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de transporte por ducto de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos.*
- American Petroleum Institute. (s.f.). Obtenido de <https://www.api.org/about>
- American Petroleum Institute. (2004). *Chapter 11, Manual of Petroleum Measurement Standards. Physical Properties Data.*
- American Petroleum Institute. (2021). *Chapter 4.8, Manual of Petroleum Measurement Standards. Operation of Proving Systems (Third ed.).*
- Banco de México. (14 de 02 de 2022). *Sistema de Información Económica.* Obtenido de <https://www.banxico.org.mx/tipcamb/main.do?page=tip&idioma=sp>
- Banco Mundial. (s.f.). Obtenido de <https://datos.bancomundial.org/>
- Benjamín Soriano, V. A. (2004). *Determinación de intervalos de calibración.* Simposio de Metrología 2004.
- Centro Español de Metrología. (2008). *Evaluación de datos de medición. Guía para la expresión de la incertidumbre de medida.*
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2015). *Lineamientos Técnicos en Materia de Medición de Hidrocarburos.*
- Comisión Reguladora de Energía. (2015). *Acuerdo No. A/023/2015 "Acuerdo por el cual la Comisión Reguladora de Energía interpreta las definiciones de Petroquímicos y Petrolíferos, comprendidas en el artículo 4, fracciones XXVIII y XXIX, de la Ley de Hidrocarburos.*
- Comisión Reguladora de Energía. (2016). *RES/811/2015 Disposiciones administrativas de carácter general en materia de medición aplicables a la actividad de almacenamiento de petróleo, petrolíferos y petroquímicos.*
- De Buen Rodríguez, O., & García Valladares, O. (2018). *Garantizar el acceso a la energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos.* Ciudad de México: Comisión Nacional de los Derechos Humanos. Recuperado el 02 de 06 de 2021, de <https://archivos.juridicas.unam.mx/www/bjv/libros/13/6066/6.pdf>
- Energy Information Administration, U. (s.f.). U.S. Energy Information Administration. Obtenido de <https://www.eia.gov/>
- Espinasa, M. T. (2016). *La Ley y los hidrocarburos: comparación de marcos legales de América Latina y el Caribe.* Banco Interamericano de Desarrollo.

Obtenido de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/La-ley-y-los-hidrocarburos-Comparaci%C3%B3n-de-marcos-legales-de-Am%C3%A9rica-Latina-y-el-Caribe.pdf>

Flores Quiroga, A. (27 de Abril de 2021). ¿Soberanía o Seguridad Energética? *La-Lista*. Obtenido de <https://la-lista.com/opinion/2021/04/27/soberania-o-seguridad-energetica>

Gobierno de México. (07 de 01 de 2022). *Gaceta Económica*. Obtenido de <https://www.gob.mx/shcp/gacetaeconomica/articulos/inflacion-anual-cerro-2021-en-7-36#:~:text=Inflaci%C3%B3n%20anual%20cerr%C3%B3%202021%20en,ec on%C3%B3mica%20%7C%20Gobierno%20%7C%20gob.mx>

Hernández, V. (19 de Febrero de 2021). Especialista en Seguridad Nacional de la Universidad Panamericana. (X. Barbero, Entrevistador) Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=BKKvUEfHPEc>

Instituto Mexicano de Normalización y Certificación A.C. (2004). *NMX-CC-10012-IMNC-2004 Sistemas de gestión de las mediciones - Requisitos para los procesos de medición y los equipos de medición*.

Instituto Mexicano de Normalización y Certificación A.C. (2009). *NMX-Z-055-IMNC-2009 Vocabulario internacional de metrología - Conceptos fundamentales y generales, términos asociados (VIM)*.

Instituto Mexicano del Petróleo. (19 de agosto de 2019). ¿Para qué sirve una planta coquizadora? *Gaceta IMP, Cuarta época, año III(223)*.

International Organization for Standardization. (s.f.). Obtenido de <https://www.iso.org/home.html>

La Relación Entre Energía y Desarrollo Económico. (08 de Abril de 2021). Obtenido de Energía sostenible: <https://energiaysostenibilidad.com/la-relacion-entre-energia-y-desarrollo-economico/>

Metas & metrologos asociados. (2009). ¿Verificaciones - comprobaciones intermedias? Obtenido de <http://www.metas.com.mx/guiametas/La-Guia-MetAs-09-05-verificaciones-intermedias.pdf>

Murrieta, C. (01 de Abril de 2021). *Combustóleo: un reto energético*. Obtenido de Nexos: <https://www.nexos.com.mx/?p=54538>

Organisation Internationale de Métrologie Légale. (s.f.). Obtenido de <http://2013.oiml.org/about/presentation.html?langue=es>

Organización Internacional de Metrología Legal. (2007). *OIML D10 Lineamientos para la determinación de intervalos de calibración de los instrumentos de medición*.

