

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		ELABORÓ: FREYRE & ASOCIADOS
		REV 2

ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIOS ASOCIADO A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN

ELABORADO POR: FREYRE & ASOCIADOS Y SNC-LAVALIN ITANSUCA

2	EMISIÓN FINAL INCLUYE COMENTARIOS	09-FEB-12	FREYRE & ASOCIADOS	TOP	TOP
1	EMISIÓN FINAL INCLUYE COMENTARIOS	25-ENE-12	FREYRE & ASOCIADOS	TOP	TOP
0	EMISIÓN FINAL	22-DIC-11	FREYRE & ASOCIADOS	TOP	TOP
C	EMITIDO PARA COMENTARIOS Y/O APROBACIÓN	30-NOV-11	FREYRE & ASOCIADOS	TOP	TOP
B	EMITIDO PARA COMENTARIOS Y/O APROBACIÓN	28-NOV-11	FREYRE & ASOCIADOS	TOP	TOP
REV	DESCRIPCIÓN	FECHA	ELABORÓ	REVISÓ	APROBÓ
AREA DE DISTRIBUCIÓN		DISTRIBUIDO POR Ing. Francisco Toro (GP)		ARCHIVO MAGNÉTICO	
				C:\PEIS\01 Documentos\EIS-IN-X-010-R2 ESTUDIO DE CONFIABILIDAD.docx	

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 2 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES Y OBJETO DEL ESTUDIO	6
1.1. ANTECEDENTES	6
1.2. OBJETO DEL ESTUDIO	7
2. MARCO REGULATORIO	7
3. APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO DE CONFIABILIDAD	11
3.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO	11
3.1.1. ASPECTOS GENERALES DEL ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE MODELOS DE CONFIABILIDAD	11
3.1.2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE OFERTA Y DEMANDA DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA	13
3.1.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA	18
3.1.4. INTRODUCCIÓN DE LAS INVERSIONES PARA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD EN EL MODELO DE OPTIMIZACIÓN COSTO-BENEFICIO	21
3.2. DATOS E HIPÓTESIS UTILIZADOS	22
3.2.1. VALORES MEDIOS DE LA DEMANDA RESIDENCIAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL, GAS NATURAL VEHICULAR, REFINERÍAS Y PETROQUÍMICA	22
3.2.2. VALORES DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	28
3.2.3. DESVÍO ESTÁNDAR DE LA DEMANDA	33
3.2.4. EXPORTACIONES	34
3.2.5. RESUMEN DE LOS VALORES DE DEMANDA ADOPTADOS	34
3.2.6. CAPACIDADES DE PRODUCCIÓN	38
3.2.7. ESTADÍSTICA DE INTERRUPCIONES DE PRODUCCIÓN	40
3.2.8. CAPACIDADES DE TRANSPORTE	47
3.2.9. COSTO DE LAS RESTRICCIONES	54
3.2.10. PRECIOS DE GAS NATURAL Y GNL	56

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 3 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.11. TARIFAS DE TRANSPORTE Y COSTO DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSPORTE	58
3.2.12. PROYECTOS DE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	59
3.3. RESULTADOS DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN – CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO	62
3.3.1. SITUACIÓN EN EL AÑO 2016 SIN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	62
3.3.2. SITUACIÓN EN EL AÑO 2016 CON UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN EL ATLÁNTICO	67
3.3.3. SITUACIÓN EN EL AÑO 2016 CON UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN EL PACÍFICO	72
3.3.4. RESUMEN Y COMPARACIÓN DE TODOS LOS CASOS CONSIDERADOS	76
3.3.5. COMPARACIÓN CON LAS HIPÓTESIS Y RESULTADOS DEL INFORME “DETERMINACIÓN Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE GAS NATURAL A LOS USUARIOS DE MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN” DE OCTUBRE DE 2010	81
4. EL FENÓMENO DE “EL NIÑO” – PROBABILIDAD DE OCURRENCIA	84
5. COSTO ESPERADO DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA	85
6. DISTRIBUCION DE OTROS BENEFICIOS ESPERADOS DE LAS INSTALACIONES DE GNL: 1) GENERACIÓN DE SEGURIDAD, 2) RESPALDO DE LAS OEF Y 3) CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GAS NATURAL	87
6.1. BENEFICIO ESPERADO DE LAS INSTALACIONES DE GNL PARA LAS GENERACIONES DE SEGURIDAD	88
6.2. BENEFICIO ESPERADO DE LAS INSTALACIONES DE GNL PARA EL RESPALDO DE LAS OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME	89
6.3. BENEFICIO ESPERADO DE LAS INSTALACIONES DE GNL PARA LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GAS NATURAL	89
6.4. DISTRIBUCIÓN DE LOS BENEFICIOS	90

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 4 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

7. EFECTO REGIONAL DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN PARA EL SISTEMA DE GAS NATURAL CON HIDRAULICIDAD MEDIA	91
8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	93
8.1. CONCLUSIONES	93
8.1.1. CONCLUSIONES EN RELACIÓN CON LA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA	94
8.1.2. CONCLUSIONES EN RELACIÓN CON OTROS BENEFICIOS DE LAS INSTALACIONES DE REGASIFICACIÓN	96
8.1.3. CONCLUSIONES EN RELACIÓN CON EL EFECTO REGIONAL DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN PARA EL SISTEMA DE GAS NATURAL CON HIDRAULICIDAD MEDIA	97
8.1.4. CONCLUSIONES EN RELACIÓN CON EL TAMAÑO ÓPTIMO DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	98
8.2. RECOMENDACIONES	98
9. EVALUACION MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	101
9.1. MARCO CONCEPTUAL Y NORMATIVAS	101
9.1.1. CONCEPTOS DE GESTION INTEGRAL DE MANTENIMIENTO	101
9.1.2. METODOLOGIAS A APLICAR	104
9.2. EVALUACION MANTENIMIENTO CAMPO CUSIANA	111
9.2.1. ESQUEMA OPERATIVO	111
9.2.2. EVALUACION MANTENIMIENTO PROGRAMADO	115
9.2.3. PARADAS NO PROGRAMADAS DE EQUIPOS	119
9.2.4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	123
9.3. EVALUACION MANTENIMIENTO CAMPO GUAJIRA	124
9.3.1. ESQUEMA OPERATIVO	124
9.3.2. EVALUACION MANTENIMIENTO PROGRAMADO	126
9.3.3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	131
9.4. EVALUACION MANTENIMIENTO CAMPO LA CRECIENTE	132
9.4.1. ESQUEMA OPERATIVO	132

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 5 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

9.4.2.	EVALUACION MANTENIMIENTO PROGRAMADO	133
9.4.3.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	137
9.5.	MODELO OPERATIVO PARA DEFINIR ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO	138
9.5.1.	SELECCIÓN DE TAREAS	138
9.5.2.	PLANEACIÓN, PROGRAMACIÓN	142
9.5.3.	EJECUCION ÓPTIMA	142
9.5.4.	ANALISIS, REVISION, FEEDBACK	143
9.5.5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES	143
9.6.	GLOSARIO	154
9.6.1.	TÉRMINOS Y DEFINICIONES	154
9.6.2.	ABREVIACIONES	158

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 6 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

1. ANTECEDENTES Y OBJETO DEL ESTUDIO

1.1. ANTECEDENTES

En cumplimiento del Convenio Interadministrativo N° 002 de 2008, celebrado entre la Agencia Nacional de Hidrocarburos (“ANH”), el Ministerio de Minas y Energía (“MME”) y la Comisión de Regulación de Energía y Gas (“CREG”), el Consorcio ITANSUCA – FREYRE & ASOCIADOS realizó un estudio para la *“Determinación y Valoración Económica de Alternativas Técnicas para asegurar la Continuidad y Confiabilidad de la prestación del Servicio de Gas Natural a los Usuarios de los Mercados Relevantes de Distribución y Comercialización”*.

Dicho estudio fue realizado de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994, que establece como obligación principal de la empresa en el contrato de servicios públicos la prestación continua de un servicio de buena calidad, y teniendo en cuenta lo dispuesto en el Decreto 2687 de 2008 del MME, en donde se determinó que los transportadores y distribuidores de gas natural y cualquier otro agente podría incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

Durante el término de ejecución del estudio, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2730 de 2010, mediante el cual estableció otro tipo de obligaciones de confiabilidad, cuyo análisis no estaba contenido en el alcance original del estudio. Posteriormente, el Gobierno Nacional expidió el Decreto 2100 de 2011, que modificó lo dispuesto en el Decreto 2730 de 2010, y cuyo artículo 18 invita a todos los agentes a incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural.

Por otra parte, para el sector eléctrico, la CREG ha determinado, como opción para el respaldo de Obligaciones de Energía Firme del Cargo de Confiabilidad, el abastecimiento de la demanda de las plantas o unidades de generación a gas con gas natural importado.

Como consecuencia de esto, varios Agentes (especialmente generadores térmicos) han iniciado estudios para seleccionar las alternativas tecnológicas, los costos, la posible asignación de costos, entre otros aspectos, con el fin de hacer propuestas para que la CREG regule la remuneración de la infraestructura de importación de gas natural licuado (“GNL”). De igual manera, los Agentes han señalado la necesidad de considerar el criterio de seguridad eléctrica con el fin de que se incluya la nueva demanda de gas de la generación eléctrica para este fin.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 7 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

1.2. OBJETO DEL ESTUDIO

Teniendo en cuenta los antecedentes reseñados en la sección 1.1. Precedente, la CREG ha considerado necesario actualizar el estudio de confiabilidad de gas natural realizado por el Consorcio ITANSUCA-FREYRE & ASOCIADOS, de tal manera que:

- se consideren las nuevas disposiciones de política y regulación en relación con las exigencias de confiabilidad de los agentes.
- se analicen las alternativas que vienen estudiando los agentes e inversionistas para la construcción de plantas de GNL.
- se incluya el impacto económico de sustituir las generaciones por seguridad del sistema eléctrico de las plantas de generación térmica a diesel.
- se tengan en cuenta las salidas de servicio en el sistema de transporte y producción de gas natural en Colombia.
- se profundice en las causas y en el análisis de ingeniería para las salidas de mantenimiento programado de los campos de producción mayores a 30 MPCD.

El objetivo principal del presente estudio es identificar en qué medida el resto de la demanda (distinta de la generación térmica) se beneficiaría con los proyectos de infraestructura de importación de GNL, a fin de determinar el nivel del cargo de confiabilidad y su distribución entre usuarios del sistema eléctrico y del sistema de gas natural.

De tal modo, en el presente informe se reflejan los resultados preliminares de la ampliación del estudio de confiabilidad realizado por el Consorcio ITANSUCA – FREYRE & ASOCIADOS, con el propósito de que tales resultados sirvan como insumo para que la CREG expida la regulación correspondiente.

2. MARCO REGULATORIO

El **Decreto 2100 del 15 de junio de 2011** fija la política para la promoción del abastecimiento de gas natural en Colombia. A tal fin, se establecieron incentivos a la producción de gas de yacimientos no convencionales (gas metano y gas de esquistos) y a la producción de yacimientos de campos menores a 30 MPCD. También se estableció que la comercialización del gas deberá promover la competencia, mitigar los efectos de la concentración de la producción, propiciar la formación de un precio eficiente del recurso y ofrecer información oportuna y suficiente para todos los agentes. La UPME

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 8 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

elaborará un Plan Indicativo de Abastecimiento, bajo los lineamientos que fije el MME, para orientar las decisiones de los Agentes, de la CREG, de la ANH y de todas las entidades del sector.

Para asegurar el abastecimiento de la demanda interna de gas natural en situaciones de déficit, se acogió el mecanismo del mercado de cortes, pudiendo recurrir a la interrupción de las exportaciones, conforme a lo previsto en los arts. 4 y 26 del Decreto 2100 de 2011. El párrafo del citado artículo 4 aclara que:

“Los Agentes Exportadores atenderán prioritariamente la demanda de gas natural para consumo interno cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009 o aquél que lo modifique o sustituya. Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos de exportación con Respaldo Físico, las cantidades de gas objeto de interrupción se reconocerán al costo de oportunidad de que trata el Artículo 27 de este Decreto”.

A su vez, dentro de la demanda interna, se identificó a la llamada Demanda Esencial, que es la que corresponde a usuarios residenciales y pequeños comerciales, GNV, estaciones de compresión del Sistema Nacional de Transporte y refinerías. Quienes atienden la Demanda Esencial tienen la obligación de contar con Contratos con Respaldo Físico (contratos con firmeza), según se establece en el art. 5 del Decreto 2100 de 2011:

“Los Agentes que atiendan la Demanda Esencial tienen la obligación de contratar el suministro y el transporte de gas natural para la atención de dicha demanda, según corresponda, con Agentes que cuenten con Respaldo Físico.

“Parágrafo 1. Cuando se presenten Insalvables Restricciones en la Oferta de Gas Natural o Situaciones de Grave Emergencia Transitorias y No Transitorias o Racionamiento Programado de gas natural de que trata el Decreto 880 de 2007, modificado por el Decreto 4500 de 2009 o el que lo modifique o sustituya y los Agentes que atiendan la Demanda Esencial no cuenten con los contratos Firmes o que Garanticen Firmeza asumirán directamente los costos en que incurran los Agentes que por ello resulten afectados. Lo anterior, sin perjuicio de las acciones administrativas y sanciones que puedan derivarse de este incumplimiento.

Parágrafo 2. La CREG, siguiendo los lineamientos establecidos en el Artículo 13 de este Decreto, definirá los mecanismos que permitan a los Agentes que atiendan a la Demanda Esencial tener acceso a los contratos de suministro y/o transporte de gas natural a que se refiere este Artículo.

Parágrafo 3. Sin perjuicio de lo previsto en la Resolución CREG 100 de 2003 o aquélla que la modifique o sustituya, la CREG definirá la metodología para

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 9 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

determinar los costos a los que se refiere este Artículo, los Agentes beneficiados y los mecanismos y procedimientos de pago”.

En cuanto al costo de oportunidad del gas natural correspondiente a compromisos firmes de exportación que deban ser interrumpidos, el art. 27 del Decreto 2100 de 2011 establece que:

“Cuando para atender la demanda nacional de gas natural para consumo interno se deban suspender los compromisos en firme de exportación, a los productores y/o productores comercializadores se les reconocerá el costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar. Las cantidades de gas natural de exportación que sean objeto de interrupción deberán ser adquiridas por los Agentes Operacionales que no hayan podido cumplir sus contratos de suministro y/o no cuenten con contratos Firmes o que Garantizan Firmeza y las requieran para la atención de su demanda. La anterior obligación no aplicará para los Agentes Operacionales que cuenten con contratos de suministro con firmeza condicionada a interrupción de exportaciones.

El costo de oportunidad del gas natural dejado de exportar será asumido por los Agentes Operacionales a quienes se les hayan suplido sus faltantes de suministro. El reconocimiento del costo de oportunidad de dicho gas será determinado por la CREG según metodología que incluya, entre otros: (i) el precio del gas natural que deja de percibir el productor y/o productor comercializador por no vender su gas en el exterior; y (ii) las compensaciones que deba pagar el productor y/o productor comercializador por no honrar su Contrato Firme de exportación. La CREG, adicionalmente, determinará el mecanismo mediante el cual se realizará el pago de este costo al Agente Exportador por parte de los Agentes Operacionales a quienes se les haya suplido sus faltantes de suministro y la forma en que dicho costo será asumido por el Agente”.

En definitiva, siempre que resulte necesario interrumpir exportaciones o el suministro a otros usuarios con contratos Firmes (por ejemplo, industrias) los Agentes Operacionales que representan a la Demanda Esencial deben afrontar el costo de oportunidad de tales interrupciones y sólo pueden trasladar el costo de las restricciones a sus usuarios en caso de haber cumplido con la obligación de contar con contratos Firmes o que Garantizan Firmeza.

Por otra parte, para asegurar la confiabilidad del servicio público, se estableció que todas las empresas pueden presentar inversiones para asegurar la confiabilidad. Se remunerarán las mejores alternativas técnicas desde el punto de vista costo-beneficio, según una metodología que debe expedir la CREG. En este sentido, el artículo 18 del Decreto 2100 de 2011 se refiere a las inversiones para asegurar la confiabilidad del servicio y prevé que:

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 10 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

“Los Agentes Operacionales podrán incluir dentro de su plan de inversiones aquellas que se requieran para asegurar la confiabilidad en la prestación del servicio público de gas natural. Con el fin de incentivar el desarrollo de las mejores alternativas técnicas, analizadas desde un punto de vista de costo beneficio, la CREG, dentro del término de seis (6) meses, contados a partir de la expedición de este Decreto, establecerá los criterios de confiabilidad que deberán asegurarse para el cubrimiento de la demanda de los usuarios del servicio público de gas natural y fijará las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión que para el efecto presenten los Agentes Operacionales”.

Asimismo, el artículo 30 del Decreto 2100 de 2011 establece que:

“La CREG podrá implementar mecanismos para incentivar la importación de gas natural con el fin de promover el abastecimiento de este energético”.

En cuanto a la posibilidad de acceso de los demás agentes a la infraestructura de importación de GNL, el artículo 29 del Decreto 2100 de 2011 define que:

“Los Agentes propietarios y/u operadores de la Infraestructura de Regasificación deberán permitir el acceso a la capacidad no utilizada y/o no comprometida a los Agentes que la requieran, siempre y cuando, se cumplan las siguientes condiciones: (i) se cuente con capacidad disponible para ser contratada, y (ii) no se interfiera ni se ponga en riesgo el cumplimiento de los contratos vigentes por asumir nuevos compromisos contractuales”.

En este marco, la **Resolución CREG 106 del 19 de agosto de 2011** estableció las reglas para el ejercicio por parte de los generadores eléctricos de la opción para respaldar sus Obligaciones de Energía Firme del Cargo de Confiabilidad mediante el abastecimiento de la demanda de sus unidades de generación con gas natural importado.¹ El artículo 2 de esta resolución establece:

“Quienes aspiren a participar en asignaciones de Obligaciones de Energía Firme del Cargo por Confiabilidad con plantas y/o unidades térmicas podrán utilizar gas natural importado desde un mercado líquido para respaldar su ENFICC, para lo cual deberán cumplir las condiciones establecidas en esta resolución”.

Además, la **Resolución CREG 121 de 2011** ha ajustado el programa de asignaciones del período diciembre de 2014 a noviembre de 2015 y ha determinado que las plantas o unidades térmicas que opten por nueva infraestructura de importación podrán

¹ La Resolución CREG 106 de 2011 dejó en firme las propuestas contenidas en las Resoluciones CREG 182 de 2010 y 001 de 2011.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 11 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

seleccionar el Período de Vigencia de la Obligación entre 1 y 10 años, contados a partir de la fecha de finalización del Período de Planeación de la asignación.²

Estas propuestas regulatorias han operado como incentivo para que los generadores eléctricos presenten los proyectos para la construcción de plantas de GNL, que han sido considerados en el presente análisis. Conforme a lo anticipado, los resultados de este estudio apuntan a servir como insumo para que la CREG fije las reglas para la evaluación y remuneración de los proyectos de inversión presentados por los agentes, en los términos del artículo 18 del Decreto 2100 de 2011.

3. APLICACIÓN Y RESULTADOS DEL MODELO DE CONFIABILIDAD

3.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO UTILIZADO

3.1.1. ASPECTOS GENERALES DEL ANÁLISIS COSTO-BENEFICIO DE MODELOS DE CONFIABILIDAD

Las compañías de distribución de gas y sus entes reguladores han utilizado tradicionalmente reglas empíricas o criterios probabilísticos arbitrarios para determinar la infraestructura requerida para satisfacer la demanda. En algunos países, como Inglaterra y Argentina, los entes reguladores han comenzado a solicitar a las compañías un análisis más sistemático, que proporcione al menos una estimación aproximada del balance costo-beneficio de los niveles alternativos de confiabilidad. Es importante

² Dice el artículo 2 de la Resolución CREG 121 de 2011: “La participación en la asignación de Obligaciones de Energía Firme para el período Diciembre de 2014 a Noviembre de 2015 con plantas existentes que van a utilizar Gas Natural Importado para respaldar las OEF, según lo definido en la resolución que regule el tema, tendrá las siguientes características:

a. Entrega de manifestación escrita. Se deberá entregar una declaración escrita en el literal b del artículo 2 de la Resolución CREG 087 de 2011, en la cual se compromete a respaldar las OEF acogiéndose a la opción para participar en las asignaciones del Cargo por Confiabilidad, con plantas o unidades térmicas que utilicen gas natural importado, OPACGNI, cumpliendo con lo definido en la regulación vigente. La declaración deberá estar suscrita por el representante legal de la planta o unidad de generación térmica y deberá incluir la organización, el esquema de selección y el Período de Vigencia de la Obligación.

b. Garantías o contratos de construcción y operación de la infraestructura de importación. La garantía o los contratos de construcción y operación se deberán entregar en la fecha establecida en el cronograma de asignación para el período 2014-2015 definido en la Resolución CREG 087 de 2011. Los contratos de construcción y operación se deberán entregar a más tardar el 25 de junio de 2012, de acuerdo con lo definido en la resolución mediante la cual se define la opción con gas natural importado para respaldar OEF.

Parágrafo. Las plantas y/o unidades térmicas que se acojan a la OPACGNI con nueva infraestructura de importación podrán seleccionar el Período de Vigencia de la Obligación entre uno (1) y diez (10) años, contados a partir de la fecha de finalización del Período de Planeación de la asignación”.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 12 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

reconocer, sin embargo, que no debería esperarse que este análisis costo-beneficio conduzca a una única respuesta mecánica. Por el contrario, debido a las incertidumbres relacionadas con las consecuencias económicas de los cortes, sólo es posible obtener un rango de valores óptimos. Más aún, tanto la compañía como los reguladores deberían considerar otros factores -tales como el efecto de la opinión pública en relación con los cortes del servicio y la existencia de baja presión en el servicio residencial³³- que en general no pueden ser capturados adecuadamente en el análisis cuantitativo. De todas maneras, la utilización de un análisis costo-beneficio constituye una herramienta útil como apoyo para la toma de decisiones en este aspecto.

El incremento de la confiabilidad del servicio de una Distribuidora -a través de la compra de capacidad adicional en los gasoductos o por medio de almacenamientos, plantas de 'peak-shaving' u otros medios- tiene dos efectos sobre el costo total del gas para la compañía de distribución y sus clientes:

- Incrementa las inversiones y los costos operativos de la Distribuidora.
- Disminuye las pérdidas económicas (costos) asociadas a los cortes, porque: a) reduce la probabilidad de ocurrencia de los cortes, y b) reduce la extensión de los cortes (es decir, el volumen total de gas cortado) cuando estas restricciones ocurren.

Desde una perspectiva de planeamiento de suministro de gas y capacidad, la estrategia más eficiente económicamente es aquella que minimiza la suma de ambos tipos de costos, incluyendo en el costo total las consecuencias económicas esperadas a raíz de los días en los que la demanda supera la capacidad disponible en el sistema.

Varios pasos son necesarios para estimar las consecuencias económicas de las restricciones originadas en una demanda superior a la capacidad disponible. Es necesario calcular la probabilidad de ocurrencia de las interrupciones y los costos que las restricciones resultantes ocasionan sobre las diferentes clases de clientes. En particular, es necesario estimar la probabilidad de ocurrencia asociada a distintos niveles de restricción, junto con una estimación de las consecuencias económicas asociadas a cada nivel de restricción. Finalmente, se multiplica la probabilidad de cada nivel de corte por los costos correspondientes a los clientes firmes con restricciones y se suma para todos los niveles, obteniéndose una estimación del costo esperado total originado por los cortes asociados al conjunto de infraestructura bajo análisis. Es decir, los pasos específicos en el análisis son los siguientes:

³³ Aún sin llegar a la interrupción del suministro, la baja presión de gas es percibido por usuarios residenciales en la forma de dificultades para el funcionamiento y encendido de las instalaciones afectando la calidad del servicio y la reputación del sistema de gas natural.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 13 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

- Estimación de la probabilidad de ocurrencia de diferentes niveles de restricción, utilizando la correspondiente distribución estadística de la demanda, la oferta y la capacidad de transporte.
- Simulación de la secuencia de corte a los distintos clientes firmes, y de los costos correspondientes para cada nivel de restricción. Para cada nivel de restricción deben estimarse los costos reales originados en cada cliente (por ejemplo, los costos asociados a la utilización de combustibles alternativos o a la pérdida de producción si lo anterior no fuera posible).
- Para cada nivel de restricción, multiplicar la probabilidad de ocurrencia de dicho nivel por los costos asociados.
- Sumar los resultados del paso anterior en todo el rango de restricciones posible. Ese total representa los costos o pérdidas económicas asociadas al nivel de infraestructura bajo análisis.

Este costo esperado más el costo de la infraestructura utilizada en el análisis representa el costo total asociado a dicho nivel de confiabilidad. Para realizar el análisis, por lo tanto, es necesario desarrollar tres aspectos:

- a) Realizar un modelo de oferta y demanda del Sistema de Gas Natural de Colombia que permita simular las decisiones de los agentes económicos para cualquier situación de la demanda, el transporte y la producción.
- b) Desarrollar un modelo de confiabilidad asignando variables aleatorias a las condiciones de la demanda, el transporte y la producción, y obteniendo por simulación una estimación de la probabilidad de ocurrencia de diferentes niveles de restricción en cada mercado relevante y una estadística de los costos asociados.
- c) Utilizar el modelo anterior para distintas opciones técnicamente viables a los efectos de seleccionar las inversiones locales, regionales o nacionales y las soluciones operativas que minimizan el costo total.

3.1.2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE OFERTA Y DEMANDA DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA

El modelo de gas natural que se utiliza comprende el conjunto de centros de demanda, cuencas de abastecimiento de gas y segmentos de gasoductos (todos con capacidad de flujo bidireccional) que se indican en forma esquemática en las figuras siguientes. Las flechas de la Figura 1 muestran las direcciones de flujo consideradas con signo

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 14 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

positivo en el modelo. Valores negativos del flujo indican caudales circulando en sentido contrario al mostrado por las flechas de la figura.

Es importante destacar que los costos para asegurar la bidireccionalidad eventual del flujo de gas en un gasoducto son mínimos, ya que solo resultaría necesario adecuar las válvulas de entrada y salida de las plantas compresoras (en general las trampas de scraper se pueden usar como lanzadora o receptora pero en cualquier caso siendo el pasaje de scraper un evento que ocurre cada varios años puede seleccionarse para esa ocasión la dirección del flujo más conveniente). La bidireccionalidad de gasoductos troncales es de muy fácil materialización técnica y solo debería tenerse en cuenta que la capacidad de transporte podría ser un poco diferente en cada dirección para lo cual deberían revisarse las presiones en los puntos de entrega y las tomas de gas combustible de las plantas compresoras a los efectos determinar la capacidad de transporte en sentido contrario. Por otra parte, en su presentación a la CREG sobre el abastecimiento a los generadores térmicos desde una planta de GNL en Buenaventura de noviembre de 2011, TGI no refirió enfrentar ningún problema técnico ni ninguna inversión significativa relacionada con la que bidireccionalidad de los gasoductos que cambiarían su sentido de flujo.

Los centros de demanda agrupan consumos a lo largo de los gasoductos y su definición sigue los lineamientos adoptados en los modelos desarrollados en el informe “Plan de Abastecimiento de Suministro y Transporte de Gas Natural”, UPME (2009). Sin embargo, es importante destacar que el modelo que se desarrolla en este trabajo no es un modelo hidráulico de presiones operativas, sino un modelo logístico realizado a los fines específicos de determinar las soluciones óptimas para el problema de confiabilidad de Colombia. El modelo es propiedad de Freyre & Asociados S.A. y ha sido desarrollado con la misma metodología utilizada exitosamente con fines similares para analizar el abastecimiento del Cono Sur Sudamericano y la introducción del gas natural en Centroamérica.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 15 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

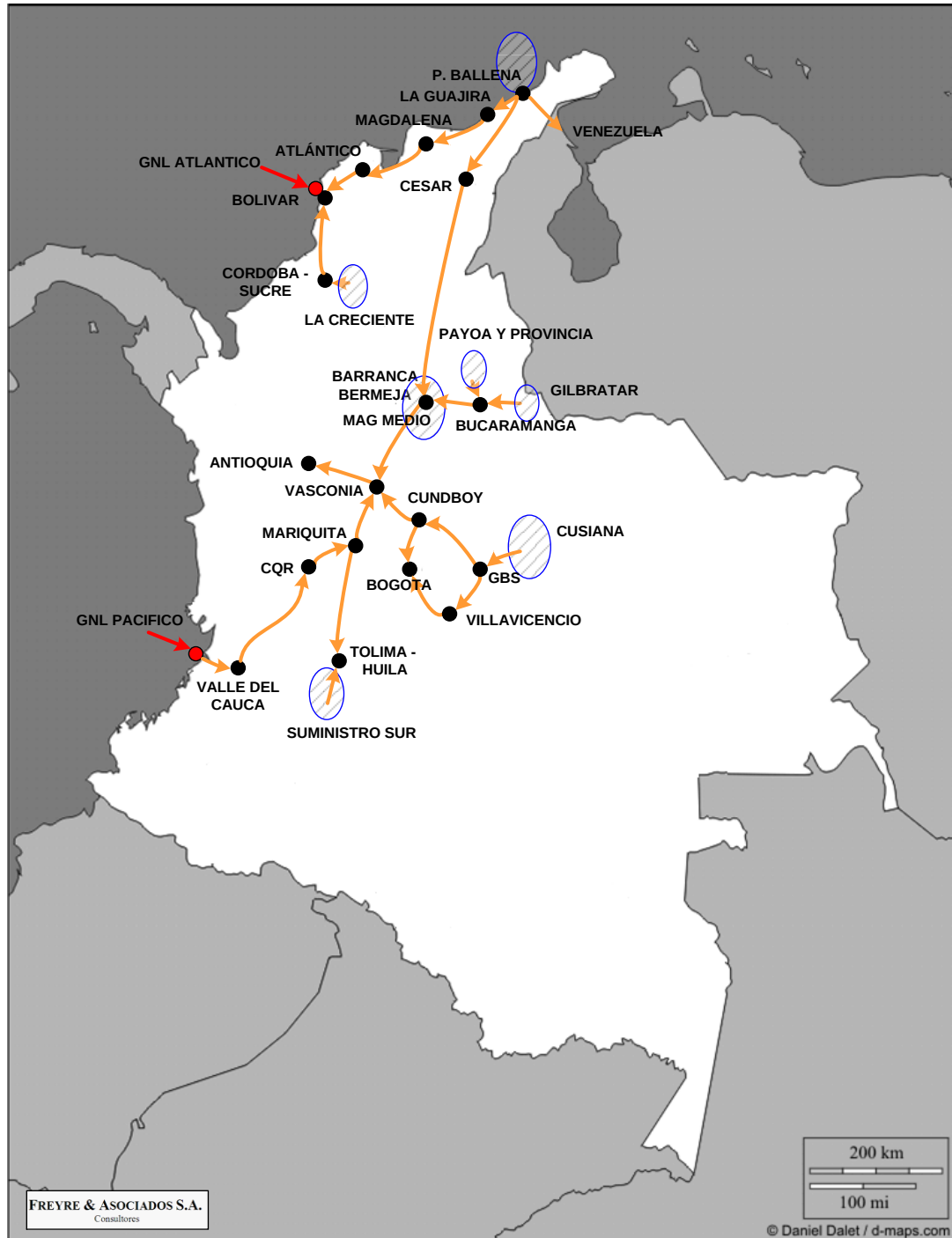


Figura 1. Modelo de oferta y demanda del sistema de gas natural de Colombia

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 16 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

El modelo utiliza los valores estimados de la demanda D_i que fueron definidos en la Sección 4 de la Fase 1-A de este trabajo, concentrados en forma conveniente en cada nodo de demanda i y ordenados según tipo de usuario.

Para cada nodo, se estima el valor de la energía no suministrada o costo de las restricciones para cada tipo de usuario $Crest_i$ y, en caso de existir infraestructura de confiabilidad, el costo del combustible alternativo utilizado en tales activos PCA_i , cuando no es posible abastecer la totalidad de la demanda con gas natural.

Por otra parte, para cada tramo de gasoducto j entre las cuencas y/o centros de demanda se consideran las capacidades de transporte CT_j y las correspondientes tarifas de transporte TT_j .

En cada nodo i , la demanda, D_i , debe ser igual al volumen entrante de gas, Q_{IN} , más el combustible alternativo en la infraestructura de confiabilidad, CA_i y las restricciones $Restr_i$, menos los volúmenes salientes, Q_{OUT} , es decir: $D_i = Q_{IN} - Q_{OUT} + Restr_i + CA_i$.

A su vez, en cada tramo de gasoducto los caudales no pueden superar la capacidad de transporte $Q_j \leq CT_j$.

Respecto del suministro de gas, se introduce en el modelo el precio del gas en boca de pozo PG_i en cada cuenca, y eventualmente en cada planta de regasificación, y como resultado de la optimización del abastecimiento de la demanda (simulando la toma de decisiones de los agentes económicos), se obtiene la inyección requerida en cada una de dichas cuencas y plantas de GNL I_i , así como los aportes de combustible alternativo y las restricciones.

La capacidad de inyección en cada cuenca está limitada $I_i \leq I_{MAXi}$, a su vez, según el volumen de las reservas y su evolución, las inversiones para producción y desarrollo y las declinaciones en la capacidad de producción. La capacidad de utilización de combustible alternativo está limitada por las características de la infraestructura de confiabilidad, $CA_i \leq CA_{MAXi}$. La capacidad de entrega de gas de las plantas de confiabilidad se mantiene hasta tanto no se agota la capacidad de almacenamiento de la planta. Cuando ello ocurre, la capacidad de entrega se reduce a cero durante el número de días requerido para volver a llenar los almacenamientos.

Las restricciones en cada nodo y para cada tipo de usuario deben ser, naturalmente, menores que la demanda $Restr_i \leq D_i$.

El modelo logístico satisface la demanda, minimizando el costo total de abastecimiento, simulando el comportamiento de los agentes económicos según la siguiente ecuación a minimizar:

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 17 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

$$\sum_i I_i \times PG_i + \sum_j Q_j \times TT_j + \sum_i Re\ str_i \times Crestr_i + \sum_i CA_i \times PCA_i$$

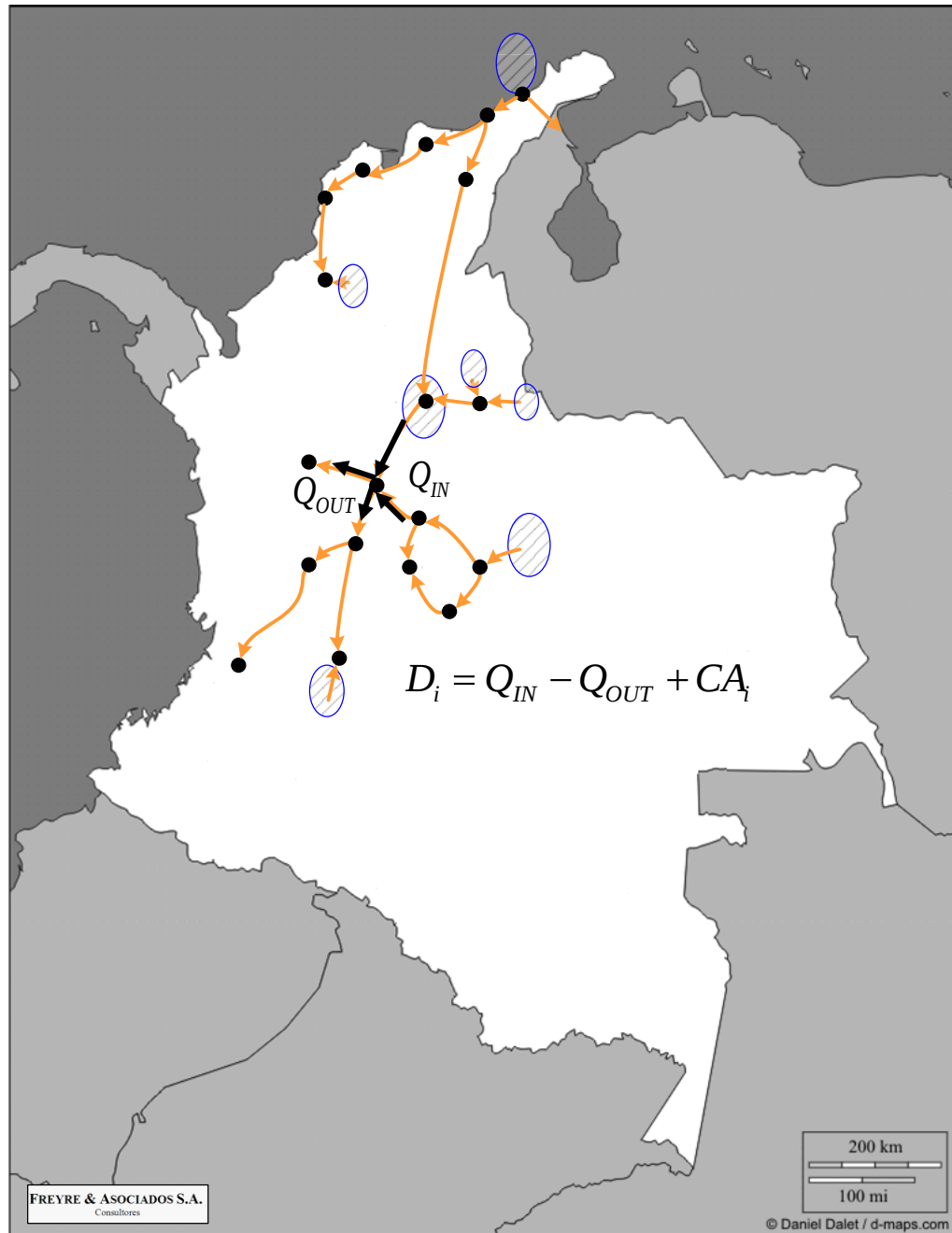


Figura 2. Ecuaciones de igualdad en los nodos de demanda

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 18 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.1.3. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA

El modelo anterior permite establecer en forma determinista el abastecimiento óptimo de la demanda en un día dado, considerando los costos de los combustibles alternativos y de la energía no suministrada. Utilizando programación lineal se obtienen como resultado las inyecciones en cada cuenca productiva, los caudales en cada gasoducto, y el combustible alternativo o energía no suministrada en cada nodo de demanda.

Para convertir el modelo anterior en un modelo de simulación, que permita determinar la confiabilidad en cada mercado relevante y las inversiones óptimas para alcanzar determinados niveles de confiabilidad, se debe considerar que la demanda en cada nodo tiene variaciones diarias y que la capacidad de transporte en cada tramo de gasoducto se puede ver disminuida por interrupciones programadas o no programadas. Esto mismo ocurre con la capacidad de producción de gas natural en cada campo productivo.

El modelo utilizado genera las demandas y las fallas del sistema de transporte y producción, y las consiguientes decisiones de los agentes económicos, de 365 días consecutivos de un año dado. Mediante simulación de Montecarlo este análisis es repetido, obteniéndose datos estadísticos del abastecimiento y de las restricciones de la demanda en cada uno de los mercados relevantes.

En base al análisis de la información estadística proporcionada por las empresas, el modelo desarrollado considera que:

- a) Las demandas de cada nodo D se caracterizan como una variable aleatoria normal, con un valor medio, μ_D , y un desvío estándar, σ_D , como se muestra en las Figura 3 y Figura 4.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 19 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

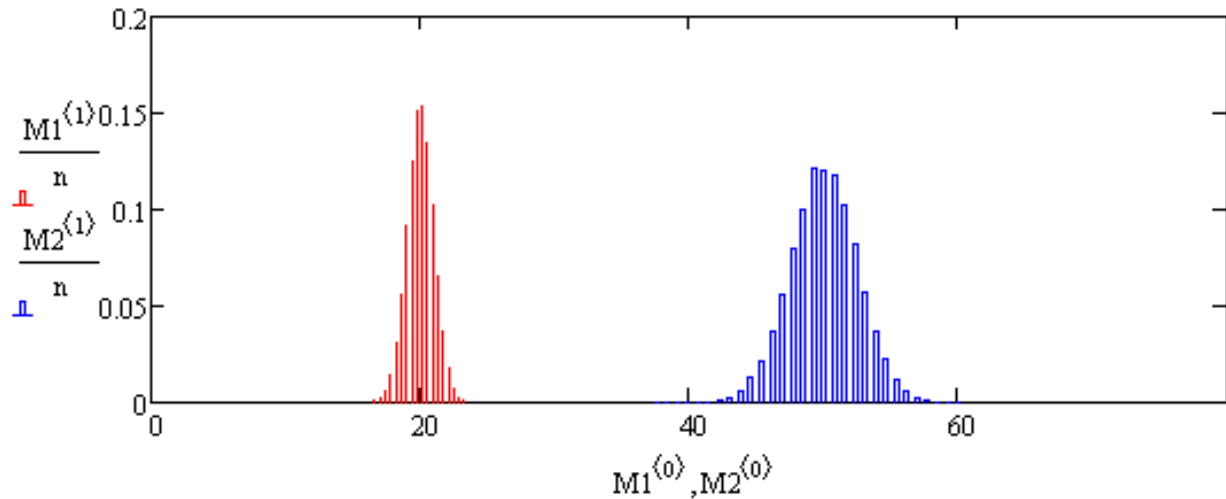


Figura 3. Ejemplo de la distribución de la demanda para dos centros de demanda

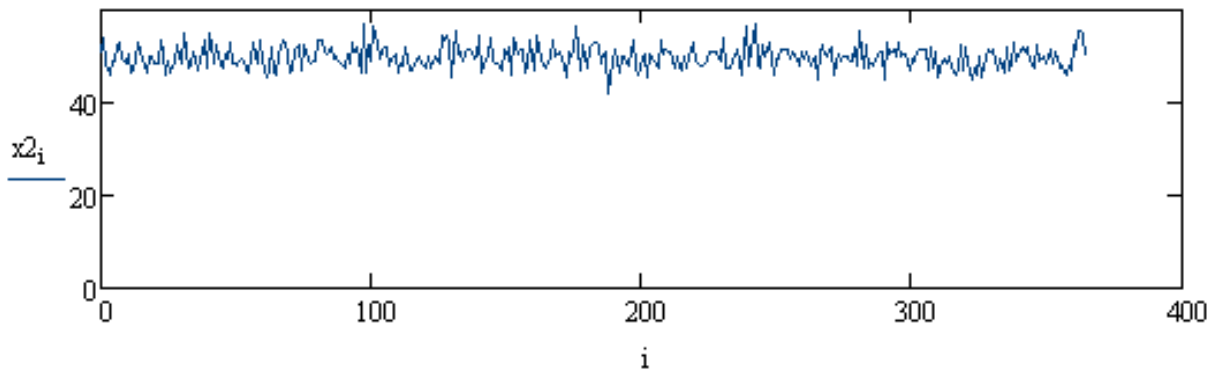


Figura 4. Ejemplo de la simulación de la demanda de un mercado relevante en un año

- b) Las fallas en los gasoductos son modeladas como eventos de Poisson con una frecuencia de ocurrencia ν_T . Para cada evento se simula su duración (considerada log-normal con valor medio, μ_{dT} , y desvío estándar, σ_{dT} , Figura 5) y un volumen de corte para cada evento con distribución uniforme entre valores límites V_{Ta} y V_{Tb} (Figura 6). La Figura 7 muestra el resultado de la simulación de la capacidad de transporte disponible para un tramo en un año dado.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 20 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

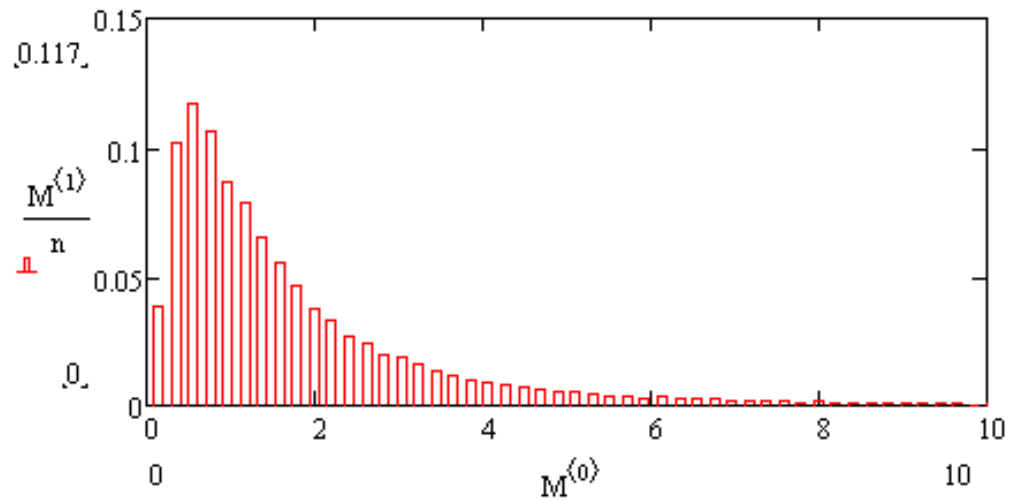


Figura 5. Ejemplo de distribución de la duración de las interrupciones

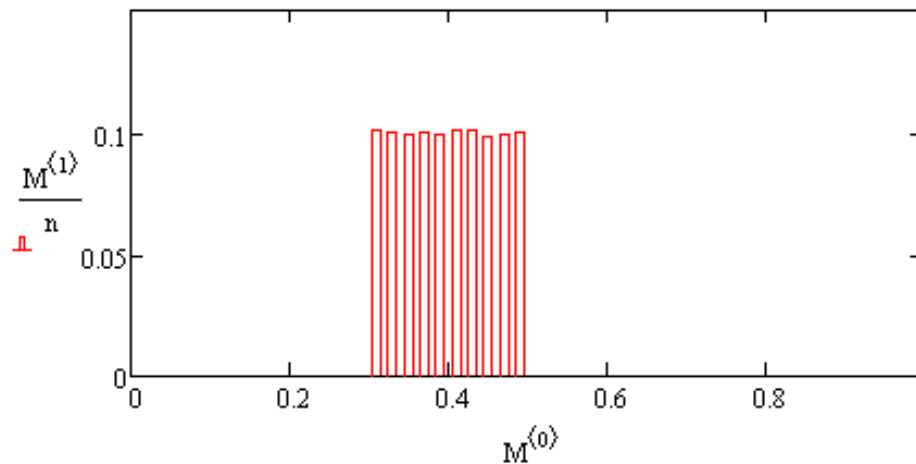


Figura 6. Ejemplo de distribución del porcentaje de volumen cortado en cada evento

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 21 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

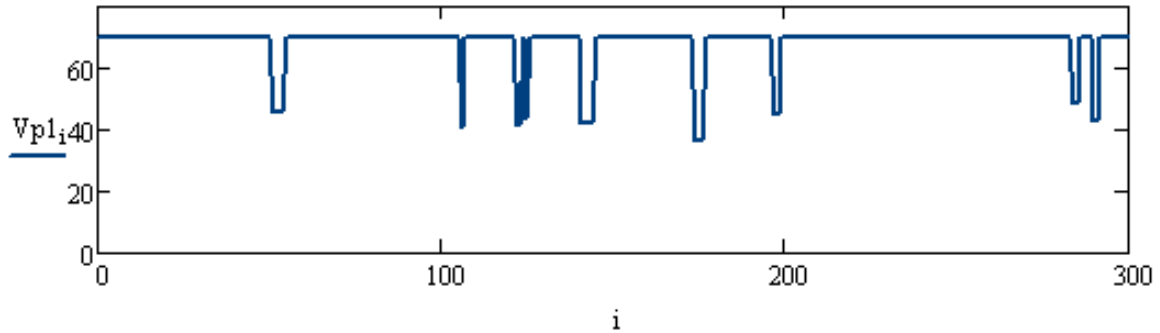


Figura 7. Ejemplo de la capacidad disponible en un año

- c) Las fallas en la producción son modeladas como eventos de Poisson con una frecuencia de ocurrencia ν_p . Para cada evento se simula su duración (considerada log-normal con valor medio, μ_{dp} , y desvío estándar, σ_{dp}) y un volumen afectado con distribución uniforme entre valores límites V_{pa} y V_{pb} . Se obtienen figuras similares a las del caso anterior.
- d) Para cada día de un año dado se generan las demandas en cada nodo, las capacidades de transporte en cada segmento y las capacidades de producción en cada cuenca y se corre el modelo descrito en la Sección precedente para determinar el abastecimiento óptimo de la demanda de acuerdo con las condiciones del sistema. La simulación se repite, obteniéndose las estadísticas de las restricciones y utilización de combustible alternativo en cada mercado relevante, la secuencia de corte a los distintos tipos de clientes y los costos totales (incluidos los costos derivados de las fallas del sistema).