- Petróleos Mexicanos. (2015). *Guías técnicas para realizar análisis de riesgos de proceso*. 800-16400-DCO-GT-75.
- Petróleos Mexicanos. (2018). *Políticas y Lineamientos en Materia de Medición y Balances de Petróleos Mexicanos, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales*. Ciudad de México.
- Procuraduría Federal del Consumidor. (14 de 02 de 2022). *Quién es Quién en el Precio de la Gasolina*. Obtenido de <https://combustibles.profeco.gob.mx/>
- Project Management Institute. (2017). *Guía de los fundamentos para la Dirección de Proyectos* (Sexta edición ed.).
- Rivera, D. (2011). *Tesis "Cartas de Control para Datos Funcionales"*. Guanajuato, Gto.
- Rivera, F. (2010). *Administración de proyectos*. Pearson.
- Roberto Carro Paz, D. G. (2015). *Administración de las operaciones. Control Estadístico de Procesos*. Universidad Nacional de Mar del Plata.
- Secretaría de Energía. (2017). *Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos*. Diario Oficial de la Federación.
- Secretaría de Energía. (2019). *Después de años de saqueos al país, juntos estamos recuperando lo nuestro y entre todas y todos estamos venciendo el robo de combustible*. Recuperado el 2021, de <https://www.gob.mx/sener/articulos/entre-todas-y-todos-estamos-venciendo-el-robo-de-combustible?idiom=es>
- Secretaría de Energía. Estadística de petrolíferos. (2020).
- Secretaría de Energía. Prontuario Estadístico de Petrolíferos. Diciembre 2019. (2019).
- Secretaría de Energía. Sistema de Información Energética con información de Petróleos Mexicanos. (s.f.). Obtenido de <https://sie.energia.gob.mx/>
- Secretaría de Energía. Títulos de Permisos de Refinación de Petróleo. (2018). Obtenido de <https://www.gob.mx/sener/articulos/titulos-de-permisos-para-la-refinacion-de-petroleo>
- SHCP, S. d. (2020). *Anexo 30 de la Resolución Miscelánea Fiscal para 2020*.
- Solís, A. (10 de Diciembre de 2021). *Pemex exporta más combustible sucio que nunca, ¿pero gana dinero?* (B. Línea, Ed.) Obtenido de Bloomberg Línea: <https://www.bloomberglinea.com/2021/12/10/pemex-exporta-mas-combustible-sucio-que-nunca-pero-gana-dinero/>

The International Organization for Standardization/The International Electrotechnical Commission. (1995). *Guide to the expression of uncertainty in measurement*.

Usla, H. (30 de 09 de 2021). Pemex esquivó 'problemón': Acuerdo con sindicato alza salarial y evita huelga. *El Financiero*. Obtenido de <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/2021/09/30/pemex-esquiva-problemon-acuerda-con-sindicato-alza-salarial-y-evita-huelga/>

Zuarth, G. (2017). *Titulares de Sener y Pemex deben comparecer para explicar estrategia contra robo de hidrocarburos: Gil Zuarth*. Senado de la República, Coordinación de Comunicación Social. Ciudad de México: Senado de la República. Obtenido de <http://comunicacion.senado.gob.mx/index.php/informacion/grupos-parlamentarios/36722-titulares-de-sener-y-pemex-deben-comparecer-para-explicar-estrategia-contra-robo-de-hidrocarburos-gil-zuarth.html>

Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. Constitución publicada en el Diario Oficial de la Federación el 5 de febrero de 1917. Última reforma DOF 28-05-2021. Cámara De Diputados del H. Congreso De La Unión. (México)

Ley Orgánica de la Administración Pública Federal. DOF 29 de diciembre de 1976. Última reforma DOF 11-01-2021. Cámara De Diputados del H. Congreso De La Unión. (México).

Ley de Hidrocarburos. DOF 11 de agosto de 2014. Última reforma DOF 20-05-2021. Cámara De Diputados del H. Congreso De La Unión. (México).

Reglamento de las Actividades a que se refiere el Título Tercero de la Ley de Hidrocarburos. DOF 31/10/2014.