3.1.4. INTRODUCCIÓN DE LAS INVERSIONES PARA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO Y CONFIABILIDAD EN EL MODELO DE OPTIMIZACIÓN COSTO-BENEFICIO

Para poder realizar un análisis costo-beneficio que incluya el valor de las inversiones en seguridad de abastecimiento o confiabilidad en cada nodo del modelo de abastecimiento anteriormente descrito se anualiza el recupero de la inversión total Inv , con una tasa de descuento, r , y un plazo de n años de acuerdo con la siguiente ecuación correspondiente a un flujo de capital constante:

$$C_{inv} = \frac{Inv * r}{\left[1 - \frac{1}{1+r} \right]^n}$$

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 22 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Finalmente este valor se divide por 365 días y se lo suma a los costos de abastecimiento diarios calculados mediante el modelo de optimización incluyendo el efecto de la infraestructura utilizada (plantas de regasificación, plantas de peak-shaving de GNL, plantas de propano-aire, plantas de GNC y/o ampliaciones de transporte).

En este informe, teniendo en cuenta la vida útil de los activos, se consideran un período $n=20$ años. Para la tasa de descuento se adoptó un valor $r=15.02\%$ real antes de impuestos, correspondiente a la tasa regulada establecida para proyectos de transporte. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que dicha tasa de retorno tiene asociada un riesgo de demanda que asume la empresa, por lo que para los proyectos de regasificación la tasa de descuento debería ser revisada oportunamente por el regulador.

Por otra parte, tanto el plazo de años como la tasa de descuento adoptados en este informe coinciden con los valores utilizados en las presentaciones realizadas a la CREG por los potenciales inversores en las Plantas de Regasificación del Atlántico y el Pacífico.

3.2. DATOS E HIPÓTESIS UTILIZADOS

El modelo ha sido concebido para ser una herramienta que producirá resultados cada vez más ajustados a la realidad a medida que se introduzcan datos más confiables. Los datos que se transcriben a continuación son considerados preliminares (y así lo son por lo tanto los resultados y conclusiones) hasta tanto sean cuidadosamente validados por los actores de la industria.

A los efectos de que los resultados resulten útiles para estudiar los beneficios sobre los distintos usuarios de las plantas de regasificación propuestas, los análisis se realizan para la situación correspondiente a la demanda de gas natural con y sin la influencia del fenómeno de “El Niño” y a la situación de oferta e infraestructura de gas natural prevista para los años 2016 al 2020.

Tanto las demandas de cada tipo de usuario como de cada nodo fueron consideradas como variables aleatorias normales y estadísticamente independientes con valores medios y desvíos estándar definidos según se describe a continuación.

3.2.1. VALORES MEDIOS DE LA DEMANDA RESIDENCIAL, COMERCIAL, INDUSTRIAL, GAS NATURAL VEHICULAR, REFINERÍAS Y PETROQUÍMICA

Los valores medios de la demanda residencial, comercial, industrial, gas natural vehicular, industrial, refinerías y petroquímica corresponden al escenario alto determinado por la UPME en el estudio “PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA” Revisión, Diciembre de 2011 que se indican de la Tabla 3 a la Tabla 8 de este trabajo.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 23 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

En su informe del año 2011 la UPME distribuyó las demandas de los distintos departamentos por regiones de acuerdo con la Tabla 1.

Tabla 1. Distribución de la demanda del Informe UPME 2011

Región	Departamento
Centro	Arauca
	Bogotá D.C.
	Boyacá
	Casanare
	Cundinamarca
	Meta
Costa Atlántica	Atlántico
	Bolívar
	Cesar
	Córdoba
	La Guajira
	Magdalena
	Sucre
CQR	Caldas
	Quindío
	Risaralda
Noroeste	Antioquia
Nordeste	Norte de Santander
	Santander
Suroeste	Cauca
	Nariño
	Valle del Cauca
Tolima Grande	Caquetá
	Huila
	Putumayo
	Tolima

Los nodos del modelo de gas natural de este estudio están relacionados con las regiones del estudio de la UPME del año 2011 como se indica en la Tabla 2. La distribución de la demanda de cada región entre los distintos nodos del modelo para cada tipo de demanda que se indica en la misma tabla, fue obtenida utilizando los valores de demanda relativos del año 2016 del caso base del estudio “Plan de abastecimiento para el suministro y transporte de gas natural en Colombia”, UPME (2009), En el informe del año 2009 de la UPME la distribución geográfica de las proyecciones de demanda coincidía con los nodos adoptados en este trabajo.

 CREG Comisión de Regulación de Energía y Gas SNC-LAVALIN Itansuca	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN		DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE		HOJA No 24 DE 159
			REV 2, 9-FEB-12

Tabla 2. Relación entre las demandas de las regiones de la UPME 2011 y el Modelo de Gas Natural de este informe

NODO DEL MODELO	REGION DE LA UPME 2011	Residencial	Industrial	Comercial	GNV	Refinación	Petroquímica
P. Ballena	Costa Atlántica	-	-	-	-	-	-
La Guajira	Costa Atlántica	0.03	-	0.03	-	-	-
Magdalena	Costa Atlántica	0.09	0.01	0.09	0.12	-	-
Atlántico	Costa Atlántica	0.39	0.39	0.37	0.50	-	-
Bolívar	Costa Atlántica	0.20	0.32	0.19	0.23	1.00	1.00
Córdoba-Sucre	Costa Atlántica	0.18	0.16	0.17	0.09	-	-
Cesar	Costa Atlántica	0.10	0.12	0.15	0.07	-	-
Barranca Bermeja	Nordeste	0.12	0.86	0.12	0.09	1.00	1.00
Bucamaranga	Nordeste	0.88	0.14	0.88	0.91	-	-
Antioquia	Noroeste	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Vasconia	Nordeste	-	-	-	-		
Cundboy	Centro	0.04	0.05	0.04	0.03		
GBS	Centro	0.05	0.18	0.05	0.03		
Villavicencio	Centro	0.07	0.07	0.06	0.13		
Bogotá	Centro	0.84	0.70	0.85	0.82		
Mariquita	Tolima Grande	-	-	-	-		
CQR	CQR	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Valle del Cauca	Suroeste	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
Tolima-Huila	Tolima Grande	1.00	1.00	1.00	1.00		

Tabla 3. Valores de la demanda residencial (UPME-2011 Escenario Alto)

[MPCD]	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
2010	27.5	7.8	8.7	44.4	6.4	5.3	11.7	111.7
2011	30.0	8.6	10.4	49.4	7.2	6.1	13.9	125.7
2012	32.4	9.1	11.7	52.6	7.6	6.6	15.4	135.3
2013	34.2	9.4	12.7	55.3	8.0	6.9	16.3	142.6
2014	35.8	9.6	13.4	57.1	8.2	6.9	16.8	147.7
2015	37.4	9.7	14.0	58.5	8.3	7.0	17.0	151.8
2016	38.8	9.8	14.5	59.9	8.4	7.0	17.1	155.4
2017	40.1	9.9	14.8	61.1	8.4	7.0	17.2	158.6
2018	41.3	10.0	15.2	62.2	8.5	7.1	17.4	161.6
2019	42.3	10.1	15.4	63.1	8.6	7.2	17.5	164.2
2020	43.2	10.2	15.6	63.8	8.7	7.3	17.7	166.5
2021	43.9	10.3	15.7	64.5	8.8	7.3	17.9	168.5
2022	44.5	10.4	15.9	65.1	8.9	7.4	18.1	170.3
2023	45.2	10.6	16.1	66.0	9.0	7.5	18.4	172.8
2024	45.9	10.7	16.3	67.0	9.1	7.6	18.7	175.3
2025	46.5	10.9	16.4	67.9	9.3	7.8	19.0	177.8
2026	47.2	11.1	16.6	68.9	9.4	7.9	19.3	180.4
2027	47.9	11.2	16.8	69.8	9.6	8.0	19.6	182.9
2028	48.6	11.4	17.0	70.9	9.7	8.1	19.8	185.6
2029	49.3	11.6	17.2	71.8	9.9	8.2	20.2	188.2
2030	50.1	11.8	17.4	72.9	10.0	8.4	20.5	190.9
2031	50.8	11.9	17.6	73.9	10.2	8.5	20.8	193.6

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 25 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 4. Valores de la demanda comercial (UPME-2011 Escenario Alto)

[MPCD]	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
2010	4.3	2.1	3.3	15.1	1.1	1.3	3.3	30.5
2011	4.5	2.2	3.8	16.9	1.2	1.4	3.7	33.8
2012	4.7	2.2	4.2	18.2	1.3	1.5	3.9	36.1
2013	4.9	2.3	4.5	19.2	1.4	1.6	4.0	37.8
2014	5.0	2.3	4.6	19.8	1.4	1.6	4.1	38.8
2015	5.0	2.3	4.8	20.2	1.4	1.6	4.2	39.5
2016	5.1	2.3	4.9	20.5	1.5	1.6	4.2	40.1
2017	5.1	2.4	4.9	20.7	1.5	1.6	4.3	40.5
2018	5.2	2.4	5.0	20.9	1.5	1.6	4.3	40.8
2019	5.2	2.4	5.0	21.1	1.5	1.6	4.3	41.2
2020	5.2	2.4	5.0	21.3	1.5	1.6	4.3	41.5
2021	5.3	2.4	5.1	21.5	1.5	1.6	4.4	41.8
2022	5.3	2.4	5.1	21.7	1.5	1.6	4.4	42.1
2023	5.3	2.5	5.1	22.0	1.5	1.6	4.4	42.4
2024	5.3	2.5	5.1	22.2	1.5	1.6	4.4	42.7
2025	5.4	2.5	5.2	22.4	1.6	1.6	4.4	43.1
2026	5.4	2.5	5.2	22.6	1.6	1.6	4.5	43.4
2027	5.4	2.5	5.2	22.9	1.6	1.7	4.5	43.7
2028	5.5	2.5	5.2	23.1	1.6	1.7	4.5	44.0
2029	5.5	2.5	5.2	23.4	1.6	1.7	4.5	44.4
2030	5.5	2.5	5.2	23.6	1.6	1.7	4.5	44.7
2031	5.5	2.6	5.3	23.9	1.6	1.7	4.5	45.0

Tabla 5. Valores de la demanda industrial (UPME-2011 Escenario Alto)

[MPCD]	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
2010	84.0	11.1	21.4	72.7	2.9	10.6	29.4	232.0
2011	93.4	11.3	22.1	74.3	3.0	10.8	30.0	247.0
2012	96.4	11.7	29.7	77.4	3.1	11.1	30.8	260.3
2013	97.8	12.0	34.2	80.0	3.2	11.1	31.2	269.6
2014	99.2	12.1	41.1	82.6	3.3	11.2	31.6	281.0
2015	100.8	12.4	47.8	86.0	3.5	11.4	32.1	293.8
2016	102.1	12.5	56.5	88.9	3.5	11.4	32.5	307.4
2017	104.5	12.7	62.8	92.8	3.7	11.6	33.2	321.3
2018	106.6	13.0	71.0	96.4	3.8	11.7	33.7	336.2
2019	109.6	13.3	77.5	101.3	4.0	12.0	34.4	352.1
2020	113.0	13.8	84.2	106.4	4.2	12.3	35.3	369.2
2021	116.0	14.2	92.7	111.4	4.4	12.5	36.0	387.3
2022	120.0	14.7	95.5	117.5	4.7	12.9	37.0	402.3
2023	124.1	15.2	98.3	123.0	4.8	13.2	38.0	416.7
2024	128.1	16.4	101.1	128.1	5.1	13.6	39.0	431.5
2025	130.8	17.6	102.8	132.1	5.2	13.8	39.7	442.1
2026	133.0	18.7	106.1	135.5	5.4	14.0	40.1	452.7
2027	135.9	19.9	107.6	139.4	5.5	14.3	40.8	463.4
2028	139.1	21.1	109.5	142.9	5.7	14.6	41.5	474.4
2029	142.1	22.3	113.1	146.1	5.7	14.8	42.2	486.3
2030	145.1	22.9	116.8	149.3	5.7	14.6	41.6	496.1
2031	148.2	23.6	120.6	152.7	5.7	14.5	41.0	506.2

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 26 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 6. Valores de la demanda vehicular (UPME-2011 Escenario Alto)

[MPCD]	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
2010	16.5	3.7	7.5	26.7	2.6	4.7	10.3	72.0
2011	17.7	3.8	7.6	27.3	2.6	4.8	10.6	74.3
2012	18.2	3.8	7.9	27.2	2.8	5.0	10.6	75.5
2013	18.5	3.7	8.3	27.6	3.1	5.2	10.9	77.3
2014	19.0	3.9	8.7	28.2	3.4	5.6	10.8	79.6
2015	19.2	3.9	9.1	28.5	3.6	5.7	12.0	82.0
2016	19.7	4.1	9.5	29.2	3.9	6.1	11.9	84.3
2017	20.3	4.2	9.9	29.8	4.0	6.3	12.2	86.6
2018	20.9	4.2	10.1	30.4	4.3	6.6	12.5	89.0
2019	21.6	4.3	10.5	31.0	4.4	6.8	12.8	91.5
2020	22.1	4.5	10.8	31.7	4.7	7.0	13.1	94.0
2021	23.0	4.5	11.2	32.5	4.7	7.2	13.4	96.5
2022	23.8	4.6	11.4	33.2	4.9	7.4	13.7	99.0
2023	24.5	4.7	11.6	33.9	5.0	7.5	14.1	101.4
2024	25.4	4.8	11.9	34.6	5.1	7.7	14.3	103.8
2025	26.1	4.9	12.1	35.4	5.2	7.8	14.6	106.3
2026	27.0	5.0	12.4	36.1	5.3	8.0	14.9	108.7
2027	27.9	5.2	12.6	36.8	5.4	8.1	15.2	111.1
2028	28.6	5.2	12.8	37.5	5.5	8.3	15.5	113.5
2029	29.5	5.3	13.1	38.2	5.6	8.5	15.8	116.0
2030	30.4	5.4	13.3	38.9	5.7	8.6	16.1	118.5
2031	31.3	5.5	13.6	39.6	5.8	8.8	16.4	121.0

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 27 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 7. Valores de la demanda de refinerías (UPME-2011 Escenario Alto)

[MPCD]	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
2010	11.9	87.8						99.6
2011	14.4	96.0						110.4
2012	16.1	122.3						138.5
2013	84.9	122.0						207.0
2014	98.0	116.1						214.2
2015	97.9	108.1						206.0
2016	97.8	158.4						256.2
2017	97.7	207.7						305.4
2018	97.6	207.1						304.8
2019	97.5	206.6						304.2
2020	97.5	206.1						303.6
2021	97.4	205.6						302.9
2022	97.3	205.1						302.3
2023	97.2	204.6						301.7
2024	97.1	204.1						301.1
2025	97.0	203.6						300.5
2026	96.9	203.0						299.9
2027	96.8	202.5						299.3
2028	96.7	202.0						298.7
2029	96.6	201.5						298.1
2030	96.5	201.0						297.5
2031	96.4	200.5						296.9

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 28 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 8. Valores de la demanda de petroquímica (UPME-2011 Escenario Alto)

[MPCD]	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
2010	11.5	0.6						12.1
2011	14.0	0.6						14.6
2012	14.0	0.7						14.8
2013	14.0	0.7						14.8
2014	14.0	0.7						14.7
2015	14.0	0.7						14.7
2016	14.0	0.7						14.7
2017	14.0	0.7						14.7
2018	14.0	0.7						14.7
2019	14.0	0.7						14.7
2020	13.9	0.7						14.6
2021	13.9	0.7						14.6
2022	13.9	0.7						14.6
2023	13.9	0.7						14.6
2024	13.9	0.7						14.6
2025	13.9	0.7						14.6
2026	13.9	0.7						14.5
2027	13.8	0.7						14.5
2028	13.8	0.7						14.5
2029	13.8	0.7						14.5
2030	13.8	0.7						14.5
2031	13.8	0.7						14.5

3.2.2. VALORES DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL PARA GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

Para la demanda de gas natural para generación termoeléctrica se consideran los siguientes valores:

- Demanda termoeléctrica con hidraulicidad media. Se utilizan los valores correspondientes al escenario alto determinado por la UPME en el estudio “PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA” Revisión, Diciembre de 2011
- Demanda termoeléctrica con presencia del fenómeno de “El Niño”. Durante un año seco con presencia del fenómeno del Niño se considera la demanda potencial máxima de las centrales térmicas informada por la CREG.
- Generación de seguridad. Se considera la generación de seguridad informada por XM, correspondiente a los datos históricos diarios del consumo de gas de cada uno de los agentes para el período 1 de junio 2010 - 31 de mayo 2011. Estos valores son utilizados a los efectos de evaluar los beneficios de su

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 29 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

respaldo con instalaciones de GNL. Mientras no haya plantas de regasificación la generación de seguridad se realizaría con diesel.

La figura y la tabla siguientes indican la ubicación de las plantas de generación termoeléctricas consideradas en este estudio. En el caso de la generación de seguridad no se considera el respaldo con gas natural para las centrales de Barranquilla y Guajira. Por otro lado, Flores 2 y 3 fue reemplazada por Flores 4 en agosto de 2011.

Tabla 9. Ubicación de las plantas de generación termoeléctricas

RECURSO	UBICACIÓN		COMENTARIO
	MUNICIPIO	DEPARTAMENTO	
BARRANQUILLA 3	SOLEDAD	ATLÁNTICO	Dual: Gas/FO
BARRANQUILLA 4	SOLEDAD	ATLÁNTICO	Dual: Gas/FO
CARTAGENA 1	CARTAGENA	BOLÍVAR	
CARTAGENA 2	CARTAGENA	BOLÍVAR	
CARTAGENA 3	CARTAGENA	BOLÍVAR	
FLORES 1	BARRANQUILLA	ATLÁNTICO	
FLORES 2	BARRANQUILLA	ATLÁNTICO	
FLORES 3	BARRANQUILLA	ATLÁNTICO	
GUAJIRA 1	RIOHACHA	GUAJIRA	Carbon
GUAJIRA 2	RIOHACHA	GUAJIRA	Dual: Gas/Carbon
MERILECTRICA 1	BARRANCABERMEJA	SANTANDER	
PROELECTRICA 1	CARTAGENA	BOLÍVAR	
PROELECTRICA 2	CARTAGENA	BOLÍVAR	
TEBSAB	SOLEDAD	ATLÁNTICO	
TERMOCANDELARIA 1	CARTAGENA	BOLÍVAR	
TERMOCANDELARIA 2	CARTAGENA	BOLÍVAR	
TERMOCENTRO 1 CICLO COMBINADO	CIMITARRA	SANTANDER	
TERMODORADA 1	LA DORADA	CALDAS	
TERMOEMCALI 1	YUMBO	VALLE DEL CAUCA	
TERMO SIERRAB	PTO NARE (LA MAG)	ANTIOQUIA	
TERMOVALLE 1	YUMBO	VALLE DEL CAUCA	
TERMOYOPAL 2	YOPAL	CASANARE	

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 30 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

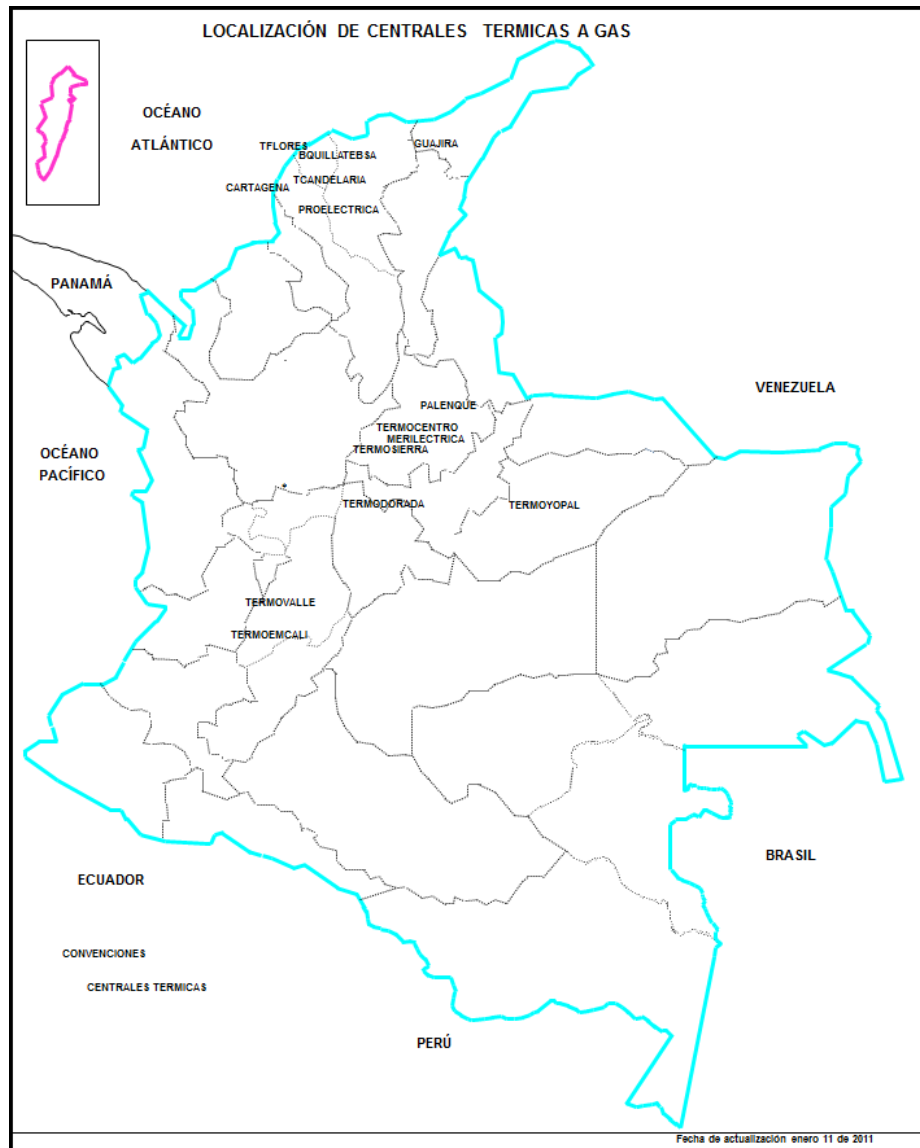


Figura 8. Ubicación de las plantas de generación termoeléctricas consideradas en el estudio

3.2.2.1. Demanda Termoeléctrica en un año típico sin la presencia del fenómeno de “El Niño”

La tabla siguiente muestra la proyección de los valores de la demanda termoeléctrica del escenario alto obtenido por la UPME en el estudio “PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA” Revisión, Diciembre de 2011 que son utilizados en este informe como valores medios de la demanda termoeléctrica en un año típico.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 31 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Teniendo en cuenta la ubicación de las plantas térmicas, el combustible principal y el “HEAT RATE (MBTU/MWh)” de cada una de las plantas, la demanda de las regiones de la Tabla 11, se distribuye entre los nodos del modelo de acuerdo con los porcentajes indicados en la Tabla 10.

Tabla 10.

Costa Atlántica	0.95	Atlántico
	0.05	Bolívar
Nordeste	0.30	Barranca Bermeja
	0.70	Vasconia
Noroeste	0.60	Vasconia
	0.40	Mariquita
Centro	1.00	Vasconia
Tolima Grande	1.00	Valle de Cauca
CQR	1.00	CQR
Suroeste	1.00	Valle de Cauca

Tabla 11. Demanda Termoeléctrica (UPME – 2011 Escenario Alto)

[MPCD]	Costa Atlántica	Nordeste	Noroeste	Centro	Tolima Grande	CQR	Suroeste	Total Nacional
2010	230.6	53.6	2.7	15.5	-	-	-	302.4
2011	172.2	25.3	1.3	7.3	-	-	-	206.0
2012	94.3	111.9	10.2	24.9	-	-	0.4	241.7
2013	108.1	97.6	2.3	22.8	-	-	0.5	231.3
2014	97.8	61.5	3.8	15.1	-	-	0.9	179.0
2015	92.1	76.5	17.2	18.5	-	-	3.4	207.7
2016	86.7	112.1	18.5	27.5	-	-	7.4	252.2
2017	105.8	119.3	20.3	29.1	0.5	-	9.9	285.1
2018	129.1	2.9	0.9	0.6	0.0	-	0.2	133.8
2019	61.6	62.3	22.3	10.8	-	-	6.6	163.7
2020	75.4	84.4	24.0	11.6	0.4	-	11.6	207.3
2021	88.7	117.4	10.4	26.0	-	-	0.3	242.8
2022	75.8	62.8	1.5	14.7	-	-	0.2	155.0
2023	85.9	133.8	8.3	32.9	-	-	1.9	262.7
2024	113.5	112.6	25.2	27.0	-	-	4.8	283.1
2025	89.5	76.5	12.5	18.6	0.3	-	5.0	202.3
2026	109.9	133.3	23.3	32.4	0.5	-	11.4	310.7
2027	132.9	99.1	30.2	21.6	0.3	-	8.2	292.3
2028	130.7	135.2	48.1	23.5	-	-	14.7	352.2
2029	143.4	160.7	45.4	22.4	0.5	-	22.4	394.8
2030	149.0	119.1	10.6	26.4	-	-	0.3	305.3
2031	127.1	128.4	3.0	30.3	-	-	0.3	289.1

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 32 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.2.2. Demanda Termoeléctrica en un año seco con la presencia del fenómeno de “El Niño”

En presencia del fenómeno de “El Niño”, teniendo en cuenta que a través del cargo por confiabilidad la demanda eléctrica paga por la confiabilidad para el caso más crítico posible, se considera como demanda térmica la demanda potencial máxima de gas natural en cada una de las centrales termoeléctricas suponiendo que el sistema funciona a generación plena. De acuerdo con la información suministrada por la CREG (Tabla 12), los valores a considerar son los siguientes.

Tabla 12. Demanda potencial máxima en presencia del fenómeno de “El Niño” (GBTU/d). Fuente: CREG.

PLANTA	UBICACIÓN	MW	COMBUSTIBLES DECLARADO (GBTU/día)
			GNI
Merilectrica	Centro	167	37
Termocentro	Centro	277	46
Termodorada	Centro	45	12
Termosierra	Centro	460	64
Termoemcali	Sur-occid.	229	36
Termovalle	Sur-occid.	205	32
Flores 1	Costa	160	26
Flores 4	Costa	450	74
Proléctrica	Costa	90	18
Tebesa	Costa	791	128
Termocandelaria	Costa	314	74
TOTAL		3.188	547

Considerando la localización geográfica de cada una de las plantas resulta la siguiente distribución de la demanda potencial máxima para cada uno de los nodos del modelo de gas natural.

Tabla 13. Demanda potencial máxima en presencia del fenómeno de “El Niño” (GBTU/d). Fuente: CREG.

Atlántico	Bolívar	Barranca Bermeja	Antioquia	Vasconia	GBS	Mariquita	Valle del Cauca	TOTAL
228	92	37	64	46		12	68	547

3.2.2.3. Generación de seguridad

A partir de los datos diarios del consumo de gas natural de cada una de las plantas de generación termoeléctrica (que llamaremos “Servicios al STN” e incluye las generaciones de seguridad) informado por XM durante el período 1 de junio 2010 – 31

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN						DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010		
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE						HOJA No 33 DE 159		
							REV 2, 9-FEB-12		

de mayo de 2011, se obtuvieron los siguientes valores promedio diarios, valores máximos anuales, desvío estándar y coeficiente de variación para cada uno de los nodos de demanda considerados en el modelo de gas.

Tabla 14. Demanda Termoeléctrica de “Servicios al STN” (MBTU) (PCD – Fuente: XM)

	La Guajira	Atlántico	Bolivar	Barranca Bermeja	Antioquia	Vasconia	GBS	Mariquita	Valle del Cauca	TOTAL
Promedio	16,405.5	129,042.9	11,673.3	1,523.9	2,922.1	6,885.2	7,604.4	121.3	1,317.2	177,496.0
Maximo	75,728.6	207,607.1	59,863.0	29,093.5	62,175.2	53,611.5	9,812.3	2,997.0	25,916.3	311,858.5
Sigma	14,444.1	30,725.3	10,354.4	5,706.0	9,472.3	15,829.4	2,731.6	453.3	4,498.0	44,002.9
CoV	88%	24%	89%	374%	324%	230%	36%	374%	341%	25%

En este trabajo se utilizan - para todos los años considerados - como generación de seguridad el valor promedio diario de cada uno de los nodos indicado en la Tabla 14.

3.2.3. DESVÍO ESTÁNDAR DE LA DEMANDA

En cuanto al desvío estándar, se tuvieron en cuenta las variaciones observada en los flujos diarios de los gasoductos. Se adoptaron coeficientes de variación del 7% en todos los nodos para la demanda Residencial, Industrial, Comercial, GNV, Refinación y Petroquímica.

Por su parte, para la demanda Termoeléctrica en un año típico con hidraulicidad media se adoptó el desvío estándar (sigma) de la demanda diaria real registrada en el período 2009-2010. Estos valores se consideran representativos ya que estos años el valor promedio anual de demanda térmica resultó similar a los valores pronosticados por la UPME para el escenario alto en el período 2016-2020 (Tabla 11).

Si la demanda térmica generada aleatoriamente en un día dado resulta menor que el mínimo técnico se adopta dicho mínimo. Para el mínimo técnico se consideró la potencia mínima y el mínimo tiempo de funcionamiento diario. Se adoptó un valor mínimo técnico de 300 MBTU/d para todos los nodos, que corresponde aproximadamente a un funcionamiento de una hora a la potencia mínima. Por otro lado, si la demanda térmica generada aleatoriamente supera la capacidad de generación máxima en cada nodo indicada en la Tabla 15 se adopta dicho valor máximo.

Tabla 15. Capacidad máxima de generación en cada nodo

La Guajira	Atlántico	Bolivar	Barranca Bermeja	Antioquia	Vasconia	GBS	Mariquita	Valle del Cauca
-	228	92	37		130		12	68

Por el contrario, teniendo en cuenta que en un año con presencia del fenómeno del Niño se considera la demanda térmica potencial máxima, el desvío estándar seleccionado para la demanda térmica en este caso es nulo.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 34 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.4. EXPORTACIONES

Se asume en este estudio que todo el gas remanente, luego de abastecida la demanda interna, es destinado a exportaciones siempre que esto resulte económicamente conveniente. Para la demanda de exportación se considera un límite superior dado por la capacidad del gasoducto Ballena-Maracaibo de 450 MPCD.

Teniendo en cuenta que el costo de oportunidad de las exportaciones debería encontrarse en algún punto intermedio entre el precio del gas natural para el mercado interno de Colombia y el precio de importación del GNL, en este estudio se adopta como costo de oportunidad de las exportaciones de gas al promedio de los dos precios mencionados.

Por otra parte, debido a que se exportan todos los excedentes disponibles, en la optimización económica no se considera un costo por restricciones a las exportaciones sino que se considera el monto de las exportaciones como un beneficio económico para el sistema que se descuenta al costo total de abastecimiento.

3.2.5. RESUMEN DE LOS VALORES DE DEMANDA ADOPTADOS

Utilizando los datos e hipótesis anteriores resultan los siguientes valores medios.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 35 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.5.1. Demanda año 2016 (Hidraulicidad media)

Tabla 16.

Nodos	Demanda Total	Residen- cial	Industrial	Comercial	GNV	Refina- ción	Petro- química	Termo- eléctrica
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena	0.0	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	1.4	1.2	-	0.1	-	-	-	-
Magdalena	6.9	3.5	0.6	0.4	2.3	-	-	-
Atlántico	149.1	15.1	40.0	1.9	9.8	-	-	82.4
Bolivar	162.0	7.9	32.6	1.0	4.4	97.8	14.0	4.3
Cordoba-Sucre	26.0	7.0	16.2	0.9	1.9	-	-	-
Cesar	18.9	4.1	12.7	0.8	1.3	-	-	-
Barranca Bermeja	205.2	1.2	10.7	0.3	0.4	158.4	0.7	33.6
Bucamaranga	16.2	8.6	1.8	2.0	3.7	-	-	-
Antioquia	85.4	14.5	56.5	4.9	9.5	-	-	-
Vasconia	117.1	-	-	-	-	-	-	117.1
Cundboy	8.0	2.1	4.8	0.8	0.3	-	-	-
GBS	20.1	3.1	15.7	1.1	0.3	-	-	-
Villavicencio	12.8	4.2	6.2	1.2	1.2	-	-	-
Bogota	137.9	50.5	62.3	17.4	7.8	-	-	-
Mariquita	7.4	-	-	-	-	-	-	7.4
CQR	26.1	7.0	11.4	1.6	6.1	-	-	-
Valle del Cauca	73.1	17.1	32.5	4.2	11.9	-	-	7.4
Tolima-Huila	17.3	8.4	3.5	1.5	3.9	-	-	-
	1090.8	155.5	307.4	40.1	64.7	256.2	14.7	252.2

La demanda media total considerada en 2016 para un año normal es de 1091 MPCD con un desvío estándar de 41 MPCD.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 36 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.5.2. Demanda año 2016 (Suponiendo el fenómeno de “El Niño”)

Tabla 17.

Nodos	Demanda Total	Residencial	Industrial	Comercial	GNV	Refinación	Petroquímica	Termoeléctrica
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena	0.0	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	1.4	1.2	-	0.1	-	-	-	-
Magdalena	6.9	3.5	0.6	0.4	2.3	-	-	-
Atlántico	294.8	15.1	40.0	1.9	9.8	-	-	228.0
Bolívar	249.7	7.9	32.6	1.0	4.4	97.8	14.0	92.0
Cordoba-Sucre	26.0	7.0	16.2	0.9	1.9	-	-	-
Cesar	18.9	4.1	12.7	0.8	1.3	-	-	-
Barranca Bermeja	208.6	1.2	10.7	0.3	0.4	158.4	0.7	37.0
Bucamaranga	16.2	8.6	1.8	2.0	3.7	-	-	-
Antioquia	85.4	14.5	56.5	4.9	9.5	-	-	-
Vasconia	110.0	-	-	-	-	-	-	110.0
Cundboy	8.0	2.1	4.8	0.8	0.3	-	-	-
GBS	20.1	3.1	15.7	1.1	0.3	-	-	-
Villavicencio	12.8	4.2	6.2	1.2	1.2	-	-	-
Bogota	137.9	50.5	62.3	17.4	7.8	-	-	-
Mariquita	12.0	-	-	-	-	-	-	12.0
CQR	26.1	7.0	11.4	1.6	6.1	-	-	-
Valle del Cauca	133.7	17.1	32.5	4.2	11.9	-	-	68.0
Tolima-Huila	17.3	8.4	3.5	1.5	3.9	-	-	-
	1385.6	155.5	307.4	40.1	64.7	256.2	14.7	547.0

La demanda media total estimada para el año 2016 con presencia del fenómeno de “El Niño” es de 1386 MPCD con un desvío estándar de 16 MPCD. Es decir que la demanda de generación termoeléctrica adicional a gas natural introduce una demanda extra máxima de 295 MPCD de gas natural en el año 2016 con respecto de los valores medios previstos por la UPME.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 37 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.5.3. Demanda año 2020 (Hidraulicidad media)

Tabla 18.

Nodos	Demanda Total	Residencial	Industrial	Comercial	GNV	Refinación	Petroquímica	Termoeléctrica
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena	0.0	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	1.5	1.4	-	0.1	-	-	-	-
Magdalena	7.6	3.9	0.7	0.4	2.6	-	-	-
Atlántico	145.6	16.8	44.3	1.9	10.9	-	-	71.6
Bolívar	166.0	8.8	36.0	1.0	5.0	97.5	13.9	3.8
Cordoba-Sucre	28.8	7.8	17.9	0.9	2.1	-	-	-
Cesar	20.8	4.5	14.1	0.8	1.5	-	-	-
Barranca Bermeja	245.8	1.2	11.8	0.3	0.4	206.1	0.7	25.3
Bucamaranga	17.2	9.0	2.0	2.1	4.1	-	-	-
Antioquia	115.6	15.6	84.2	5.0	10.8	-	-	-
Vasconia	85.1	-	-	-	-	-	-	85.1
Cundboy	9.1	2.3	5.7	0.8	0.3	-	-	-
GBS	23.5	3.3	18.8	1.1	0.3	-	-	-
Villavicencio	14.5	4.5	7.4	1.3	1.4	-	-	-
Bogota	155.2	53.8	74.5	18.1	8.8	-	-	-
Mariquita	9.6	-	-	-	-	-	-	9.6
CQR	28.2	7.3	12.3	1.6	7.0	-	-	-
Valle del Cauca	82.0	17.7	35.3	4.3	13.1	-	-	11.6
Tolima-Huila	19.1	8.7	4.2	1.5	4.7	-	-	-
	1175.2	166.5	369.2	41.3	73.0	303.6	14.6	207.0

La demanda media total considerada en 2020 para un año normal es de 1175 MPCD con un desvío estándar de 55 MPCD.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 38 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.5.4. Demanda año 2020 (Suponiendo el fenómeno de “El Niño”)

Tabla 19.

Nodos	Demanda Total	Residencial	Industrial	Comercial	GNV	Refinación	Petroquímica	Termoeléctrica
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena	0.0	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	1.5	1.4	-	0.1	-	-	-	-
Magdalena	7.6	3.9	0.7	0.4	2.6	-	-	-
Atlántico	302.0	16.8	44.3	1.9	10.9	-	-	228.0
Bolívar	254.2	8.8	36.0	1.0	5.0	97.5	13.9	92.0
Cordoba-Sucre	28.8	7.8	17.9	0.9	2.1	-	-	-
Cesar	20.8	4.5	14.1	0.8	1.5	-	-	-
Barranca Bermeja	257.5	1.2	11.8	0.3	0.4	206.1	0.7	37.0
Bucamaranga	17.2	9.0	2.0	2.1	4.1	-	-	-
Antioquia	179.6	15.6	84.2	5.0	10.8	-	-	64.0
Vasconia	46.0	-	-	-	-	-	-	46.0
Cundboy	9.1	2.3	5.7	0.8	0.3	-	-	-
GBS	23.5	3.3	18.8	1.1	0.3	-	-	-
Villavicencio	14.5	4.5	7.4	1.3	1.4	-	-	-
Bogota	155.2	53.8	74.5	18.1	8.8	-	-	-
Mariquita	12.0	-	-	-	-	-	-	12.0
CQR	28.2	7.3	12.3	1.6	7.0	-	-	-
Valle del Cauca	138.4	17.7	35.3	4.3	13.1	-	-	68.0
Tolima-Huila	19.1	8.7	4.2	1.5	4.7	-	-	-
	1515.2	166.5	369.2	41.3	73.0	303.6	14.6	547.0

La demanda media total estimada para el año 2020 con presencia del fenómeno de “El Niño” es de 1515 MPCD con un desvío estándar de 19 MPCD. Es decir que la demanda de generación termoeléctrica adicional a gas natural introduce una demanda extra máxima de 340 MPCD de gas natural en el año 2020 con respecto de los valores medios previstos por la UPME para ese año.

3.2.6. CAPACIDADES DE PRODUCCIÓN

A partir del potencial de producción normalizado informado por los productores al Ministerio de Minas y Energía se obtuvieron los siguientes valores de producción por yacimiento para los próximos años.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 39 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 20.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
Ballena	675	681	659	574	473	414	353	296	245	200
Cusiana	345	345	345	345	345	345	345	345	345	345
La Creciente	70	84	84	84	80	80	80	80	80	80
CUPIAGUA	0	185	185	185	185	185	278	278	278	278
PAUTO FLOREÑA	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
GIBRALTAR	40	40	40	40	40	40	40	40	40	40
NELSON	0	24	24	24	25	26	27	24	21	23
PROVINCIA	11	10	9	7	6	5	5	5	4	4
LISAMA	3	5	5	4	2	2	0	0	0	0
OPON	0	1	1	1	1	0	0	0	0	0
LLANITO	2	1	1	0	0	0	0	0	0	0
SARDINATA	2	2	3	3	5	5	5	5	5	5
GUADUAS	2	2	1	1	0	0	0	0	0	0
ABANICO	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0
DON PEDRO	0	2	0	0	0	0	0	0	0	0
Katana	0	2	2	2	2	2	2	2	1	1
MONSERRATE	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0
YARIGUI CANTAGALLO	4	2	1	0	0	1	2	2	1	1
PEDERNALITO	2	2	2	2	2	1	1	1	0	0
LA HOCHA	0	3	3	3	3	2	2	1	0	0
CAMPO COMPAE	3	5	5	5	5	5	5	5	0	0
DINA TERCIARIOS	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CAÑAFLECHA	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
ARIANNA	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
LA PUNTA	1	4	4	0	0	0	0	0	0	0

En base a los datos recibidos en las declaraciones de los productores para los años 2012 y 2013, se estimó para el año 2016 una factibilidad de contratación en firme del 97 % para P. Ballena y del 89% para Cusiana y Cupiagua de los volúmenes potenciales de producción informados. Para el resto de los campos se adoptó, en base a datos históricos de contratación, un valor del 85%. Afectando los valores de la Tabla 20 por estos factores y concentrando la producción según su ubicación geográfica, se obtiene la evolución de la capacidad de inyección indicada en la Tabla 21.

Luego de un fuerte incremento de la capacidad de inyección pronosticada para el año 2012 comienza una significativa declinación de la producción en la Guajira que no alcanza a ser compensada por el incremento registrado en la zona de Cusiana.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 40 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 21.

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
P. Ballena	655.1	661.0	638.8	556.4	459.1	401.4	342.9	286.8	238.0	194.2
La Creciente	61.8	99.1	98.9	99.0	96.8	97.3	98.2	95.6	89.0	90.0
Mag. Medio	8.3	8.3	7.1	4.5	2.7	2.7	1.9	1.9	0.9	0.9
Payoa y Provincia	9.3	8.8	7.5	5.9	5.2	4.7	4.6	4.0	3.7	3.4
Gibraltar	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2	34.2
Cusiana	359.1	526.5	526.0	522.9	522.9	522.9	605.8	605.8	605.8	605.8
Sumistro Sur	3.3	7.1	4.7	4.3	3.6	2.8	2.3	1.4	1.0	1.0
Total	1,131.2	1,345.0	1,317.3	1,227.1	1,124.4	1,066.1	1,089.9	1,029.7	972.6	929.5

La capacidad de inyección máxima total de gas natural para los año 2016 y 2020 alcanzan los 1066 y 930 MPCD respectivamente.

Comparando estos valores con la demanda media de los mismos años con y sin la presencia de “El Niño”, (1091 y 1386 MPCD en el año 2016 y 1176 y 1515 MPCD en el año 2020), se observa un déficit de abastecimiento de (-25) y (-320) MPCD para cada caso en el año 2016 y de (-246) y (-586) MPCD respectivamente para el año 2020, remarcando el problema de Seguridad de Abastecimiento que enfrenta el sistema de gas de Colombia en caso de confirmarse la declinación de la producción de gas natural en La Guajira de acuerdo por lo informado por los productores al MME.

3.2.7. ESTADÍSTICA DE INTERRUPCIONES DE PRODUCCIÓN

Se utilizaron los datos estadísticos de los campos de Gibraltar, Cusiana y Campo Ballena de acuerdo con la información histórica suministrada a la CREG por las empresas Ecopetrol, Equion y Chevron y a la información sobre mantenimientos programados provenientes del estudio de ITANSUCA S.A.

En cuanto a las características propias de las interrupciones, teniendo en cuenta los histogramas de los datos suministrados por las empresas, la función de densidad de probabilidad de la duración de las interrupciones para ambos sistemas es considerada log-normal, en tanto que la ocurrencia de las interrupciones se modela, como es habitual en estos casos, como un proceso de Poisson. Los valores del número medio de interrupciones por año, la duración media de la interrupción, el desvío estándar y los volúmenes cortados mínimos y máximos fueron obtenidos de los datos suministrados a la CREG.

Para el resto de las cuencas productivas más pequeñas, no habiendo recibido datos específicos, se adoptaron en forma preliminar los valores de Cusiana.

3.2.7.1. Campo Gibraltar

Ecopetrol informó las siguientes estadísticas de interrupciones.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN		DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE		HOJA No 41 DE 159
			REV 2, 9-FEB-12

Tabla 22. Datos históricos de salidas programadas y no programadas en Gibraltar (Fuente: Ecopetrol)

Anexo 2

Datos Estadístico

Punto de Inyección		Capacidad de Inyección	de Interrupción por Año (4)	Duración Media (2)	Desviación Estándar	Porcentaje de Volumen Cortado	Porcentaje de Volumen Cortado
				Horas	horas	Min	Max
		MPCD					
Gibraltar	2010 (3)						
	2011	30	68	23,57	2,28	59,8%	100%

(2): Promedio Aritmético

(3): Año 2010: No aplica ya que la planta inició entregas en el año 2011

(4) Días en los que se presentó interrupción

Ecopetrol indicó que debe tenerse en cuenta que el arranque de la planta se dio el 16 de agosto del 2011, y que contó con un periodo de estabilización a partir de la fecha mencionada, por lo que se espera que la tasa de interrupciones disminuya a lo largo del tiempo. Teniendo en cuenta esta circunstancia se adoptaron en este informe, en forma provisoria, los mismos valores para el campo de Gibraltar que los informados por Cusiana.

3.2.7.2. Campos Cusiana y Cupiagua

Equion informó la siguiente estadística de interrupciones programadas y no programadas,

Tabla 23. Datos históricos de salidas programadas y no programadas en Cusiana (Fuente: Equion)

Anexo 2							
Datos Estadístico							
Punto de Inyección		Capacidad de Inyección	de Interrupción por Año	Duración Media (2)	Desviación Estándar	Porcentaje de Volumen Cortado	Porcentaje de Volumen Cortado
				Horas	horas	Min	Max
		MPCD					
Cusiana	2010	200	8	46.93	73.60	15%	100%
	2011	270	3	32.00	13.86	7.4%	26%

(2): Promedio Arimético

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 42 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Por su parte, los siguientes valores fueron obtenidos en el estudio de los programas de mantenimiento realizado por ITANSUCA correspondiente a salidas programadas,

Tabla 24. Salidas por mantenimiento programado en Cusiana (Fuente: Itansuca)

Datos	Valor	UNIDAD
Capacidad	270	MMSCFD
# Interrupciones por año	2	EA
Duración media	91	Horas
Desviación estándar por int.	92	Horas
Máximo impacto en interr.	270	MMSCFD
Mínimo impacto en interr.	40	MMSCFD

Se prevé que en el año 2016 la producción en la zona corresponda a 345 MPCD de Cusiana, 185 MPCD de Cupiagua, y 58 MPCD de Pauto Floreña y que en los años 2018 y 2020 estos volúmenes sean de 345, 278 MPCD y 58 MPCD respectivamente. Considerando que la salida simultánea de dos o más campos es un evento de muy baja probabilidad de ocurrencia, el máximo volumen de producción interrumpido correspondería a una salida total de servicio del campo de Cusiana. Este evento en el año 2016 implicaría un corte máximo del 59% del total mientras que en los años 2018 y 2020 del 51%.

Por su parte, si consideramos que cualquiera de los campos puede salir de servicio en forma independiente mientras el otro continúa en producción, el corte mínimo correspondería a la relación 40/270 (aproximadamente igual al 15% informado por Equion para salidas no programadas) de la tabla anterior por el porcentaje del campo de Cupiagua. Esto resulta en cortes mínimos del 5% y del 6%, para los años 2016 y 2018/2020 respectivamente.

De acuerdo con los estudios de ITANSUCA, el número de interrupciones programadas para Cusiana es de 2 por año. Si consideramos 8 interrupciones por año como valor promedio histórico de interrupciones programadas y no programadas (año 2010 de la Tabla 23), la cantidad de salidas no programadas considerada en este estudio para Cusiana es 6.

A su vez, considerando para Cupiagua los mismos valores estadísticos de interrupciones que para Cusiana, la cantidad de interrupciones por año para el conjunto de ambos campos es el doble de lo esperado en Cusiana.

3.2.7.3. Campo Ballena

Chevron suministró la siguiente estadística de interrupciones programadas y no programadas.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 43 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 25. Datos históricos de salidas programadas y no programadas en Ballena (Fuente: Chevron)

ANEXO 2. REPORTE DE INFORMACION / PRODUCTORES / PUNTOS DE INYECCION				
PUNTO DE INYECCION CAMPO BALLENA	Año	Interrupción por año (días)	Duración media (días)	Desvío Estándar (días)
Período	2010	71	0.46	1.640
	Enero 1 @ Septiembre 30 / 2011	51	0.44	0.375

Adicionalmente, Chevron informó telefónicamente que mayoritariamente las interrupciones implican en cada evento una disminución de su capacidad de producción entre 20 y 26 %.

ITANSUCA, en base a las paradas programadas del 2011 y de acuerdo a la frecuencia de mantenimiento de los dos trenes de compresión estimó los valores de la Tabla 26.

Para Ballena, los 420 MPCD indicados en dicha tabla corresponden a las dos plataformas offshore que inyectan el gas a través de dos trenes de compresión existentes. Actualmente cuando se hace mantenimiento a uno de los trenes de compresión, el otro tren puede satisfacer aproximadamente el 70% del requerimiento. Cuando decline la operación, si se mantuvieran los dos trenes de compresión, el impacto de la operación de mantenimiento de uno de ellos sería menor.

Por otra parte, se ha informado a la CREG una interrupción programada durante el año 2012 en La Guajira de 436 MPCD por 48 horas. Considerando una capacidad actual de producción en la zona de 655 MPCD, este corte representa un valor máximo del 67% del total. En este estudio se asume este último valor como el valor máximo de las interrupciones programadas en Guajira para todo el período de análisis considerado.

Tabla 26. Salidas por mantenimiento programado en Ballena (Fuente: Itansuca)

Datos	Valor	UNIDAD
Capacidad	420	MMSCFD
# Interrupciones por año	4	EA
Duración media	120	Horas
Desviación estándar por int.	90	Horas
Máximo impacto en interr.	420	MMSCFD
Mínimo impacto en interr.	186	MMSCFD

Por lo tanto considerando los valores de la Tabla 25 y de la Tabla 26, se estima que el número de salidas de servicio no programado en Ballena es de $71 - 4 = 67$.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 44 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.7.4. La Creciente

Para el campo de “La Creciente” ITANSUCA informó los siguientes valores correspondientes a mantenimientos programados,

Tabla 27. Salidas por mantenimiento programado en La Creciente (Fuente: Itansuca)

Datos	Valor	UNIDAD
Capacidad	60	MMSCFD
# Interrupciones por año	1	EA
Duración media	360	Horas
Desviación estándar por int.	204	Horas
Máximo impacto en interr.	60	MMSCFD
Mínimo impacto en interr.	5	MMSCFD

3.2.7.5. Probabilidad de interrupciones adoptada para los campos productivos

Para el resto de los campos productivos no se recibió información específica por lo que se adoptaron valores similares a los suministrados para el campo de Cusiana para interrupciones no programadas y para el campo de La Creciente para la programada. Teniendo en cuenta lo anterior, los valores adoptados en este trabajo fueron los que se indican en las tablas siguientes.

La Tabla 28 indica la estimación probabilística de las interrupciones no programadas y la Tabla 29 la de interrupciones programadas para el año 2016. Lo mismo pero para el año 2020 es indicado en la Tabla 30 y la Tabla 31.

Tabla 28. Estimación probabilística de interrupciones no programadas (2016)

Puntos de Inyección	Capacidad de Inyección	Interrupcion por año	Duracion media	Desvio Estandar	Porcentaje de Volumen cortado min	de Volumen cortado max
	MPCD		horas	horas		
P. Ballena	401.4	67.00	11.00	39.36	0.20	0.26
La Creciente	97.3	6.00	46.93	73.60	0.15	1.00
Mag. Medio	2.7	6.00	46.93	73.60	0.15	1.00
Payoa y Provincia	4.7	6.00	46.93	73.60	0.15	1.00
Gibraltar	34.2	6.00	46.93	73.60	0.15	1.00
Cusiana y Cupiagua	522.9	12.00	46.93	73.60	0.05	0.59
Sumistro Sur	2.8	6.00	46.93	73.60	0.15	1.00

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 45 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 29. Estimación probabilística de interrupciones programadas (2016)

	Interrupcion por año	Duracion media	Desvio Estandar	Porcentaje de Volumen cortado min	Porcentaje de Volumen cortado max
		horas	horas		
P. Ballena	4.00	120.00	90.00	0.44	0.67
La Creciente	1.00	360.00	204.00	0.08	1.00
Mag. Medio	1.00	360.00	204.00	0.08	1.00
Payoa y Provincia	1.00	360.00	204.00	0.08	1.00
Gibraltar	1.00	360.00	204.00	0.08	1.00
Cusiana y Cupiagua	4.00	91.00	92.00	0.05	0.59
Sumistro Sur	1.00	360.00	204.00	0.08	1.00

Tabla 30. Estimación probabilística de interrupciones no programadas (2020)

Puntos de Inyección	Capacidad de Inyección	Interrupcion por año	Duracion media	Desvio Estandar	Porcentaje de Volumen cortado min	de Volumen cortado max
	MPCD		horas	horas		
P. Ballena	194.2	67.00	11.00	39.36	0.20	0.26
La Creciente	90.0	6.00	46.93	73.60	0.15	1.00
Mag. Medio	0.9	6.00	46.93	73.60	0.15	1.00
Payoa y Provincia	3.4	6.00	46.93	73.60	0.15	1.00
Gibraltar	34.2	6.00	46.93	73.60	0.15	1.00
Cusiana y Cupiagua	605.8	12.00	46.93	73.60	0.06	0.51
Sumistro Sur	1.0	6.00	46.93	73.60	0.15	1.00

Tabla 31. Estimación probabilística de interrupciones programadas (2020)

	Interrupcion por año	Duracion media	Desvio Estandar	Porcentaje de Volumen cortado min	Porcentaje de Volumen cortado max
		horas	horas		
P. Ballena	4.00	120.00	90.00	0.44	0.67
La Creciente	1.00	360.00	204.00	0.08	1.00
Mag. Medio	1.00	360.00	204.00	0.08	1.00
Payoa y Provincia	1.00	360.00	204.00	0.08	1.00
Gibraltar	1.00	360.00	204.00	0.08	1.00
Cusiana y Cupiagua	4.00	91.00	92.00	0.06	0.51
Sumistro Sur	1.00	360.00	204.00	0.08	1.00

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 46 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.7.6. Comparación con la probabilidad de interrupciones adoptada para los campos productivos en el informe “Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de mercados relevantes de distribución y comercialización” de Octubre de 2010

En el año 2010, se había recibido la información de la situación de los campos de Guajira y Cusiana que se reproduce en la Tabla 32. La cantidad de interrupciones por año informada para Cusiana en este año es aproximadamente la misma que la que se había indicado para el período 2004-2010. Por el contrario, la cantidad de interrupciones por año informada en la Guajira pasó de 6 por año en el período 2004-2010 a 71 por año en el año 2010.

Con respecto a la causa de este cambio significativo en la estadística de interrupciones, Chevron indicó que el problema ocurría en una Chumacera de empuje en uno de los trenes de compresión que les indicaba un desplazamiento mayor al setup. Detectaron en una inspección que el cojinete de empuje no estaba perpendicular creando una falsa señal de desplazamiento axial. Han seguido operando con ajustes en las alarmas y piensan arreglar el problema en el overhaul que se realizará este año, lo cual solucionaría la causa para volver a una situación normal. Otro punto relevante de mejora, fue la instalación de sensores de vibración en los motores de los enfriadores, lo cual permite realizar monitoreo de los equipos de forma segura y sin necesidad de sacarlos de servicio. De todas maneras, en este informe se utilizaron las estadísticas del año 2010 y 2011 hasta que se puedan verificar los resultados de las modificaciones realizadas.

Por otra parte, analizando los mantenimientos programados se había estimado que para cada evento las disminuciones de la capacidad de producción de Cusiana oscilaban entre el 10 y el 20% del total de la capacidad. La información enviada en esta oportunidad, que contempla también los porcentajes correspondientes a salidas no programadas, indica interrupciones entre el 15 y el 100 % de la capacidad, lo que aumenta significativamente el efecto de las salidas de servicio sobre el sistema de gas natural.

En la Guajira, a partir un análisis similar, las disminuciones de la capacidad de producción se habían considerado entre el 40 y el 45% del total de la capacidad por evento. La nueva información suministrada por los productores indica valores más pequeños: entre el 20 y el 26 %.

Por otra parte, se incorporó en el modelo la posibilidad de generar en forma independiente paradas programadas y no programadas (para reflejar las características diferentes de cada caso), así como también distintos campos en un mismo nodo de inyección como en el caso de Cusiana y Cupiagua.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 47 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Además se incluyeron los estudios de ITANSUCA con nuevos datos de interrupciones programadas.

Tabla 32. Datos de interrupciones utilizando para el informe del año 2010. Fuente: CREG

	Estadística	Interrup. No Programadas NP	Interrup. Program. P	Duración Media (horas)	Desvío Estándar (horas)	Mínimo (horas)	Máximo (horas)	Interrupciones por año
GUAJIRA	2004-2010	7	28	43.30	49.27	1	216	5.83
CUSIANA	2004-2010	11	39	52.91	84.30	2	432	8.33

3.2.8. CAPACIDADES DE TRANSPORTE

Para el sistema de transporte se utilizaron los datos suministrados a la CREG por las empresas TGI y Promigas.

En cuanto a las características propias de las interrupciones, al igual que para las cuencas productivas, teniendo en cuenta los histogramas de los datos suministrados por las empresas, la función de densidad de probabilidad de la duración de las interrupciones para ambos sistemas es considerada log-normal, en tanto que la ocurrencia de las interrupciones se modela, como es habitual en estos casos, como un proceso de Poisson. Los valores del número medio de interrupciones por año, la duración media de la interrupción, el desvío estándar y los volúmenes cortados mínimos y máximos fueron obtenidos de los siguientes datos suministrados a la CREG.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 48 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.8.1. Sistema de transporte de Promigas

Tabla 33.

ANEXO 2							
REPORTE DE INFORMACIÓN TRANSPORTADORES Y TRAMOS DE TRANSPORTE SEGÚN NODOS MODELO CONFIABILIDAD							
Tramos de transporte	Longitud km	Capacidad máxima		Duración media (hora)	Desvío Estandar (hora)	Mínimo Porcentaje de Volumen cortado	Máximo Porcentaje de Volumen cortado
		MPCD	Interrupción por año				
P. Ballena - La Guajira	121.00	480.00	1.10	106.12	285.50	0.01%	93.75%
La Guajira - Magdalena	77.00	524.00	-	-	-	-	-
Magdalena - Atlántico	109.00	524.00	2.20	71.59	96.62	0.06%	26.67%
Atlántico - Bolívar	100.00	237.06	1.20	11.54	20.89	0.06%	1.39%
Bolívar - Córdoba.Sucre	190.00	102.10	2.20	107.02	168.64	0.15%	38.46%

Tramos de transporte	Interrupción por año (c/1000km)	Incremento de capac (MPCD)
P. Ballena - La Guajira	9.09	84.0
La Guajira - Magdalena	-	84.0
Magdalena - Atlántico	20.18	84.0
Atlántico - Bolívar	12.00	64.0
Bolívar - Córdoba.Sucre	11.58	55.0

Nota 1: Tramos según nodos del modelo utilizado para el estudio de confiabilidad.

Nota 2: Los tramos de transporte propuestos en el formato son equivalentes a los que se describen a continuación,
P. Ballena - La Guajira es equivalente a Ballena - Palomino.
La Guajira - Magdalena es equivalente a Palomino - Bureche.
Magdalena - Atlántico es equivalente a Bureche - Caracolí.
Atlántico - Bolívar es equivalente a Caracolí - Cartagena.
Bolívar - Córdoba.Sucre es equivalente a Cartagena - Jobo.

Nota 3: Los incrementos de capacidad corresponden a las IAC solicitadas por Promigas en el expediente tarifario de 2010.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 49 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.8.2. Sistema de transporte de TGI

Tabla 34.

Tramos de transporte	Longitud km	Capacidad máxima MPCD	Interrupcion por año	Duracion media (hora)	Desvio Estandar (hora)	Minimo Porcentaje de Volumen cortado	Maximo Porcentaje de Volumen cortado
P. Ballena - La Guajira							
La Guajira - Magdalena							
Magdalena - Atlantico							
Atlantico - Bolivar							
Bolivar - Cordoba.Sucre							
P. Ballena - Cesar			3.4	42.51	28.49	3.9%	100%
Cesar - Barranca Bermeja			3.8	68.63	83.69	5.48%	36.54%
Ballena - Barrancabermeja	771	260					
Bucamaranga - Barranca Bermeja							
B. Bermeja - Vasconia							
Barranca - Sebastopol	110	232					
Sebastopol - Vasconia	59.69	203	0.6	18	0	45.20%	55.67%
Vasconia - Antioquia							
Cundboy - Vasconia							
La Belleza - Vasconia	149.53	134	0.2	42.5			100%
Cundboy - Bogota							
La Belleza - Cogua	113.84	187.6	0.6	18.6	13.5	6.99%	100%
GBS - Cundboy							
GBS	305.55	63.7					
GBS - Villavicencio							
Cusiana - Apiay	149	29.6	0.6	37.33	15.14		100%
Apiay - Ocoa	40.4	19.2					
Villavicencio - Bogota							
Apiay - Usme	122	17.8	0.40	36.055	46.9		100.0%
Vasconia - Mariquita	122	192.0	2	65.68	126.68	17.54%	100.00%
Mariquita - CQR							
Mariquita - Pereira	153.41	168	0.2	54			100%
Pereira - Armenia	65.44	158					
CQR - Valle del Cauca							
Armenia - Cali	122.3	148					
Mariquita - Tolima.Hulia							
Mariquita - Gualanday	119.48	15	1.2	18.83	8.06	3.45%	100.00%
Gualanday - Neiva	168.93	11	0.6	26.91	12.43	42.86	100.00%
Cusiana - Porvenir	32.646	392	2.4	65.88	57.4	12.38%	100.00%

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 50 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.8.3. Otros sistemas de Transporte

La empresa Transoriente envió información para el tramo Bucamaranga-Barranca Bermeja indicando dos eventos en el año 2010 sin afectación a la capacidad de transporte diaria del tramo.

3.2.8.4. Probabilidad de interrupciones adoptada para el sistema de transporte

De los datos enviados por Promigas y TGI se obtiene una tasa media de interrupciones por año de 7.9 por cada 1000 km, con una duración media de 49.89 horas y un desvío estándar de 67.95 horas. Estos valores se adoptaron provisoriamente para los tramos Bucamaranga-Barranca Bermeja y Vasconia-Antioquía (así como para los tramos de TGI sin datos) hasta tanto no se tenga información estadística de eventos significativos suministrada por las empresas operadoras. Para estos mismos tramos la capacidad diaria cortada en cada interrupción se consideró en este trabajo con una distribución uniforme variando entre 0 y 100% siguiendo la información suministrada por TGI.

La tabla siguiente muestra el resumen de los valores adoptados.

Tabla 35. Datos de interrupciones de transporte utilizado en el presente informe.

Tramos de transporte	Longitud	Capacidad máxima	Interrupcion por año	Duracion media	Desvio Estandar	Porcentaje de Volumen	Porcentaje de Volumen
	km	MPCD		horas	horas		
P. Ballena - La Guajira	121	524.0	1.10	106.12	285.50	-	0.94
La Guajira - Magdalena	77	524.0	0.61	49.89	67.95	-	0.01
Magdalena - Atlantico	109	524.0	2.20	71.59	96.62	-	0.27
Atlantico - Bolivar	100	237.1	1.20	11.54	20.89	-	0.01
Bolivar - Cordoba.Sucre	190	102.1	2.20	107.02	168.64	-	0.38
P. Ballena - Cesar	386	260.0	3.40	42.51	28.49	0.04	1.00
Cesar - Barranca Bermeja	386	260.0	3.80	68.63	83.69	0.05	0.37
Bucamaranga - Barranca Bermeja	156	29.0	1.23	49.89	67.95	-	1.00
B. Bermeja - Vasconia	170	203.0	0.60	18.00	9.00	0.43	0.56
Vasconia - Antioquia	148	72.5	1.17	49.89	67.95	-	1.00
Cundboy - Vasconia	150	134.0	0.20	42.50	21.25	-	1.00
Cundboy - Bogota	114	187.6	0.60	18.60	13.50	0.07	1.00
GBS - Cundboy	306	392.0	2.41	49.89	67.95	-	1.00
GBS - Villavicencio	149	29.6	0.60	37.33	15.14	-	1.00
Villavicencio - Bogota	122	17.8	0.40	36.05	46.90	-	1.00
Vasconia - Mariquita	122	192.0	2.00	65.68	126.68	0.18	1.00
Mariquita - CQR	219	158.0	0.20	54.00	27.00	-	1.00
CQR - Valle del Cauca	122	148.0	0.96	49.89	67.95	-	1.00
Mariquita - Tolima.Hulia	288	15.0	1.20	18.83	8.06	0.03	1.00

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 51 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.8.5. Eventos extraordinarios en correspondencia con los deslizamientos del terreno durante el fenómeno de “La Niña”

De acuerdo con la información suministrada por TGI durante las intensas lluvias del año 2011 se produjeron dos eventos de deslizamiento de tierras, uno el 17 de noviembre cerca de Manizales y el otro el 15 de diciembre un poco más al norte del anterior en Padua, que implicaron el corte total de la capacidad de transporte entre Mariquita y Cali. La capacidad de transporte estuvo interrumpida durante 136 (6 días) y 234 horas (10 días) respectivamente.

1) Emergencia gasoducto Mariquita - Cali (páramo de Letras):		
a) Número total de horas de suspensión del servicio de transporte de gas natural por parte de TGI fueron de 136 horas , excepto para los siguientes puntos de salida donde se habilitaron algunas horas después debido a las condiciones invernales y al estado de las vías:		
Termovalle	138	horas
GNV Puerto Caldas, Neira, Balboa, Marsella, Bugalagrande, Calcedonia, Sevilla, Sucromiles, Buga_GCC	139	horas
Circuela, Jamundi_Progresur	141	horas
2) Emergencia gasoducto Mariquita - Cali (vereda Petaqueros, corregimiento de Padua, municipio de Herveo, Tolima):		
a) Número total de horas de suspensión del servicio de transporte de gas natural por parte de TGI fue de 234 horas .		

Figura 9. Información suministrada por TGI de las interrupciones del año 2011

Teniendo en cuenta los eventos ocurridos durante el año 2011, se consideró que durante el fenómeno de “La Niña”, debido a los deslizamientos de suelos asociados a las inundaciones y lluvias torrenciales, se produce la interrupción total de la capacidad de transporte del tramo Mariquita-CQR para dos eventos con una duración media de 8 días consecutivos cada uno durante el año de “La Niña”.

Por su parte, se considera que el fenómeno de “La Niña” tiene la misma la misma periodicidad (probabilidad de ocurrencia) que el fenómeno de “El Niño” descrito más adelante.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 52 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.8.6. Comparación con la probabilidad de interrupciones adoptada para el sistema de transporte en el informe “Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de mercados relevantes de distribución y comercialización” de Octubre de 2010

En el año 2010 se había recibido la información agregada del total de los sistemas de Promigas y TGI que se reproduce en la Tabla 36.

Tabla 36. Datos de interrupciones utilizando para el informe del año 2010. Fuente: CREG

	Estadística	Interrup. No Programadas NP	Interrup. Program. P	Duración Media (horas)	Desvío Estándar (horas)	Mínimo (horas)	Máximo (horas)	Interrupciones c/1000km por año
TGI	2007-2010	32	104	39.24	63.68	1.5	445	12.25
PROMIGAS	2000-2010	57	34	41.39	110.87	0	960	4.14

Como la tasa media de interrupciones fue dada inicialmente para todo el sistema de cada una de las empresas, en forma preliminar se adoptó para cada segmento de transporte una tasa de falla proporcional a la longitud del segmento. Para la profundidad de las interrupciones (porcentaje de la capacidad afectada) por tramo se aproximó el histograma obtenido en su oportunidad a una distribución uniforme diferenciando los tramos antes y después de la estación compresora en Vasconia. Los datos suministrados mostraban que los eventos considerados en la estadística podían ir desde valores nulos hasta valores de un tercio a un medio de la capacidad en la mayoría de los casos. Los valores utilizados en el informe del año 2010 se indican en la Tabla 37.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN		DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE		HOJA No 53 DE 159
			REV 2, 9-FEB-12

Tabla 37. Datos de interrupciones de transporte utilizado en el informe del año 2010.

Tramos de transporte	Longitud km	Capacidad máxima MPCD	Interrupción por año	Duración media horas	Desvío Estandar horas	Porcentaje de Volumen	Porcentaje de Volumen
P. Ballena - La Guajira	90	534.5	0.37	41.39	110.87	0.10	0.20
La Guajira - Magdalena	90	533.6	0.37	41.39	110.87	0.10	0.20
Magdalena - Atlantico	107	533.6	0.44	41.39	110.87	0.10	0.20
Atlantico - Bolivar	113	240.0	0.47	41.39	110.87	0.10	0.20
Bolivar - Cordoba.Sucre	91	123.0	0.38	41.39	110.87	0.10	0.20
P. Ballena - Cesar	289	190.0	3.69	39.40	65.00	-	0.36
Cesar - Barranca Bermeja	289	190.0	3.69	39.40	65.00	-	0.36
Bucamaranga - Barranca Bermeja	291	50.0	3.56	39.40	65.00	-	0.36
B. Bermeja - Vasconia	95	225.0	1.16	39.40	65.00	-	0.36
Vasconia - Antioquia	148	72.5	1.81	39.40	65.00	-	0.36
Cundboy - Vasconia	92	170.0	1.13	39.40	65.00	-	0.36
Cundboy - Bogota	114	155.0	2.15	39.40	65.00	-	0.36
GBS - Cundboy	188	392.0	1.85	39.40	65.00	-	0.36
GBS - Villavicencio	148	30.0	2.46	39.40	65.00	-	0.36
Villavicencio - Bogota	121	17.3	1.48	39.40	65.00	-	0.36
Vasconia - Mariquita	122	134.0	2.46	39.40	65.00	-	0.42
Mariquita - CQR	185	134.0	5.23	39.40	65.00	-	0.42
CQR - Valle del Cauca	128	134.0	3.69	39.40	65.00	-	0.42
Mariquita - Tolima.Hulia	273	11.0	1.54	39.40	65.00	-	0.42

Comparando la Tabla 35 - que contiene los valores adoptados en este informe (y que responden al mejor análisis de las transportistas disponible a la fecha) - con los valores de la Tabla 37 (que son los valores provisorios adoptados en el informe del año 2010) se destaca lo siguiente.

- La cantidad de interrupciones por año es similar en ambos informes aunque varía considerablemente por tramo.
- La principal diferencia está constituida por el porcentaje de volumen máximo interrumpido. Mientras que en el informe anterior se consideraba limitado a un máximo del 42%, en este informe puede alcanzar el corte total en la mayor parte de los tramos. Este cambio responde a una mejora de la información estadística suministrada por las empresas transportistas. Esto implica que en el presente informe se obtiene una mayor incidencia de las interrupciones de transporte en el abastecimiento del sistema de gas.
- Cuando se cuente con mejor información estadística, la distribución uniforme de la profundidad de la interrupción podría ser reemplazada por una distribución tipo beta, que representaría mejor la distribución de probabilidades entre los valores de corte máximos y mínimos.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 54 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.2.8.7. Capacidad de transporte en el año 2016

Los valores de la capacidad máxima de transporte considerada en cada tramo a fines del año 2011 fueron los obtenidos de la información enviada por las transportistas y son indicados en la en la Tabla 35.

Teniendo en cuenta la evolución prevista de la producción para el año 2016, se consideran ampliaciones de transporte para permitir el ingreso de la mayor producción de Cusiana en el sistema de gas natural colombiano y reemplazar la disminución de inyección local en Tolima-Huila.

Se prevé un incremento de 140 MPCD en el tramo Cundiboy-Vasconia (loops de 16 pulgadas y 156 MMUS\$ de inversión), 80 MPCD en el tramo GBS-Cundiboy (loops de 14 pulgadas y 278 MMUS\$ de inversión) y 20 MPCD en el tramo Mariquita-Tolima.Huila (loops de 10 pulgadas y 187 MMUS\$ de inversión).

En base a información suministrada por las transportistas, para la estimación de estas inversiones se consideró un costo de gasoducto de 65 U\$/pulgada/m. En el Anexo I se presenta un estudio sobre costos de gasoductos para distintas condiciones del terreno a los efectos de tener en cuenta la razonabilidad de los costos de las ampliaciones de transporte presentada por las transportistas. Sin embargo, tal como se desprende de ese estudio, debe tenerse en cuenta la fuerte variación de precios en función del precio internacional del acero y de las dificultades particulares de cada sitio de construcción.

3.2.9. COSTO DE LAS RESTRICCIONES

Este es un aspecto donde es imprescindible contar con información más detallada para que el modelo pueda aportar una descripción más adecuada del funcionamiento del sistema.

Particularmente resulta necesario que las Distribuidoras informen los volúmenes de usuarios industriales y de generación con capacidad de sustitución por combustibles relativamente baratos como el fuel oil en relación con los volúmenes de usuarios sin capacidad de sustitución, y cuyo costo de restricción es de la pérdida de producción o de las consecuencias de la energía no suministrada.

La importancia de esta diferenciación radica en que la forma más económica de aportar confiabilidad al sistema es el corte coordinado de los usuarios con capacidad de sustitución, como se demuestra cuando se analizan los resultados del modelo.

Hasta tanto no se cuente con esa información más detallada, para efectos del ejercicio que se realiza en el presente estudio, se utilizó como valor promedio del costo de restricción de usuarios industriales el valor del GLP (16.4 US\$/MMBtu) como se muestra en la Tabla 38.

Para los clientes residenciales, el costo de los cortes tiene en cuenta que la duración del corte suele ser mucho mayor que la duración de la falta de gas ya que el reintegro

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 55 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

del servicio requiere una inspección casa por casa. También deben tenerse en cuenta los riesgos derivados del peligro de explosiones por la acumulación inadvertida de gas al restablecerse el servicio. Las Distribuidoras podrían realizar un estudio específico para definir este costo pero indudablemente debería ser mucho más alto que la sola referencia a la utilización alternativa del servicio eléctrico. En este trabajo fue utilizado un valor de 100 US\$/MMBtu. Dicho valor surge de considerar que una vez interrumpido el servicio residencial no podrá reponerse en forma instantánea sino que las revisiones de rigor implicarán la falta del servicio por aproximadamente 7 días para el usuario. Por lo tanto para una interrupción del sistema de un día valorado a costo de GLP de 16.4 US\$/MMBtu corresponde un costo de 7 x 16.4 US\$/MMBtu, aproximadamente igual a 100 US\$/MMBtu.

Para el GNV, el costo que genera una interrupción a los usuarios de este segmento del mercado se calculó a partir de los de precios de la gasolina de noviembre de 2011 sin considerar el margen de distribución y comercialización para que sea comparable con el GNV (21.0 US\$/MMBtu).

Para la generación térmica se utilizaron los costos de la sustitución de gas natural por gas oil de noviembre de 2011 (21.0 US\$/MMBtu). Sin embargo, en este punto valen las mismas consideraciones relacionadas con los industriales y si existen plantas termoeléctricas sin capacidad de sustitución el costo de la restricción en el servicio de gas resultaría mucho más alto.

Los valores preliminares adoptados para este Informe se muestran en la Tabla 38, siendo importante mencionar una vez más la necesidad de contar con información adicional sobre los volúmenes con capacidad de sustitución o no en cada segmento de usuario.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 56 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 38.

Nodos	Costo Residen- Comercial	Costo GNV	Costo Industrial	Costo Termo- eléctrica
	u\$/MMBTu	u\$/MMBTu	u\$/MMBTu	u\$/MMBTu
P. Ballena	100.0	21.0	16.4	21.0
La Guajira	100.0	21.0	16.4	21.0
Magdalena	100.0	21.0	16.4	21.0
Atlántico	100.0	21.0	16.4	21.0
Bolívar	100.0	21.0	16.4	21.0
Cordoba-Sucre	100.0	21.0	16.4	21.0
Cesar	100.0	21.0	16.4	21.0
Barranca Bermeja	100.0	21.0	16.4	21.0
Bucamaranga	100.0	21.0	16.4	21.0
Antioquia	100.0	21.0	16.4	21.0
Vasconia	100.0	21.0	16.4	21.0
Cundboy	100.0	21.0	16.4	21.0
GBS	100.0	21.0	16.4	21.0
Villavicencio	100.0	21.0	16.4	21.0
Bogota	100.0	21.0	16.4	21.0
Mariquita	100.0	21.0	16.4	21.0
CQR	100.0	21.0	16.4	21.0
Valle del Cauca	100.0	21.0	16.4	21.0
Tolima-Huila	100.0	21.0	16.4	21.0

3.2.10. PRECIOS DE GAS NATURAL Y GNL

Se consideró el precio de gas natural del mes de noviembre de 2011 (5.8 US\$/MMBTu), uniforme para todas las cuencas productivas de Colombia, teniendo en cuenta que este es el precio regulado de La Guajira considerado, a su vez, como referencia para el mercado doméstico.

El precio futuro del gas natural dependerá de la evolución de la relación oferta-demanda regional de gas. En este estudio se asume que el precio de 5.8 US\$/MMBTu corresponde a contratos de largo plazo en un contexto de equilibrio entre oferta y demanda interna de gas. En caso que los faltantes de gas natural, una vez cortadas las exportaciones, no se dieran solamente en ocasión del fenómeno de “El Niño” sino que fueran permanentes y crecientes, el precio del gas nacional tendería a aumentar a valores más cercanos al del GNL. En cualquier caso, el valor adoptado se considera razonable (a precios constantes del 2011) para el período 2016-2020 teniendo en cuenta los niveles actuales del precio de gas natural en Estados Unidos, el desarrollo y los costos decrecientes del “shale-gas”, la tendencia decreciente de los precios del GNL y la posible evolución futura de los precios del gas natural en otros mercados.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 57 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Por su parte, para el GNL se adoptó un valor de 8.3 US\$/MMBtu en origen, más 1.5 US\$/MMBtu estimado de flete en barco. El costo de la regasificación está incluido en el modelo directamente considerando los costos de CAPEX y OPEX de las instalaciones de GNL. El valor del GNL puesto en la planta de regasificación tanto para el Pacífico como para el Atlántico resulta de 9.8 US\$/MMBtu.

El valor de 8.3 US\$/MMBtu surge de considerar el promedio de los precios spot de GNL pagados por Brasil durante el año 2011 según se puede ver en la Tabla 39 siguiente. Se consideró un mismo precio para ambas costas teniendo en cuenta que para el año 2016 estará en funcionamiento el nuevo cruce del Canal de Panamá para barcos de gran porte, posibilitando la unificación de los precios de ambos mercados en la región.

Tabla 39. Precios del GNL pagados por Brasil

IMPORTAÇÃO DE GAS NATURAL LIQUEFEITO-GNL (NCM: 2711.11.00)						
Mês	Valor Total (US\$ FOB)	Peso Líquido (Kg)	Volume de GNL* (m³)	Preço FOB* (US\$/MMBTU)	Origem	Porto de Entrada
Total 2009	93.066.453	330.698.870	725.217			
Total 2010	777.457.112	2.168.100.111	4.754.606			
02/2011	25.374.670	61.637.990	135.171	7,96	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
03/2011	12.257.908	31.218.775	68.462	7,59	Catar	Pecém - CE
03/2011	11.225.982	28.590.000	62.697	7,59	Catar	Rio de Janeiro - RJ
04/2011	4.748.634	14.279.790	31.315	6,43	Catar	Pecém - CE
05/2011	10.902.945	27.892.011	61.167	7,56	Trinidad e Tobago	Rio de Janeiro - RJ
06/2011	13.741.247	33.888.160	74.316	7,84	Estados Unidos	Pecém - CE
06/2011	11.915.910	30.493.149	66.871	7,56	Trinidad e Tobago	Pecém - CE
07/2011	26.610.743	55.096.648	120.826	9,34	Catar	Pecém - CE
08/2011	27.403.121	55.299.073	121.270	9,58	Catar	Rio de Janeiro - RJ
09/2011	17.545.715	34.324.762	75.274	9,89	Catar	Pecém - CE
09/2011	16.071.406	31.440.564	68.949	9,89	Catar	Rio de Janeiro - RJ
Total 2011	177.798.281	404.160.922	886.318			

Fonte: Aliceweb - MDIC, outubro de 2011.

* FOB (Free on Board): mercadoria entregue embarcada na origem, não inclui frete e seguro. Os valores são calculados considerando-se a massa específica do GNL de 456 kg/m³, a razão de conversão volume gasoso-líquido de 600:1 e o poder calorífico do gás natural de 9.900 kcal/m³.

De acuerdo con la Resolución CREG 139 de 2011, XM informa un precio de referencia de GNL en base al precio de exportación de gas natural de USA. Sin embargo, Estados Unidos no es actualmente un mercado relevante para el precio regional del GNL y consideramos mucho más ajustado a la realidad utilizar los precios de GNL negociados en la realidad por un país como Brasil, con requerimientos de GNL similares a los que podría tener Colombia (utilización primaria para generar electricidad en caso de baja hidráulica).

La Tabla 40 muestra el resumen de los precios de gas y GNL considerados en este informe.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 58 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 40.

Puntos de Inyección	Precio Gas
	u\$s/MMBTu
P. Ballena	5.8
La Creciente	5.8
Mag. Medio	5.8
Payoa y Provincia	5.8
Gibraltar	5.8
Cusiana	5.8
Sumistro Sur	5.8
LNG Atlantico	9.8
LNG Pacifico	9.8

3.2.11. TARIFAS DE TRANSPORTE Y COSTO DE LAS AMPLIACIONES DE TRANSPORTE

Las siguientes tarifas de transporte fueron consideradas para cada tramo.

Tabla 41.

Tramos de transporte	Tarifa de Transporte
	u\$s/MMBTu
P. Ballena - La Guajira	0.080
La Guajira - Magdalena	0.110
Magdalena - Atlantico	0.140
Atlantico - Bolivar	0.360
Bolivar - Cordoba.Sucre	0.260
P. Ballena - Cesar	0.300
Cesar - Barranca Bermeja	0.580
Bucamaranga - Barranca Bermeja	0.500
B. Bermeja - Vasconia	0.250
Vasconia - Antioquia	0.296
Cundboy - Vasconia	0.220
Cundboy - Bogota	0.390
GBS - Cundboy	0.330
GBS - Villavicencio	0.298
Villavicencio - Bogota	0.244
Vasconia - Mariquita	0.310
Mariquita - CQR	0.520
CQR - Valle del Cauca	0.610
Mariquita - Tolima.Hulia	0.960

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 59 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Respecto del costo de las ampliaciones TGI informó que los costos de ampliación en 170 MPCD del gasoducto Ballenas-Barranca alcanzan los 640 MMUS\$ (578 km de loop de 18 pulgadas, 3 nuevas estaciones de compresión y otras adecuaciones), es decir un valor unitario de 61.5 US\$/ (m pulgada).

Asimismo indicó que los costos de un nuevo gasoducto de 70 MPCD entre Cusiana y Puerto Berrio son aproximadamente 355 MMUS\$ (334 km de loop de 14 pulgadas, una nueva estación de compresión y otras adecuaciones), con un valor unitario de 75.9 US\$/ (m pulgada).

Como comparación, a los efectos de establecer la razonabilidad de estas estimaciones, en el Anexo I se presenta un análisis internacional de costos de gasoductos del que se obtienen los siguientes valores:

- Tramo de gasoducto en selva (18 pulgadas): 63.7 U\$S/ (m pulgada) $\pm$ 20 U\$S/ (m pulgada)
- Tramo de gasoducto en sierra (18 pulgadas): 50.4 U\$S/ (m pulgada) $\pm$ 15 U\$S/ (m pulgada)

3.2.12. PROYECTOS DE PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

A los efectos de este estudio se consideraron los proyectos de plantas de regasificación en la Costa Atlántica y en el Pacífico presentados a la CREG por distintos grupos inversores. Ambos proyectos se resumen a continuación.

3.2.12.1. Planta de regasificación en la Costa Atlántica

El grupo inversor luego de estudiar varias alternativas seleccionó como más conveniente la construcción de una planta de regasificación y almacenamiento en tierra con una capacidad de vaporización de 400 MPCD, fundamentalmente para respaldo de la demanda térmica durante el fenómeno del niño con un tanque de almacenamiento de 160,000 m³. Los 400 MPCD corresponden a la máxima demanda potencial de generación de las centrales de la costa (Flores, Cartagena y Barranquilla).

Se estudiaron cinco alternativas: 1) Buque transporte, regasificador y almacenaje (Buque FSRU, Floating Storage and Regasification Unit en régimen “empty and leave”), 2) Buque regasificador y almacenamiento (FSRU en régimen permanente estacional), 3) Buque almacenamiento (FSU, Floating Storage Unit, en régimen permanente estacional y regasificación en tierra), 4) Planta regasificadora sin almacenamiento con buque convencional de transporte de GNL (Buques LNGC, Liquefied Natural Gas Carrier, metanero) y 5) Planta regasificación y almacenaje en tierra. Resultando más conveniente la alternativa 5).

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 60 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

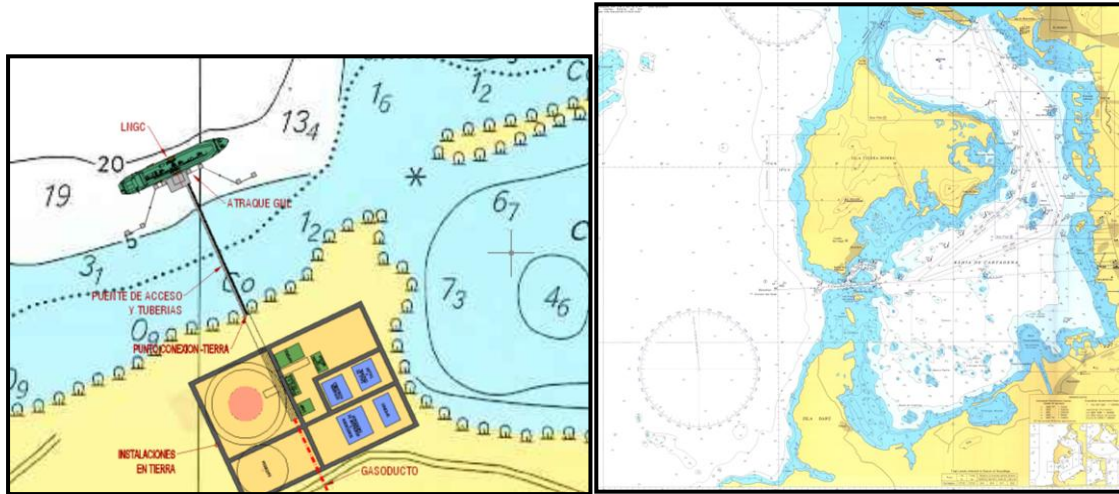


Figura 10. Emplazamiento de la Planta de Regasificación de la Costa Atlántica en Bahía Cartagena

Desde el punto de vista de la localización se analizaron las siguientes alternativas: Puerto Coveñas, Santa Marta, Barranquilla, Guajira y Cartagena de Indias, resultando de acuerdo con el informe presentado esta última localización la más conveniente.

Para el proyecto seleccionado, las empresas informaron un plazo de construcción de 36 meses con un CAPEX de 352 MM US\$ (Jetty 40 MMUS\$, Regasificación 180 MMUS\$, Almacenamiento 115 MMUS\$, lote, desarrollo y conexión al sistema de transporte 17 MMUS\$) y OPEX por 36.5 MM US\$ anuales.

Si bien no es posible realizar un análisis de estos valores sin hacer un estudio minucioso de los distintos elementos que intervienen en la decisión (mareas, oleaje, vientos, calado, sismicidad, instalaciones portuarias y facilidades para la navegación, etc.) se considera que los estudios presentados son adecuados a los fines de analizar la prefactibilidad del proyecto y contar con una estimación de costos $\pm 30\%$.

3.2.12.2. Planta de regasificación en la Costa del Pacífico

Otro grupo inversor presentó un estudio para abastecer a los generadores térmicos del interior desde el puerto de Buenaventura para una demanda de 262 MPCD durante el fenómeno de “El Niño”. Los 262 MPCD corresponden a la máxima demanda potencial de generación de las centrales del interior (Centrales Merilectrica, Termocentro, Termosierra, Termodorada, Termovalle y Termocali).

De acuerdo con la información suministrada, se estudiaron cuatro alternativas tecnológicas: 1) una unidad FSRU intermitente que se llama durante los períodos críticos (esquema tipo call option), 2) Una unidad FSRU permanente, 3) Regasificación en tierra con unidad FSU permanente, y 4) Regasificación en tierra con un tanque de almacenamiento.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 61 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

La alternativa más económica con carácter permanente resultó la instalación de una terminal tipo FSRU (Floating Storage Regasification Unit).

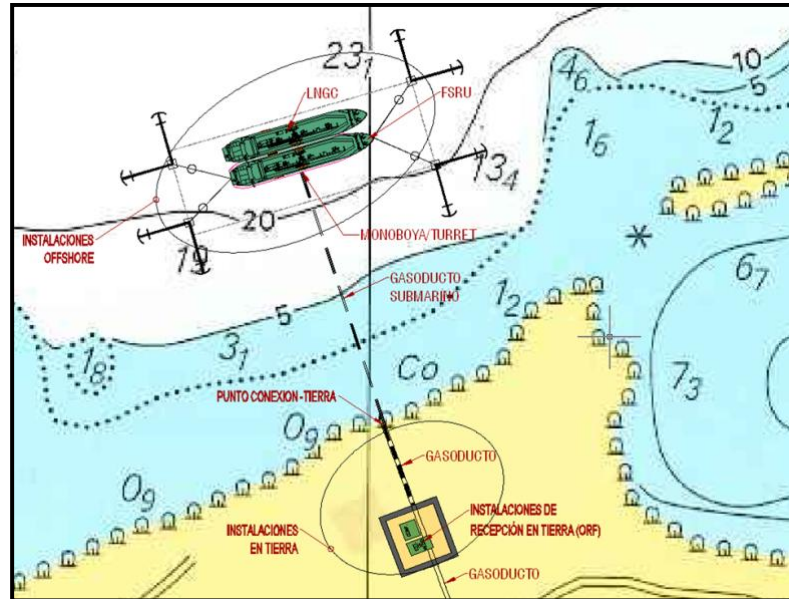


Figura 11. Emplazamiento de la Planta de Regasificación de la Costa del Pacífico en Buenaventura

Para este tipo de instalación, las empresas estimaron un CAPEX de 263 MM US\$ y OPEX por 18 MM US\$ anuales.

Si bien no es posible realizar un análisis de estos valores sin hacer un estudio minucioso de los distintos elementos que intervienen en la decisión (mareas, oleaje, vientos, calado, sismicidad, instalaciones portuarias y facilidades para la navegación, etc.) se considera que los estudios realizados son adecuados a los fines de analizar la prefactibilidad del proyecto y contar con una estimación de costos $\pm 30\%$.

Por otra parte, dada la elevada sismicidad de la costa del Pacífico colombiano se considera muy adecuada, por razones económicas y de seguridad, la opción de un almacenamiento flotante. Este tipo de instalación no se ve afectado por los movimientos sísmicos con el grado de severidad con que estos impactan sobre los tanques de almacenamiento en tierra.

Adicionalmente TGI estimó el costo del gasoducto nuevo entre Buenaventura y Cali (125 km y 24 pulgadas) en 253 MMUS\$ (85 US\$/m pulgada) con una capacidad de 262.4 MPCD. De acuerdo con el análisis internacional de costos de gasoductos presentado en el Anexo I este valor parece un poco elevado pero sería necesario un conocimiento más detallado de la zona de emplazamiento y un mayor detalle de ingeniería para poder dar una opinión con mayor fundamento.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 62 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Para este tramo de gasoducto se considera también un OPEX de 3 MMUS\$ por año. Tanto los CAPEX como los OPEX del gasoducto entre Buenaventura y Cali son sumados en este estudio a los valores de la planta de regasificación.

3.3. RESULTADOS DEL MODELO DE OPTIMIZACIÓN – CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO

Se analizaron los años 2016, 2018 y 2020 para tres casos de hidraulicidad: 1) con hidraulicidad media utilizando las proyecciones del escenario alto de la UPME (“PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA” Revisión, Diciembre de 2011), 2) un año seco, con los niveles de demanda para generación correspondientes al fenómeno de “El Niño” y 3) con interrupciones de transporte excepcionales entre Mariquita y CQR asociadas a la ocurrencia de deslizamientos de suelos durante lluvias torrenciales correspondientes al fenómeno de “La Niña”. Para todos los casos se tomaron en cuenta cuatro casos de infraestructura diferentes: a) Sin plantas de regasificación, b) con una planta de regasificación en el Atlántico, c) con una planta de regasificación en el Pacífico y d) con ambas plantas de regasificación en el Atlántico y en el Pacífico.

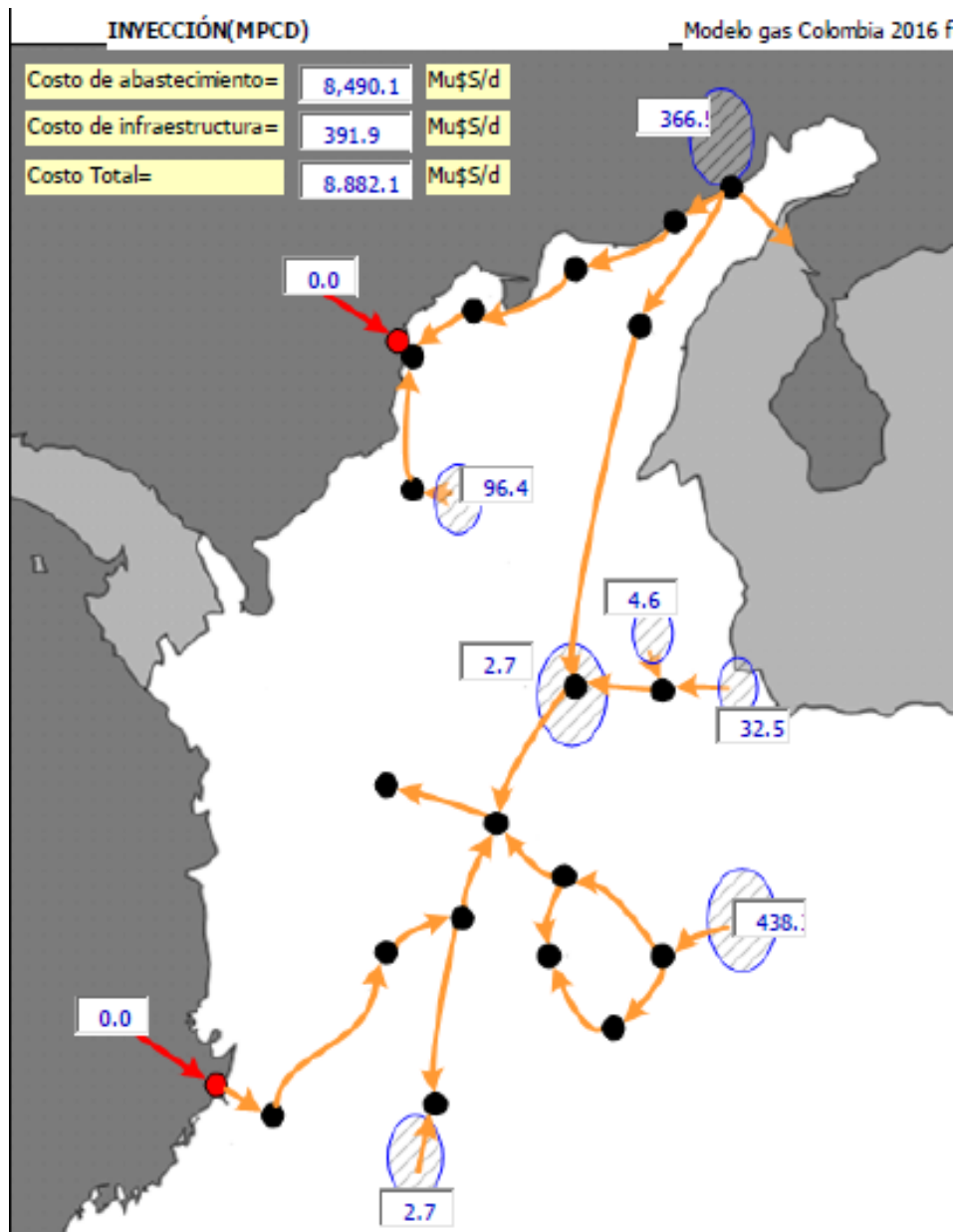
Dado que en el modelo utilizado todos los segmentos de gasoductos son considerados bidireccionales, en las figuras y tablas siguientes valores de caudales negativos significa un sentido de flujo contrario al indicado por las flechas en la Figura 1.