Reglamento Interno de la Secretaría de Energía. DOF 31 de octubre de 2014. Secretaría de Energía.

Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los formatos y especificaciones de los requisitos a que se refieren los artículos 50, 51 y 121 de la Ley de Hidrocarburos para el otorgamiento de permisos en materia de tratamiento y refinación de petróleo, así como de procesamiento de gas natural. DOF 01/10/2015. Secretaría de Energía.

Ley de Infraestructura de la Calidad. DOF 1 de julio de 2020. Cámara De Diputados del H. Congreso De La Unión. (México).

Reglamento de la Ley Federal sobre Metrología y Normalización. DOF 14 de enero de 1999. Última reforma DOF 28 de noviembre de 2012.

- NOM-005-SCFI-2017. *“Instrumentos de medición-sistema para medición y despacho de gasolina y otros combustibles líquidos con un gasto máximo de 250 l/min-especificaciones, métodos de prueba y de verificación”*. DOF 10 de octubre de 2018.
- NOM-006-ASEA-2017, *“Especificaciones y criterios técnicos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para el diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, cierre y desmantelamiento de las instalaciones terrestres de almacenamiento de petrolíferos y petróleo, excepto para gas licuado de petróleo”*. DOF 27 de julio de 2018.
- NOM-009-SESH-2011, *“Recipientes para contener Gas L.P., tipo no transportable. Especificaciones y métodos de prueba”*. DOF 08 de septiembre de 2011.
- NOM-014-CRE-2016, *“Especificaciones de calidad de los petroquímicos”*. DOF 09 de noviembre de 2016.
- NOM-015-SECRE-2013, *“Diseño, construcción, seguridad, operación y mantenimiento de sistemas de almacenamiento de gas licuado de petróleo mediante planta de depósito o planta de suministro que se encuentran directamente vinculados a los sistemas de transporte o distribución por ducto de gas licuado de petróleo, o que forman parte integral de las terminales terrestres o marítimas de importación de dicho producto”*. DOF 12 de diciembre de 2013.
- NOM-016-CRE-2016, *“Especificaciones de calidad de los petrolíferos”*. DOF 29 de agosto de 2016.
- NOM-018-ASEA-2016, *“Especificaciones de protección ambiental durante la construcción, mantenimiento mayor y abandono de sistemas de transporte y distribución de hidrocarburos, petrolíferos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales”*. DOF 15 de septiembre de 2016.
- NOM-046-SCFI-1999, *“Instrumentos de medición-cintas métricas de acero y flexómetros”*. DOF 26 de julio de 1999.
- NMX-CC-19011-IMNC-2012, *“Directrices para la auditoría de los sistemas de gestión”*. DOF
- PROY-NOM-010-SCFI-2017, *“Instrumentos de medición-instrumentos para pesar de funcionamiento no automático-requisitos técnicos y metrológicos, métodos de prueba y de verificación”*. DOF 01 de agosto de 2018.
- PROY-NOM-014-SCFI-2017, *“Medidores de desplazamiento positivo tipo diafragma para gas natural o L.P. en estado gaseoso-Especificaciones, métodos de prueba y de verificación”*. DOF 27 de julio de 2020.

PROY-NOM-198-SCFI-2017, *“Instrumentos de medición-sistemas de pesaje y dimensionamiento dinámico vehicular-requisitos técnicos y especificaciones”*. DOF 19 de julio de 2017.

Anexo A. Requisitos metrológicos para equipos de medición de hidrocarburos líquidos en una sola fase.

	Resolución	Repetibilidad	Linealidad	EMP	Incertidumbre
Medidor de caudal	0.1 L	0.05 %	± 0.15 %	± 0.3 %	0.1 %
Medidor de temperatura	0.05 °C			± 0.18 °C	0.05 °C
Medidor de presión					
ρ/MPa < 1	5 kPa			± 30 kPa	10 kPa
1 < ρ/MPa < 4	0.5 %			± 3 %	1 %
ρ/MPa > 4	20 kPa			± 120 kPa	40 kPa
Medidor de densidad	0.5 kg/m ³			±3 kg/m ³	1 kg/m ³
Para cálculo de CTL o CPL					
Volumen a condiciones base					0.25 %

Nota 1: Los valores de incertidumbre contenidos en la tabla se expresan con una probabilidad de cobertura del orden de 95.45%.

Nota 2: EMP se refiere al Error Máximo Permissible, CTL: factor de corrección por temperatura en el líquido; CPL: factor de corrección por presión en el líquido.