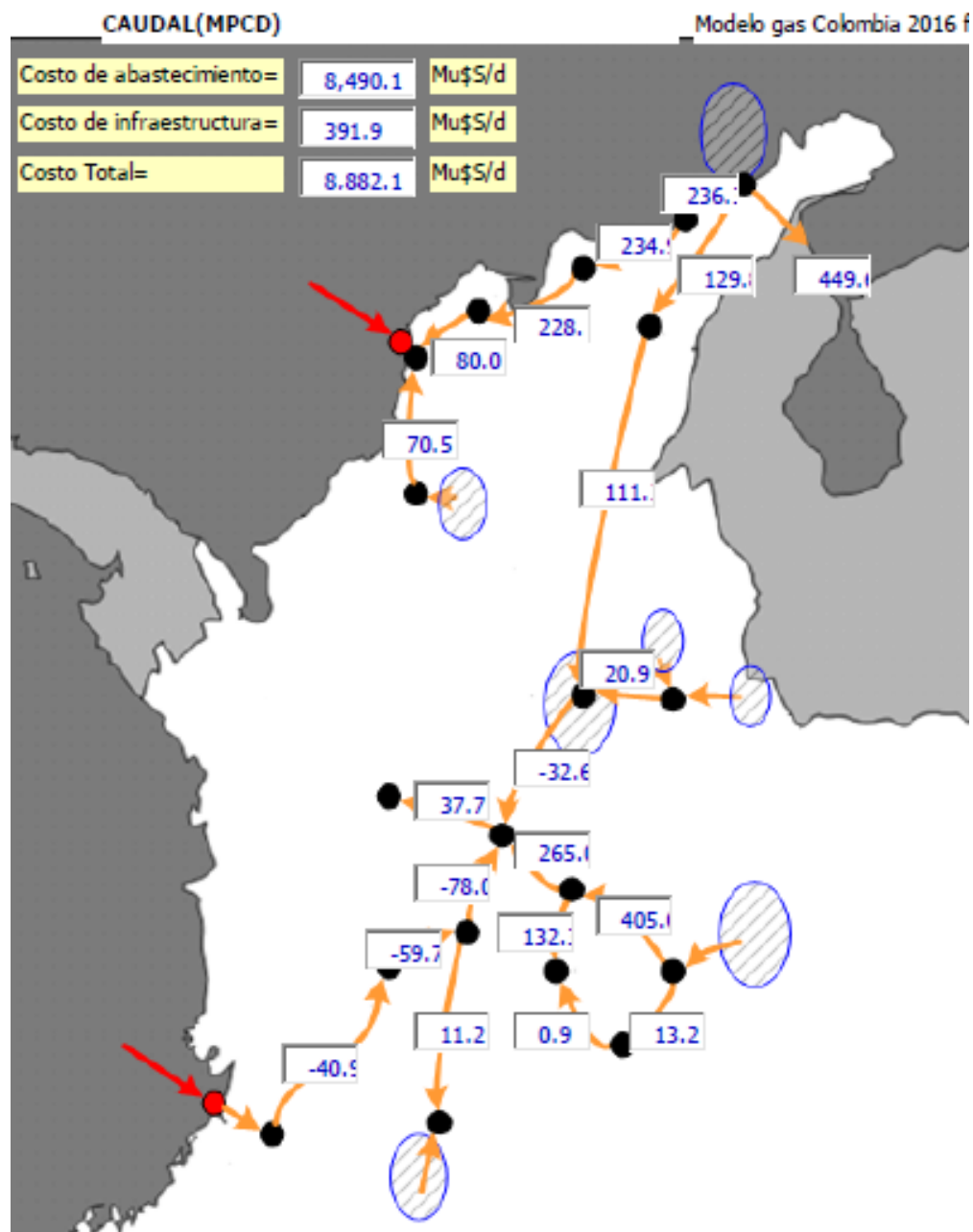
Considerando que se realizaron 36 análisis (3 años x 3 condiciones climáticas x 4 condiciones de infraestructura), por brevedad se presentan a continuación solo la información completa del año 2016 con condiciones climáticas estándar y sin plantas de regasificación y el mismo año y condición climática con plantas de regasificación en el Atlántico, por un lado, y en el Pacífico por otro. El resto de los casos se presenta en forma resumida en el punto siguiente junto con la síntesis comparativa de todos los casos analizados.

3.3.1. SITUACIÓN EN EL AÑO 2016 SIN PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

La Figura 12 muestra los valores medios de las inyecciones, caudales y restricciones a la industria con los datos correspondientes a la situación del año 2016 indicados previamente y con la demanda termoeléctrica correspondiente a un año típico sin la presencia del fenómeno de “El Niño”.

El costo total de abastecimiento del sistema es de 3242 MMUS\$ al año, con un costo de restricciones al mercado interno de 869 MMUS\$ al año. Los únicos costos de inversión corresponden a las ampliaciones de transporte necesario para introducir al mercado el incremento de producción de Cusiana y para satisfacer el fuerte incremento de demanda pronosticado por la UPME para Antioquía. Estas inversiones se corresponden con una anualidad de 143 MMUS\$/año (Tabla 42).





	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 65 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

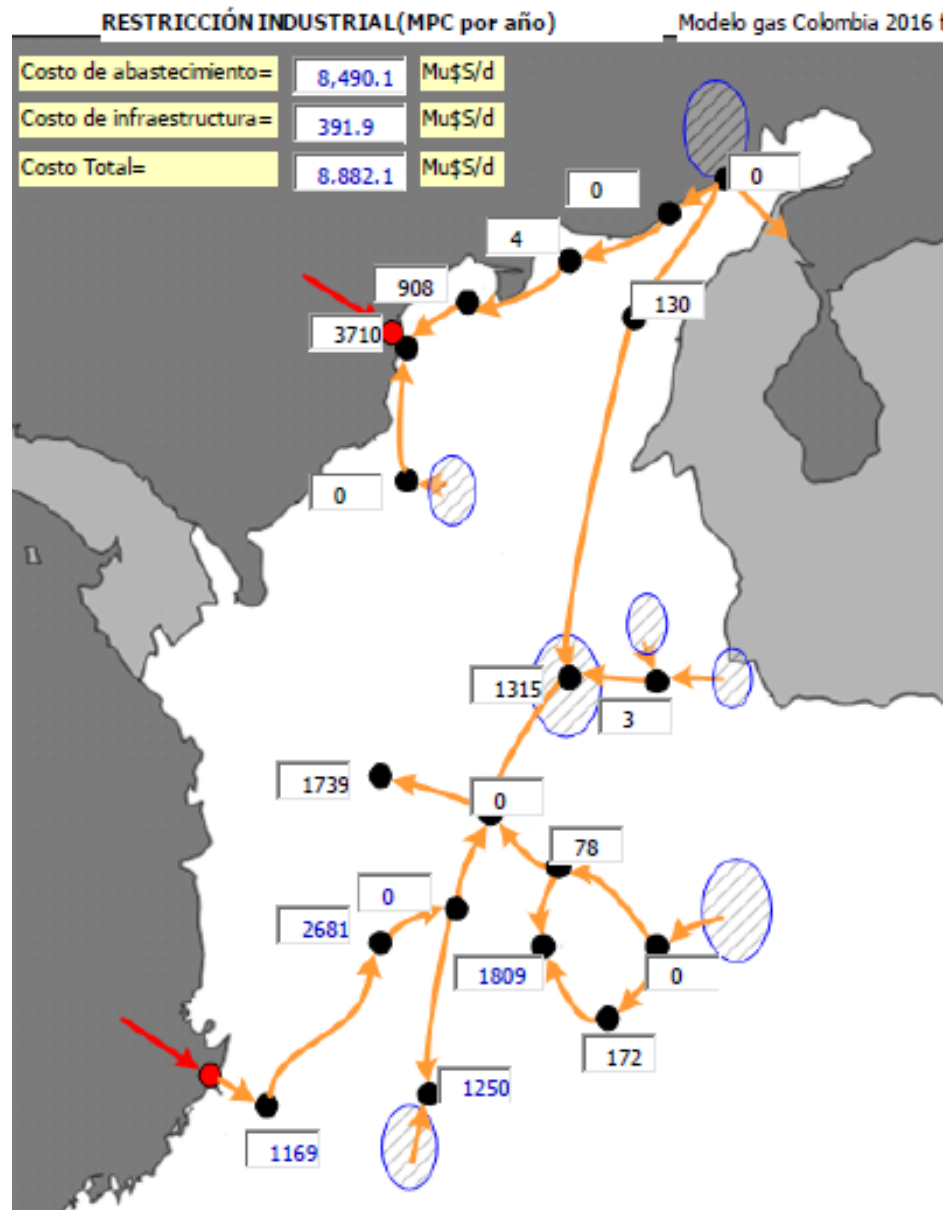


Figura 12. Valores medios de inyección, caudales y restricción industriales en el año 2016 sin plantas de regasificación

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN					DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE					HOJA No 66 DE 159
						REV 2, 9-FEB-12

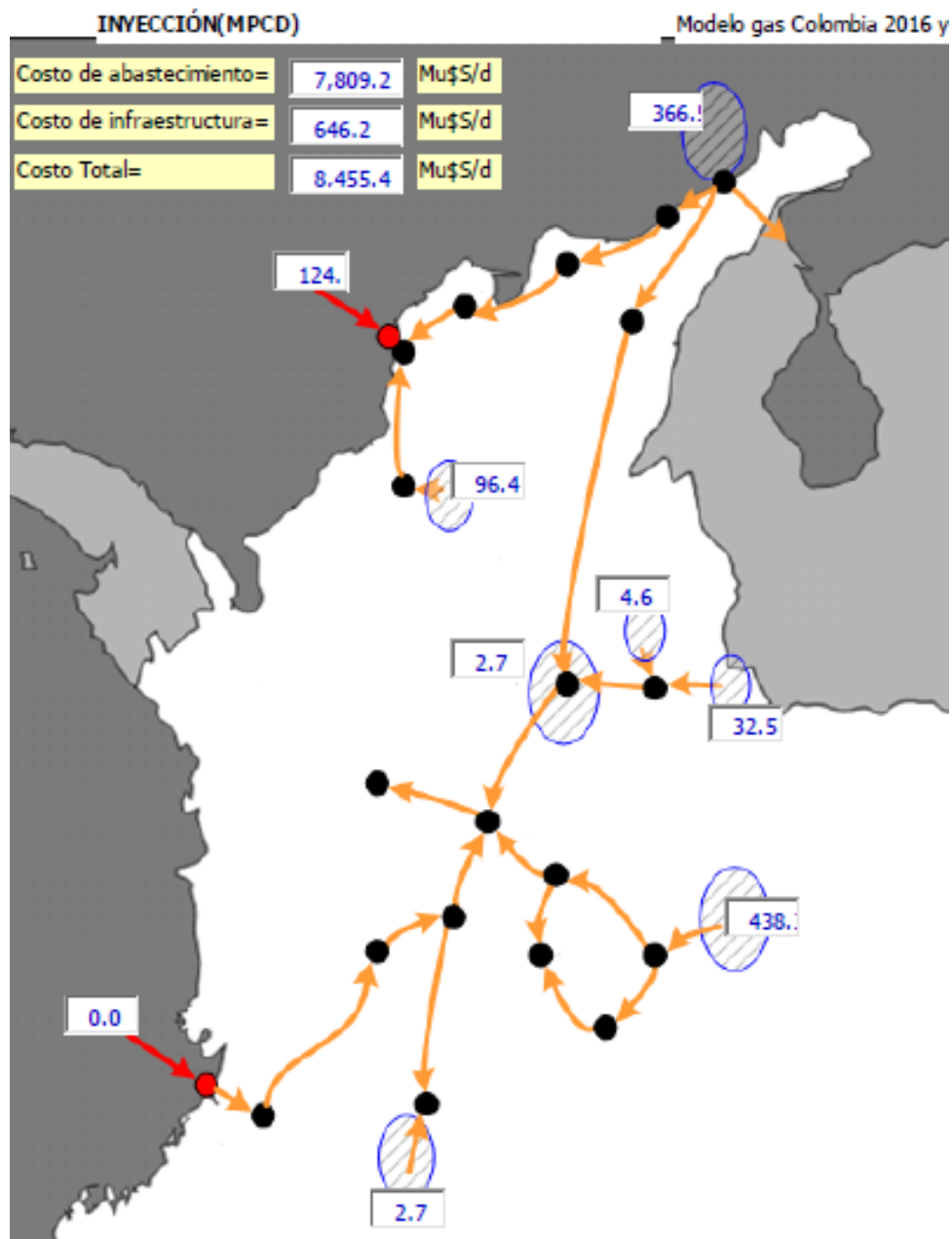
Tabla 42. Resumen de resultados para el año 2016 sin plantas de regasificación

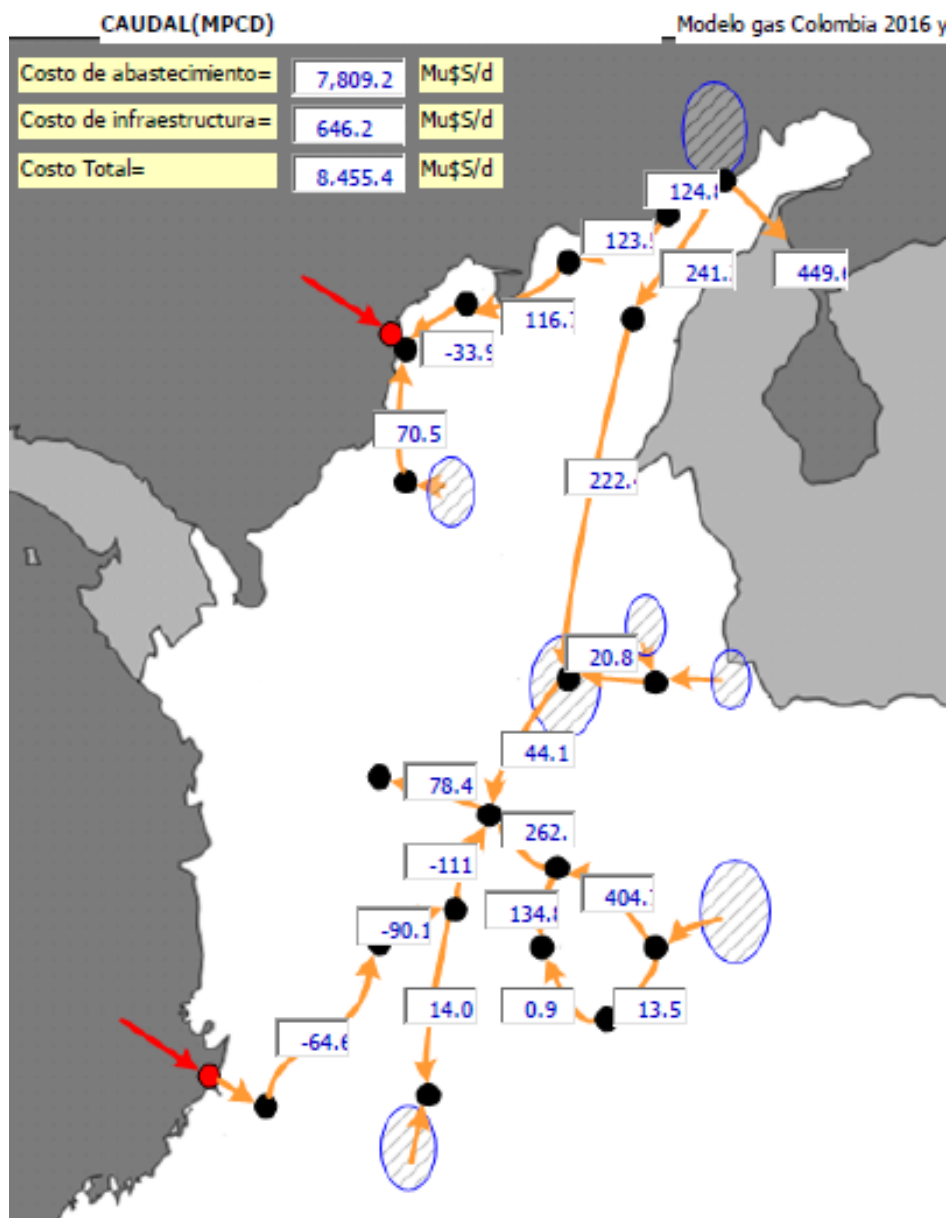
RESUMEN											
Modelo gas Colombia 2016 feb2011.xls											
VALORES MEDIOS											
	Costos de Gas	Benef. Exportac.	Costos de Restric.	Costos Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total				
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año				
	2,001.8	1.3	869.0	-	229.4	143.1	3,242.0				
Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	6.8	-	-	4.4	-	-	-	-	7.3	-	-
Atlántico	150.6	-	-	907.5	-	-	-	-	29.2	-	-
Bolivar	160.7	-	-	3,709.9	-	-	-	-	49.3	-	-
Cordoba-Sucre	25.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	18.8	-	-	129.8	-	-	-	-	14.6	-	-
Barranca Bermeja	203.5	-	-	13,151.8	-	-	-	-	219.0	-	-
Bucamaranga	16.3	-	-	3.0	-	-	-	-	1.8	-	-
Antioquia	85.3	-	-	17,393.6	-	-	-	-	355.9	-	-
Vasconia	116.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	8.0	-	-	78.2	-	-	-	-	16.4	-	-
GBS	20.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	12.8	-	-	172.4	-	-	-	-	31.0	-	-
Bogota	138.2	-	-	1,808.6	-	-	-	-	38.3	-	-
Mariquita	7.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	26.2	-	-	2,681.0	-	-	-	-	250.0	-	-
Valle del Cauca	73.0	-	-	11,694.9	-	-	-	-	361.4	-	-
Tolima-Hulla	17.3	-	-	1,250.1	-	-	-	-	355.9	-	-
	1,088.4	-	-	52,985.3	-	-					
Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección									
	MPCD	MPCD									
P. Ballena	366.5	401.4									
La Creciente	96.4	97.3									
Mag. Medio	2.7	2.7									
Payoa y Provincia	4.6	4.7									
Gibraltar	32.5	34.2									
Cusiana	438.3	522.9									
Sumistro Sur	2.7	2.8			943.7						
LNG Atlantico	-	-									
LNG Pacifico	-	-									
Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac	Nueva Capacidad								
	MPCD	MPCD	MPCD								
P. Ballena - La Guajira	236.3	-	524.0								
La Guajira - Magdalena	234.9	-	524.0								
Magdalena - Atlantico	228.1	-	524.0								
Atlantico - Bolivar	80.0	-	237.1								
Bolivar - Cordoba.Sucre	70.5	-	102.1								
P. Ballena - Cesar	129.8	-	260.0								
Cesar - Barranca Bermeja	111.3	-	260.0								
Bucamaranga - Barranca E	20.9	-	29.0								
B. Bermeja - Vasconia	-32.6	-	203.0								
Vasconia - Antioquia	37.7	30.0	102.5								
Cundboy - Vasconia	265.0	140.0	274.0								
Cundboy - Bogota	132.3	-	187.6								
GBS - Cundboy	405.0	80.0	472.0								
GBS - Villavicencio	13.2	-	29.6								
Villavicencio - Bogota	0.9	-	17.8								
Vasconia - Mariquita	-78.0	-	192.0								
Mariquita - CQR	-59.7	-	158.0								
CQR - Valle del Cauca	-40.9	-	148.0								
Mariquita - Tolima.Hulla	11.2	20.0	35.0								

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 67 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.3.2. SITUACIÓN EN EL AÑO 2016 CON UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN EL ATLÁNTICO

La implantación de una planta de regasificación en Cartagena con una inversión estimada en 352 MMUS\$, produce una significativa reducción en el costo de las restricciones que disminuyen a 126 MMUS\$/año, llevando el costo total de abastecimiento del sistema a 3086 MMUS\$/año. Teniendo en cuenta que la anualidad asociada a la inversión en regasificación en el Atlántico se estima en 93 MMUS\$/año (incluyendo OPEX y CAPEX) y produce una disminución en el costo de las restricciones de 743 MMUS\$/año se puede deducir que, aún considerando el mayor precio del GNL respecto del precio del gas nacional, los costos totales de abastecimiento del sistema disminuyen en 156 MMUS\$/año.





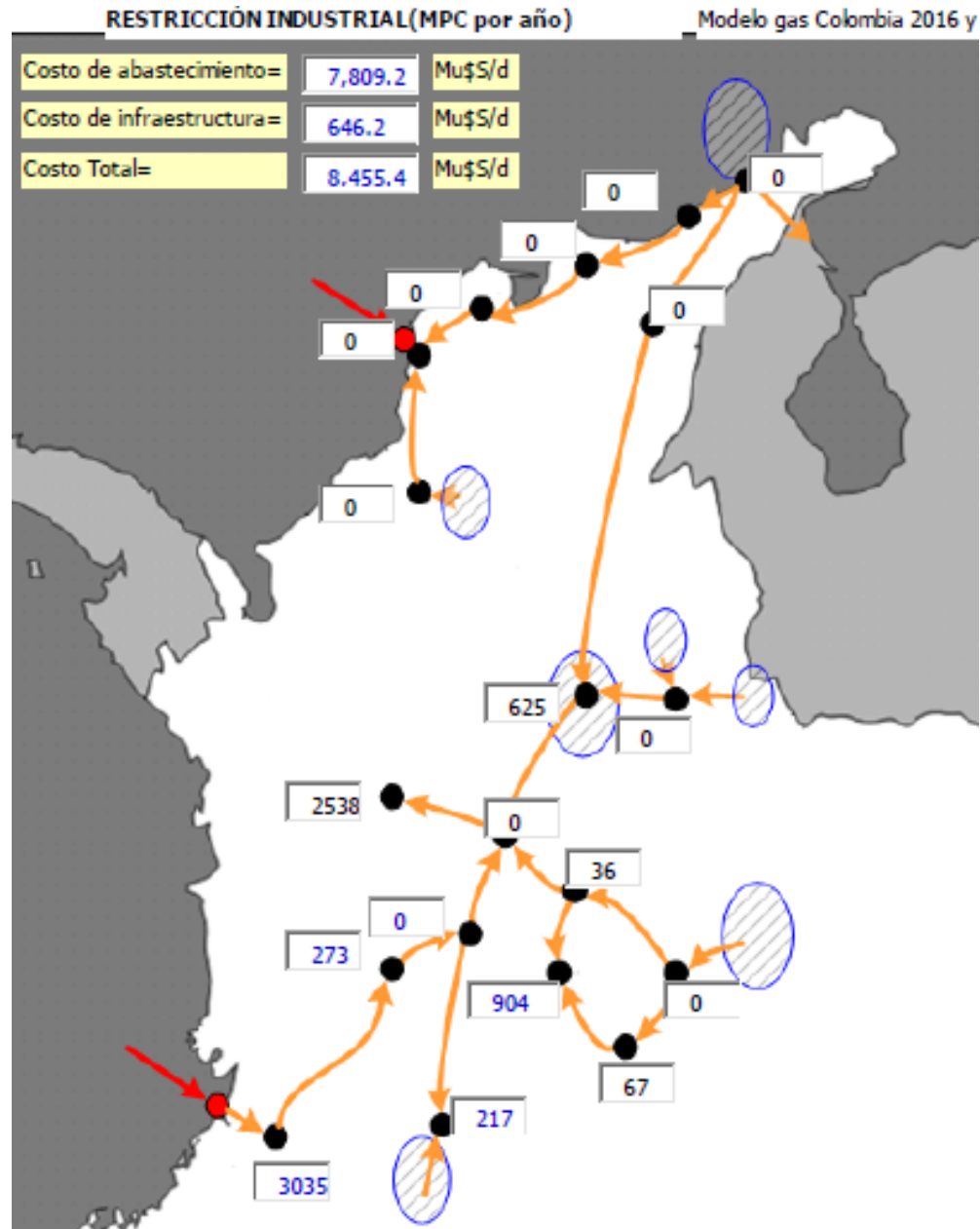
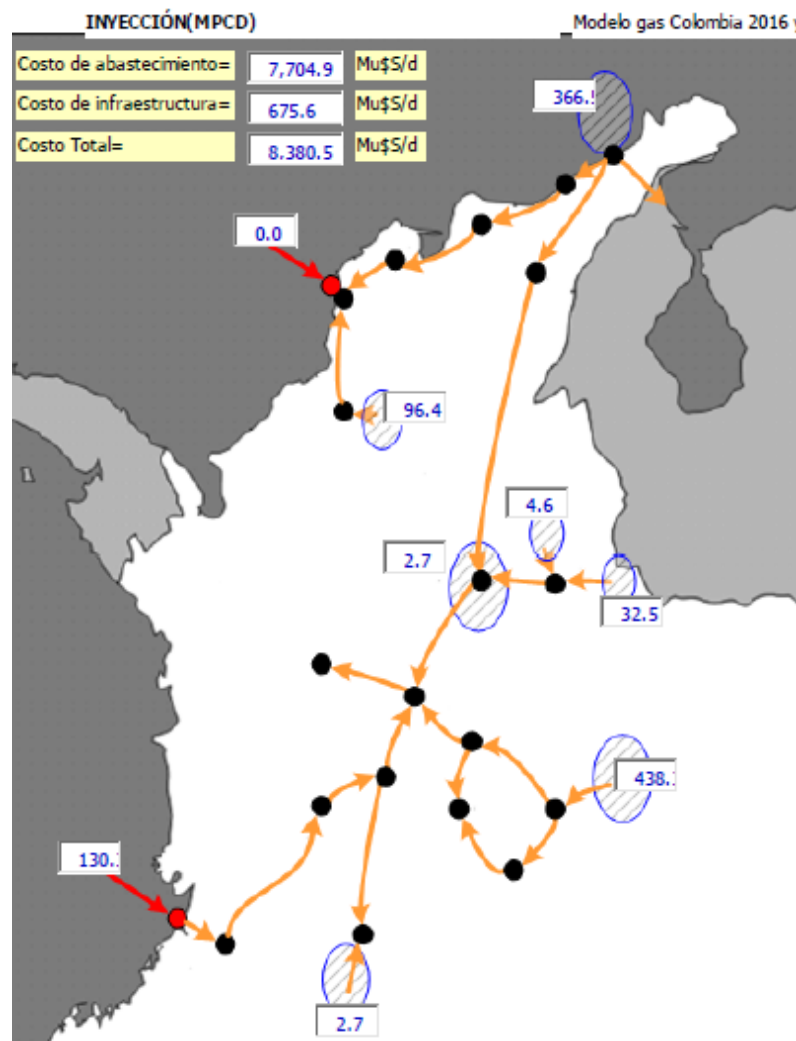


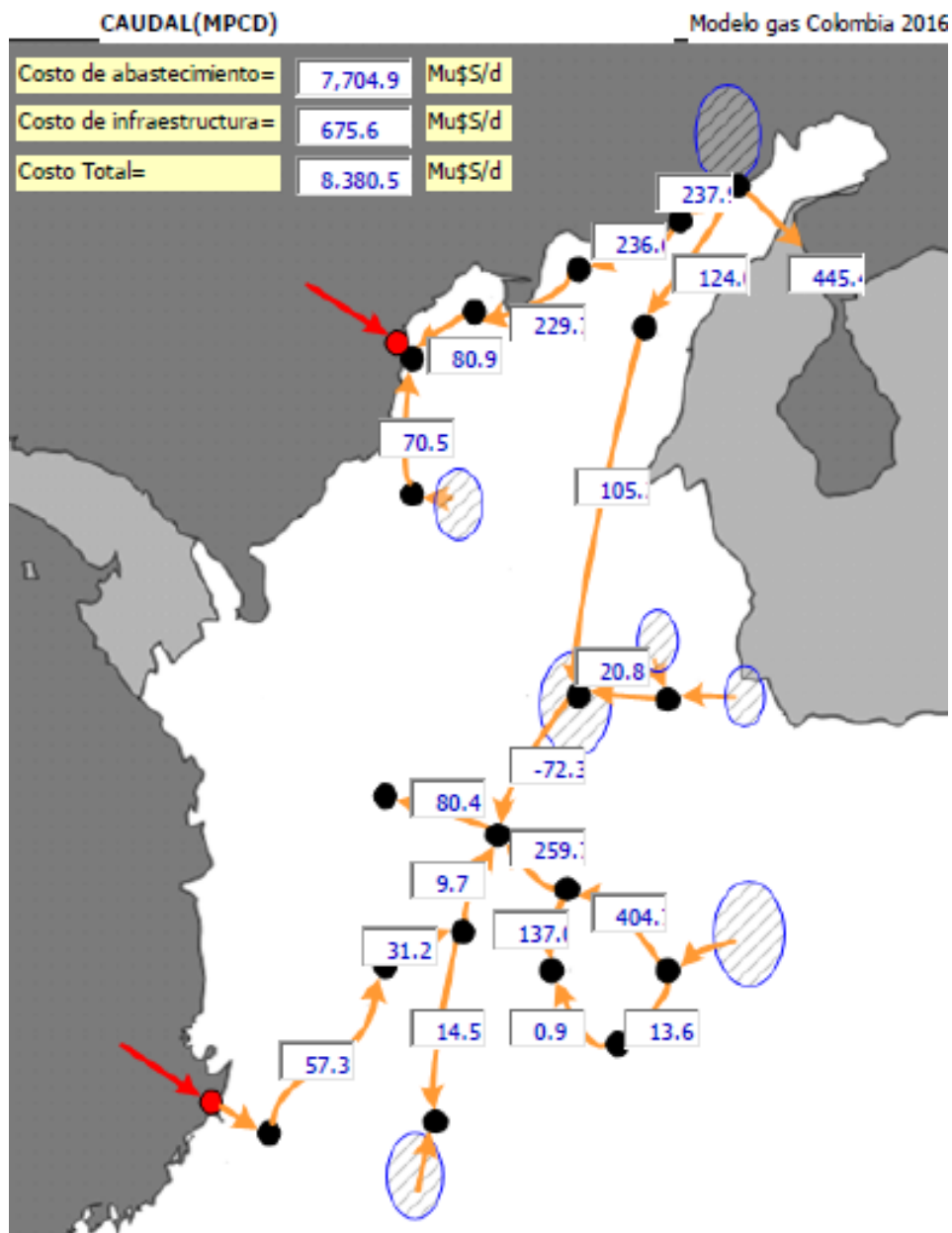
Figura 13. Valores medios de inyección, caudales y restricción industriales en el año 2016 con una planta de regasificación en el Atlántico

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 72 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.3.3. SITUACIÓN EN EL AÑO 2016 CON UNA PLANTA DE REGASIFICACIÓN EN EL PACÍFICO

La implantación de un barco regasificador en Buenaventura con una inversión estimada en 516 MMUS\$ (incluyendo un gasoducto hasta Cali), produce una significativa reducción en el costo de las restricciones que disminuyen a 114 MMUS\$/año, llevando el costo total de abastecimiento del sistema a 3059 MMUS\$/año. Teniendo en cuenta que la anualidad asociada a la inversión en regasificación en el Pacífico se estima en 104 MMUS\$/año (incluyendo OPEX y CAPEX) y produce una disminución en el costo de las restricciones de 755 MMUS\$/año, se puede deducir que, aun considerando el mayor precio del GNL respecto del precio del gas nacional, los costos totales de abastecimiento del sistema disminuyen 183 MMUS\$/año respecto de la situación sin plantas de regasificación y son inclusive 27 MMUS\$/año menores que los obtenidos con una planta de regasificación en el Atlántico.





	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 74 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

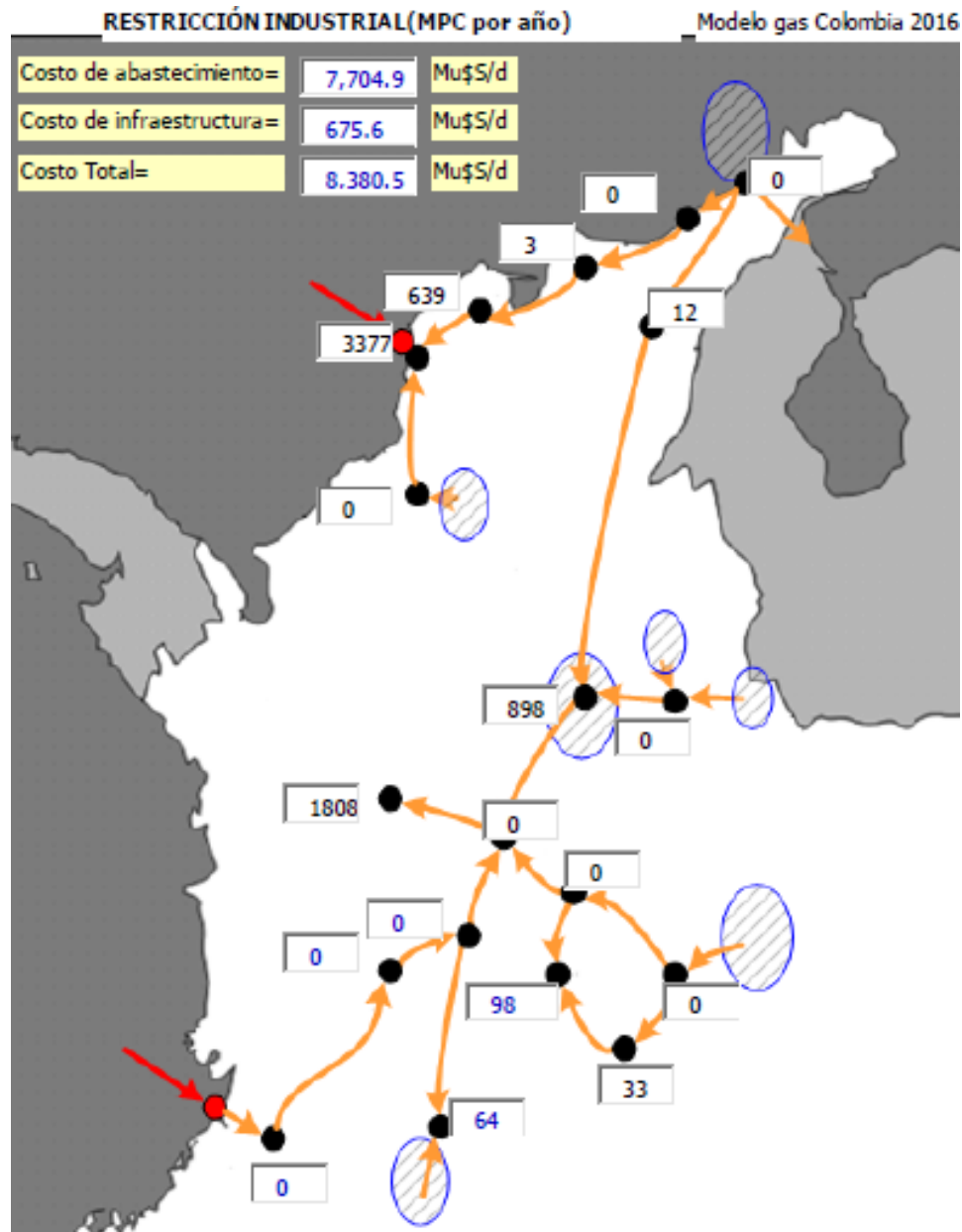


Figura 14. Valores medios de inyección, caudales y restricción industriales en el año 2016 con una planta de regasificación en el Pacífico

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN						DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE						HOJA No 75 DE 159
							REV 2, 9-FEB-12

Tabla 44. Resumen de resultados para el año 2016 con una planta de regasificación en el Pacífico

RESUMEN											
Modelo gas Colombia 2016 GNL Pacifico feb2011.xls											
VALORES MEDIOS											
	Costos de Gas	Benef. Exportac.	Costos de Restric.	Costos Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total				
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año				
	2,467.8	13.0	113.7	-	243.8	246.6	3,058.9				
Nodos	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Planta de Confiab.
	MPCD	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	MPC/año	días/año	días/año	días/año	días/año	días/año
P. Ballena	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
La Guajira	1.4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Magdalena	6.8	-	-	3.3	-	-	-	-	5.5	-	-
Atlántico	150.6	-	-	638.6	-	-	-	-	25.6	-	-
Bolívar	160.7	-	-	3,377.1	-	-	-	-	43.8	-	-
Cordoba-Sucre	25.9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cesar	18.8	-	-	11.5	-	-	-	-	1.8	-	-
Barranca Bermeja	203.5	-	-	898.2	-	-	-	-	16.4	-	-
Bucamaranga	16.3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Antioquia	85.3	-	-	1,808.5	-	-	-	-	56.6	-	-
Vasconia	116.7	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Cundboy	8.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
GBS	20.1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Villavicencio	12.8	-	-	32.9	-	-	-	-	5.5	-	-
Bogota	138.2	-	-	98.3	-	-	-	-	3.7	-	-
Mariquita	7.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CQR	26.2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Valle del Cauca	73.0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Tolima-Huila	17.3	-	-	63.9	-	-	-	-	18.3	-	-
	1,088.4	-	-	6,932.4	-	-	-	-	-	-	-
Puntos de Inyección	Inyección	Capac. de Inyección									
	MPCD	MPCD									
P. Ballena	366.5	401.4									
La Creciente	96.4	97.3									
Mag. Medio	2.7	2.7									
Payoa y Provincia	4.6	4.7									
Gibraltar	32.5	34.2									
Cusiana	438.3	522.9									
Sumistro Sur	2.7	2.8		943.7							
LNG Atlantico	-	-									
LNG Pacifico	130.3	262.0									
Tramos de transporte	Caudal	Incremento de capac	Nueva Capacidad								
	MPCD	MPCD	MPCD								
P. Ballena - La Guajira	237.9	-	524.0								
La Guajira - Magdalena	236.6	-	524.0								
Magdalena - Atlantico	229.7	-	524.0								
Atlantico - Bolivar	80.9	-	237.1								
Bolivar - Cordoba.Sucre	70.5	-	102.1								
P. Ballena - Cesar	124.0	-	260.0								
Cesar - Barranca Bermeja	105.2	-	260.0								
Bucamaranga - Barranca E	20.8	-	29.0								
B. Bermeja - Vasconia	-72.3	-	203.0								
Vasconia - Antioquia	80.4	30.0	102.5								
Cundboy - Vasconia	259.7	140.0	274.0								
Cundboy - Bogota	137.0	-	187.6								
GBS - Cundboy	404.7	80.0	472.0								
GBS - Villavicencio	13.6	-	29.6								
Villavicencio - Bogota	0.9	-	17.8								
Vasconia - Mariquita	9.7	-	192.0								
Mariquita - CQR	31.2	-	158.0								
CQR - Valle del Cauca	57.3	-	148.0								
Mariquita - Tolima.Huila	14.5	20.0	35.0								

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 76 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

3.3.4. RESUMEN Y COMPARACIÓN DE TODOS LOS CASOS CONSIDERADOS

3.3.4.1. Resumen de resultados en volumen

La Tabla 45 muestra en el año 2016 y para todos los casos analizados, el resumen de los volúmenes promedio diarios de la demanda total, de las restricciones a los distintos tipos de usuarios (la restricción industrial involucra también la petroquímica y refinación) y del abastecimiento de gas natural, compuesto por la participación de la producción nacional y del GNL proveniente de las instalaciones del Atlántico y del Pacífico, cuando estas se encuentran disponibles. Nótese que los valores del orden de los 130 MPCD inyectados por las instalaciones de GNL en condiciones normales son el promedio de algunos días sin ser utilizadas con otros días donde se utilizan con caudales más altos como consecuencia de restricciones en la producción y el transporte (en el año 2016, el déficit entre la capacidad de inyección máxima y la demanda media es de solo 25 MPCD). Lo mismo puede decirse de las restricciones cuando no hay plantas de GNL.

Si bien la capacidad de inyección máxima total de gas natural para los año 2016 alcanza los 1066 MPCD, los valores medios indicados en la Tabla 45. son algo menores (944 MPCD) debido las interrupciones de producción y transporte esperadas durante el año.

Como se puede ver en la Tabla, cuando se presentan problemas de confiabilidad en producción o transporte (climatología normal), las instalaciones de GNL consideradas individualmente en el Atlántico o en el Pacífico prestan servicios por volúmenes similares. Con ambas plantas en funcionamiento resulta algo más eficiente en un año típico la instalación del Pacífico al incorporar un punto alternativo de suministro en el extremo del sistema de transporte.

Tabla 45. Resumen de los volúmenes promedio diarios (2016)

RESUMEN AÑO 2016									
	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Producción Nacional	Exportac	GNL Atlántico	GNL Pacífico
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
Normal sin GNL	1,088.4	-	-	145.2	-	943.7	0.4	-	-
Normal GNL Atlántico	1,088.4	-	-	21.1	-	943.7	0.4	124.1	-
Normal GNL Pacífico	1,088.4	-	-	19.0	-	943.7	4.6	-	130.3
Normal GNL Atlántico y Pacífico	1,088.4	-	-	0.9	-	943.6	7.8	54.5	97.2
"El Niño" sin GNL	1,383.2	-	0.7	419.3	19.5	943.7	-	-	-
"El Niño" GNL Atlántico	1,383.2	-	-	90.6	-	943.7	-	348.9	-
"El Niño" GNL Pacífico	1,383.2	-	-	177.5	-	943.7	-	-	262.0
"El Niño" GNL Atlántico y Pacífico	1,383.2	-	-	2.3	-	943.7	-	264.5	172.7
"La Niña" sin GNL	1,088.4	1.3	0.8	143.2	0.3	943.7	0.9	-	-
"La Niña" GNL Atlántico	1,088.4	1.3	0.8	22.3	0.3	943.7	0.9	121.0	-
"La Niña" GNL Pacífico	1,088.4	-	-	20.7	-	943.7	4.9	-	128.9
"La Niña" GNL Atlántico y Pacífico	1,088.4	-	-	1.0	-	943.6	8.0	54.4	97.3

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 77 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Por su parte, durante el fenómeno de “El Niño” la planta del Atlántico es más utilizada que la del Pacífico debido a que en tiempos de sequía resulta mayor la proporción de generación térmica de las centrales de la Costa en relación a las centrales del Interior. Nótese que debido a que la demanda total supera la capacidad de producción nacional, la eliminación total de las restricciones requeriría la existencia de instalaciones de GNL en ambas costas.

A su vez, durante las interrupciones al sistema de transporte entre Mariquita y el Valle del Cauca - en correspondencia con los deslizamientos de terrenos asociados a “La Niña” - resulta de mayor utilidad la instalación del Pacífico ya que permite alcanzar los centros de demanda de Cali y alrededores desde una fuente alternativa de Gas Natural. En particular la instalación del Pacífico es la única que permite evitar las restricciones a usuarios residenciales y comerciales en dicha zona en caso de un corte total de transporte al sur de Mariquita. Es importante tener en cuenta que los volúmenes de la Tabla 45 son valores diarios promedio anuales. El corte total en el año surge de multiplicar dichos valores por 365 días.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 78 DE 159
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	REV 2, 9-FEB-12

Tabla 46. Resumen de los volúmenes promedio diarios (2018)

RESUMEN AÑO 2018									
	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Producción Nacional	Exportac	GNL Atlántico	GNL Pacífico
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
Sin "El Niño" sin GNL	1,059.2	-	0.01	209.6	0.2	849.4	-	-	-
Sin "El Niño" GNL Atlántico	1,059.2	-	-	9.6	-	848.6	-	201.0	-
Sin "El Niño" GNL Pacífico	1,059.2	-	-	62.5	-	848.6	-	-	148.2
Sin "El Niño" GNL Atlántico y Pacífico	1,059.2	-	-	1.5	-	848.6	-	112.9	96.3
Con "El Niño" sin GNL	1,471.1	-	2.1	562.9	57.6	848.6	-	-	-
Con "El Niño" GNL Atlántico	1,471.1	-	-	223.1	0.2	848.6	-	399.2	-
Con "El Niño" GNL Pacífico	1,471.1	-	0.1	360.2	0.3	848.6	-	-	262.0
Con "El Niño" GNL Atlántico y Pacífico	1,471.1	-	-	18.9	-	848.6	-	398.9	204.8
"La Niña" sin GNL	1,059.2	1.3	0.9	207.4	0.2	849.4	0.0	-	-
"La Niña" GNL Atlántico	1,059.2	1.3	0.8	11.3	0.0	848.6	0.0	197.2	-
"La Niña" GNL Pacífico	1,059.2	-	-	64.8	-	848.6	0.0	-	145.9
"La Niña" GNL Atlántico y Pacífico	1,059.2	-	-	1.6	-	848.6	0.0	112.9	96.2

Tabla 47. Resumen de los volúmenes promedio diarios (2020)

RESUMEN AÑO 2020									
	Demanda Total	Restricción Residencial	Restricción GNV	Restricción Industrial	Restricción Generación	Producción Nacional	Exportac	GNL Atlántico	GNL Pacífico
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
Sin "El Niño" sin GNL	1,171.1	-	0.36	401.1	0.8	768.8	-	-	-
Sin "El Niño" GNL Atlántico	1,171.1	-	-	83.5	-	768.8	-	318.8	-
Sin "El Niño" GNL Pacífico	1,171.1	-	0.0	176.1	0.4	768.8	-	-	225.8
Sin "El Niño" GNL Atlántico y Pacífico	1,171.1	-	-	16.1	-	768.8	0.0	257.0	129.2
Con "El Niño" sin GNL	1,512.4	-	11.3	584.4	147.9	768.8	-	-	-
Con "El Niño" GNL Atlántico	1,512.4	-	-	342.3	1.3	768.8	-	400.0	-
Con "El Niño" GNL Pacífico	1,512.4	-	-	476.2	5.4	768.8	-	-	262.0
Con "El Niño" GNL Atlántico y Pacífico	1,512.4	-	-	81.6	-	768.8	-	400.0	262.0
"La Niña" sin GNL	1,171.1	1.4	1.2	398.3	1.3	768.8	-	-	-
"La Niña" GNL Atlántico	1,171.1	1.4	0.9	83.1	0.5	768.8	0.0	316.4	-
"La Niña" GNL Pacífico	1,171.1	-	0.0	181.1	0.4	768.8	-	-	220.7
"La Niña" GNL Atlántico y Pacífico	1,171.1	-	-	16.5	-	768.8	0.0	257.4	128.4

La Tabla 46 y la Tabla 47 muestran los mismos ítems de la tabla anterior pero para los años 2018 y 2020, respectivamente. De acuerdo con el pronóstico de la UPME, el año 2018 es un año con muy bajos requerimientos de generación térmica por lo que las restricciones industriales, con una planta de GNL en el Atlántico que compense la disminución de producción en La Guajira, son muy bajas.

Para el año 2020, como consecuencia de la caída esperada en la producción nacional de gas natural y niveles más altos de demanda térmica, aún con climatología normal se requiere de ambas instalaciones de GNL para evitar un alto nivel de cortes a usuarios del servicio de gas natural.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 79 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Teniendo en cuenta que las demandas medias correspondiente al fenómeno de El Niño de los años 2016 y 2020 son de 1386 y 1515 MPCD, Colombia presenta un problema de Seguridad de Abastecimiento que requiere la incorporación de plantas de regasificación para hacer frente a la demanda de gas para generación eléctrica. Como se puede ver en la Tabla 45, en el año 2016 una Planta en el Atlántico inyectaría 264 MPCD y una en el Pacífico 173 MPCD promedio (para una capacidad de inyección máxima de 400 y 262 MPCD en cada caso). En el año 2020 inyectarían 400 y 262 MPCD respectivamente (es decir que cada planta se utilizaría en forma plena). El mercado de cortes podría funcionar en forma efectiva para cubrir algún faltante durante este período, si bien es probable que resultara económicamente más conveniente ampliar la capacidad de regasificación sin cambiar la capacidad de almacenamiento de las instalaciones de GNL, tal como se indicará en las conclusiones al hacer referencia al tamaño óptimo de las plantas.

Sin plantas de GNL, la necesidad de generar electricidad con gas natural durante el fenómeno de El Niño, implicaría en el año 2016 restringir una gran parte de los usos industriales, refinación y petroquímica (419 MPCD sobre un total de 578 MPCD) y en el 2020 además de cortar una parte aún mayor de dicho sector de demanda (584 MPCD sobre un total de 687 MPCD) debería afectarse a la misma generación eléctrica (148 MPCD sobre un total de 547 MPCD) e incluso al GNV (11 MPCD sobre un total de 73 MPCD), lo que provocaría serias dificultades sociales y políticas.

3.3.4.2. Resumen de resultados valorizados económicamente

Por su parte, la Tabla 48, la Tabla 49 y la Tabla 50 muestran el resumen de los resultados en la forma de MMU\$S por año y de U\$S/KPC. Es importante tener en cuenta que los costos de infraestructura anualizados involucran para la demanda del año 2016 y sin el fenómeno de El Niño las siguientes componentes: a) ampliaciones de transporte para la incorporación al mercado del aumento de la producción en la zona de Cusiana = 0.36 U\$S/KPC, b) Planta de GNL en el Atlántico = 0.23 U\$S/KPC y c) Planta de GNL en el Pacífico = 0.26 U\$S/KPC (incluyendo el tramo de transporte Buenaventura-Cali).

Para climatología normal, en el año 2016 los costos promedio anuales de abastecimiento de la demanda son menores con un barco regasificador en el Pacífico (7.70 US\$/KPC) o en el Atlántico (7.77 US\$/KPC) debido a que los costos de infraestructura son menores que los costos de utilizar (ante la insuficiencia de gas natural y los problemas de confiabilidad de producción y transporte) combustibles alternativos. En el año 2020, debido a la fuerte disminución esperada en la capacidad de inyección en La Guajira (falta crónica de gas natural que configura un problema de Seguridad de Abastecimiento), la opción más económica sería contar con ambas plantas de GNL (8.62 US\$/KPC), estando próxima la opción de construir una sola planta en el Atlántico (8.99 U\$S/ KPC) debido a la necesidad de reemplazar la disminución de producción en Ballena. Algo más cara resultaría la instalación de una sola planta en el

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN					DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE					HOJA No 80 DE 159
						REV 2, 9-FEB-12

Pacífico (9.35 U\$\$/ KPC). A partir de las hipótesis adoptadas, lo más oneroso para el país sería no contar con ninguna planta de GNL (10.32 U\$\$/ KPC).

Tabla 48. Resumen de costos anuales totales y costos unitarios (2016)

RESUMEN AÑO 2016											
	Demanda Total	Costos de Gas	Costos de Restric.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total	Costo Gas/Demanda Total	Costos de Restric.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total
	MPCD	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	u\$ /KPC	u\$ /KPC	u\$ /KPC	u\$ /KPC	u\$ /KPC
Normal sin GNL	1,088.4	2,001.8	869.0	229.4	143.1	3,242.0	5.04	2.19	0.58	0.36	8.16
Normal GNL Atlantico	1,088.4	2,445.6	126.2	279.8	235.9	3,086.2	6.16	0.32	0.70	0.59	7.77
Normal GNL Pacífico	1,088.4	2,467.8	113.7	243.8	246.6	3,058.9	6.21	0.29	0.61	0.62	7.70
Normal GNL Atlántico y Pacífico	1,088.4	2,544.2	5.2	234.1	339.4	3,100.8	6.40	0.01	0.59	0.85	7.81
"El Niño" sin GNL	1,383.2	2,001.8	2,664.7	230.8	143.1	5,040.3	3.96	5.28	0.46	0.28	9.98
"El Niño" GNL Atlantico	1,383.2	3,249.7	542.6	304.0	235.9	4,332.1	6.44	1.07	0.60	0.47	8.58
"El Niño" GNL Pacífico	1,383.2	2,939.0	1,062.6	257.2	246.6	4,505.3	5.82	2.10	0.51	0.49	8.92
"El Niño" GNL Atlántico y Pacífico	1,383.2	3,565.6	13.9	237.4	339.4	4,156.3	7.06	0.03	0.47	0.67	8.23
"La Niña" sin GNL	1,088.4	2,001.8	913.8	228.5	143.1	3,284.4	5.04	2.30	0.58	0.36	8.27
"La Niña" GNL Atlantico	1,088.4	2,434.5	189.7	277.4	235.9	3,134.7	6.13	0.48	0.70	0.59	7.89
"La Niña" GNL Pacífico	1,088.4	2,463.0	123.8	242.5	246.6	3,061.9	6.20	0.31	0.61	0.62	7.71
"La Niña" GNL Atlántico y Pacífico	1,088.4	2,544.3	6.2	233.9	339.4	3,101.1	6.40	0.02	0.59	0.85	7.81

Tabla 49. Resumen de costos anuales totales y costos unitarios (2018)

RESUMEN AÑO 2018											
	Demanda Total	Costos de Gas	Costos de Restric.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total	Costo Gas/Demanda Total	Costos de Restric.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total
	MPCD	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	u\$ /KPC	u\$ /KPC	u\$ /KPC	u\$ /KPC	u\$ /KPC
Normal sin GNL	1,059.2	1,801.8	1,256.4	200.4	143.1	3,401.7	4.66	3.25	0.52	0.37	8.80
Normal GNL Atlantico	1,059.2	2,519.1	57.7	267.1	235.9	3,079.8	6.52	0.15	0.69	0.61	7.97
Normal GNL Pacífico	1,059.2	2,330.1	374.0	235.7	246.6	3,186.4	6.03	0.97	0.61	0.64	8.24
Normal GNL Atlántico y Pacífico	1,059.2	2,548.2	9.1	215.6	339.4	3,112.2	6.59	0.02	0.56	0.88	8.05
"El Niño" sin GNL	1,471.1	1,800.0	3,826.8	203.1	143.1	5,972.9	3.35	7.13	0.38	0.27	11.12
"El Niño" GNL Atlantico	1,471.1	3,228.0	1,337.2	273.5	235.9	5,074.7	6.01	2.49	0.51	0.44	9.45
"El Niño" GNL Pacífico	1,471.1	2,737.2	2,158.9	243.4	246.6	5,386.0	5.10	4.02	0.45	0.46	10.03
"El Niño" GNL Atlántico y Pacífico	1,471.1	3,959.4	112.9	264.6	339.4	4,676.3	7.37	0.21	0.49	0.63	8.71
"La Niña" sin GNL	1,059.2	1,801.8	1,298.5	199.9	143.1	3,443.2	4.66	3.36	0.52	0.37	8.91
"La Niña" GNL Atlantico	1,059.2	2,505.3	122.9	264.5	235.9	3,128.6	6.48	0.32	0.68	0.61	8.09
"La Niña" GNL Pacífico	1,059.2	2,321.8	387.9	233.9	246.6	3,190.2	6.01	1.00	0.60	0.64	8.25
"La Niña" GNL Atlántico y Pacífico	1,059.2	2,548.0	9.4	215.5	339.4	3,112.3	6.59	0.02	0.56	0.88	8.05

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN					DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010				
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE					HOJA No 81 DE 159				
						REV 2, 9-FEB-12				

Tabla 50. Resumen de costos anuales totales y costos unitarios (2020)

RESUMEN AÑO 2020											
	Demanda Total	Costos de Gas	Costos de Restric.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total	Costo Gas/Demanda Total	Costos de Restric.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total
	MPCD	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	MMu\$ /año	u\$ /KPC	u\$ /KPC	u\$ /KPC	u\$ /KPC	u\$ /KPC
Normal sin GNL	1,171.1	1,630.8	2,410.0	186.2	143.1	4,370.1	3.82	5.64	0.44	0.33	10.22
Normal GNL Atlántico	1,171.1	2,771.0	500.0	287.0	235.9	3,793.7	6.48	1.17	0.67	0.55	8.88
Normal GNL Pacífico	1,171.1	2,438.3	1,057.3	244.0	246.6	3,986.3	5.70	2.47	0.57	0.58	9.33
Normal GNL Atlántico y Pacífico	1,171.1	3,012.4	96.2	246.4	339.4	3,694.3	7.05	0.22	0.58	0.79	8.64
"El Niño" sin GNL	1,512.4	1,630.8	4,718.4	191.4	143.1	6,683.7	2.95	8.55	0.35	0.26	12.11
"El Niño" GNL Atlántico	1,512.4	3,061.6	2,058.9	247.4	235.9	5,603.7	5.55	3.73	0.45	0.43	10.15
"El Niño" GNL Pacífico	1,512.4	2,568.0	2,891.8	272.5	246.6	5,978.9	4.65	5.24	0.49	0.45	10.83
"El Niño" GNL Atlántico y Pacífico	1,512.4	3,998.8	488.3	260.0	339.4	5,086.5	7.24	0.88	0.47	0.61	9.21
"La Niña" sin GNL	1,171.1	1,630.8	2,453.6	185.2	143.1	4,412.6	3.82	5.74	0.43	0.33	10.32
"La Niña" GNL Atlántico	1,171.1	2,762.7	557.3	284.6	235.9	3,840.6	6.46	1.30	0.67	0.55	8.99
"La Niña" GNL Pacífico	1,171.1	2,420.2	1,087.7	240.7	246.6	3,995.3	5.66	2.54	0.56	0.58	9.35
"La Niña" GNL Atlántico y Pacífico	1,171.1	3,010.9	98.7	246.2	339.4	3,695.1	7.04	0.23	0.58	0.79	8.64

Evidentemente, con la presencia de “El Niño” la necesidad de contar con plantas de GNL se incrementa. Ya en el año 2016 la opción más económica sería contar con ambas plantas de GNL (8.23 US\$/ KPC), estando próxima la opción de una sola planta en el Atlántico (8.58 US\$/ KPC). Algo más cara resultaría la opción de instalar solamente una planta en el Pacífico (8.92 US\$/ KPC), y especialmente no contar con plantas de GNL (9.98 US\$/ KPC). En el año 2020, la opción más económica sería, por amplio margen, la instalación de ambas plantas de regasificación (9.21 US\$/ KPC), seguida por la opción de una sola planta en el Atlántico (10.15 US\$/ KPC), una sola planta en el Pacífico (10.83 US\$/ KPC) y finalmente la no existencia de GNL (12.11 US\$/ KPC), debido a la enorme proporción de restricciones a los servicios de gas natural resultantes.

En presencia de eventos extraordinarios de transporte en correspondencia con “La Niña”, en el año 2016 la opción más económica es la instalación de GNL en el Pacífico (7.71 US\$/ KPC) y en el 2020 nuevamente la mejor opción es contar con GNL en ambas costas (8.64 US\$/ KPC).

3.3.5. COMPARACIÓN CON LAS HIPÓTESIS Y RESULTADOS DEL INFORME “DETERMINACIÓN Y VALORACIÓN ECONÓMICA DE ALTERNATIVAS TÉCNICAS PARA ASEGURAR LA CONTINUIDAD Y CONFIABILIDAD DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO DE GAS NATURAL A LOS USUARIOS DE MERCADOS RELEVANTES DE DISTRIBUCIÓN Y COMERCIALIZACIÓN” DE OCTUBRE DE 2010

En la Tabla 51 se muestran los resultados del informe “Determinación y valoración económica de alternativas técnicas para asegurar la continuidad y confiabilidad de la prestación del servicio de gas natural a los usuarios de mercados relevantes de distribución y comercialización” de Octubre de 2010.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 82 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

En dicho estudio se realizaron los análisis para la demanda total media del año 2018 en correspondencia con “El Niño”, que se estimó en 1376 MPCD. En este trabajo se analizaron los años 2016, 2018 y 2020 con demandas ajustadas a la última información disponible de 1386, 1454 y 1515 MPCD respectivamente. El incremento de demanda considerado se debe fundamentalmente a que mientras en el estudio anterior para la demanda máxima del El Niño se consideró la demanda Termoeléctrica en Atlántico y el consumo potencial de gas de las centrales que operaron con combustibles líquidos (Termovalle, Termocali y Merilectrica), durante el fenómeno de “El Niño” del año 2009, en el presente estudio se utilizó la demanda potencial máxima para el caso más crítico posible, es decir la demanda potencial máxima de gas natural en cada una de las centrales termoeléctricas suponiendo que el sistema funciona a generación plena (Sección 3.2.2.2 de este informe). Como resultado se utilizó una demanda media incrementada en unos 80 MPCD.

Por su parte, en cuanto a la capacidad de inyección al sistema, en el estudio del año 2010 se había considerado para el año 2018 una capacidad de inyección de 850 MPCD. En este trabajo se analizaron los años 2016, 2018 y 2020 con capacidades de inyección ajustadas a la última información enviada por los productores de 1066, 1030 y 930 MPCD respectivamente. Es decir un incremento de unos 180 MPCD.

Respecto de las ampliaciones de transporte en el trabajo anterior se habían considerado 650 MMUS\$ de inversión destinada a ampliar la capacidad de transporte desde la Planta de GNL del Atlántico hacia el sur y hacia Cartagena y a ampliar la capacidad desde Cusiana. En el presente informe estas inversiones aumentaron a 717 MMUS\$ destinadas solo a esta última ampliación relacionadas con el incremento de la producción en Cusiana y cubrir el incremento de abastecimiento en Antioquia. Las ampliaciones desde la Planta de GNL en el Atlántico no se consideraron necesarias ya que se cambió su ubicación de P.Ballena a Cartagena y se disminuyó su capacidad máxima de inyección. Los valores de inversión resultaron más altos porque se consideró un costo de construcción de gasoductos más elevado adaptado a las dificultades del terreno en Colombia.

En el estudio de Octubre de 2010 se había estimado en forma muy preliminar inversiones de 500 MMUS\$ para la planta de GNL en el Atlántico y de 320 MMUS\$ en el Pacífico. En el presente informe, se tomaron los valores de los estudios de prefactibilidad realizados por las empresas inversoras que arrojaron valores de 352 MMUS\$ y 516 MMUS\$ respectivamente. En el estudio anterior para la planta del Atlántico se había considerado una capacidad de regasificación más grande (600 MPCD) con dos tanques o barcos de almacenamiento contra los 400 MPCD y un tanque de almacenamiento previsto en el presente informe, lo que explica la diferencia de costos. En el caso de la planta del Pacífico, TGI informó un costo del gasoducto Buenaventura-Cali de 253 MMUS\$. Este gasoducto había sido considerado a valores de condiciones del terreno estándares en nuestro estudio anterior (50 MMUS\$) lo que explica por sí solo la diferencia de 200 MMUS\$ en el costo total de la instalación.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 83 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

En cuanto a la tasa de descuento utilizado y el período de amortización en el estudio anterior se habían adoptado 14.4% y 20 años, mientras que en el informe actual se consideró una tasa de descuento $r = 15.02\%$ real antes de impuestos, correspondiente a la tasa regulada establecida para proyectos de transporte. Este cambio implica un incremento de los costos anuales de inversión para el mismo monto total.

Las diferencias mayores entre un estudio y otro se relacionan con los precios del gas natural nacional y del GNL. Mientras que en el estudio anterior se habían adoptado valores de 3.9 US\$/MMBtu para Ballena y 3.3 US\$/MMBtu para Cusiana, en el presente informe se consideraron los valores actuales de 5.8 US\$/MMBtu constantes para todo el país. Esto implica incrementos mayores del 60% en los costos del gas nacional.

Por su parte, en el estudio anterior se habían adoptado para el precio del GNL los valores correspondientes al precio vigente en ese momento del Henry Hub (aproximadamente 5 US\$/MMBtu) que había sido el precio de referencia para las compras de GNL de las plantas de México en años anteriores. Durante el último año, la baja sostenida del precio Henry Hub, asociada al desarrollo del shale gas en Estados Unidos y la desaparición de Estados Unidos como importador de GNL, desacopló el precio de compra spot del GNL en el mercado internacional de dicho precio de referencia. En el presente informe se decidió considerar como precio de referencia aplicable los valores de compra reales spot de Brasil durante el año 2011, resultando un valor promedio de 9.8 US\$/MMBtu puesto en planta, es decir un incremento del 70% en el precio del GNL respecto del estudio anterior.

Comparando el costo del gas durante el fenómeno de El Niño cuando no hay restricciones con Planta de GNL en el Atlántico y en el Pacífico de la Tabla 51 correspondiente al estudio anterior (1998 MMUS\$) con los valores del presente informe en la Tabla 48 del año 2016 (3566 MMUS\$), resulta un incremento del 78% (1568 MMUS\$) que se debe fundamentalmente a los cambios de precios de gas mencionados.

De la comparación de ambas tablas se puede apreciar también que la existencia de plantas de regasificación en el Atlántico y en el Pacífico permite prácticamente eliminar las restricciones aún en presencia del fenómeno de “EL Niño”. Mientras que este resultado es el mismo en ambos informes, la diferencia en el costo total (2426 MMUS\$ en el trabajo anterior y 4156 MMUS\$ en el presente informe) se deben en su mayor parte a la diferencia de precios del gas antes mencionada y en una proporción muy menor al incremento de los costos anuales de inversión.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 84 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 51. Resultados del estudio de Octubre de 2010

PROYECTOS (Incluyen las inversiones de transporte necesarias)	Costos de Gas	Costos de Restric. Exportac.	Costos de Restric.	Costos Comb. P.Confiab.	Costos de Transp.	Costo de Inversion	Costo Total
	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año	MMu\$s /año
Situación al 2018 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico y en el Pacífico	1,996.7	-	7.6	-	236.6	185.0	2,426.0
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico e inversión de confiabilidad en Cusiana	1,981.7	-	19.7	-	390.4	206.6	2,586.1
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y Almac. Subterráneo	1,886.9	-	22.6	92.0	364.6	212.8	2,593.3
Situación al 2018 con Buque Regasificador GNL en el Atlántico	1,969.2	-	34.2	-	388.8	193.8	2,605.2
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y Planta de PS GNL en Bogota	1,957.8	-	31.7	6.4	387.8	221.3	2,630.1
Situación al 2018 con Buque Regasificador en el Atlántico y 7 plantas de Propano - Aire	1,969.2	-	34.2	-	389.0	236.2	2,647.6

En cuanto al costo de las restricciones con un solo barco regasificador en el Atlántico que en la Tabla 51 se valorizan en 34 MMUS\$/año y en la Tabla 48 en 542 MMUS\$ para el año 2016. Esta diferencia se debe, por un lado, a que en estudio de Octubre del 2010 se había considerado una capacidad de 600 MPCD mientras que en el trabajo actual se utilizó el valor de la propuesta realizada a la CREG de 400 MPCD para la planta de GNL en el Atlántico. Por otro lado el estudio de Octubre de 2010 había considerado ampliaciones de transporte de 200 MPCD desde la planta de GNL del Atlántico hacia el sur. Esta capacidad extra de 200 MPCD permite atender el mercado del interior disminuyendo las restricciones.

Sin embargo, los mayores costos en la ampliación de gasoductos desde la costa hacia el interior, que se utilizarían solamente en presencia del fenómeno de “El Niño”, aconsejarían como solución alternativa más conveniente la construcción de otra planta de GNL en el Pacífico tal como se recomienda en este informe.

4. EL FENÓMENO DE “EL NIÑO” – PROBABILIDAD DE OCURRENCIA

En la Figura 15 se puede ver el calentamiento del Pacífico (temperatura promedio mensual) durante los años 1950-2010 informado por la CREG. Teniendo en cuenta que los períodos donde se ha tenido incidencia en el sector eléctrico corresponden a los períodos de calentamiento del Pacífico superiores a 1.5°C, los períodos de Niño han tenido duraciones que van de los 11 a los 19 meses.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 85 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

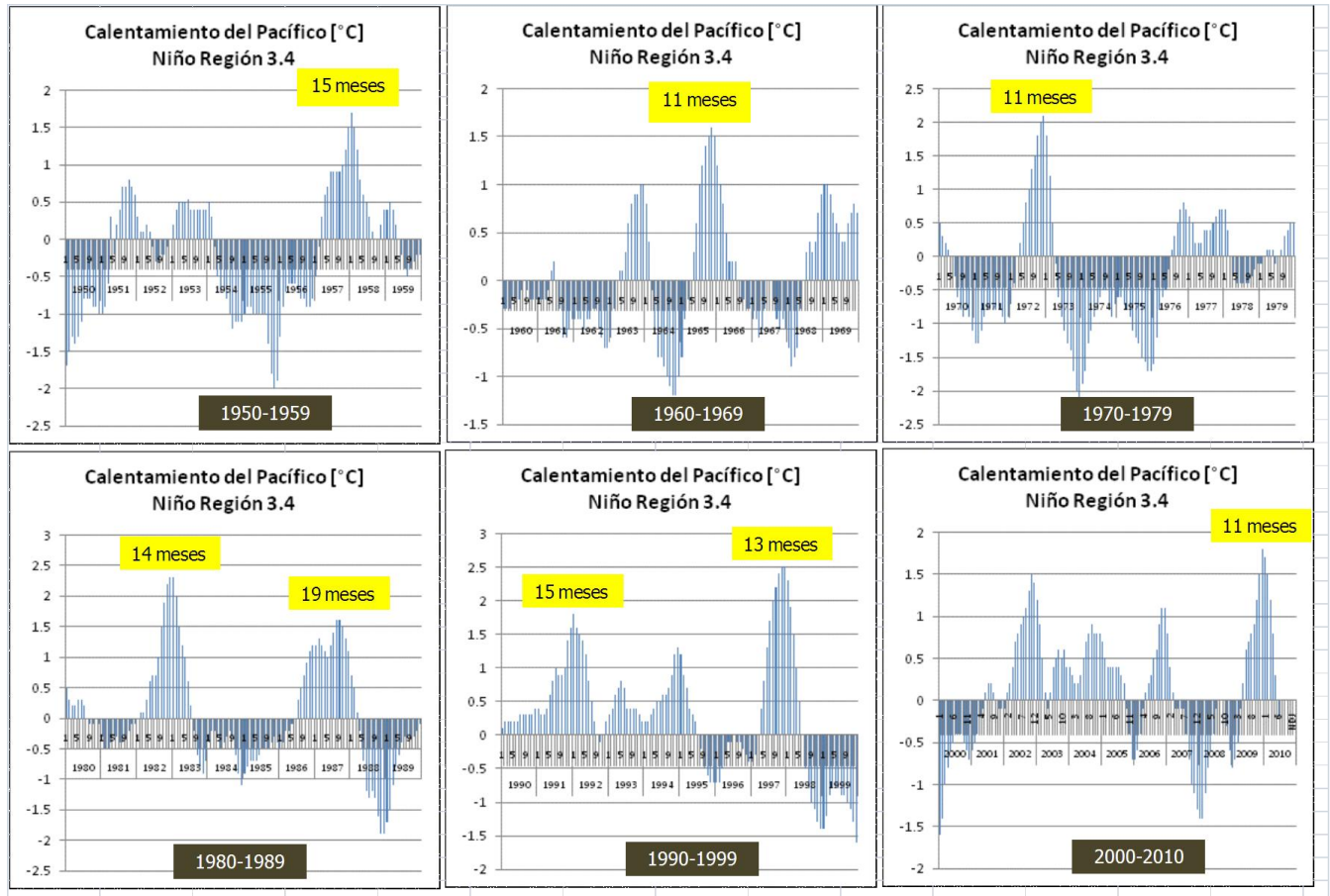


Figura 15. Datos de ocurrencia del fenómeno de “El Niño” (1950-2010). Fuente: CREG

Por otra parte, considerando que en los 60 años de la Figura 15 se pueden contar 9 eventos en los cuales los períodos de calentamiento superaron los 1.5°C, se puede estimar que la probabilidad de ocurrencia del Fenómeno de “El Niño” en un año dado (es decir la inversa del período de recurrencia) es $9/60=0.15$.

5. COSTO ESPERADO DEL ABASTECIMIENTO DE GAS NATURAL EN COLOMBIA

Si llamamos X a una variable aleatoria que represente el costo de abastecimiento de la demanda de gas natural en Colombia y llamamos EN al evento “ocurrencia del fenómeno de El Niño con incidencia en la demanda eléctrica”, LN al evento “ocurrencia del fenómeno de la Niña con incidencia en una falla excepcional del sistema de transporte y CN a la “situación de climatología normal”, se puede calcular el valor medio

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 86 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

de X o esperanza matemática $E X$ como (teniendo en cuenta que EN , LN y CN son eventos colectivamente exhaustivos y mutuamente excluyentes)

$$E X = E[X \cap EN \cup LN \cup CN] = E[X \cap EN \cup X \cap LN \cup X \cap CN]$$

$$E X = E\left[\frac{X}{EN}\right]E EN + E\left[\frac{X}{LN}\right]E LN + E\left[\frac{X}{CN}\right]E CN$$

Donde, $\cup$ indica el operador unión, $\cap$ indica el operador intersección, $\frac{X}{EN}$ es la probabilidad de X dada la ocurrencia de “El Niño”, $\frac{X}{LN}$ es la probabilidad de X dada la ocurrencia de “La Niña” y $\frac{X}{CN}$ es la probabilidad de X dada la situación de “Climatología Normal”. $E EN = 0.15$ es la probabilidad de ocurrencia del fenómeno de “El Niño” en un año dado, $E LN = 0.15$ es la probabilidad de ocurrencia del fenómeno de “La Niña” en un año dado y $E CN = 1 - 0.15 - 0.15 = 0.70$ es la probabilidad de situación de “Climatología Normal” en un año dado.

Por lo tanto, utilizando la ecuación precedente, el valor esperado del costo de abastecimiento en Colombia se puede calcular como el promedio ponderado del valor medio de los costos de abastecimiento con y sin la ocurrencia de “El Niño” o “La Niña”. El factor de ponderación es justamente la probabilidad de ocurrencia de dichos fenómeno.

Utilizando los resultados de la Tabla 48, Tabla 49 y Tabla 50, y una probabilidad de ocurrencia de “El Niño” y “La Niña” del 15% (período de recurrencia 6.67 años), se obtienen los resultados de la Tabla 52 para los años 2016, 2018 y 2020 analizados en este informe.

Tabla 52. Costos esperados de abastecimiento de gas natural en Colombia

COSTO ESPERADO DE ABASTECIMIENTO					
	Probab. de "El Niño"	Probab. de "La Niña"	Año 2016 (MMu\$s /año)	Año 2018 (MMu\$s /año)	Año 2020 (MMu\$s /año)
Sin GNL	0.15	0.15	3,518.1	3,793.6	4,723.5
GNL Atlantico	0.15	0.15	3,280.4	3,386.3	4,072.3
GNL Pacífico	0.15	0.15	3,276.3	3,516.9	4,286.5
GNL Atlantico y Pacífico	0.15	0.15	3,259.2	3,346.8	3,903.2

Es decir que para todos los años considerados el menor costo esperado de abastecimiento se obtiene con la existencia de ambas plantas de regasificación. En el

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 87 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

caso de instalarse una sola planta de regasificación, si bien en el año 2016 resulta ligeramente más conveniente la planta del Pacífico, considerando todo el período 2016-2020 resultaría más económica la planta de GNL del Atlántico. Esto resulta de la necesidad de reemplazar la declinación de la producción de Ballena. Por otro lado, solo la planta del Pacífico podría evitar las restricciones a usuarios residenciales en caso de cortes totales del servicio de transporte en el tramo Mariquita-Cali.

Teniendo en cuenta los costos esperados de abastecimiento, resumidos en la Tabla 52, y calculando la diferencia entre el costo esperado sin plantas de GNL y el costo con las distintas alternativas de infraestructura se obtienen los valores medios de los beneficios totales esperados para el sistema de gas natural indicados en la Tabla 53. Para la solución óptima en todos los años analizados, correspondiente a la existencia de ambas instalaciones de GNL, Los ahorros anuales en relación con la situación sin GNL (siempre con las hipótesis de declinación de producción consideradas en este informe) son de 259, 447 y 820 MMUS\$ para los años 2016, 2018 y 2020 respectivamente.

La razón del fuerte incremento de los beneficios del GNL luego del año 2016 es que, sin las plantas de regasificación, a partir de ese año la declinación de la producción obligaría a la utilización de líquidos en reemplazo del gas natural para una parte muy significativa de la demanda.

Tabla 53. Beneficios de las Plantas de GNL para el Sistema de Gas Natural

BENEFICIO PARA EL SECTOR DE GAS NATURAL			
	Año 2016 (MMu\$s /año)	Año 2018 (MMu\$s /año)	Año 2020 (MMu\$s /año)
GNL Atlantico	237.7	407.3	651.2
GNL Pacífico	241.8	276.7	437.0
GNL Atlantico y Pacífico	258.9	446.8	820.3

6. DISTRIBUCION DE OTROS BENEFICIOS ESPERADOS DE LAS INSTALACIONES DE GNL: 1) GENERACIÓN DE SEGURIDAD, 2) RESPALDO DE LAS OEF Y 3) CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GAS NATURAL

Debido a la situación proyectada del sistema de gas natural de Colombia - con un fuerte déficit de abastecimiento de gas natural - los cálculos realizados hasta aquí determinaron los beneficios para el sistema de gas natural en relación con la seguridad de abastecimiento del sistema.

Adicionalmente, las plantas de regasificación pueden utilizarse en el sistema de generación eléctrico para: a) respaldar las generaciones de seguridad (Tabla 14)

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 88 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

durante años normales y b) respaldar las Obligaciones de Energía Firme (OEF) (Tabla 13) para generación durante el fenómeno de El Niño. En este estudio, como alternativa a la utilización del gas natural como respaldo se ha considerado la posibilidad de emplear combustibles líquidos.

Por otra parte, en condiciones de equilibrio entre oferta y demanda de gas natural, las plantas de regasificación pueden utilizarse para dar confiabilidad al sistema de gas natural, cubriendo los faltantes por salidas de servicio del sistema de producción o por restricciones en el sistema de transporte.

6.1. BENEFICIO ESPERADO DE LAS INSTALACIONES DE GNL PARA LAS GENERACIONES DE SEGURIDAD

El valor esperado del costo anual de generación de seguridad con líquidos en años típicos se calcula multiplicando los volúmenes de generación de seguridad por la probabilidad de no ocurrencia de El Niño (0.85) por el precio de los líquidos.

Por su parte, el valor esperado del costo anual de generación de seguridad con plantas de GNL se determina con un análisis similar al anterior pero utilizando el precio del GNL en lugar del de los líquidos y sumando la anualidad correspondiente a las inversiones en las plantas de regasificación.

El valor esperado del beneficio para la generación de seguridad se determina por diferencia entre la generación con líquidos y la generación con GNL, obteniéndose los valores indicados en la Tabla 54. Para la planta en el Atlántico el beneficio resulta de 453 MMUS\$/año, en tanto que para la planta en el Pacífico, la diferencia de precios entre el GNL y los líquidos no alcanza a compensar la anualidad correspondiente a la inversión en las instalaciones de regasificación por lo que no se obtienen beneficios en ese caso. Esto es una consecuencia de la mucha menor utilización para generación de seguridad de las plantas del Interior en relación con las de la Costa (de acuerdo con las estadísticas suministradas por XM para los años 2009-2010).

Tabla 54.

BENEFICIOS PARA LA GENERACIÓN DE SEGURIDAD								
	Probab. de "El Niño"	Generación de Seguridad (MPCD)	Costo de Líquidos (US\$/MMBtu)	Costo Anual de líquidos (MMu\$s /año)	Costo Anual de las Plantas (MMu\$s /año)	Costo del GNL (US\$/MMBtu)	Costo Anual de GNL (MMu\$s /año)	Beneficio (MMu\$s /año)
GNL Atlántico	0.15	157.1	21.0	1,023.5	92.8	9.8	477.7	453.1
GNL Pacífico	0.15	20.4	21.0	132.9	103.5	9.8	62.0	-32.6
GNL Atlántico y Pacífico	0.15	177.5	21.0	1,156.5	196.3	9.8	539.7	420.5

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 89 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

6.2. BENEFICIO ESPERADO DE LAS INSTALACIONES DE GNL PARA EL RESPALDO DE LAS OBLIGACIONES DE ENERGÍA FIRME

El valor esperado del costo anual de respaldo con líquidos se calcula multiplicando los volúmenes de Respaldo de las OEF por la probabilidad de ocurrencia de El Niño (0.15) por el precio de los líquidos.

Por su parte, el valor esperado del costo anual de generación con plantas de GNL se determina con un análisis similar al anterior pero utilizando el precio del GNL en lugar del de los líquidos y sumando la anualidad correspondiente a las inversiones en las plantas de regasificación.

El valor esperado del beneficio para respaldo de las OEF se determina por diferencia entre el respaldo firme con líquidos y el respaldo con GNL, obteniéndose los valores indicados en la Tabla 55. El máximo beneficio para el sistema eléctrico se obtiene con la existencia de ambas plantas y resulta igual a 139 MMUS\$/año. Para la planta en el Atlántico el beneficio resulta de 103 MMUS\$/año, en tanto que para la planta en el Pacífico se estima en 36 MMUS\$/año. Los menores beneficios de la planta del Pacífico se deben a los menores volúmenes de respaldo considerados y al mayor costo de sus instalaciones.

Tabla 55.

BENEFICIOS PARA RESPALDO DE LAS OEF PARA GENERACIÓN DURANTE "EL NIÑO"								
	Probab. de "El Niño"	Respaldo de OEF (MPCD)	Costo de Líquidos (US\$/MMBtu)	Costo Anual de líquidos (MMu\$ /año)	Costo Anual de las Plantas (MMu\$ /año)	Costo del GNL (US\$/MMBtu)	Costo Anual de GNL (MMu\$ /año)	Beneficio (MMu\$ /año)
GNL Atlántico	0.15	320.0	21.0	367.9	92.8	9.8	171.7	103.4
GNL Pacífico	0.15	227.0	21.0	261.0	103.5	9.8	121.8	35.7
GNL Atlántico y Pacífico	0.15	547.0	21.0	628.9	196.3	9.8	293.5	139.1

6.3. BENEFICIO ESPERADO DE LAS INSTALACIONES DE GNL PARA LA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GAS NATURAL

Para estimar los beneficios de las instalaciones de GNL en relación con la confiabilidad del sistema de gas natural, se considera el año 2016 en condiciones de hidraulicidad media, un año de relativo equilibrio entre oferta y demanda de gas natural. En ese año, el déficit entre la máxima capacidad de producción y la demanda media es de solo 25 MPCD y será utilizado como representativo de una situación de equilibrio entre oferta y demanda.

Los resultados se indican en la Tabla 56, donde se puede ver que los mayores beneficios (183 MMUS\$ anuales) se obtendrían con la planta de GNL en el Pacífico.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 90 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 56.

BENEFICIOS PARA CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GAS NATURAL			
	Costo Total (MMu\$s /año)	Beneficio (MMu\$s /año)	
Sin GNL	3,242.0	-	
GNL Atlantico	3,086.2	155.7	
GNL Pacífico	3,058.9	183.1	
GNL Atlantico y Pacífico	3,100.8	141.2	

6.4. DISTRIBUCIÓN DE LOS BENEFICIOS

Si bien, dada la situación de abastecimiento de Colombia, los mayores beneficios de la planta de GNL se derivan del aporte de gas natural para satisfacer la demanda insatisfecha en caso de que el país no pueda reemplazar la declinación de producción esperada en Ballena para los próximos años, se realiza a continuación una distribución de otros beneficios de la instalaciones de GNL aún en condiciones de equilibrio entre oferta y demanda en años normales.

La Tabla 57 resume en MMUS\$ anual los beneficios de las instalaciones tal cual fueron calculados en la Tabla 54, Tabla 55 y Tabla 56.

Tabla 57.

DISTRIBUCION DE LOS BENEFICIOS			
	BENEFICIOS DEL SECTOR ELECTRICO		BENEFICIOS DEL SECTOR GAS NATURAL
	Generación de Seguridad (MMu\$s /año)	Respaldo de las OEF (MMu\$s /año)	Confiabilidad de GN (2016) (MMu\$s /año)
GNL Atlantico	453.1	103.4	155.7
GNL Pacífico	-	35.7	183.1
GNL Atlantico y Pacífico	420.5	139.1	141.2

Por su parte, Tabla 58, muestra cómo se repartirían porcentualmente los beneficios de las instalaciones de GNL.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 91 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Tabla 58.

DISTRIBUCION DE LOS BENEFICIOS			
	BENEFICIOS DEL SECTOR ELECTRICO		BENEFICIOS DEL SECTOR GAS NATURAL (2016)
	Generación de Seguridad	Respaldo de las OEF	Confiabilidad de GN (2016)
GNL Atlantico	64%	15%	22%
GNL Pacífico	0%	16%	84%
GNL Atlantico y Pacífico	60%	20%	20%

Es importante destacar que el porcentaje de beneficios para las generaciones de seguridad resulta de un análisis preliminar y puede ser objeto de estudio con mayor detalle con XM, revisando su ubicación regional y los problemas técnicos que las originan.

Debe notarse también que después del año 2020 las condiciones de abastecimiento pueden modificar la distribución porcentual de los beneficios que se obtienen la tabla precedente para las generaciones de seguridad, las OEF y la confiabilidad.

Como se puede ver en la Tabla 58, en condiciones de equilibrio de oferta y demanda de gas natural la planta del Pacífico es fundamentalmente una instalación para dar confiabilidad al sistema de gas natural. Por su parte, el principal beneficio de la planta de GNL del Atlántico está relacionado con las generaciones de seguridad del sistema eléctrico.

Finalmente, si fueran construidas ambas plantas y no se tuvieran en cuenta los beneficios por seguridad de abastecimiento, la distribución de los beneficios sería 60% para generación de seguridad eléctrica, 20% para el respaldo de las Obligaciones de Energía Firme, y 20% como confiabilidad del sistema de Gas Natural.

7. EFECTO REGIONAL DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN PARA EL SISTEMA DE GAS NATURAL CON HIDRAULICIDAD MEDIA

A los efectos de evaluar los efectos regionales de las plantas de GNL se agruparon los nodos en cuatro regiones: Costa, Centro, Bogotá y Suroeste, según se indica en la Figura 16.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 92 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Sumando el total de las restricciones determinados en cada región para todos los casos de demanda en condiciones de hidraulicidad media se obtienen los resultados indicados en la Tabla 59. La región Centro tiene las mayores restricciones ya que al encontrarse a distancias más grandes de las cuencas principales su costo de abastecimiento es más elevado y, por lo tanto, es el primero que restringe el programa.

Tabla 59. Restricciones en el sistema de gas natural

	Sin GNL			GNL Atlántico			GNL Pacífico			GNL Atlántico y Pacífico		
	2016	2018	2020	2016	2018	2020	2016	2018	2020	2016	2018	2020
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
Costa	13.02	59.02	105.94	-	-	-	11.04	52.19	102.74	0.14	-	0.07
Centro	83.69	100.97	239.27	8.66	5.13	46.70	7.42	10.20	72.80	0.62	1.52	15.57
Bogota	5.64	1.22	4.87	2.76	0.46	3.63	0.36	-	0.59	0.06	-	0.26
Suroeste	42.81	48.62	52.19	9.66	4.05	33.19	0.18	0.08	0.38	0.05	-	0.16
TOTAL	145.17	209.83	402.27	21.08	9.64	83.52	18.99	62.47	176.52	0.87	1.52	16.06



Figura 16. Regiones para identificación de las restricciones

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 93 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Para analizar el efecto regional de las plantas de regasificación se determina el porcentaje de las restricciones remanentes en relación con las restricciones en el sistema sin plantas de GNL, obteniéndose los resultados indicados en la Tabla 60.

Como es de esperar, la construcción de una sola planta de regasificación tiene efectos marcadamente regionales. La Planta del Atlántico reduce a cero las restricciones en la Costa y a niveles del orden del 10% las restricciones en el Centro. En cambio, las reducciones en Bogotá y el Suroeste son del orden del 50%, muy variable según sea la distribución de la demanda de generación térmica.

Por el contrario, la Planta del Pacífico, logra reducir prácticamente a cero las restricciones en las zonas de Bogotá y el Suroeste, y alrededor del 10% las restricciones en la región Centro. Sin embargo, prácticamente no tiene efecto sobre las restricciones en la Costa.

La instalación de ambas plantas permitiría una reducción uniforme de las restricciones que serían prácticamente nulas en todas las regiones.

El análisis precedente indicaría que, desde el punto de vista del sistema de gas natural, la planta del Atlántico beneficiaría aproximadamente en un 100% a la región de la Costa y del Centro y en un 40% a las regiones de Bogotá y Suroeste (muy variable esto último según el año considerado).

Por su parte, la planta del Pacífico beneficiaría aproximadamente en un 100 % a las regiones del Suroeste, Bogotá y Centro y en un 10% a la Costa.

Por el contrario, la acción conjunta de ambas instalaciones de GNL permitiría una distribución uniforme de los beneficios a todas las regiones.

Tabla 60. Porcentaje de las restricciones con relación al sistema sin plantas de GNL

	GNL Atlántico			GNL Pacífico			GNL Atlántico y Pacífico		
	2016	2018	2020	2016	2018	2020	2016	2018	2020
	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD	MPCD
Costa	0%	0%	0%	85%	88%	97%	1%	0%	0%
Centro	10%	5%	20%	9%	10%	30%	1%	2%	7%
Bogota	49%	37%	75%	6%	0%	12%	1%	0%	5%
Suroeste	23%	8%	64%	0%	0%	1%	0%	0%	0%

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. CONCLUSIONES

En este informe se analizó la situación del sistema de gas natural de Colombia (Confiabilidad y Seguridad de Abastecimiento) con y sin la influencia de “El Niño” y “La Niña” para las condiciones de demanda y producción correspondiente a los años 2016 al 2020. Se estudiaron cuatro condiciones de infraestructura: a) sin plantas de GNL, b)

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 94 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

una Planta de GNL en el Atlántico, c) un barco regasificador en el Pacífico y d) una Planta de GNL en el Atlántico y un barco regasificador en el Pacífico.

Para las características de las instalaciones de GNL se utilizaron las propuestas realizadas por los inversores para el Atlántico y el Pacífico. Estas instalaciones fueron diseñadas por los inversores básicamente teniendo en cuenta los volúmenes de respaldo de Oferta de Energía Firme para generación durante el fenómeno de El Niño de las centrales de la Costa y del Interior. Algunas recomendaciones en relación con las dimensiones óptimas de las plantas de GNL para seguridad de abastecimiento y confiabilidad del sistema de gas natural se indican más adelante.

8.1.1. CONCLUSIONES EN RELACIÓN CON LA SEGURIDAD DE ABASTECIMIENTO DEL SISTEMA DE GAS NATURAL DE COLOMBIA

Como se puede ver del análisis de la Figura 17, de confirmarse los pronósticos de oferta (informada por los productores al Ministerio de Minas y Energía en el 2011) y demanda de gas natural utilizados en este estudio (“PROYECCIÓN DE DEMANDA DE GAS NATURAL EN COLOMBIA” Revisión, Diciembre de 2011- UPME, escenario alto), el sistema de gas natural de Colombia se enfrenta más a un problema de Seguridad de Abastecimiento que de Confiabilidad, si bien la solución al primero en la forma de plantas de GNL implica también resolver el segundo.

Como muestra la Figura 17, la demanda supera a la producción a partir del año 2015 - si consideramos la demanda para generación eléctrica en un año con la presencia del fenómeno de El Niño - o a partir del año 2016 en un año con hidraulicidad media. Esto ocurre fundamentalmente por la fuerte declinación pronosticada en los campos de producción de La Guajira.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 95 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

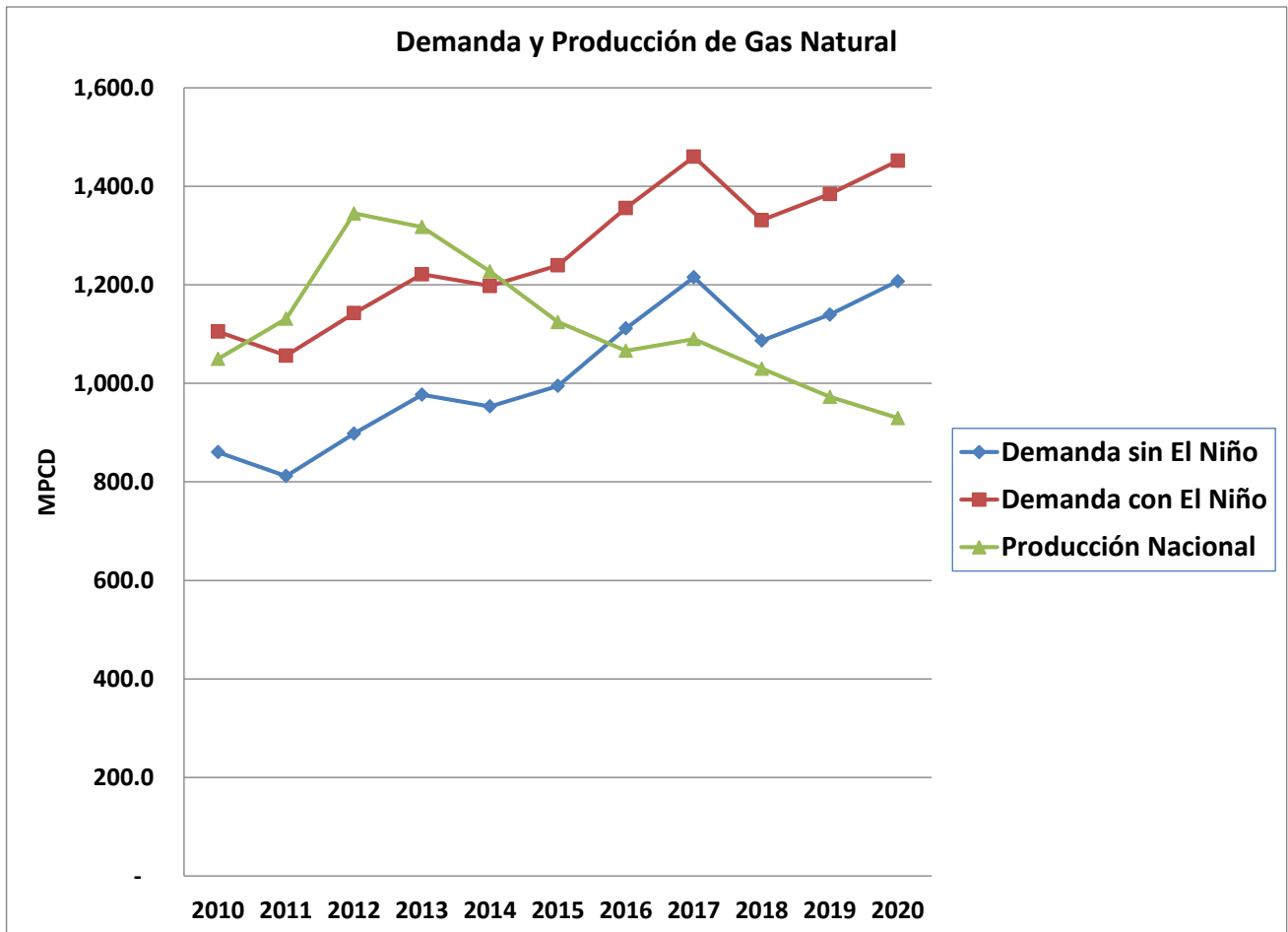


Figura 17. Pronóstico de demanda y producción de gas natural en Colombia

Los análisis realizados en este trabajo permitieron establecer los costos de abastecimiento del sistema de gas natural, con y sin la presencia de “El Niño” y “La Niña”, en los años 2016 al 2020. Considerando a su vez la probabilidad de ocurrencia de estos eventos meteorológicos fue posible establecer el valor esperado de los costos de abastecimiento para el sistema de gas natural teniendo en cuenta sus efectos sobre la demanda de generación térmica (para “El Niño”) y sobre la confiabilidad del sistema de transporte (para “La Niña”).

Como se puede ver en la Tabla 61, la solución más económica considerando el promedio del costo de abastecimiento de los años 2016 al 2020 es contar con ambas instalaciones de GNL. Estas plantas, que son requeridas por una cuestión de Seguridad de Abastecimiento, son también la inversión más conveniente como solución de Confiabilidad para el sistema de gas natural. El segundo lugar en el ranking lo ocupa contar solo con la planta de GNL en el Atlántico que resulta unos 70 MMUS\$/año más

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 96 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

caro, luego la planta solo en el Pacífico (190 MMUS\$/año más caro) y finalmente no contar con GNL (500 MMUS\$/año más costoso para el sistema).

Tabla 61. Ranking y valor esperado de los costos de abastecimiento

COSTO ESPERADO DE ABASTECIMIENTO					
	Año 2016 (MMu\$s /año)	Año 2018 (MMu\$s /año)	Año 2020 (MMu\$s /año)	2016-2020 (MMu\$s /año)	RANKING
GNL Atlantico y Pacífico	3,259.2	3,346.8	3,903.2	3,487.5	1
GNL Atlantico	3,280.4	3,386.3	4,072.3	3,560.3	2
GNL Pacífico	3,276.3	3,516.9	4,286.5	3,675.6	3
Sin GNL	3,518.1	3,793.6	4,723.5	3,989.9	4

8.1.2. CONCLUSIONES EN RELACIÓN CON OTROS BENEFICIOS DE LAS INSTALACIONES DE REGASIFICACIÓN

Las plantas de regasificación pueden utilizarse en el sistema de generación eléctrico para: a) respaldar las generaciones de seguridad (Tabla 14) durante años normales y b) respaldar las Obligaciones de Energía Firme (OEF) (Tabla 13) para generación durante el fenómeno de El Niño. En este estudio, como alternativa a la utilización del gas natural como respaldo se ha considerado la posibilidad de emplear combustibles líquidos.

Por otra parte, en condiciones de equilibrio entre oferta y demanda de gas natural, las plantas de regasificación pueden utilizarse para dar confiabilidad al sistema de gas natural, cubriendo los faltantes por salidas de servicio del sistema de producción o por restricciones en el sistema de transporte.

Utilizando como alternativa el respaldo con diesel para las generaciones de seguridad y las OEF para el sector eléctrico y considerando la situación del año 2016 sin El Niño como representativa de una situación de oferta y demanda equilibrada de gas natural se obtuvieron los resultados indicados en la Tabla 62.

Tabla 62. Otros beneficios de las instalaciones de GNL

	Generación de Seguridad (MMu\$s /año)	Respaldo de las OEF (MMu\$s /año)	Confiabilidad de GN (MMu\$s /año)
GNL Atlantico	453.1	103.4	155.7
GNL Pacífico	-	35.7	183.1
GNL Atlantico y Pacífico	420.5	139.1	141.2

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 97 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Como se puede ver, si no existiera el problema de seguridad de abastecimiento, la planta del Pacífico es fundamentalmente una planta para dar confiabilidad al sistema de gas natural. Por su parte, el principal beneficio de la planta de GNL del Atlántico está relacionado con las generaciones de seguridad del sistema eléctrico.

Finalmente, si fueran construidas ambas plantas y no se tuvieran en cuenta los beneficios por seguridad de abastecimiento, la distribución de los beneficios sería 60% para generación de seguridad eléctrica, 20% para el respaldo de las Obligaciones de Energía Firme, y 20% como confiabilidad del sistema de Gas Natural.

La eficiente utilización del barco regasificador del Pacífico como instalación de confiabilidad requiere la bidireccionalidad de algunos tramos de transporte.