Fuente: RES 776, 2015.

Anexo B. Requisitos metroológicos para equipos de medición en tanques verticales.

	Resolución	Repetibilidad	EMP	Incertidumbre
Tablas de calibración del tanque	1 mm		± 0.5 %	0.2 %
Sensor de nivel automático	1 mm		± 4 mm	1.5 mm
Sensores de temperatura	0.1 °C	0.05 °C	± 0.5 °C	0.2 °C
Medidor de densidad Para cálculo de CTL o CPL	0.5 kg/m ³		± 3 kg/m ³	1 kg/m ³
Volumen a condiciones base				0.5 %

Nota 1: EMP se refiere al Error Máximo Permissible, CTL: factor de corrección por temperatura en el líquido; CPL: factor de corrección por presión en el líquido.

Fuente: RES 811, 2015.

Anexo C. Propuesta de introducción, objetivo, campo de aplicación e índice de la normatividad para la regulación de las mediciones y balances en refinерías de petrolíferos.

Norma oficial mexicana:

Equipos de medición requeridos para la medición de gasolinas, diésel y turbosina en refinерías, y método para la elaboración de balances. Sistema de gestión, requisitos metrológicos y sistemas de control.

Introducción:

Con base en la ley de Hidrocarburos, la Secretaría de Energía es la responsable de emitir los permisos de la actividad de refinación y con base en la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal esta misma Secretaría deberá emitir las normas oficiales mexicanas en materia de eficiencia energética, es por ello que la Secretaría de Energía emite la norma oficial mexicana que establece los requisitos metrológicos que deben cumplir todos los sistemas de medición empleados para la cuantificación y control de los volúmenes de la actividad de refinación.

Asimismo, esta Secretaría tiene como función la regulación y supervisión de las actividades de refinación y asegurar el suministro de combustibles en el territorio nacional, por lo que se establece la manera de llevar a cabo la elaboración de los balances y los métodos de control de éstos y de los sistemas de medición.

Esta norma oficial mexicana establece los sistemas de gestión para la administración adecuada de la medición, cuantificación y control de los volúmenes de petrolíferos como gasolinas, diésel y turbosina que forman parte de la seguridad energética de México.

Además, incluye las especificaciones metrológicas que deben cumplir los sistemas de medición y el proceso de confirmación metrológica de los equipos que nos permite identificar si los equipos cumplen con los requisitos para la función a la que están destinados.

Contiene la guía para la determinación de los riesgos que pudieran ocasionar mediciones incorrectas y las acciones que pueden ser implementadas para administrar y, en su caso, mitigar las consecuencias de dichos riesgos, así como, las acciones para garantizar la integridad física de los equipos de medición y su control estadístico.

El cumplimiento de esta norma garantizará contar con datos de volúmenes confiables que darán seguridad a los participantes en las transacciones comerciales

y permitirá al Gobierno Federal tomar las mejores decisiones en temas de seguridad energética del país.

Objetivo:

Establecer las especificaciones y requisitos metrológicos que deben cumplir los equipos de medición y los métodos de elaboración de balances de gasolinas, diésel y turbosina, que se utilizan en las instalaciones que realizan la actividad de refinación en el territorio de los Estados Unidos Mexicanos.

Campo de aplicación:

Esta norma oficial mexicana establece los requisitos metrológicos que deben cumplir los sistemas de medición instalados en refinerías para la cuantificación de gasolinas, diésel y turbosina, en los puntos donde se lleva a cabo la transferencia operacional, de custodia o fiscal, y el método para la elaboración de los balances dentro del territorio de los Estados Unidos Mexicanos.

Índice:

1. Introducción.
2. Objetivo.
3. Campo de aplicación.
4. Marco jurídico aplicable.
5. Concordancia con normas nacionales e internacionales.
6. Definiciones y acrónimos.
7. Sistema de gestión de las mediciones.
8. Sistemas de medición requeridos.
9. Requisitos metrológicos para los sistemas de medición.
 - 8.1 Sistemas de medición en línea.
 - 8.2 Sistemas de medición en tanques de almacenamiento.
10. Elaboración de balances.
11. Controles de los sistemas de medición y balances.
 - 10.1 Integridad física de los equipos.
 - 10.2 Control estadístico.
 - 10.3 Convenios de medición.
11. Verificación de cumplimiento.
12. Bibliografía (referencias normativas).

Se deberá elaborar el análisis de impacto regulatorio con la finalidad de determinar la procedencia de la normatividad propuesta.