En este sentido, es importante destacar que los costos para asegurar la bidireccionalidad eventual del flujo de gas en un gasoducto son mínimos, ya que solo resultaría necesario adecuar las válvulas de entrada y salida de las plantas compresoras (en general las trampas de scraper se pueden usar como lanzadora o receptora pero en cualquier caso siendo el pasaje de scraper un evento que ocurre cada varios años puede seleccionarse para esa ocasión la dirección del flujo más conveniente). La bidireccionalidad de gasoductos troncales es de muy fácil materialización técnica y solo debería tenerse en cuenta que la capacidad de transporte podría ser un poco diferente en cada dirección para lo cual deberían revisarse las presiones en los puntos de entrega y las tomas de gas combustible de las plantas compresoras a los efectos determinar la capacidad de transporte en sentido contrario.

Por otra parte, en su presentación a la CREG sobre el abastecimiento a los generadores térmicos desde una planta de GNL en Buenaventura de noviembre de 2011, TGI no refirió enfrentar ningún problema técnico ni ninguna inversión significativa relacionada con la que bidireccionalidad de los gasoductos que cambiarían su sentido de flujo.

8.1.3. CONCLUSIONES EN RELACIÓN CON EL EFECTO REGIONAL DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN PARA EL SISTEMA DE GAS NATURAL CON HIDRAULICIDAD MEDIA

Como es de esperar, la construcción de una sola planta de regasificación tiene efectos marcadamente regionales. La Planta del Atlántico reduce a cero las restricciones en la Costa y a niveles del orden del 10% las restricciones en el Centro. En cambio, las reducciones en Bogotá y el Suroeste son del orden del 50%, muy variable según sea la distribución de la demanda de generación térmica.

Por el contrario, la Planta del Pacífico, logra reducir prácticamente a cero las restricciones en las zonas de Bogotá y el Suroeste, y alrededor del 10% las restricciones en la región Centro. Sin embargo, prácticamente no tiene efecto sobre las restricciones en la Costa.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 98 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

La instalación de ambas plantas permitiría una reducción uniforme de las restricciones que serían prácticamente nulas en todas las regiones.

El análisis precedente indicaría que, desde el punto de vista del sistema de gas natural, la planta del Atlántico beneficiaría aproximadamente en un 100% a la región de la Costa y del Centro y en un 40% a las regiones de Bogotá y Suroeste (muy variable esto último según el año considerado).

Por su parte, la planta del Pacífico beneficiaría aproximadamente en un 100 % a las regiones del Suroeste, Bogotá y Centro y en un 10% a la Costa.

Por el contrario, la acción conjunta de ambas instalaciones de GNL permitiría una distribución uniforme de los beneficios a todas las regiones.

8.1.4. CONCLUSIONES EN RELACIÓN CON EL TAMAÑO ÓPTIMO DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN

Respecto del tamaño óptimo de las plantas, es importante tener en cuenta que la capacidad de almacenamiento de las mismas (que es una de las partes más importantes del costo) es, hasta cierto límite, independiente de la capacidad de inyección y solo depende del tamaño de los barcos metaneros. Es decir, que existe un tamaño mínimo de almacenamiento de alrededor de 160,000 m3 para poder descargar la totalidad del contenido de un barco de GNL.

Por otra parte, la capacidad de regasificación está dada por la cantidad de vaporizadores que tiene un efecto menor en el costo total de la planta.

Por ejemplo, en una oferta en el año 2010 para un barco de regasificación en las proximidades de Montevideo, una empresa ofreció un barco regasificador de 170,000 m3 de capacidad de almacenamiento con capacidades de regasificación variables desde 250 a 750 MPCD. Para esa gran variación de la capacidad de regasificación el precio variaba casi linealmente desde 270 a 300 MMUS\$. Es decir que un incremento de 500 MPCD en la capacidad de inyección solo implicaba un costo adicional del 10%.

Por lo tanto, se recomienda realizar un estudio que determine el óptimo de la capacidad de inyección de las plantas y de la capacidad de transporte desde las mismas (que seguramente tendrá una influencia mayor en el costo total) para maximizar los beneficios de las instalaciones de regasificación propuestas.

8.2. RECOMENDACIONES

En función de los resultados de los análisis realizados en este estudio surgen las siguientes recomendaciones:

- De confirmarse el pronóstico de caída de producción en Colombia, sería necesaria la instalación de plantas de GNL para cubrir el déficit entre oferta y demanda de gas natural (particularmente durante el fenómeno de El Niño).

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 99 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

- Teniendo en cuenta el volumen esperado del déficit y la distribución geográfica de la demanda la solución más conveniente con los datos actuales sería la instalación de dos plantas de GNL, una el Atlántico y otra en el Pacífico.
- Simultáneamente con la solución al problema de seguridad de abastecimiento, las instalaciones de GNL pueden utilizarse ventajosamente para respaldo de las generaciones de seguridad y de la Oferta de Energía Firme para generación durante el fenómeno de El Niño del sistema eléctrico.
- Aún en condiciones de equilibrio entre oferta y demanda de gas natural, las plantas de GNL son una solución óptima para la confiabilidad del sistema de gas natural al incorporar fuentes de abastecimiento en ambos extremos del sistema de transporte de Colombia. La planta del Pacífico podría satisfacer en forma prácticamente ilimitada la demanda residencial durante cortes prolongados en el sistema de transporte de Mariquita a Cali como los ocurridos en el año 2011.
- En resumen, la planta del Atlántico es más eficiente como respaldo de las generaciones de seguridad del sistema eléctrico mientras que la del Pacífico lo es en relación con la confiabilidad del sistema de gas natural.
- Respecto del tamaño óptimo de las plantas, es importante tener en cuenta que la capacidad de almacenamiento de las mismas (que es una de las partes más importantes del costo) es, hasta cierto límite, independiente de la capacidad de inyección y solo depende del tamaño de los barcos metaneros. Es decir, que existe un tamaño mínimo de almacenamiento de alrededor de 160,000 m³ para poder descargar la totalidad del contenido de un barco de GNL.
- Por otra parte, la capacidad de regasificación está dada por la cantidad de vaporizadores que tiene un efecto menor en el costo total de la planta. Por lo tanto, se recomienda realizar un estudio que determine el óptimo de la capacidad de inyección de las plantas de GNL y de la capacidad de transporte desde las mismas (que seguramente tendrá una influencia mayor en el costo total) para maximizar los beneficios de las instalaciones de regasificación propuestas.

En resumen:

- El sistema eléctrico debería pagar por los costos evitados de generación de seguridad y de respaldo de la OEF, los que pasarían a ser generados con GNL en lugar de diesel. Si no existiera un problema de seguridad de abastecimiento en el sistema de gas natural y se construyeran ambas plantas

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 100 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

de regasificación esto implicaría el 80% de los beneficios. El 20% restante correspondería a la confiabilidad del sistema de gas natural.

- Por razones de Seguridad de Abastecimiento en presencia del fenómeno de “El Niño” el sistema debería incorporar instalaciones de regasificación en el Atlántico o en el Pacífico o preferentemente en ambas costas a partir del año 2015. La capacidad de almacenamiento de ambas instalaciones debería ser de unos 160,000 m³ y la capacidad de regasificación como mínimo de 400 MPCD para una planta en el Atlántico (correspondiente a la máxima capacidad de generación de las centrales de la Costa) y de 262 MPCD para un barco regasificador en el Pacífico (correspondiente a la máxima capacidad de generación de las centrales del Interior). Se recomienda estudiar las ampliaciones de transporte requeridas para determinar si se justifica la ampliación de la capacidad de regasificación de ambas plantas a 500 MPCD.
- Estas instalaciones de GNL permitirían además mejorar la confiabilidad del sistema de gas natural. Por ejemplo, en el año 2016 (suponiendo hidraulicidad media) una instalación de GNL en cualquiera de las dos costas permitiría evitar entre 150 y 200 MPCD de restricciones promedio anual al sector industrial. En presencia de cortes totales del sistema de transporte durante deslizamiento de suelos excepcionales entre Mariquita y el Valle del Cauca podrían evitarse también restricciones a usuarios residenciales por unos 474 MPC promedio anual (esto último solo sería posible con una instalación de GNL en el Pacífico).

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 101 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

9. EVALUACION MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE

9.1. MARCO CONCEPTUAL Y NORMATIVAS

9.1.1. CONCEPTOS DE GESTION INTEGRAL DE MANTENIMIENTO

En un marco de competitividad, las empresas actualmente buscan realizar sus actividades y prácticas de una manera coordinada y sistemática, a través de las cuales buscan una gestión de sus activos manejando sus riesgos y gastos asociados a lo largo del ciclo de vida para lograr sus objetivos estratégicos.

Enfocados sobre el objetivo de optimización del mantenimiento y con base en una Gestión de Activos como lo menciona las Publicaciones de la British Standard Institute, PAS 55 1/2:2008, la definición de plan de mantenimiento óptimo debe estar enfocado sobre el gestión de riesgo de los activos de los diferentes sistemas a mantener.

En la Figura 18, se muestra la estrategia a utilizar para lograr la Gestión Optima de los Activos.



Figura 18. Confiabilidad Operacional

Lo que se quiere mostrar en esta Figura, es la importancia de trabajar de una manera holística en diferentes confiabilidades, a la vez que el soporte de todas ellas es la confiabilidad humana para lograr sostener la confiabilidad operacional con unos muy

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 102 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

buenos pilares como lo son la Confiabilidad del diseño, Confiabilidad de Equipos y la Confiabilidad Operacional.

En un marco más específico, las estrategias de mantenimiento se plantean desde la confiabilidad de equipos, para lo cual es muy importante la utilización de metodologías de confiabilidad basadas en el riesgo.

En la Figura 19 se indica el proceso en un ciclo de mejoramiento continuo que debe seguir una empresa del sector energético.



Figura 19. Proceso general de estrategias de mantenimiento.

9.1.1.1. Información de activos

Como parte fundamental es la gestión de información de los diferentes activos que conforman el sistema que se quiere analizar. Una buena gestión de activos permite tener información relevante de cada uno de ellos para los análisis de criticidad para cada uno de los modos de falla que se pueden presentar en su etapa de operación.

En esta fase se debe reunir todos los datos relevantes y la información necesaria para el análisis; por ejemplo, datos de diseño de ingeniería y proceso, historia de mantenimiento e información de inspección, diagramas de flujo de proceso (PFD's), diagramas de tubería e instrumentación (P&ID's), etc. En la mayoría de los casos la unidad será subdividida en sistemas (por ejemplo: sistemas funcionales, lazos de corrosión o lazos de protección).

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 103 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

9.1.1.2. Análisis de Criticidad

Como lo manda el Gerenciamiento de Activos, la definición de las necesidades de mantenimiento de los equipos debe basarse en un análisis del riesgo bajo el contexto operativo donde funcionan los mismos, para lo cual se debe aplicar la metodología apropiada para los análisis de falla funcional, susceptibilidades de falla o fallas bajo demanda.

El riesgo es definido como la probabilidad de ocurrencia de un peligro y las consecuencias de ese riesgo ó peligro. Los modos de falla de los equipos se convierten en riesgos para propósito del análisis respectivo. El término criticidad se usa para denotar el riesgo inicial, por ejemplo, riesgo cuando los efectos de mantenimiento, inspección o lazos de protección son desatendidos. La evaluación de criticidad se lleva a cabo para cada modo de falla dominante de un equipo determinado. Mientras que la probabilidad que un modo de falla ocurra es determinada por cada metodología separadamente, la consecuencia de la falla será evaluada de igual manera en todas las metodologías.

9.1.1.3. Selección de tareas

Dependiendo de la criticidad resultante, y aplicando conceptos de confiabilidad, se definirá el tipo y frecuencia de la tarea de mantenimiento rutina, monitoreo, inspección o prueba del equipo con respecto a cada modo dominante de falla analizado, con énfasis en mantenimiento basado en condición y menos mantenimiento intrusivo. El proceso en esta fase dependerá de la metodología que se esté utilizando.

9.1.1.4. Planeación y ejecución de las tareas

Las tareas resultantes (rutinas, monitoreos, inspecciones, pruebas) de la aplicación de la metodología respectiva, se debe sincronizar y agrupar para planearse y programarse en el sistema computarizado, CMMS, que utilice la organización de mantenimiento. Algunas de estas actividades puntuales pueden resultar para ser ejecutadas en reparaciones ó paradas de planta.

9.1.1.5. Revisión/retroalimentación

Como parte de un proceso de mejoramiento continuo, una vez ejecutadas las tareas, se debe asegurar y actualizar toda la información resultado de las mismas. Los resultados de pruebas y condiciones relevantes durante el mantenimiento deben ser retroalimentados al CMMS. Una revisión de los análisis realizados de acuerdo a cada metodología es recomendada si la condición actual difiere significativamente de lo esperado. Tal revisión también se requiere cuando las condiciones del contexto operativo han cambiado significativamente.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 104 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Para comprender los beneficios de este modelo, es necesario encadenar las salidas de las metodologías a aplicar al proceso de administración de mantenimiento. Esto hace posible el flujo de trabajo a ser administrado, la condición de equipos a ser registrada y las tendencias de desempeño a ser analizadas.

9.1.2. METODOLOGIAS A APLICAR

Cada metodología a aplicar tiene un propósito específico en la optimización del mantenimiento e inspección. Los modos de falla y/o equipos a considerar determinan la metodología a usar. Las competencias requeridas en los estudios a realizar son similares de acuerdo a la metodología a utilizar.

9.1.2.1. MANTENIMIENTO CENTRADO EN CONFIABILIDAD, RCM

El Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, RCM (Reliability Centred Maintenance), fue inicialmente desarrollado por la industria de la aviación comercial para mejorar la seguridad y confiabilidad de sus equipos, documentado inicialmente por F.S. Nowlan y H.F. Heap, y publicado por el Departamento de Defensa de los Estados Unidos en 1978. Desde sus inicios, el proceso RCM ha sido desarrollado y refinado lo que ha llevado a un gran número de procesos que sus proponentes llaman “RCM”. Como resultado y ante la demanda de una normativa al respecto, surgió la Norma SAE JA 1011 y SAE JA 1012.

La norma SAE JA 1011 establece los criterios de evaluación para el proceso del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, publicada en agosto de 1999, está diseñada para ser utilizada por cualquier organización que tiene o hace uso de activos o sistemas de activos físicos que desea gestionar de una manera responsable.

La norma SAE JA 1012, publicada en enero de 2002, es una guía para aplicar las SAE JA 1011, pero no intenta ser un manual de procedimientos para realizar un estudio de RCM. Quienes deseen aplicar el RCM están seriamente invitados a estudiar la materia en mayor detalle, y a desarrollar sus competencias bajo la guía de profesionales de RCM experimentados.

El RCM es una estrategia para optimizar los esfuerzos de mantenimiento, donde la consecuencia de un plan no óptimo tiene un impacto negativo sobre los costos. El resultado final es la base de un plan de mantenimiento y una lista de mejoramientos recomendados. El RCM puede también ser usado en el desarrollo de proyectos para ayudar en la decisión de selección de equipos en términos de optimizar la confiabilidad y el costo del ciclo de vida, como en la definición de las bases de un plan de mantenimiento como un entregable del proyecto.

En la Figura 20 se muestra una variación de la Figura 19, aplicable al proceso del RCM.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 105 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

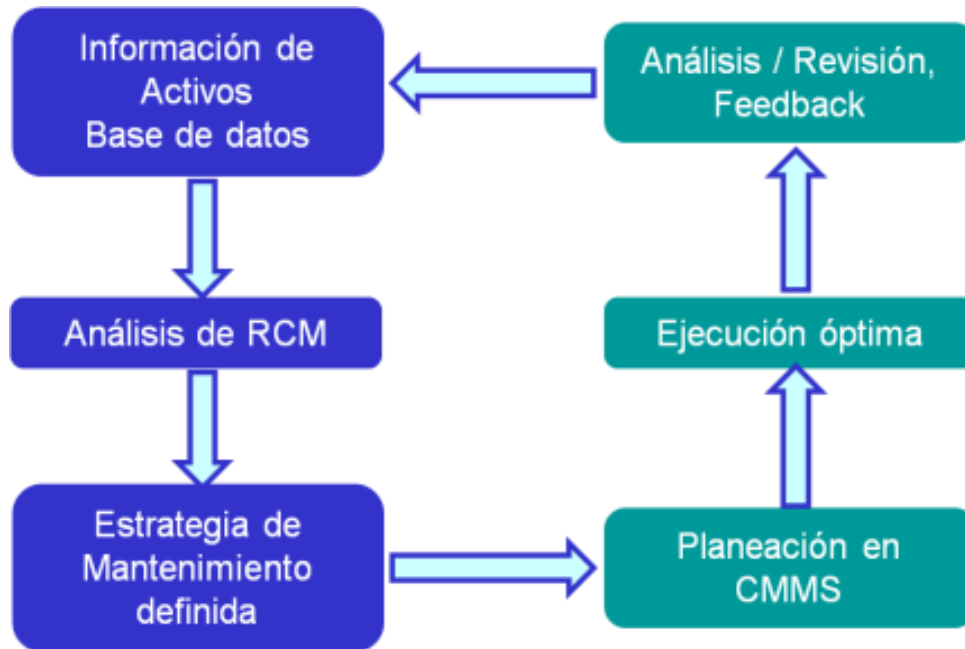


Figura 20. Proceso RCM

En la primera fase, se define la planta o sistema que se quiere analizar, definiendo sus límites para los requerimientos de información como son la información de proceso, listado de equipos, información de mantenimiento y confiabilidad actual, costos por pérdidas de producción ante una falla total del sistema, Tiempo Medio Entre Fallas, Diagramas de Proceso, P&IDs.

Como característica del RCM, la fase del análisis de RCM básicamente está definido por:

- Definición de las Funciones del Sistema a Evaluar
- Definición de las Fallas Funcionales y su vínculo con el costo de la misma
- Identificación de los Modos Dominantes de Falla y sus características de falla
- Evaluación de Criticidad o riesgo potencial de la falla
- Definición de tareas de mantenimiento para mitigar el riesgo y evaluación de su costo beneficio
- Énfasis en mantenimiento basado en condición y menos mantenimiento intrusivo

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 106 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

A las fases resaltadas en azul en la Figura 20, se le conoce como el Taller de Análisis del RCM, el cual debe ser realizado por un equipo de trabajo que debe cumplir con las siguientes competencias básicas de acuerdo a cada rol.

- **Facilitador:** Profesional con alta experiencia en el Proceso RCM, quién debe asegurar la aplicación de la metodología e inducir a los participantes en el conocimiento de la misma, para asegurar el éxito y confiabilidad del estudio.
- **Operaciones:** Normalmente es un supervisor y/o operador con amplia experiencia en la operación de la planta y habilidad de trabajo en equipo.
- **Mantenimiento:** Supervisor de ejecución de mantenimiento en la especialidad del equipo analizado (rotativo, eléctrico, estático, instrumentación), con conocimientos de los modos de falla que se pueden presentar en los equipos analizados y experiencia en planeación del mantenimiento.
- **Ingeniería:** Ingeniero de confiabilidad de la planta, quién aporta datos estadísticos como el Tiempo Medio Entre Fallas, historial de los equipos y datos para definir las tareas y sus frecuencias.
- **Proceso:** Este rol puede ser por demanda, dependiendo de la complejidad de los análisis y se refiere a Ingenieros de proceso de la planta en análisis. Su aporte puede requerirse en los Análisis de Falla Funcional que impliquen un análisis más detallado en las consecuencias durante la evaluación de la criticidad.

9.1.2.2. INSPECCION BASADA EN EL RIESGO, RBI

La Inspección Basada en el Riesgo, RBI por su sigla en inglés (Risk Based Inspection) es una estrategia para optimizar los esfuerzos de monitoreo e inspección, donde la consecuencia de un plan no óptimo puede ser una pérdida de contención. La metodología del RBI es usada para manejar la integridad de lo que contiene presión. Es una herramienta cuyo objetivo sirve para determinar el alcance de inspección para las paradas planeadas y las partes exactas del equipo estático que se requieren abrir para inspeccionar. Puede ser también usada para determinar las inspecciones en línea, fuera de las paradas de planta. De una manera similar al RCM, puede también usarse en el desarrollo de proyectos para ayudar a determinar los materiales de construcción, igualmente en términos de optimización de la confiabilidad y el costo del ciclo de vida.

Para los estudios de RBI se basan en las siguientes normas o códigos:

- **API-RP-580:** Práctica Recomendada que proporciona a los usuarios los elementos básicos para el desarrollo, implementación y actualización de un programa de Inspección Basado en el Riesgo (RBI). Suministra una guía a los propietarios, operadores y diseñadores de equipos que contienen presión para

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 107 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

desarrollar e implementar un programa de inspección. Describe los aspectos conceptuales y elementos necesarios del RBI para una gestión del riesgo de alta calidad.

- API-581: Publicación que suministra los procedimientos específicos para establecer un programa de inspección utilizando métodos basados en el riesgo para equipos presurizados como recipientes a presión, tuberías, tanques e intercambiadores de calor. El enfoque de esta publicación es el paso a paso que es aceptado de acuerdo al API-RP-580.
- API-1160: Este estándar aplica para el Sistema de Gestión de Integridad para tuberías que manejan líquidos peligrosos, sin limitarse en tuberías en áreas de altas consecuencias.

En la Figura 21, se muestra el proceso RBI, muy similar al del RCM.

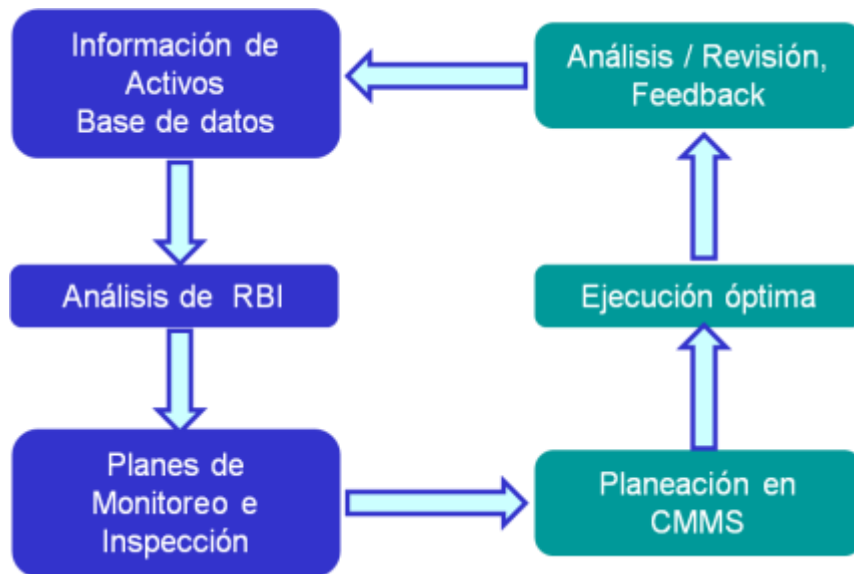


Figura 21. Proceso RBI

En la primera fase, se define la planta o sistema que se quiere analizar, definiendo sus límites para los requerimientos de información como son la información de proceso, listado de equipos, información de mantenimiento actual, costos por pérdidas de producción ante una falla total del sistema, Tiempo Medio Entre Fallas, Diagramas de Proceso, P&IDs.

La fase del análisis de RBI básicamente está definido por:

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 108 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

- Definición de los Lazos de Corrosión en la planta a evaluar.
- Evaluación de la criticidad para los modos de falla de acuerdo a la susceptibilidad de falla y las consecuencias de la misma.
- Definición del intervalo de confianza de acuerdo a los registros de inspección, experiencia, juicio.
- Definición de los planes de inspección y monitoreos de acuerdo al riesgo o criticidad evaluada.
- Énfasis en inspecciones en línea, realizando menos inspecciones intrusivas de acuerdo a su criticidad.

A las fases resaltadas en azul en la Figura 20, se le conoce como el Taller de Análisis del RBI, el cual debe ser realizado por equipo de trabajo que debe cumplir con las siguientes competencias básicas de acuerdo a cada rol.

- Facilitador: Profesional con alta experiencia en el Proceso RBI, quién debe asegurar la aplicación de la metodología e inducir a los participantes en el conocimiento de la misma, para asegurar el éxito y confiabilidad del estudio.
- Ingeniero de corrosión: Ingeniero metalúrgico o de materiales con experiencia en los mecanismos de falla debidos a corrosión.
- Operaciones: Normalmente es un supervisor y/u operador con amplia experiencia en la operación de la planta y habilidad de trabajo en equipo.
- Inspector: Ingeniero inspector o de integridad de la planta, con conocimientos de los modos de falla que se pueden presentar en los equipos analizados y los lazos de corrosión.
- Proceso: Ingeniero de proceso de la planta en análisis. Su aporte puede requerirse en los Análisis de Falla Funcional que impliquen un análisis más detallado en las consecuencias durante la evaluación de la criticidad.

9.1.2.3. SISTEMAS INSTRUMENTADOS DE SEGURIDAD, SIS

Los Sistemas Instrumentados de Seguridad, SIS (Safety Instrumented System), están diseñados para responder a condiciones en la planta que pueden ser peligrosas por sí mismas; y si no se tomaran medidas podrían eventualmente llevar a una situación de mayor peligro; y para responder a estas condiciones tomando acciones definidas que pueden prevenir el riesgo o mitigar las consecuencias de este.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 109 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Los estándares que definen una buena práctica de Ingeniería para Sistemas Instrumentados de Seguridad son los ISA (Instrumentation System and Automation Society), y los de la IEC, International Electrotechnical Commission.

Los estándares que aplican para el SIS son:

IEC61508. “Standard for Functional Safety of Electrical / Electronic / Programmable Electronic Safety-Related Systems”

IEC61511. “Functional safety: Safety instrumented systems for the process industry sector”.

ISA 84.01-2003 - “Functional Safety: Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector”.

Los Fundamentos de Seguridad son el corazón de IEC 61508 y 61511. Se concentran en:

- Conocer y evaluar los riesgos potenciales durante el diseño y planificación del proceso, usando herramientas tales como HAZOP o cualquier otra que conlleve a resultados similares.
- Establecer si cada riesgo es aceptable sin implementar medidas adicionales o en caso contrario si sistemas de protección adicionales son requeridos. Estos pueden ser procedimientos, cambios en el diseño del proceso, mecánicos, o por instrumentos.

En el caso de instrumentos, se deben clasificar las funciones de protección instrumentadas en Niveles de Integridad de Seguridad, SIL (Safety Integrity Level), que esencialmente dan una medida del grado de reducción de riesgo que estas funciones de protección deberían ofrecer. Esta reducción del riesgo se expresa en términos de una probabilidad de falla en demanda.

Luego de establecer el SIL se deben diseñar y mantener los instrumentos para asegurar que los requerimientos se cumplen. Más aun estas actividades de diseño, construcción, ensayo, puesta en servicio y mantenimiento deben ser planeadas y auditables.

La Figura 22 muestra resumido el proceso SIS.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 110 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

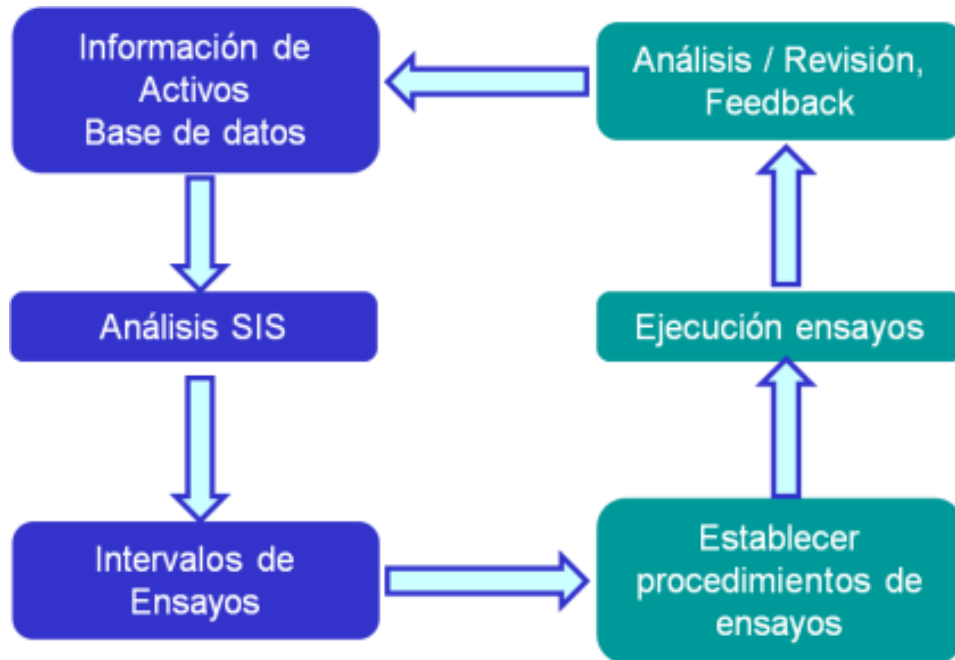


Figura 22. Proceso SIS

El análisis SIS se puede definir en los siguientes pasos:

- Identificación de las funciones de protección instrumentadas, que puede ser a partir de estudios de HAZOP.
- Evaluación del Nivel de Integridad de Seguridad, SIL, para cada función de salvaguarda.
- Evaluación de la falla segura de la función de protección instrumentada en términos de consecuencia y costos.
- Implementación de las funciones de protección.
- Establecimiento de intervalos de ensayos

Al igual que las otras metodologías, las fases resaltadas en azul son el resultado de un trabajo en equipo con las siguientes características:

- Facilitador: Profesional con alta experiencia en el SIS, quién debe asegurar la aplicación de la metodología e inducir a los participantes en el conocimiento de la misma, para asegurar el éxito y confiabilidad del estudio.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 111 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

- Proceso: Ingeniero de proceso de la planta en análisis, soporte en las evaluaciones de criticidad.
- Ingeniero de instrumentación: Ingeniero de la planta quien conoce el proceso de control y los sistemas de salvaguarda.
- Operaciones: Normalmente es un supervisor y/u operador con amplia experiencia en la operación de la planta y habilidad de trabajo en equipo.

Se puede requerir por demanda de ingenieros de otras especialidades como soporte durante las evaluaciones de criticidad.

9.2. EVALUACION MANTENIMIENTO CAMPO CUSIANA

9.2.1. ESQUEMA OPERATIVO

Equion Energía Limited tiene la operación de producción de hidrocarburos en el Departamento del Casanare, donde produce actualmente 45 mil barriles diarios de crudo y 270 millones de pies cúbicos de gas por día, equivalente a aproximadamente una tercera parte de la producción de gas de venta en Colombia.

El gas producido en el CPF Cusiana es obtenido a partir de los pozos productores de crudo, en un proceso de separación de agua, crudo y gas, y posteriormente se somete a un tratamiento para eliminación de agentes corrosivos y de agua para obtener especificaciones de venta, como se muestra de manera simplificada en la Figura 23.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 112 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

CPF Cusiana

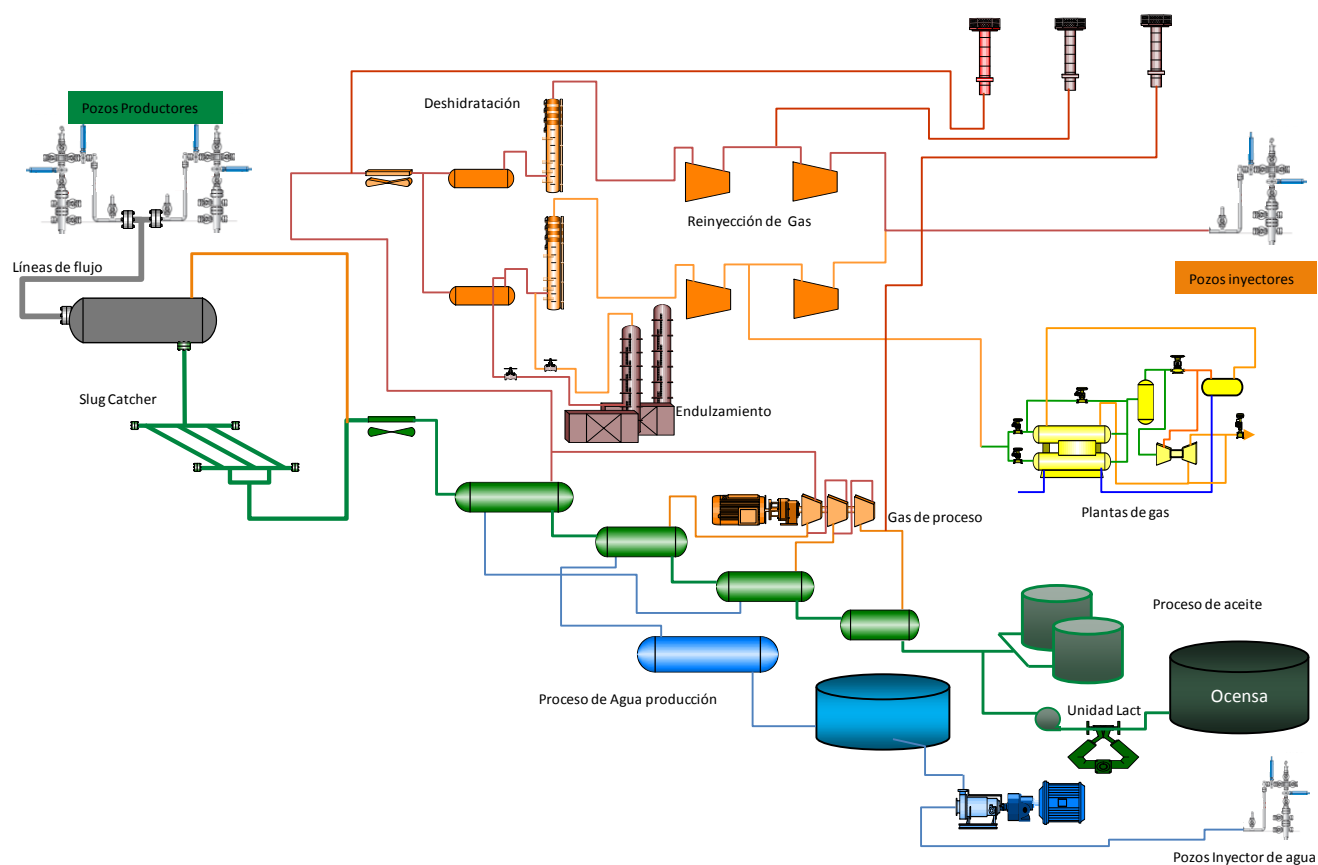


Figura 23. Esquema operativo CPF Cusiana

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 113 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

El gas producto de la separación del crudo-agua, pasa por un proceso de endulzamiento con amina, (CPF Cusiana posee dos unidades), para obtener gas con valores menores de 1,7% de CO₂ (máximo permitido: 2%) y menos de 5 ppm de H₂S.

Después del tratamiento con amina, se pasa a un proceso de deshidratación para obtener gas con máximo 1,5 libras de agua por millón de pie cubico.

Una vez el gas es deshidratado, se comprime en un tren compresión de turbina-compresor de media para alcanzar una presión de 1800 psi, terminar su proceso final en tres unidades de dewpoint con capacidad de 70 millones de pies cúbicos cada una, un sistema de 68 millones de pies cúbicos (SGP 68MM) y un sistema de 20 millones de pies cúbicos (ECP 20MM). La Figura 24, muestra el esquema operativo de la planta de gas en general con sus sistemas principales.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 114 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Operación con Fase II (Turbinas)

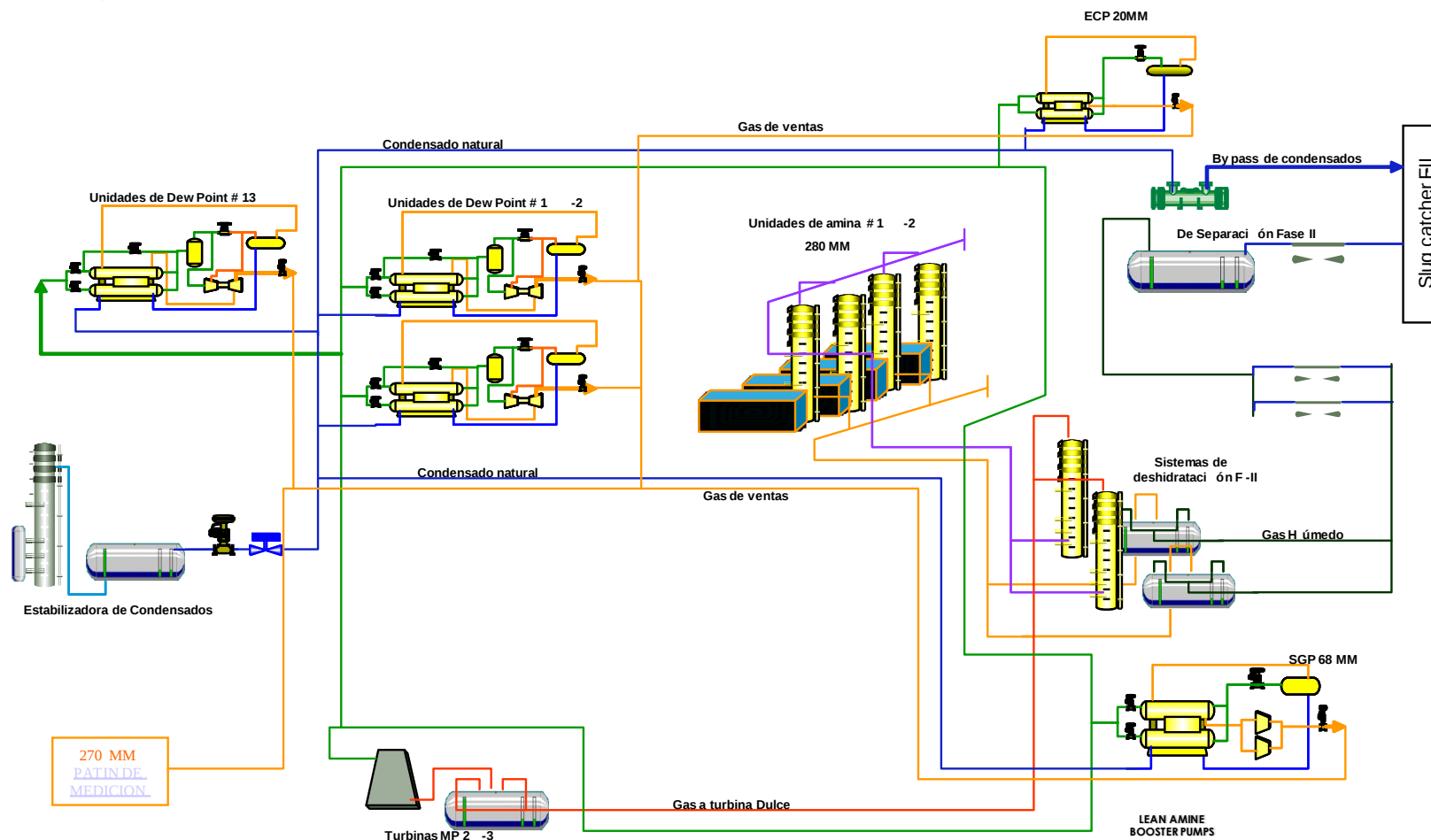


Figura 24. Esquema de tratamiento de gas para venta, CPF Cusiana

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 115 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

La planta inicialmente tenía una capacidad de producción de 200MMSCFD conocida como SGP LTOI, en el 2010, se amplió con un sistema de Dew Point adicional de 70 MMSCFD, conocida como SGP LTOII.

9.2.2. EVALUACION MANTENIMIENTO PROGRAMADO

9.2.2.1. Aspectos generales

En la visita a las instalaciones del CPF de Cusiana y entrevista con el personal de Equion, en cabeza del gerente de operaciones Edgar Castelblanco, se observa el siguiente esquema de mantenimiento.

Por la clase de equipos manejados en sus plantas, la estrategia de Mantenimiento está basada en confiabilidad, donde el mantenimiento definido está basado en metodologías aplicadas como el RCM, FMECAS, RBI y Análisis en Sistemas de Protección, SIS.

Con los resultados de la combinación de estas metodologías, determinan las necesidades de mantenimientos de los equipos y los requerimientos de parada de planta con impacto total o parcial en las ventas de gas.

La organización tiene un plan de mantenimiento proyectado hasta el 2020, con ajustes anuales con base al seguimiento de inspecciones y monitoreos de sus equipos para determinar su condición y definir la fecha más apropiada en un marco de menor impacto en el gas de ventas y minimizar los riesgos por fallas no deseadas. En el Anexo 2, se muestra los programas de paradas de planta realizados y los proyectados hasta el 2020. El Anexo 3, muestra los programas de mantenimiento realizados de los equipos principales que pueden impactar las ventas de gas.

9.2.2.2. Paradas de planta PROGRAMADAS

Con base en la información suministrada reflejada en el Anexo 2, la Figura 25 muestra el comportamiento en la ejecución real de las paradas de planta con respecto al plan.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 116 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

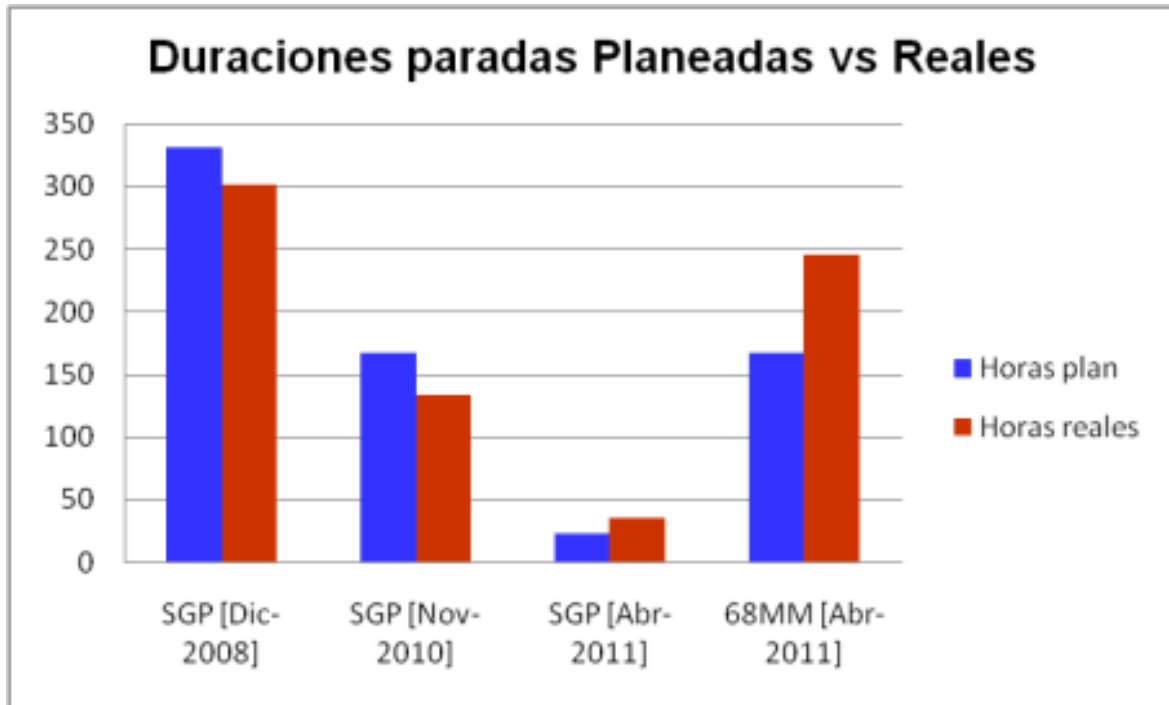


Figura. 25. Duración plan vs reales de paradas de planta

Durante la parada de diciembre del 2008, se intervinieron la unidad de Amina I; Unidad Turboexpander y dew point 2; Turboexpander y dew point 1; Sistema agua caliente; la unidad ECP20MM y el cabezal de gas dulce, requiriendo un total de 37728 Horas Hombre durante la intervención.

El objetivo principal de la parada de noviembre del 2010, fue finalizar la adecuación de la planta de gas LTO2, para incrementar la capacidad de producción nominal de gas en la facilidad de 200 MMSCFD a 270 MMSCFD.

Las actividades a realizar involucraron parada de las plantas de ventas de gas y parada de los sistemas de reinyección de gas de Fase I y Fase II para realizar la conexión de los tie-ins mecánicos, eléctricos y de control de los proyectos LTO2, Optimización y LPG, así como la ejecución de algunos trabajos por oportunidad de Operaciones, Integridad & Mantenimiento, para lo cual es requerido un cese en la producción total de gas en las facilidades del CPF de Cusiana. El requerimiento de Horas Hombre total para la ejecución de los trabajos fueron de 54582.

Durante la parada de abril del 2011, el objetivo principal fue realizar actividades de inspección, mantenimiento y de control para incrementar la confiabilidad de los equipos asociados a las plantas LTO I / II y SGP 68MM. Los trabajos contemplaban parada total de 24 horas por el sistema de control con un impacto de 270 MM SCFD y parada de 168 horas en la unidad SGP68MM, con un impacto de de pérdida de 68 MMSCFD en gas de ventas. Las horas hombre total requeridas en esta parada fue de 18264.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 117 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

9.2.2.3. IMPACTOS POR PARADAS DE PLANTA NO PROGRAMADAS

En el Anexo 3, se reporta los impactos en la venta de gas por paradas no programadas. Se resalta en este punto que la mayoría de impacto es debido a causa externas a la planta por incremento de presión en el gasoducto debido a problemas del transportador de gas por causas aguas abajo.

La Figura 26, muestra los impactos en millones de pies cúbicos, consolidados por mes durante los dos últimos años.

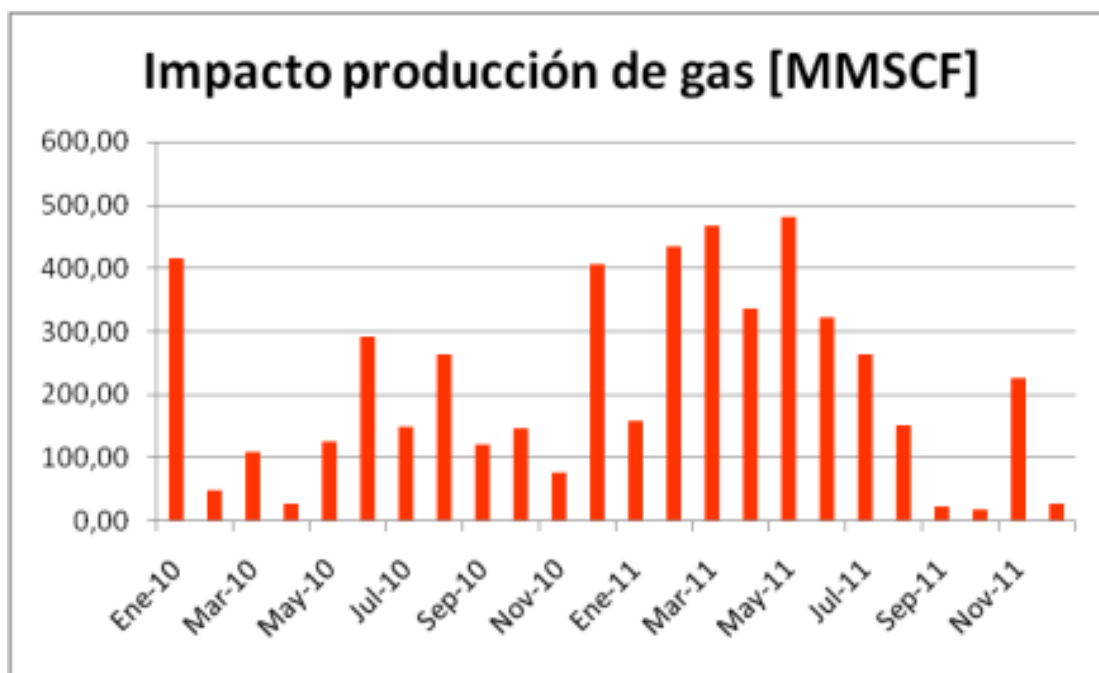


Figura 26. Impacto por SD no programados

La Figura 27, muestra la razón de los impactos en millones de pies cúbicos, clasificados de acuerdo al reporte enviado por Equion, donde se visualiza que los mayores impactos en el 2010 y 2011 son debido a causas externas a la planta de gas, por sobrepresión en el gasoducto.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 118 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

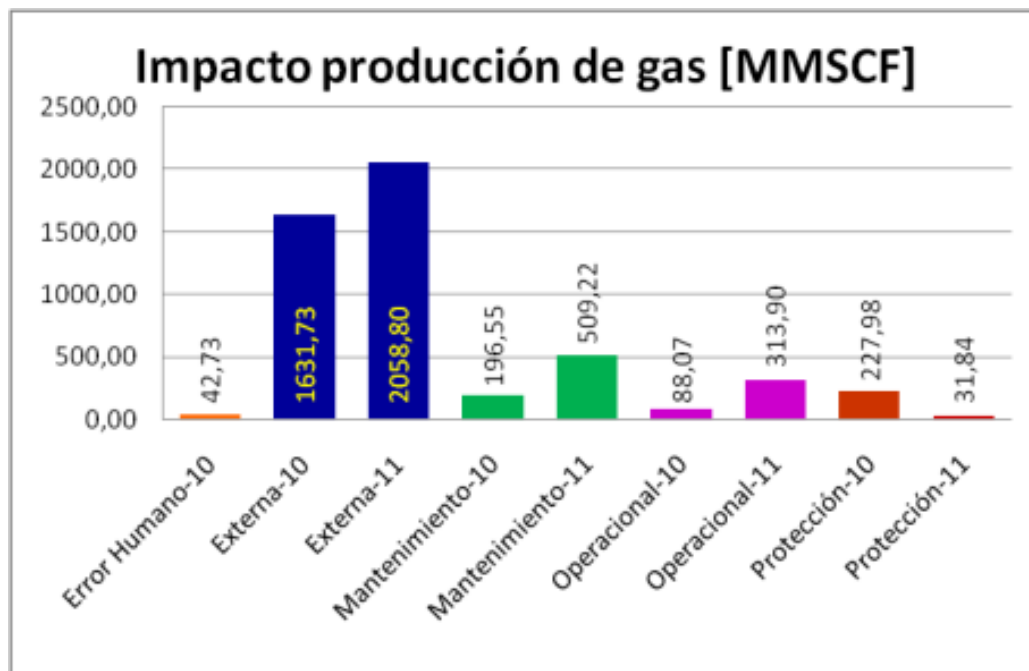


Figura 27. Impacto en ventas de gas por razón o causa

En las paradas por razones operacionales, la planta es sacada de línea por calidad del gas al operar sobre el límite de CO₂ permitido, el cual es del 2%, y por acuerdos existentes no se permite su despacho. No obstante, es un punto a evaluar, dado que el efecto aguas abajo por sobrepasar levemente este límite no es instantáneo y la planta se podría recuperar rápidamente y entrar en especificaciones por debajo de este valor y cumplir en un intervalo más amplio, por ejemplo en un día, con las especificaciones de menores al 2% en CO₂.

9.2.2.4. MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE EQUIPOS

En el Anexo 4 se muestra el programa de mantenimiento programado para los años 2009 al 2011 de los equipos que pueden impactar la venta de gas, identificando el tipo de rutina y si fue ejecutado o aplazado.

Para una interpretación sencilla, en la Figura 28, se muestra el número de rutinas clasificadas por tipo y si fue ejecutado o aplazado para cada uno de los tres años.

El aplazamiento en el caso del compresor boosting M07-K-86101, se debe a un mantenimiento mayor reprogramado para enero del 2012 basado en el monitoreo de condición. En el caso de la TE-83101, el cambio no se realizó por la buena condición del equipo en su análisis de condición del mismo.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 119 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

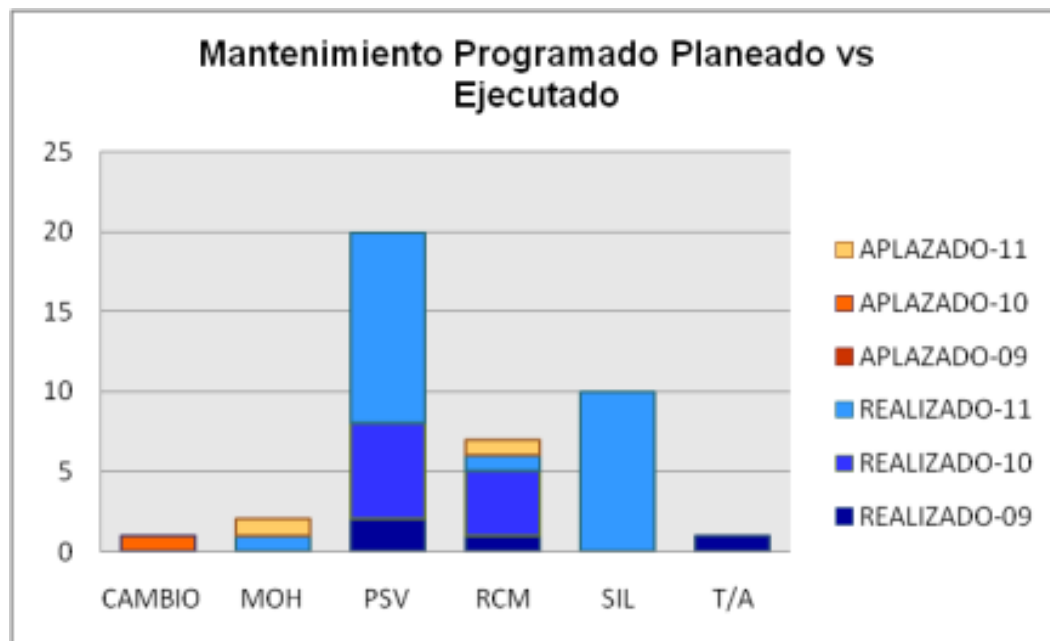


Figura 28. Mantenimiento programado planeado-ejecutado 2009 a 2011

El cumplimiento en la ejecución en el 2009 fue del 100%, en el 2010 de 91% y en el 2011 del 92%. No obstante, las rutinas aplazadas obedecen a un muy buen programa de mantenimiento basado en condición, lo cual permite aplazar rutinas mayores como la del compresor M07-K-86101 hasta enero del 2012, sin afectar la confiabilidad del mismo y la posibilidad de programarlo junto con otros trabajos que paran la unidad para minimizar el impacto.

Cabe resaltar que el cumplimiento de equipos o lazos de protección, rutinas identificadas como PSV y SIL, son del 100%, lo que demuestra la importancia de estos programas para equipos de protección con el fin minimizar los riesgos en las plantas.

9.2.3. PARADAS NO PROGRAMADAS DE EQUIPOS

Un parámetro importante que mide la eficacia de los programas de mantenimiento es la gestión sobre las paradas no programadas de los equipos, en este caso, los equipos de mayor criticidad por su impacto en la producción. El Anexo 5 muestra el reporte de las paradas no programadas de los equipos que impactan la producción de gas de venta, con las fechas del evento y la duración de la parda del equipo.

En la Figura 29 se muestra la tendencia de los tres últimos años en horas perdidas en los equipos reportados. La Figura 30, muestra esta misma tendencia para cada sistema de equipos.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 120 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12



Figura 29. Tendencia horas perdidas total por paradas no programadas

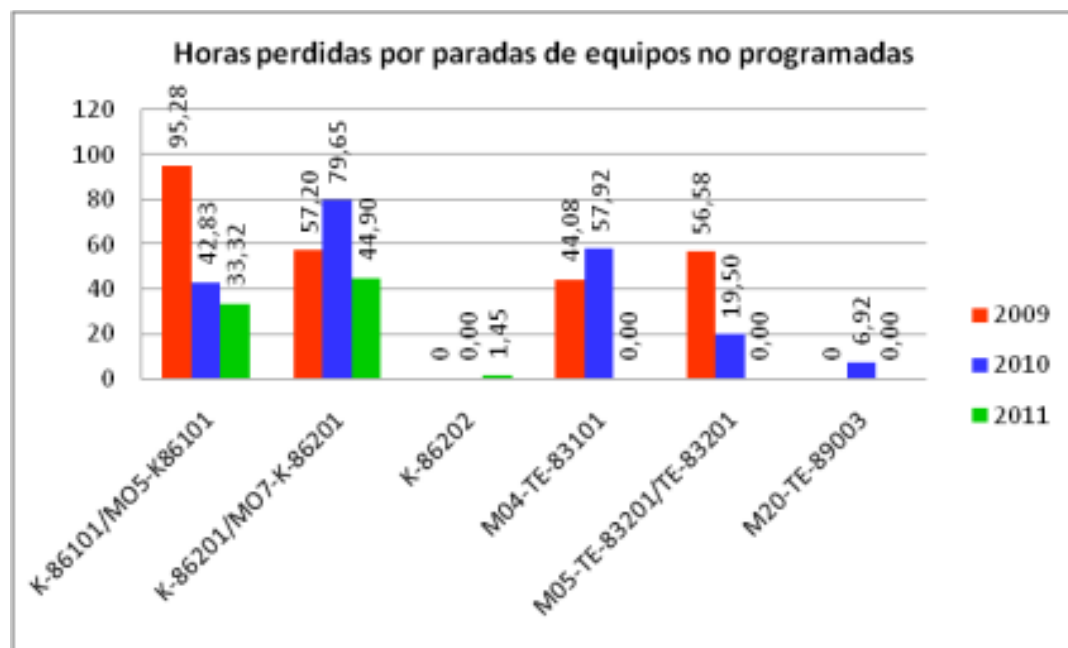


Figura 30. Horas perdidas por equipo por paradas no programadas

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 121 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Estas Figuras muestran una tendencia favorable en reducción de horas perdidas lo cual debe reflejar una mayor disponibilidad de los mismos.

9.2.3.1. RELACION MANTENIMIENTO PROACTIVO CORRECTIVO

Para llegar a un desempeño clase mundial en mantenimiento, las organizaciones se miden con indicadores claves con objetivos y metas retadoras para alcanzar este estado. Entre estos indicadores se encuentra las Horas Hombre dedicadas al mantenimiento proactivo (suma de del mantenimiento preventivo o programado con el mantenimiento predictivo o basado en condición), cumplimiento del programa; objetivos como el enfoque en prevención de fallas, mantenimiento proactivo basado en modos y efectos de falla, análisis del desempeño.

En este numeral el indicador clase mundial para las horas-hombre dedicadas al mantenimiento proactivo, debe ser superior al 80%.

En el Anexo 6 se muestra el reporte de Ordenes de Trabajo en general para los años 2009, 2010 y 2011, del operador de Cusiana, donde se muestra el tipo de mantenimiento reportado y las Horas Hombre causadas por cada orden de trabajo (OT).

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 122 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

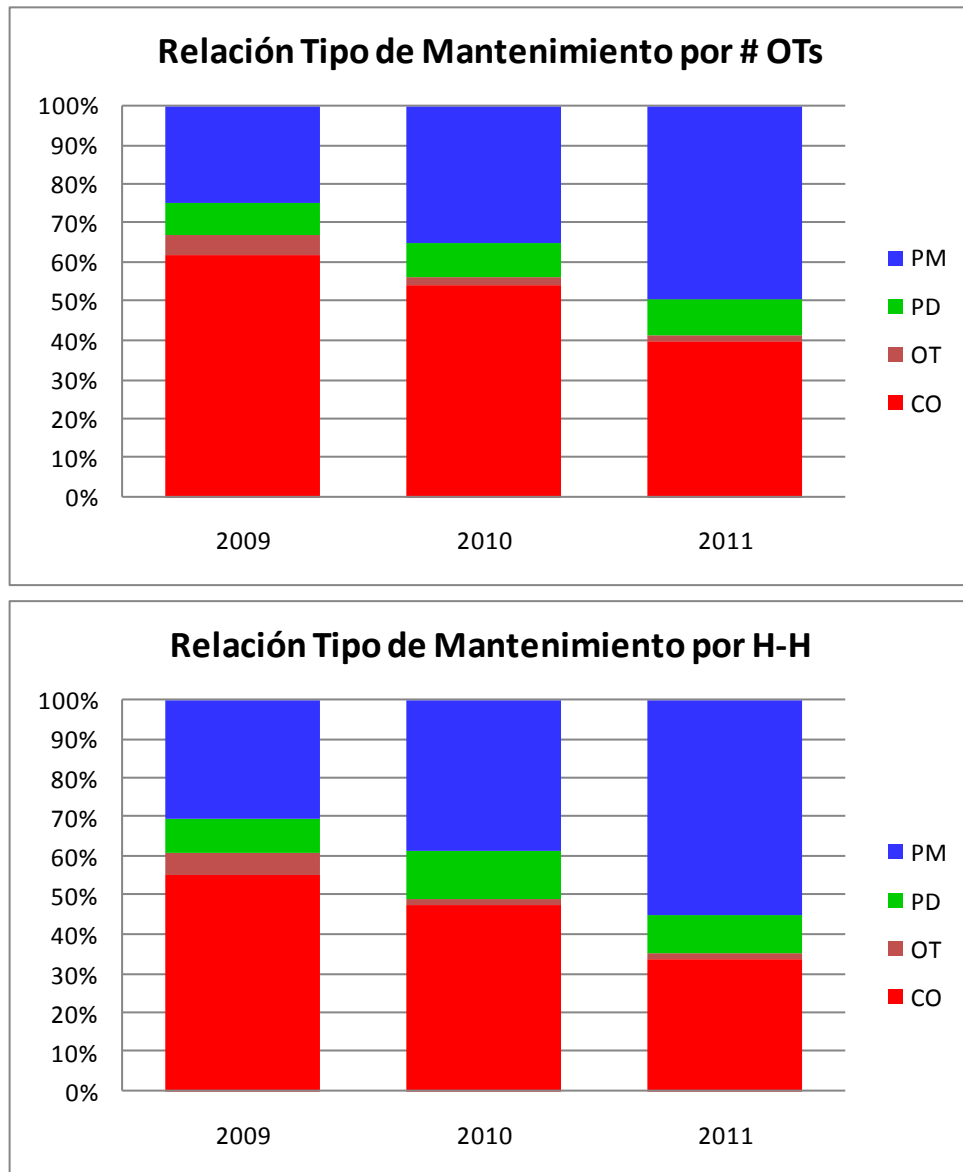


Figura 31. Relación por tipo de mantenimiento realizado CPF Cusiana

La Figura 31 muestra la relación de los tipos de mantenimiento medido por el número de órdenes de trabajo y por horas-hombre dedicadas. En este caso el mantenimiento proactivo es la suma del mantenimiento clasificado por el operador como PM y PD (mantenimiento programado y predictivo). Como se observa en las figuras, el comportamiento en los tres años muestra una tendencia positiva en cuanto a la relación del mantenimiento proactivo-correctivo, alcanzando en el 2011 un 65% en el mantenimiento proactivo medido en horas-hombre.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 123 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

9.2.4. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las paradas de planta se definen por la integración del manejo del plan de integridad para los equipos o recipientes sometidos a presión y el mantenimiento requerido para los demás equipos. Las metodologías utilizadas en el caso de integridad, es la Inspección Basada en el Riesgo (RBI), el Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM) para los equipos cuyos modos de falla no afectan la integridad y para la instrumentación cuya función es de protección, utilizan las evaluaciones SIL, Safety Integrity Level, para definir los intervalos de prueba.

La integración de estas metodologías basadas en el riesgo, es el soporte ideal para definir un muy buen plan de paradas de planta, y con una estructura adecuada de gestión, se puede alcanzar los objetivos y metas propuestos.

Un punto importante a recalcar, es la confirmación de las paradas con base al estado a la condición detectada por el monitoreo de condición sobre todo en los turbocompresores, lo cual puede permitir postergar un mantenimiento dependiendo de los requerimientos de programación con el CNO, Consejo Nacional de Operación.

Durante la parada de abril del 2011 y de acuerdo al plan presentado, se tuvo un mayor impacto al proyectado en las ventas de gas, el cual fue debido principalmente por mayor tiempo en la parada general (34 horas adicionales) y en la parada de la planta de gas SPG 68 MM, la cual duró 78 horas más, lo cual llevo a unas pérdidas mayores a las estimadas de 236 MMSCF de gas de venta. Como recomendación para evitar estos mayores tiempos, es importante realizar un taller de lecciones aprendidas para determinar las causas de estos tiempos mayores, y aplicar mejores prácticas mundiales en manejo de paradas de planta, como iniciar el proceso de parada con su planeación y nombramiento de líder por lo menos 18 meses antes de su ejecución, con talleres de cuestionamiento de trabajos y análisis de ruta crítica.

En cuanto al cumplimiento del programa de equipos mayores o de impacto, su ejecución en los tres últimos años tiene un cumplimiento acumulado del 93%, con la salvedad que su no ejecución está basado en los análisis de condición de los equipos que permiten en algunos casos postergar mantenimientos mayores causando un menor impacto en la producción. Este porcentaje de cumplimiento en este indicador son similares a empresas de desempeño clase mundial en la industria del petróleo.

Con respecto a los impactos en las ventas de gas por disturbios operacionales, se recomienda evaluar el criterio de parar la planta de gas por el parámetro de calidad del CO₂ con valores por encima del 2%, dado que el impacto aguas abajo no es instantáneo (efectos de corrosión por CO₂) y el efecto se refleja a largo plazo si se mantuviera los valores por fuera de los límites establecidos durante un periodo largo. Se recomienda permitir o acordar en el CNO, una ventana mayor en el tiempo para que la planta pueda entrar en especificaciones de calidad por el CO₂, lo cual podría evitar tener mayores pérdidas por paradas por calidad del gas de venta.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 124 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Se recomienda establecer, si no se tiene, un indicador de horas perdidas por paradas no programadas de planta o eventos en equipos que impacte la venta de gas, con objetivos y metas anuales, lo cual permite realizar una adecuada gestión al respecto para determinar las causas y acciones de mejora, y a la vez permite acordar con la Comisión de Regulación de Energía y Gas, CREG, horas y/o días al año de paradas e impactos no programados imputables a la planta.

A manera de evaluación global del mantenimiento y con base a los datos reportados del 2009 al 2011, se nota un incremento en el mantenimiento proactivo, alcanzando un valor del 65% de horas-hombre invertidas en este mantenimiento con respecto al global, lo cual podría decirse que está en una etapa innovadora, comparado con los mejores del mundo. Se debe hacer mayor énfasis en el mantenimiento basado en condición, dado que de acuerdo al reporte, el porcentaje de este tipo de mantenimiento debiera ser mayor en comparación con los otros tipos de mantenimiento, teniendo en cuenta que de acuerdo a las mejores prácticas, es el mantenimiento óptimo si técnicamente aplica, para minimizar el riesgo.

9.3. EVALUACION MANTENIMIENTO CAMPO GUAJIRA

9.3.1. ESQUEMA OPERATIVO

Las actividades de producción de gas natural en la Guajira son realizadas por Chevron para satisfacer la demanda del país en un 65% aproximadamente, centrado en tres campos, uno offshore y dos onshore.

En el complejo de Ballena se procesa el gas proveniente de las dos plataformas marinas A y B del campo Chuchupa, para comprimirlo de una presión de 600 psi a 1200psi mediante dos turbocompresores a una capacidad total de 600 millones de pies cúbicos por día (MMSCFD).

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 125 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

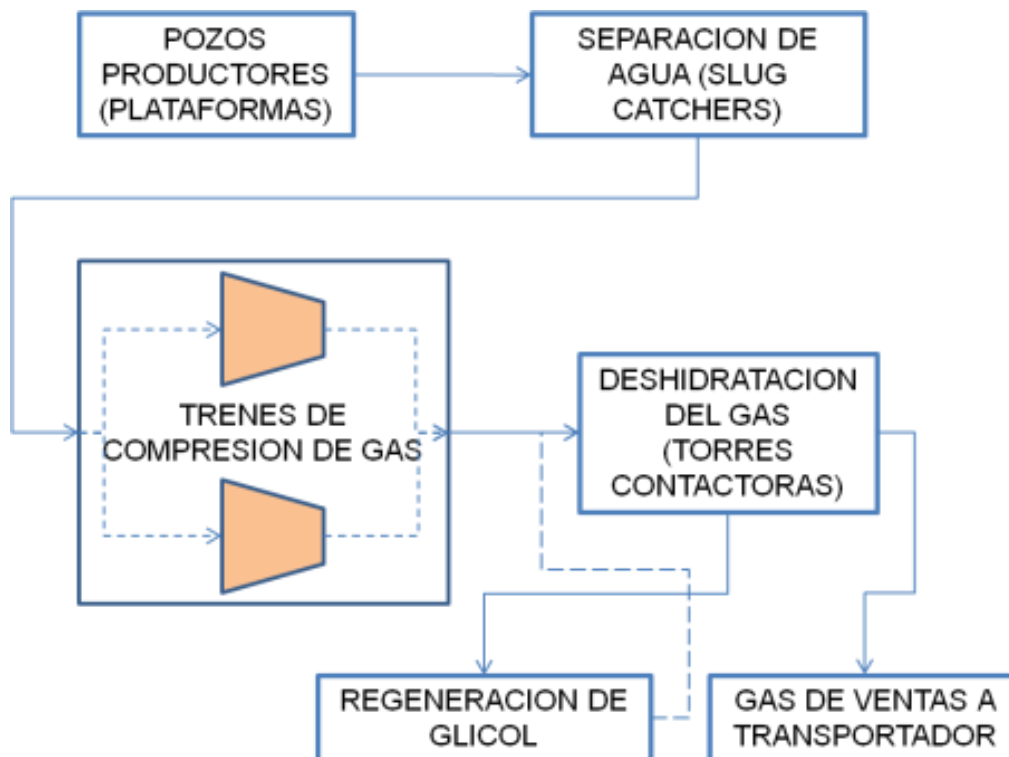


Figura 32. Esquema operativo de operación de gas La Guajira-Chevron

La Figura 32, muestra el proceso simplificado del tratamiento del gas desde el recibo de las plataformas marinas A y B, hasta la salida a los transportadores de gas, una vez deshidratarlo utilizando torres contactoras o absorbedoras con Glicol. El Glicol rico es regenerado en un calentador.

El gas proveniente del campo Chuchupa (onshore) es utilizado para satisfacer la demanda de gas al interior del país y de exportación hacia Venezuela.

Los dos trenes de compresión están compuesto por:

- Dos turbinas solar Titan 130 con sus equipos anexos de instrumentación y control.
- Dos sistemas de engranaje entre turbinas y compresor (gearbox) Lufkin NF119D.
- Dos compresores centrífugos Dresser Rand D10R5S con sus equipos anexos de instrumentación y control.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 126 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

9.3.2. EVALUACION MANTENIMIENTO PROGRAMADO

9.3.2.1. Aspectos generales

En la visita a las instalaciones y complejo de Ballena y entrevista con el personal de Chevron encabezado por el ingeniero Tulio Trujillo, coordinador de confiabilidad, se confirma un proceso de mantenimiento y confiabilidad de acuerdo a lineamientos estratégicos de Chevron Internacional.

La estrategia de mantenimiento se basa en análisis de criticidad de cada uno de los equipos, definición de tareas basadas en recomendaciones de fabricante inicialmente y ajustados por el conocimiento del personal técnico y comparación con equipos similares en otras plantas de Chevron (benchmarking interno).

Los equipos principales y de mayor impacto en la operación son los turbocompresores, que por las características de los modos de falla que se pueden presentar y su contexto operativo dada su criticidad, la mejor estrategia es el mantenimiento basado en condición para minimizar los impactos en la producción de gas.

En este aspecto, Chevron tiene instalado para monitoreo en línea de la condición de cada uno de los equipos principales en los dos trenes de compresión, el *System One* de GE Bently Nevada, el cual permite conocer en tiempo real las diferentes variables de condición configuradas como vibraciones, temperaturas, desplazamientos de ejes y variables operacionales.

Para efectos de análisis, esta información será enviada por un sistema de comunicación en línea a especialistas en análisis de turbo-maquinaria en Chevron Estados Unidos.

Los equipos de menor impacto como motores eléctricos, que pertenecen a los dos trenes, también se controlan por análisis de vibraciones mediante sensores instalados en los equipos y toma periódica de vibraciones a través de estos sensores para análisis de ingeniero especialista.

Como estrategia, se tiene programado los mantenimientos mayores de los equipos principales, para los cuales las fechas son validadas por los análisis de condición y así si es posible, ampliar sus fechas de intervención para un menor impacto operacional.

El tiempo estimado en definirse una intervención por condición es superior a un mes, para efectos de planeación y acuerdos en el CNO.

9.3.2.2. Paradas de planta PROGRAMADAS

En el Anexo 7, se muestra el programa de paradas de planta programada realizadas donde se refleja las duraciones estimadas y reales.

En la Figura 33 se muestra la eficiencia en la ejecución de las paradas con respecto al planeado.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 127 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

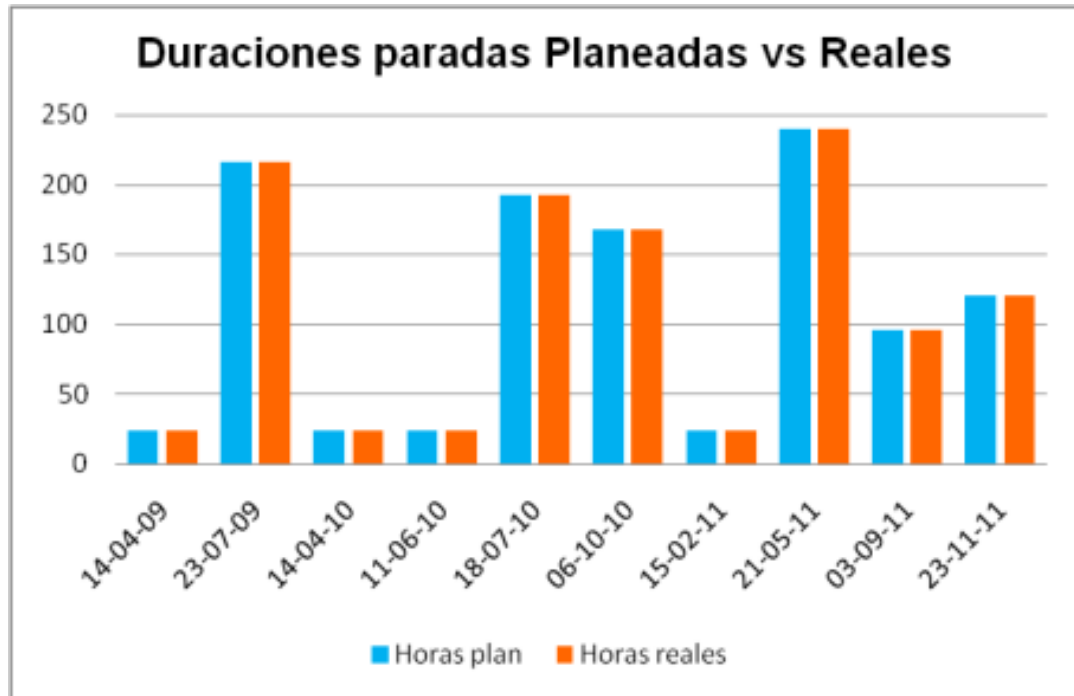


Figura. 33. Duración de paradas de planta planeada vs real planta Ballena

De acuerdo al reporte recibido, la eficiencia en la ejecución fue del 100% con respecto al plan. La eficiencia en la ejecución se pudo constatar con las entrevistas durante la visita, por el proceso de paradas de planta que llevan, en el cual se enfocan en los equipos que impactan en la operación con buena planeación y coordinación en la ejecución.

9.3.2.3. IMPACTOS POR PARADAS DE PLANTA NO PROGRAMADAS

En el Anexo 8, aparecen los datos reportados por año de las horas perdidas por paradas no programadas de las plataformas marinas de Chuchupa A y B y del complejo Ballena, para los años 2009, 2010 y 2011.

El impacto en horas perdidas por paradas no programadas se puede visualizar en la Figura 34.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 128 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

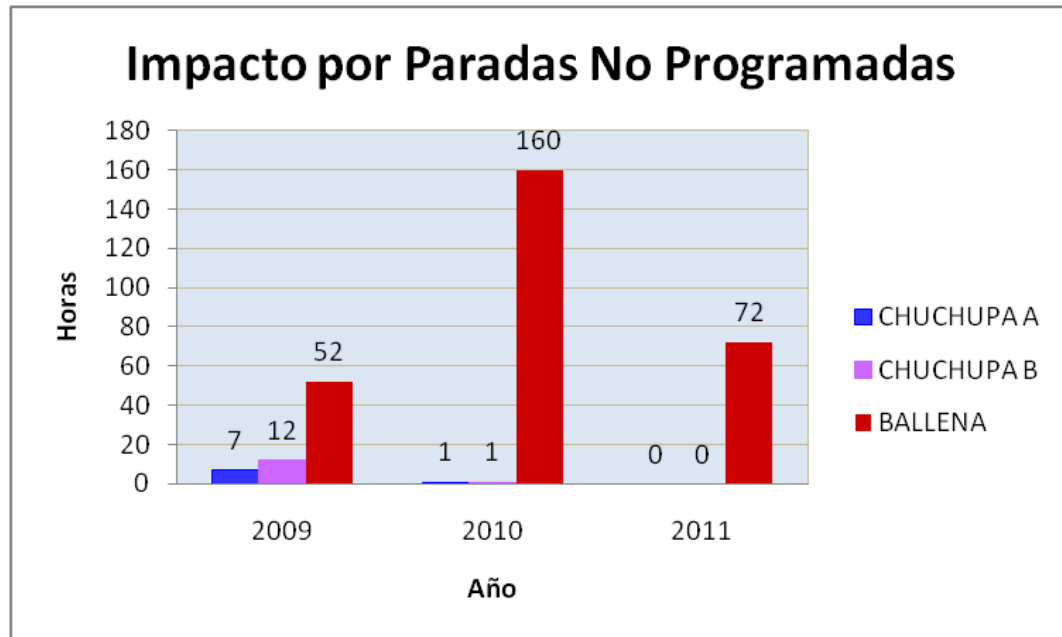


Figura 34. Horas perdidas en planta Ballena por SD no programados

Se observa una disminución muy relevante en las horas perdidas en las plataformas marinas A y B. Con respecto al complejo de Ballena, en el 2011 a la fecha del reporte, se observa una reducción de horas perdidas del 55% con respecto al 2010, pero superior al 2009.

Debido a que no hay reportes de las razones o causas de estas paradas, no se puede realizar un análisis más profundo para determinar si ha habido causas externas, o si las razones son por mantenimiento, causas operacionales o errores humanos.

9.3.2.4. MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE EQUIPOS

Los programas de mantenimiento de los trenes de compresión A y B, se muestran en el Anexo 9, junto con los tipos de rutina, las duraciones estimadas y las duraciones reales de ejecución, para los años 2009, 2010 y 2011.

En la Figura 35, se muestra la comparación de cada uno de los mantenimientos ejecutados con respecto a las duraciones estimadas y los tiempos de parada reales.

Como dato relevante se puede observar que la duración real en la ejecución de la rutina PM de 4000, realizada el 13 de septiembre del 2009, sobrepasó en un 45% (43 horas adicionales) de las horas planeadas para el TREN B de compresión.

La duración de la misma rutina para el TREN A, ejecutada el 20 de noviembre del 2009, dos meses después aproximadamente, el tiempo de ejecución fue menor al estimado igual para los dos trenes, lo que puede reflejar mejoras de lecciones aprendidas en la ejecución de la misma rutina del TREN B.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 129 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

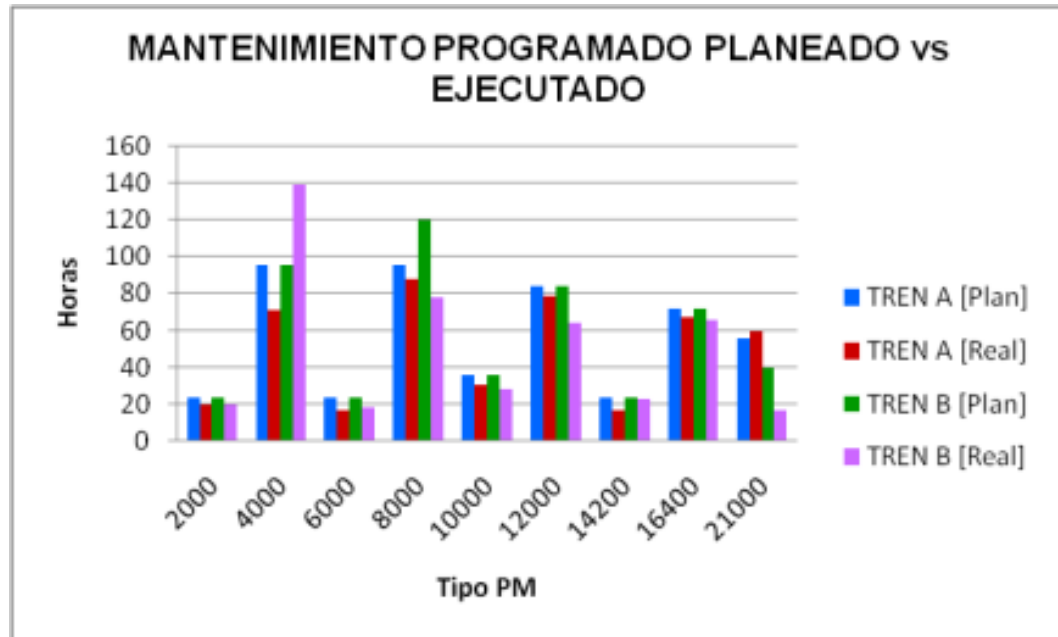


Figura 35. Mantenimiento programado planeado-ejecutado 2009 a 2011 planta Ballena

Igualmente, el cumplimiento en la ejecución de las rutinas programadas durante el tiempo de operación ha sido del 100%.

De acuerdo a las entrevistas en campo, para los mantenimientos mayores de los trenes de compresión, de acuerdo a los análisis de condición realizados a los equipos basados en el monitoreo en línea, se piensa ampliar hasta las 35.000 horas sin afectar la confiabilidad de los mismos y hacerlos coincidir con el revamping proyectado para el 2012 de los compresores, para ampliar el número de etapas por condiciones de menor presión de salida de los pozos en las plataformas A y B.

9.3.2.5. PARADAS NO PROGRAMADAS DE EQUIPOS

En el Anexo 9 se muestra el reporte consolidado por año de las horas de no disponibilidad de los Trenes A y B de compresión por fallas no programadas, y combinación de Tren A/B. Con estos datos se puede calcular la disponibilidad que ayudan a mejor gestión de los activos de una planta y buscar mejoras en las estrategias de mantenimiento.

En la Figura 36 se muestra la tendencia de horas perdidas por año para los trenes de compresión A y B.

Para el tren B se muestra una tendencia favorable en disminución de horas perdidas por fallas no programadas.

El tren A, muestra el valor más alto, presentado en el 2010, equivalente a 2,87 días en total, lo cual puede reflejar paradas cortas de muy alto impacto dada la complejidad de

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 130 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

estos equipos. No obstante, es importante identificar el número de paradas que se presentaron y determinar su causa para prevenir daños mayores. Dado que el reporte recibido por el operador fue resumido por año, no se puede concluir sobre las causas de las horas perdidas al respecto.

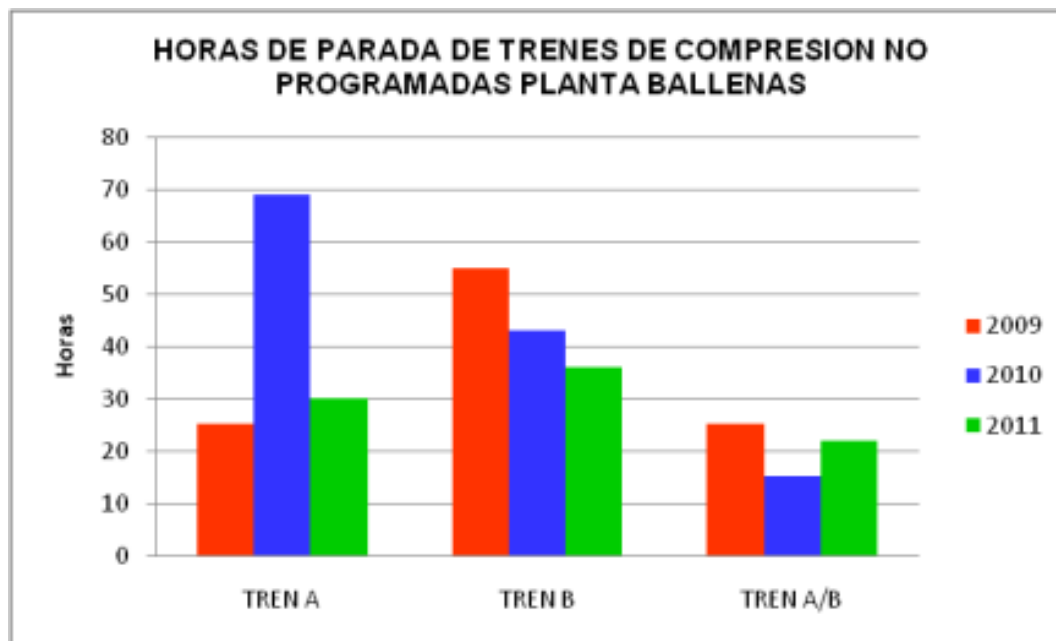


Figura 36. Tendencias horas perdidas por paradas no programadas Trenes A y B planta Ballena

9.3.2.6. RELACION MANTENIMIENTO PROACTIVO CORRECTIVO

Al igual a lo mencionado para la planta de Cusiana, un indicador de desempeño es la relación de mantenimiento proactivo-correctivo el cual para una organización de desempeño clase mundial debe estar por encima del 80%.

El Anexo 10 muestra el porcentaje reportado por Chevron en cuanto al número de órdenes de trabajo de mantenimiento de acuerdo al tipo de mantenimiento para los años 2009, 2010 y 2011.

Para visualizar estos datos, la Figura 37 muestra el comportamiento en los tres últimos años en cuanto número de órdenes de trabajo, el cual es muy similar, dando un porcentaje promedio de mantenimiento proactivo (preventivo más predictivo) del 65%. Este valor puede estar alterado por el bajo valor reportado de mantenimiento predictivo, dado que los correctivos producto del monitoreo, en consulta con ingenieros de confiabilidad del campo, se le clasifica como correctiva con una sub-clasificación en el CMMS con el código "PMI, Corrective Result of PM – PDM".

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 131 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

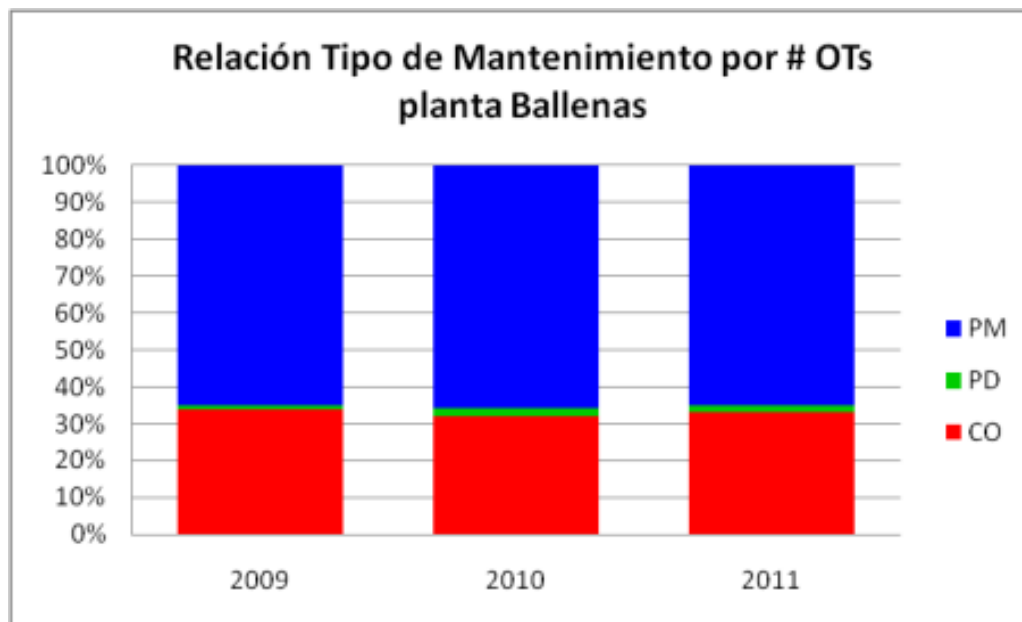


Figura 37. Relación por tipo de mantenimiento realizado en planta Ballena

Por lo anterior, una conclusión al respecto basado en datos reportados, podría estar errónea, teniendo en cuenta lo observado en campo, se debería reflejar un mayor porcentaje en predictivo.

9.3.3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La información recibida es resumida por cada año de operación del complejo Ballenas, por lo cual no se puede realizar un análisis más profundo.

Como conclusión más importante, se destaca que la estrategia basada en mantenimiento por condición, llevada para los equipos de los trenes de compresión del complejo de Ballena, es la más apropiada, lo cual permite identificar las intervenciones mayores cuando los equipos realmente lo requieren, minimizando los mantenimientos intrusivos y el impacto en la producción de gas natural.

Igualmente, los procesos manejados reflejan una directriz corporativa de Chevron con la ganancia de las mejores prácticas obtenidas por la compañía a nivel internacional.

Para el mantenimiento predictivo de los turbocompresores se está utilizando tecnología de punta, lo cual permite conocer y controlar los turbocompresores en línea, y poder anticipar con suficiente tiempo las intervenciones por el desarrollo de fallas que se puedan presentar antes que se produzcan daños mayores.

No obstante de no haberse aplicado metodología del RCM, el plan de mantenimiento se basó en análisis de criticidad y es el más apropiado.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 132 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Se puede recomendar aplicar la metodología de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad partiendo de los programas actuales o la metodología de Optimización de Mantenimiento, PMO, lo cual puede optimizar aun más la estrategia de mantenimiento.

Para los equipos o recipientes sometidos a presión se recomienda los estudios de RBI aplicando las normativas API 681 para plantas y API1160 en las líneas de transporte.

Para una mejor gestión por eventos no programados de los equipos que impactan en la venta de gas, se recomienda llevar un indicador de horas no programadas con metas y objetivos específicos, y que pueden ser tenidos en cuenta en los acuerdos de disponibilidad con la CREG.

9.4. EVALUACION MANTENIMIENTO CAMPO LA CRECIENTE

9.4.1. ESQUEMA OPERATIVO

El campo de gas natural de la Creciente es operado por Pacific Rubiales, iniciando su operación en enero del 2008 con una capacidad promedio de 60 millones de pies cúbicos por día, obteniendo su cifra record en diciembre del 2010 de 70.2 millones de pies cúbicos por día.

La Figura 38 muestra de manera simplificada el flujo del proceso del gas desde los pozos hasta la salida al transportador de gas.

El gas proveniente de los pozos (seis) llega a la planta a una presión aproximada de 5000 psi, a través de unas válvulas de choque, se baja la presión alrededor de 600 psi, y así poder realizar el proceso de separación de gas y líquidos, para lo cual se cuenta con los separador de prueba y producción y el sistema de separadores fríos. El gas separado se comprime utilizando tres trenes de compresores recíprocos, para luego pasar a una fase final de deshidratación utilizando dos torres contactoras con glicol. El gas deshidratado sale hacia el sistema de medición (ubicado en la Estación San Mateo, fuera de la planta) a través de un scrubber de ventas. El glicol rico en agua producto de la deshidratación, es recuperado en proceso con calor en la Regeneradora de Glicol.

Para la compresión de gas se tienen tres unidades de compresión, de las cuales para la producción requerida, se utilizan dos, quedando uno disponible.

Para el 2012, el proyecto es disponer de dos trenes de tratamiento de 50 millones de pies cúbicos por día cada uno, lo cual le daría mayor flexibilidad en su operación para mantener la producción actual.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 133 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12



Figura 38. Flujo de proceso del gas en la planta La Creciente

9.4.2. EVALUACION MANTENIMIENTO PROGRAMADO

9.4.2.1. Aspectos generales

Durante la visita a la planta La Creciente y con interacción con sus funcionarios encabezados por el Superintendente de Campo, Luis Fernando Serpa Fajardo, se hicieron las presentaciones del proceso de mantenimiento haciendo las aclaraciones requeridas para una mejor percepción de la gestión de sus activos.

Como un punto importante, el proceso parte de un análisis de riesgo inicial para determinar la criticidad de cada uno de sus equipos por un grupo interdisciplinario. Para determinar la criticidad se establecieron cinco criterios en el siguiente orden: Seguridad, Ambiente, Impacto en el proceso, Impacto en Mantenimiento y Calidad de producto.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 134 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Como equipos principales para garantizar la función de la planta y por el impacto que puede llegar a tener en las ventas de gas, están los separadores de gas, las torres deshidratadoras y los compresores de gas.

La organización tiene un plan de mantenimiento anual enfocado a la inspección de los separadores, torres deshidratadoras y sus equipos asociados como válvulas, tubería e instrumentación.

El mantenimiento de las unidades de compresión es realizado por outsourcing con la empresa proveedora de los mismos.

9.4.2.2. Paradas de planta PROGRAMADAS

De acuerdo a los datos reportados, la planta de gas La Creciente ha tenido dos paradas en sus 4 años de operación, cuya tendencia en las duraciones se muestra en la Figura 39.

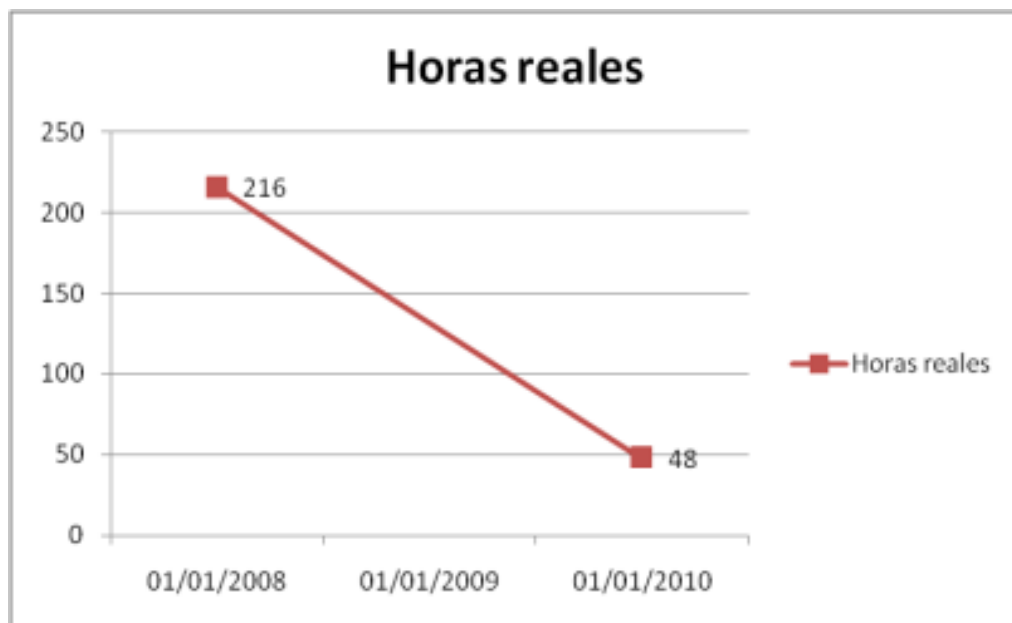


Figura 39. Duración de paradas programadas planta La Creciente

La primera parada se inició el 14 de mayo de 2008 hasta el día 23 del mismo mes. EL tiempo utilizado en la segunda parada, realizada en agosto 28 del 2010, puede reflejar una mejor planeación y aplicación de lecciones aprendidas que en la primera parada. El Anexo 11 se reportan las paradas de planta programadas y sus duraciones reales.

Actualmente, se tiene un programa de parada anual fijado por la inspección interior de los recipientes a presión, en este caso, los separadores y torres contactoras. La gestión y coordinación de la parada está en cabeza del superintendente de campo, de acuerdo al proceso definido por la organización, cuya planeación empieza alrededor de un año

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 135 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

antes y cerrando la inclusión de trabajos 5 meses antes para finalizar el proceso de planeación, contratos y compras.

La programación de la parada se coordina con necesidades de producción y acuerdos con el Consejo Nacional de Operación de gas, CNO-gas.

9.4.2.3. IMPACTOS POR PARADAS DE PLANTA NO PROGRAMADAS

Dada la flexibilidad de la planta es poco probable que haya una parada total de la misma por falla de equipos. La salida de un separador o torre de deshidratadora, impacta en una disminución en la producción aproximadamente del 10%.

La Figura 40, muestra las horas perdidas por paradas no programadas. La primera fue para asegurar la integridad en los separadores, y la segunda, se aprovecho la salida del transportador de gas (Promigas) para adelantar trabajos. Esta última parada podría catalogarse como ajena a la planta y de oportunidad para realizar trabajos de mantenimiento.



Figura 40. Horas por paradas de planta no programadas de La Creciente

En el Anexo 12, se reportan las paradas no programadas, y en el Anexo 13, los equipos típicos que se intervienen en una parada.

9.4.2.4. MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE EQUIPOS

Como se mencionó, los equipos principales que impactan la producción de gas son los separadores, las torres deshidratadoras y los compresores.

Para los separadores y torres, se tiene un programa de inspección anual por integridad.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 136 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Para los compresores, no se tienen reporte de los programas de mantenimiento, estos están bajo la responsabilidad del fabricante y proveedor de los mismos, Valerus, con quienes tienen contrato de mantenimiento.

En el Anexo 14, se reporta el programa general del 2011 de mantenimiento preventivo e inspecciones de equipos en general.

La inspección de los equipos por integridad se ha realizado durante las paradas programadas.

El mantenimiento de los compresores tiene flexibilidad y no impacta la producción dado que se tiene uno en stand-by para estas actividades.

9.4.2.5. PARADAS NO PROGRAMADAS DE EQUIPOS

Al respecto no se tiene reporte de paradas no programadas para los equipos principales. Como dato en los informes mensuales para el 2011, ver Anexo 15, se reporta de manera general el número de correctivos del mes, con lo cual se puede visualizar su comportamiento en la Figura 41 (número de correctivos por mes), la cual muestra una tendencia de mejora al respecto, visualizada en una tendencia logarítmica.

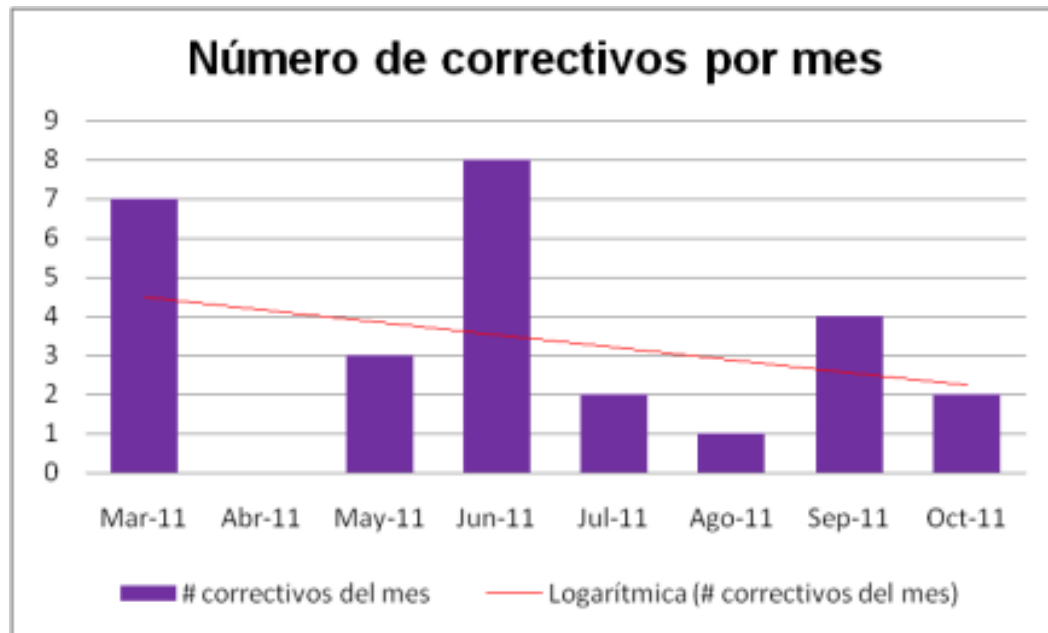


Figura 41. Tendencia de número de correctivos por mes de planta La Creciente

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 137 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

9.4.2.6. RELACION MANTENIMIENTO PROACTIVO CORRECTIVO

Para evaluar este tipo de indicador, en el anexo 15 muestra el reporte suministrado por Pacific Rubiales, operador del campo, en cuanto a las órdenes de trabajo durante el año 2011.

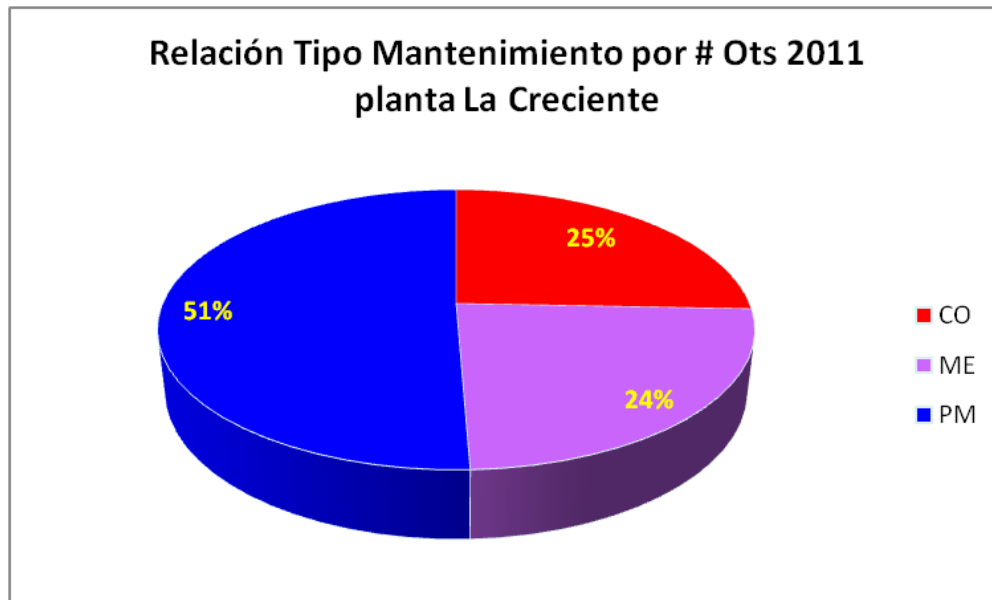


Figura 42. Relación de mantenimiento proactivo-correctivo por número de OTs

La Figura 42 muestra la relación para el 2011 del mantenimiento proactivo-correctivo. De acuerdo al reporte, el porcentaje de número de órdenes de trabajo de mantenimiento preventivo es del 51%, lo cual lo ubicaría ya como innovador en una clasificación de mantenimiento. No aparece reporte de órdenes de trabajo por mantenimiento predictivo o basado en condición, importante para la gestión de mantenimiento.

9.4.3. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Los planes de parada de la planta La Creciente se basan en las necesidades de inspección de los separadores y torres para garantizar su integridad, la cual es anual, pero dada que los mismos tienen sólo cuatro años de operación, su condición permite ajustar su programa a los consumos de clientes y coordinación con otros operadores.

Se recomienda la aplicación de metodologías Inspección Basada en el Riesgo, RBI, la cual con base en los lazos de corrosión que se identifiquen y sus modos de falla, se puede identificar las necesidades de inspección y las técnicas a utilizar y poder definir el intervalo óptimo de las mismas, inclusive aumentar las frecuencias actuales.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 138 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

En cuanto a los planes de mantenimiento de los compresores, se recomienda que Pacific administre la estrategia y el plan, y no el contratista ejecutor, esto evita una posible pérdida del conocimiento ante un eventual cambio del contratista.

Entre los planes y visión en el manejo del mantenimiento basado en confiabilidad, la organización tiene el objetivo de optimizar los planes de mantenimiento, para lo cual se recomienda utilizar metodologías basadas en el riesgo como el RCM (Mantenimiento Centrado en Confiabilidad) o FMECAS (Análisis de Modos de Falla y Criticidad). Combinando estas metodologías con el RBI para los equipos de contención o recipientes a presión, se puede optimizar el mantenimiento, con énfasis en mantenimiento basado en condición, monitoreos periódicos o en línea si lo amerita y menos inspecciones intrusivas.

9.5. MODELO OPERATIVO PARA DEFINIR ESTRATEGIA DE MANTENIMIENTO

En este capítulo se describe en una forma sencilla un modelo para definir la estrategia de mantenimiento para plantas de proceso, en este caso, aplicable a plantas de gas natural basados en las mejores prácticas de la industria del petróleo y normativas citadas en el capítulo 9 de este documento.

Partimos del proceso de mejoramiento continuo mostrado en la Figura 19 del primer capítulo, en el cual es importante que la organización asegure su estructura de control de gestión en cada una de sus etapas y en todos los niveles de la organización.

9.5.1. SELECCIÓN DE TAREAS

En el proceso de definición de los tipos de tareas de mantenimiento es importante tener en cuenta los análisis de criticidad y los conceptos de confiabilidad de acuerdo a las características de los modos de falla, para identificar primero que la tarea sea técnicamente factible, y segundo, que de acuerdo al análisis de criticidad, la tarea cumpla con la evaluación costo-beneficio para ser aprobada.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 139 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12



Figura 43. Proceso de implantación de estrategias de mantenimiento

Partiendo de estas premisas, la Figura 43 muestra la misma Figura 19, resaltando la fase de selección de tareas. La figura 44 muestra el detalle del proceso de decisión para la selección de los tipos de tareas factibles para un plan óptimo de mantenimiento basado en evaluación de riesgos.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 140 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

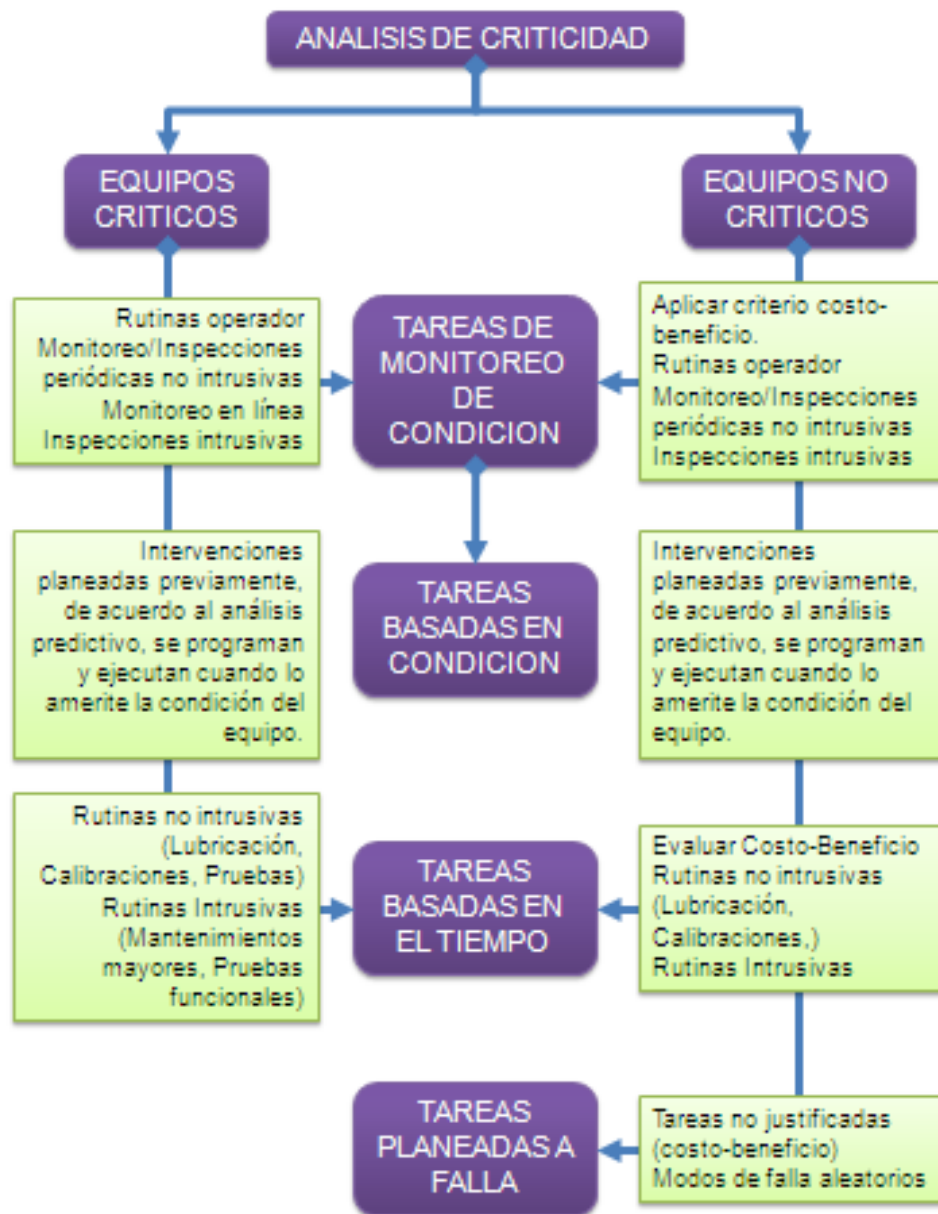


Figura 44. Proceso de decisión para identificar los tipos de tareas

Cuando se hace el análisis de criticidad, dependiendo de la metodologías a aplicar (RCM, RBI, SIS) y de las clases de equipos, la criticidad de los equipos se determina por la criticidad del modo de falla más alta encontrado. Es importante anotar que la razón de las tareas de mantenimiento o inspecciones es prevenir los modos de falla que se evalúan o a mitigar las consecuencias.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 141 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Dependiendo de esta criticidad, se entra a definir las tareas para mitigar el riesgo encontrado así:

9.5.1.1. Equipos Críticos

La primera opción dependiendo de la característica de la falla es encontrar tareas de monitoreo de condición, en primera instancia las que no requieren una competencia muy alta y que las puede hacer el operador, después aquellos monitoreos que por su condición de competencia, debe realizarlas personal capacitado. En este punto, si es posible, y por evaluación costo-efectividad, se puede implantar monitoreo en línea, que permite realizar seguimientos de un especialista desde su oficina y determinar la condición de un equipo en tiempo real.

Las tareas basadas en condición, mostradas en la Figura 44, son el resultado de los análisis de los monitoreos de condición realizados por un especialista en el tipo de equipo que se está monitoreando; quién determina el alcance preciso del mantenimiento y predice el tiempo máximo en el cual debe ejecutarse la tarea basada en condición, antes de llegar a una falla funcional.

Estos tipos de mantenimientos son los más óptimos en una evaluación costo-beneficio del mantenimiento, dado que por la criticidad de los equipos, las intervenciones intrusivas sólo se harían cuando la condición lo requiere, minimizando los impactos en la producción comparado con el mantenimiento periódico.

El mantenimiento programado aplica para los modos de falla relacionados con la edad, y se deben enfocar a rutinas que aseguran la confiabilidad de los equipos, como lubricaciones, calibraciones, limpieza. Las intervenciones mayores se definen si la organización no se cuenta con tecnologías de monitoreo de condición para las clases de equipos que aplica estos tipos de tareas. También se puede hacer una combinación con los monitoreos de condición, esto es, se definen las rutinas mayores con un intervalo por tiempo o estadística (ejemplo horas de operación o tiempo calendario) y con técnicas de monitoreo, se puede decidir si se adelanta o si se puede postergar este mantenimiento mayor, logrando un mejor éxito en la gestión, dado que se tendría planeado todo el mantenimiento y los requerimientos de repuestos, lo que asegura una ejecución más eficiente.

9.5.1.2. Equipos no críticos

Para estos equipos, también la primera opción dependiendo de la característica de la falla es encontrar tareas de monitoreo de condición por el operador. Si se requieren tareas de monitoreo de condición: debe realizarlas personal calificado; se debe realizar una evaluación costo beneficio para definir si se aprueba la tarea.

Las tareas basadas en condición, tienen el mismo concepto mencionado para los equipos críticos.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 142 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

Las tareas de mantenimiento programado, igualmente debe tener una evaluación de costo beneficio para aprobarse, salvo aquellas rutinas que se requieren para garantizar la confiabilidad como lubricación, limpieza, calibraciones, y que no requieren mayor consumo de horas-hombre.

Si no hay justificación de costo-beneficio en tareas proactivas, se puede decidir dejar correr a falla, sobre todo cuando los modos de falla son aleatorios y el desarrollo de las mismas es tan rápido que no permite un monitoreo. La diferencia de este mantenimiento con el reactivo, es que se identifica y la organización lo puede tener planeado en su CMMS y definir las necesidades de repuestos para cuando se presente, y así disminuir los tiempos de ejecución.

9.5.2. PLANEACIÓN, PROGRAMACIÓN

Una vez se han definido todas las tareas, aplicando las metodologías basadas en el riesgo sugeridas, se debe realizar la estructuración de los planes por equipo de acuerdo a como la organización lo maneja en el CMMS y dependiendo si las tareas generan parada de planta, parada de equipo o se puede realizar en línea.

Cada mantenimiento definido debe planearse en el sistema de administración de mantenimiento o CMMS para su gestión, incluyendo los procedimientos, acciones de seguridad a tener en cuenta en la ejecución de los trabajos, criterios de aceptación, horas hombre requerida y su especialidad, repuestos, etc.

Una vez planeado todos los trabajos requeridos, la organización puede hacer un pronóstico en el tiempo, realizar los ajustes necesarios para una adecuada nivelación de recursos en el tiempo y finalmente, tener su plan a corto, mediano y largo plazo.

La programación de los trabajos se va gestionando y actualizando a través del tiempo, teniendo en cuenta las necesidades de operaciones, de los clientes y la condición de los equipos.

9.5.3. EJECUCION ÓPTIMA

Al tener todas las posibles tareas definidas y planeadas en el CMMS, con las necesidades de personal y de repuestos, se minimizan los trabajos de emergencia y de urgencia, permitiendo que la organización de mantenimiento se enfoque en el mantenimiento planeado y en una mejor gestión en la eficiencia en la ejecución.

En esta fase, es importante la documentación apropiada de los trabajos, de acuerdo a lo definido por el personal de confiabilidad, donde cada orden de trabajo ejecutada debe tener un mínimo de información de mantenimiento y confiabilidad como: modo de falla, causa de falla, como se identificó la falla, el origen y tipo del trabajo, estado en el cual se encontró el equipo, metrología antes y después de reparar, estado en que el equipo queda con datos de acuerdo a los criterios de aceptación, tiempos reales de ejecución, etc.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 143 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

9.5.4. ANALISIS, REVISION, FEEDBACK

En esta fase, el personal de confiabilidad, con los datos obtenidos en la ejecución, datos de indicadores de confiabilidad como: la tasa de fallas, horas perdidas por fallas, los análisis de causa raíz para la eliminación de las fallas, entre otros; se realiza el análisis y la gestión de los activos para determinar la eficiencia de los planes de mantenimiento y los ajustes en frecuencias de mantenimiento, inspecciones y monitoreos. Con la información histórica debidamente estructurada y asegurada, se pueden realizar los modelamientos de confiabilidad y con la ayuda de un software que combine los estudios de confiabilidad con las metodologías como el RCM, se facilita la ejecución de esta fase.

Cuando los planes se han definido por metodologías basadas en el riesgo donde participo un equipo multidisciplinario, los cambios en estos planes, deben ser validados de acuerdo al proceso de Manejo del Cambio, MOC, que lleve la organización.

9.5.5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES GENERALES

Las tres plantas tienen programas de mantenimiento periódico de los equipos principales que implican parada de planta, basados en su experiencia y recomendaciones del fabricante. La aplicación de metodologías basadas en el riesgo como el RCM, RBI y SIS, utilizadas a nivel mundial, se viene utilizando por Equion, operador de Cusiana, no obstante, en el caso de Chevron, operador de Ballena, tiene una directriz corporativa a nivel mundial, y el programa de mantenimiento definido parte de un análisis de criticidad de los equipos. En el caso de La Creciente, Pacific tiene un plan de mejoramiento en gestión de mantenimiento para lograr consolidarse en un nivel proactivo.

A nivel general, se recomienda la utilización (o continuar con su uso en caso de Cusiana) de las metodologías basadas en el riesgo mencionadas arriba, con el propósito de optimizar aun más los programas de mantenimiento, combinándolos en lo posible con datos de confiabilidad de cada equipo para determinar intervalos óptimos de acuerdo al contexto operativo de cada planta, clave en soluciones de mantenimiento óptimos.

Un punto importante en estas optimizaciones es el tener un sistema eficiente de registro de datos de mantenimiento que permitan alimentar los cálculos requeridos de confiabilidad, para lo cual, la combinación de normas como ISO 14224, FMEA1739, SAE1011, y datos estadísticos de OREDA, ayudan a tener una estructura adecuada y sistemática de captura de datos para análisis de confiabilidad con los indicadores adecuados.

Una información que puede ser útil son los datos de OREDA para equipos similares a los que se tienen en cada planta, utilizando esta información de una manera adecuada, teniendo en cuenta algunas asunciones del modelo que se desee desarrollar, se puede

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 144 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

obtener resultados que permitan la optimización del plan de mantenimiento que se tenga en cada planta. Existen varios estudios que pueden ser consultados en la Web a manera de referencia para el desarrollo de los mismos.

En la definición de los planes de parada de planta para Cusiana, los equipos críticos a intervenir son los sometidos a presión, para lo cual, la metodología recomendable para definir los intervalos de parada es la Inspección Basada en el Riesgo, RBI, según API-580, API-581. Esta metodología, combinada con los estudios de RCM, puede determinar el alcance de cada parada de acuerdo a la criticidad evaluada. La tabla 63, muestra la criticidad en cuanto a impacto medido en MMSCFD de gas a nivel de sistema o unidad y los equipos principales por sistema.

TABLA 63. CRITICIDAD DE SISTEMAS POR IMPACTO EN MMSCFD EN GAS DE VENTA PLANTA CUSIANA					
UNIDAD	Descripción Sistema	Capacidad MMSCFD	Impacto por parada total MMSCFD	Equipos principales	OBSERVACIONES
SGP	TURBOCOMPRESOR DE GAS DULCE	270	270	KTB-26201	La máxima duración por la salida del turbocompresor, es de 6 horas, mientras se alinea el turbocompresor KTB-29301, utilizado en la inyección de gas.
SGP	SISTEMA AGUA CALIENTE	270	270	FH-6102	El horno, es controlado por metodología de RBI para determinar sus tiempos de inspección
AMINA 1	UNIDAD DE ENDULZAMIENTO CON AMINA 1	168	135	Intercambiadores, Torres contactoras, filtros tanques	La unidad podría salir por integridad en equipos sometidos a presión. Se controlan mediante metodologías RBI
AMINA 2	UNIDAD DE ENDULZAMIENTO CON AMINA 2	168	135	Intercambiadores, Torre contactoras, filtros tanques	La unidad podría salir por integridad en equipos sometidos a presión. Se controlan mediante metodologías RBI
SGP TE 1	UNIDAD TURBO EXPANDER 1	70	50	Turboexpansor. Recipientes, intercambiadores	Parte de la capacidad de esta unidad es asumida por las demás unidades
SGP TE 2	UNIDAD TURBO EXPANDER 2	70	50	Turboexpansor. Recipientes, intercambiadores	Parte de la capacidad de esta unidad es asumida por las demás unidades
SGP TE 3	UNIDAD TURBO EXPANDER 3	70	50	Turboexpansor. Recipientes, intercambiadores	Parte de la capacidad de esta unidad es asumida por las demás unidades

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN		DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE		HOJA No 145 DE 159
			REV 2, 9-FEB-12

TABLA 63. CRITICIDAD DE SISTEMAS POR IMPACTO EN MMSCFD EN GAS DE VENTA PLANTA CUSIANA					
UNIDAD	Descripción Sistema	Capacidad MMSCFD	Impacto por parada total MMSCFD	Equipos principales	OBSERVACIONES
SGP 68MM	SISTEMA DE GAS DE 68MMSCFD	68	40	K-86101 K86201	La unidad opera con dos compresores Boosting, la salida de uno de ellos, no causa impacto debido a la flexibilidad de operación en modo Jule Thompson. El impacto registrado es en el evento de la salida completa de esta unidad.
SGP 20MM	SISTEMA DE GAS DE 20MMSCFD	20	0	Recipientes a presión	El impacto por la salida de esta unidad la pueden asumir las demás unidades (Turboexpander 1, 2, 3 y SGP68MM)

En la Tabla 64, se indican los planes de parada a futuro (hasta el 2020) para la planta de Cusiana de acuerdo a la aplicación actual de metodologías como el RCM, RBI y SIS. Estos planes se afinan de acuerdo al comportamiento de la condición de equipo y se deben definir fechas por lo menos 6 meses antes de la parada, donde se deben cerrar la solicitud de nuevos trabajos a incluir durante la parada y terminar su planeación.

TABLA 64. PROGRAMA DE PARADAS DE PLANTA DE CUSIANA						
Sistema	Unidad	Descripción Unidad	Fecha Programada	Duración Estim, (Hr)	Equipos a intervenir	Observaciones
SGP LTOII		Planta de Gas LTOII.	ago-11	3	DP3 & TE # 3	PSVs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	ene-12	288	K-86101 MOH	MOH
TAR	AMINA I y II		ene-12	48	TAR AMINA I Y II CAMBIO DE FLEXITALICOS 160 MM	RBI
		INTEGRIDAD	ene-12		TAR Mejoramiento Medición	Electricidad y Control
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	feb-12	72	K-86201	RCMs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	abr-12	72	K-86201	RCMs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	sep-12	72	K-86101	RCMs
		INTEGRIDAD	sep-12	72	Reemplazo Nodos 11, 21 Y 22 Reemplazo Nodo 14 Separación - Demag	Electricidad y Control

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN		DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE		HOJA No 146 DE 159
			REV 2, 9-FEB-12

TABLA 64. PROGRAMA DE PARADAS DE PLANTA DE CUSIANA

Sistema	Unidad	Descripción Unidad	Fecha Programada	Duración Estim, (Hr)	Equipos a intervenir	Observaciones
TAR	AMINA I y II		oct-12	72	Parada Total Cambio UPS TAR AMINA I Y II CAMBIO DE FLEXITALICOS 160 MM	RBI
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	oct-12	72	K-86201	RCMs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	oct-12	2	K-86101 K-86201	SIL1
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2013	72	K-86201, 2 RCMs M07-K-86101, 2 RCMs	RCMs
SGP LTOI	TE1, TE2	Planta de Gas LTOI.	2013	240	TE 1 -MOH TE 2 -MOH	RBI
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2013	2	K-86101	SIL1 / SILA
SGP LTOI	TE1, TE2, SGP68MM	Planta de Gas LTOI.	2013	24	K-86201 K-86101 TE2 TE1	PSVs
SGP LTOII	TE3	Planta de Gas LTOII	2013	240	TE 3 MOH	RBI
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2014	72	M07-K-86101 K-86201, 2 RCMs M07-K-86101 K-86201	RCMs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2014	2	K-86101	SIL1
SGP LTOI	TE1, TE2, SGP68MM	Planta de Gas LTOI.	2014	24	K-86201 K-86101 TE 1 TE 2	PSVs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2015	240	K-86201	MOH
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2015	72	K-86201 M07-K-86101, 2 RCMs	RCMs

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN		DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE		HOJA No 147 DE 159
			REV 2, 9-FEB-12

TABLA 64. PROGRAMA DE PARADAS DE PLANTA DE CUSIANA

Sistema	Unidad	Descripción Unidad	Fecha Programada	Duración Estim, (Hr)	Equipos a intervenir	Observaciones
SGP LTOI	TE1	Planta de Gas LTOI.	2015	192	Mantenimiento General TE 1	RBI
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2015	2	K-86101	SIL1 / SILA
SGP LTOI	TE1, TE2, SGP68MM	Planta de Gas LTOI.	2015	24	K-86201 K-86101 TE 1 TE 2	PSVs
SGP LTOII	TE3	Planta de Gas LTOII	2015	192	Mantenimiento General TE 3	RBI
TAR	TE3		2015		Inspección Mayor LTO II	
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2016	240	K-86201	MOH
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2016	72	K-86101 K-86201, 2 RCMs	RCMs
SGP LTOI	TE2	Planta de Gas LTOI.	2016	120	Mantenimiento general TE 2	RBI
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2016	2	K-86101	SIL1
SGP LTOI	TE1, TE2, SGP68MM	Planta de Gas LTOI.	2016	12	K-86201 K-86101 TE1 TE2	PSVs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2017	72	K-85201 K-86201, 2 RCMs M07-K-86101, 2 RCMs	RCMs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2017	2	K-86101	SIL1 / SILA
SGP LTOI	TE1, TE2, SGP68MM	Planta de Gas LTOI.	2017	12	K-86201 K-86101 TE1 TE2	PSVs

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN		DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE		HOJA No 148 DE 159
			REV 2, 9-FEB-12

TABLA 64. PROGRAMA DE PARADAS DE PLANTA DE CUSIANA

Sistema	Unidad	Descripción Unidad	Fecha Programada	Duración Estim, (Hr)	Equipos a intervenir	Observaciones
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2018	72	K-86201,2 RCMs M07-K-86101,2 RCMs K-86201,2 RCMs	RCMs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2018	72	K-86201, 2 RCMs M07-K-86101, 2 RCMs	RCMs
SGP LTOI	TE1, TE2	Planta de Gas LTOI.	2018	240	TE 1 MOH,240 Hrs TE MOH,240 Hrs	RBI
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2018	2	K-86101	SIL1
SGP LTOI	TE1, TE2, SGP68MM	Planta de Gas LTOI.	2018	12	K-86201 K-86101 TE2 TE1	PSVs
SGP LTOII	TE3	Planta de Gas LTOII	2018	240	TE 3 MOH	RBI
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2019	2	K-86101	SIL1 / SILA
SGP LTOI	TE1, TE2, SGP68MM	Planta de Gas LTOI.	2019	12	K-86201 K-86101 TE1 TE2	PSVs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2020	240	K-86201 K-86101	MOH
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2020	72	M07-K-86101 M08-K-86201	RCMs
SGP LTOI	SGP 68MM	Planta de Gas LTOI.	2020	2	K-86101	SIL1
SGP LTOI	TE1, TE2, SGP68MM	Planta de Gas LTOI.	2020	12	K-86201 K-86101 TE1 TE2	PSVs

NOTA GENERAL: Para definir la fecha exacta de la parada, se hace de acuerdo a la condición presentada de los equipos mediante análisis de datos de inspección en el caso de equipos sometidos a presión (metodología RBI), y del monitoreo de condición en equipo mecánico, por lo menos 6 meses antes de la parada. Esta fecha es acordada en el CNO y CREG.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN		DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE		HOJA No 149 DE 159
			REV 2, 9-FEB-12

Para la planta de Ballena, los equipos críticos son los trenes de compresión, para lo cual Chevron tiene montado el mantenimiento basado en condición, y el monitoreo en línea de los turbocompresores, el corazón de la planta. La aplicación del RCM podría llevarlos a una optimización del mantenimiento de los equipos asociados a los turbocompresores, brindándoles la posibilidad de identificar todos los modos potenciales de falla con la definición de tareas que pueden ser planeadas con anticipación en el CMMS respectivo.

La tabla 65, muestra la criticidad de los sistemas de compresión de acuerdo al impacto en la producción en millones de pies cúbicos de gas por día (MMSCFD).

TABLA 65. CRITICIDAD DE SISTEMAS POR IMPACTO EN MMSCFD EN GAS DE VENTA PLANTA BALLENA					
Sistema	Descripción Sistema	Capacidad MMSCFD	Impacto por parada MMSCFD	Equipos principales	OBSERVACIONES
TREN A	Tren de compresión A	420	186	Turbina, gearbox, compresor.	Requerimiento total de la planta es de 606 MMSCF
TREN B	Tren de compresión B	420	186	Turbina, gearbox, compresor.	Requerimiento total de la planta es de 606 MMSCF
	Cada tren de compresión tiene asociado aero-enfriadores para enfriamiento del gas, cuyos ventiladores son conducidos por motores eléctricos. Estos equipos manejan redundancia para bajar su criticidad ante una falla de los mismos.				
NOTA: Los datos de capacidad total requerida y por equipo fueron suministrados por el personal de confiabilidad de la planta.					

En la tabla 66, se indican el programa de mantenimiento definido por Chevron para los trenes de compresión de acuerdo a horas de operación de los equipos compresores. De acuerdo a la condición presentada por los equipos, la frecuencia puede extenderse, para la cual se debe acordar fecha definitiva por lo menos 6 meses antes.

TABLA 66. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO CRITICOS PLANTA BALLENA						
Sistema	Descripción Equipo	Frecuencia (Horas)	Fecha Programa	Duración Estimada (Hr)	Alcance General	Observaciones
TREN A	Tren A de compresión	2000		24	Estas rutinas se realizan en promedio cada 2000 a 2200 horas, para realizar actividades de inspecciones y mantenimientos rutinarios recomendados por el	Las frecuencias de estas rutinas pueden optimizarse aplicando la metodología basada en el riesgo, como el RCM, con los datos de
TREN A	Tren A de compresión	4000		96		
TREN A	Tren A de compresión	6000		24		
TREN A	Tren A de compresión	8000		96		

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 150 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

TABLA 66. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO CRITICOS PLANTA BALLENA

Sistema	Descripción Equipo	Frecuencia (Horas)	Fecha Programa	Duración Estimada (Hr)	Alcance General	Observaciones
TREN A	Tren A de compresión	10000		36	fabricante y experiencia similares en Chevron. El alcance puede variar de acuerdo a la condición del monitoreo en línea.	confiabilidad que manejan actualmente y la experiencia del personal de Chevron. La fecha depende de las horas de operación.
TREN A	Tren A de compresión	12000		84		
TREN A	Tren A de compresión	14200		24		
TREN A	Tren A de compresión	16400		72		
TREN A	Tren A de compresión	21000		56		
TREN A	Tren A de compresión	30000			MANTENIMIENTO MAYOR (Overhaul)	Basado en el análisis de condición por el monitoreo en línea, se pretende llevar hasta las 35000 Horas
			jun-12		Re-stage compresor: Cambio de rotor del compresor a mayor número de etapas	Cambio
TREN A	Tren A de compresión		sep-12		Exchange turbina: Actividad de mantenimiento de turbina.	Cambio
TREN B	Tren B de compresión	2000		24	Estas rutinas se realizan en promedio cada 2000 a 2200 horas, para realizar actividades de inspecciones y mantenimientos rutinarios recomendados por el fabricante y experiencia similares en Chevron. El alcance puede variar de acuerdo a la condición del monitoreo en línea.	Las frecuencias de estas rutinas pueden optimizarse aplicando la metodología basada en el riesgo, como el RCM, con los datos de confiabilidad que manejan actualmente y la experiencia del personal de Chevron. La fecha depende de las horas de operación.
TREN B	Tren B de compresión	4000		96		
TREN B	Tren B de compresión	6000		24		
TREN B	Tren B de compresión	8000		96		
TREN B	Tren B de compresión	10000		36		
TREN B	Tren B de compresión	12000		84		
TREN B	Tren B de compresión	14200		24		
TREN B	Tren B de compresión	16400		72		
TREN B	Tren B de compresión	21000		56		
TREN B	Tren B de compresión	30000			MANTENIMIENTO MAYOR (Overhaul)	Basado en el análisis de condición por el monitoreo en línea, se pretende llevar hasta las 35000 Horas
TREN B	Tren B de compresión		jun-12		Re-stage compresor: Cambio de rotor del compresor a mayor número de etapas	Cambio. Información suministrada

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN		DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE		HOJA No 151 DE 159
			REV 2, 9-FEB-12

TABLA 66. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO CRITICOS PLANTA BALLENA

Sistema	Descripción Equipo	Frecuencia (Horas)	Fecha Programa	Duración Estimada (Hr)	Alcance General	Observaciones
TREN B	Tren B de compresión		2013		Exchange turbina: Actividad de mantenimiento de turbina.	Cambio

Para la Creciente, la definición de las paradas de planta están asociados a los equipos sometidos a presión, para lo cual, la metodología recomendable para definir los intervalos de parada es la Inspección Basada en el Riesgo, RBI, según API-580, API-581. Esta metodología, combinada con los estudios de RCM, puede determinar el alcance de cada parada de acuerdo a la criticidad evaluada.

La Tabla 67 muestra la criticidad de los equipos medidos en impacto en la producción en MMSCFD de gas, lo cual indica que en términos generales, es la planta de menos impacto en la producción de gas a nivel nacional.

TABLA 67. CRITICIDAD DE EQUIPOS POR IMPACTO EN MMSCFD EN GAS DE VENTA PLANTA LA CRECIENTE

Equipo	Descripción Sistema	Capacidad MMSCFD	Impacto por parada total MMSCFD	Equipos principales	OBSERVACIONES
400000373	Separador de Producción V-101	60	5		Dependiendo de los requerimientos, la planta podría llegar a satisfacer la demanda, de acuerdo a la producción actual.
400000372	Separador de Prueba V-100	60	5		Dependiendo de los requerimientos, la planta podría llegar a satisfacer la demanda, de acuerdo a la producción actual.
400000573	Separador Frio V110- A	60	5		Dependiendo de los requerimientos, la planta podría llegar a satisfacer la demanda, de acuerdo a la producción actual.
400000574	Separador Frio V110- B	60	5		Dependiendo de los requerimientos, la planta podría llegar a satisfacer la demanda, de acuerdo a la producción actual.
400000375	Torre contactora de Glicol C-100A	60	5		Dependiendo de los requerimientos, la planta podría llegar a satisfacer la demanda, de acuerdo a la

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 152 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

TABLA 67. CRITICIDAD DE EQUIPOS POR IMPACTO EN MMSCFD EN GAS DE VENTA PLANTA LA CRECIENTE

Equipo	Descripción Sistema	Capacidad MMSCFD	Impacto por parada total MMSCFD	Equipos principales	OBSERVACIONES
					producción actual.
400000376	Torre Contactora de Glicol C-100B	60	5		Dependiendo de los requerimientos, la planta podría llegar a satisfacer la demanda, de acuerdo a la producción actual.
400000374	Scrubber de Ventas V-102	60	0		La planta tiene facilidad para manejar la producción por un by-pass del scrubber.
	Sistema de compresión de gas			3 unidades de compresión, Motor-compresor	La planta opera con dos de los tres compresores, permitiendo que uno de ellos esté por mantenimiento sin afectar la producción.
	Actualmente se está montando un tren paralelo de producción con separadores y torres, para dar mayor flexibilidad a la planta y aumentar su producción a 80MMSCFD.				

NOTA: Los datos de capacidad total y por equipo fueron suministrados por el personal de operación de la planta.

La Tabla 68, muestra el programa de paradas planteado para la planta La Creciente. Aplicando estudios de Inspección Basada en el Riesgo, estos intervalos podrían ampliarse de acuerdo a los resultados de las inspecciones realizadas.

TABLA 68. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO CRITICOS PLANTA LA CRECIENTE

Equipo	Descripción Equipo	Frecuencia	Alcance General	Observaciones
400000373	Separador de Producción V-101	Anual	Inspección interior por integridad	Aplicando estudios de RBI, y de acuerdo a la condición por integridad, se podría aumentar la frecuencia de inspección intrusiva.
400000372	Separador de Prueba V-100	Anual	Inspección interior por integridad	
400000573	Separador Frio V110- A	Anual	Inspección interior por integridad	
400000574	Separador Frio V110- B	Anual	Inspección interior por integridad	
400000375	Torre contactora de Glicol C-100A	Anual	Inspección interior por integridad	

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 153 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

TABLA 68. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO DE EQUIPO CRITICOS PLANTA LA CRECIENTE				
Equipo	Descripcion Equipo	Frecuencia	Alcance General	Observaciones
400000376	Torre Contactora de Glicol C-100B	Anual	Inspección interior por integridad	
400000374	Scrubber de Ventas V-102	Anual	Inspección interior por integridad	
	Compresores de gas		No se tiene información del plan de mantenimiento.	Podría aplicarse estudios de RCM para definirse las frecuencias de mantenimiento óptimas

Como conclusión en cuanto a la definición del programa de paradas de planta, en Cusiana y La Creciente, los equipos que mas impactan son los sometidos a presión siendo el desarrollo de las fallas para estos tipos de equipos lento, lo cual permite afinar las fechas en un término no menor a seis meses.

Para la planta de Ballena, los equipos más críticos son los trenes de compresión, donde el desarrollo de las fallas es un poco menos lento que para los equipos sometidos a presión, por lo cual la definición de la fecha de las paradas de planta debe ser en periodo no menor a un mes.

En cada parada programada debe relacionarse las horas en las cuales la planta o sistemas van a estar fuera de línea y el impacto estimado en cuanto a producción de gas.

En términos generales para las tres plantas, una vez definido cada alcance de parada, se debe aplicar las mejores prácticas de la gestión de paradas de planta, como el nombramiento del líder 18 meses antes de la parada, talleres de cuestionamiento de alcance y análisis de ruta crítica, para alcanzar los objetivos propuestos y cumplir con los tiempos estipulados.

La retro-alimentación continua de lo realizado contra el plan, permite hacer los ajustes requeridos para el cumplimiento de los planes de producción.

En cuanto a los eventos no programados de los equipos que impactan en la venta de gas, se recomienda llevar un indicador de horas no programadas con metas y objetivos específicos, y que pueden ser tenidos en cuenta en los acuerdos de disponibilidad con la CREG.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 154 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

9.6. GLOSARIO

9.6.1. TÉRMINOS Y DEFINICIONES

- **Activo (Asset):** Los edificios, planta, maquinaria y otros ítems permanentes requeridos por el usuario para producir y suministrar un producto.
- **Característica de falla:** Propiedades generales (patrón de falla y comportamiento) de un modo de falla o número de modos de fallas.
- **Causa de Falla:** Circunstancia durante el diseño, manufactura o uso que conlleva a una falla.
- **Condition Based Maintenance (CBM):** Mantenimiento Basado en Condición.
- **Condition Monitoring (Monitoreo de Condición):** La medición continua o periódica y la interpretación de la información que indica la condición de un ítem y determinar la necesidad de su mantenimiento.
- **Confiabilidad:** La probabilidad que un ítem pueda desempeñar una función requerida bajo unas condiciones dadas para un intervalo de tiempo dado.
- **Consecuencia de falla:** Daño o daño potencial de una falla de una planta para la seguridad, economía o ambiente.
- **Criticidad:** Medición del riesgo anual de un ítem bajo las siguientes asunciones: i) no mantenimiento, ii) independiente de inspección, y iii) considerando la falla no revelada de la función de protección.
- **Criticidad, clasificación:** Clasificación de la criticidad con un indicador alfa-numérico.
- **Defecto:** Condición anormal que puede causar una reducción o pérdida de la capacidad de un ítem de realizar una función requerida.
- **Disponibilidad:** La habilidad de un ítem para estar en un estado de desempeñar una función requerida bajo unas condiciones dadas en un instante o intervalo dado de tiempo, asumiendo que los recursos externos requeridos son suministrados.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 155 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

- **Estrategia de Mantenimiento:** La política adoptada en un plan de mantenimiento para poder lograr los objetivos del negocio. Resulta en las opciones de mantenimiento para un ítem en particular.
- **Failure Mode and Effects Analysis (FMEA):** Un método cualitativo de análisis de confiabilidad el cual involucra el estudio de los modos de falla que pueden existir en cada componente de un ítem y la determinación de los efectos de cada modo de falla sobre otros componentes y sobre la función requerida del ítem.
- **Falla Funcional:** La terminación de la habilidad de un ítem para realizar una función requerida, o su comportamiento no está de acuerdo con los requerimientos específicos.
- **Falla No Revelada:** Cualquier falla cuya ocurrencia puede ser solo detectada por falla a una función en demanda, o por inspección, o por una prueba. También se conoce como Falla Oculta, Durmiente o Encubierta.
- **Falla Revelada:** La ocurrencia de la falla es obvia por la terminación de la habilidad de ítem afectado para realizar su función requerida. También se conoce como falla evidente.
- **Función:** Un propósito específico de una entidad o su acción característica.
- **Functional Failure Analysis (FFA):** Análisis de Falla Funcional. Un método analítico para valorar cualitativa y cuantitativamente los efectos de falla de cada modo de falla identificado en un sistema de proceso.
- **Inspección:** Actividades tales como medición, exámenes, pruebas, cálculos de una o más características de un producto o servicio y compararlos con los requerimientos específicos para determinar una conformidad.
- **Inspección no intrusiva:** Inspecciones que se realizan con el equipo en línea.
- **Integridad:** Integridad técnica de un sistema existe cuando bajo unas condiciones de operación específica, no hay riesgo posible que su falla afecten las personas, el ambiente o el valor del activo.
- **Lazos de corrosión:** Permite describir, entender y controlar mecanismos de degradación de una planta. Se definen teniendo en cuenta las mismas condiciones de proceso, los mismos mecanismos de falla y el mismo criterio de selección de materiales.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 156 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

- **Mantenimiento:** Combinación de todas las acciones técnicas y administrativas asociadas, incluyendo acciones de supervisión, para retener o restaurar un equipo a un estado en el cual pueda realizar una función requerida.
- **Mantenimiento Basado en Condición:** Ver Condition Based Maintenance (CBM).
- **Mantenimiento No Planeado:** Mantenimiento llevado a cabo sin un plan predeterminado.
- **Mantenimiento Planeado:** El mantenimiento organizado y ejecutado con un plan predeterminado previamente preparado, controlado y registrado.
- **Mantenimiento Predictivo:** Mantenimiento proactivo realizado de acuerdo a la necesidad producto de un monitoreo de condición.
- **Mantenimiento Proactivo:** El mantenimiento planeado llevado a cabo a un intervalo predeterminado o correspondiente a criterio establecido (condición) y con la intención de reducir la probabilidad de falla o la degradación del desempeño de un ítem. También se conoce como la agrupación del mantenimiento preventivo y predictivo.
- **Mantenimiento Programado:** Mantenimiento preventivo realizado de acuerdo con un tiempo establecido. En ciertas instancias, de acuerdo a una estadística llevada como, horas de operación, distancia recorrida, etc.
- **Mantenimiento Reactivo:** Mantenimiento realizado después de que una falla ha ocurrido y se intenta restaurar un ítem a un estado en el cual puede desempeñar su función. También conocido como Mantenimiento Correctivo, a Rotura o basado en fallas.
- **Mean Time Between Failure (MTBF):** Ver Tiempo Medio Entre Falla (TMEF).
- **Mecanismo de Falla:** Proceso físico, químico u otro, que resulta en una falla.
- **Mitigación:** Hacer una consecuencia menos severa o aliviarla.
- **Modo de Falla:** Una descripción cualitativa de cómo un ítem puede fallar (Ej.: fuga por sello, filtro taponado, rodamiento pegado, etc.)
- **Non-intrusive inspection:** Ver Inspección No Intrusiva.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 157 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

- **Probabilidad de Falla:** La medida de la posibilidad de ocurrencia de una falla. Dependiendo de la metodología usada, los términos más específicos son: Susceptibilidad a Fallar (RBI), Tiempo Estimado Entre Falla (RCM), Rata de Demanda (SIS).
- **Probabilidad de Falla en Demanda:** La probabilidad de que un ítem falle para responder a una demanda. Adimensional.
- **Prueba:** Operación técnica que consiste en la determinación de una o más características de un producto, proceso o servicio dado, de acuerdo a un procedimiento específico.
- **Riesgo:** Combinación de la probabilidad o frecuencia de la ocurrencia de un peligro definido y la magnitud de la consecuencia de lo ocurrido.
- **Riesgo, Valoración:** El análisis integrado del riesgo inherente en un producto, sistema o planta y su importancia en un contexto apropiado.
- **Reliability Centred Maintenance (RCM):** Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, como un proceso estructurado y soportado en una decisión multidisciplinaria para la determinación costo-efectivo de los requerimientos óptimos de mantenimiento de un cualquier activo físico en su contexto operacional.
- **Risk Based Inspection (RBI):** Metodología basada en el riesgo de falla, para determinar la estrategia de inspección para cualquier activo físico en su contexto de mantenimiento.
- **Tiempo Medio Entre Falla (TMEF):** Promedio de tiempo entre fallas, usualmente se asume el tiempo de reparación como cero o despreciable. Para ítems no reparables, el similar Tiempo Medio Para Fallar (TMPF) es usado.
- **TIE-INS:** Puntos de interconexión (tuberías).
- **Valoración Cuantitativa del Riesgo:** Propuesta estructurada para la identificación de eventos potenciales peligrosos, estimando su probabilidad y las consecuencias de los eventos de peligro hacia las personas, ambiente y recursos.

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
	EVALUACIÓN MANTENIMIENTO PROGRAMADO DE CAMPOS DE GAS DE CUSIANA, LA GUAJIRA Y LA CRECIENTE	HOJA No 158 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

9.6.2. ABREVIACIONES

ACR	Análisis de Causa Raíz de Falla (RCA)
ALARP	As Low As Reasonably Practicable
API	American Petroleum Institute
CBM	Condition Based Maintenance (Mantenimiento Basado en Condición)
CMMS	Computerized Maintenance Management System.
CREG	Comisión DE Regulación de Energía y Gas
CNO	Consejo Nacional de Operación
HAZOP	HAZard & OPerability
HSE	Health Safety Environment
LTOI	Long Term Operation I (Ver SGP LTOI)
LTOII	Long Term Operation II (Ver SGP LTOII)
ME	Mantenimiento Mejorativo.
MTBF	Mean Time Between Failure [Utilizar TMEF]
NDT	Non Destructive Testing
PD	Mantenimiento Predictivo [Maintenance Predictive]
PFS	Process Flow Scheme
P&ID	Piping & Instrument Diagram
PM	Planned Maintenance (Mantenimiento Planeado) Proactive Maintenance (Mantenimiento Proactivo) Preventive Maintenance (Mantenimiento Preventivo)
PV	Mantenimiento Preventivo.
RBI	Risk Based Inspection [Inspección Basada en el Riesgo]
RCA	Root Cause Analysis. (Utilizar la sigla ACR: Análisis de Causa Raíz de Falla)
RCM	Reliability Centred Maintenance [Mantenimiento Centrado en Confiabilidad]
SD	Shut Down, Parada de equipo, sistema o planta.
SGP	Planta Principal de Gas, CPF Cusiana
SGP LTOI	Sistema Principal de Gas, CPF Cusiana Fase I, capacidad 200MMSCFD

	SERVICIO DE CONSULTORÍA PARA LA ACTUALIZACIÓN DEL ESTUDIO DE CONFIABILIDAD Y PROFUNDIZACIÓN EN EL ANÁLISIS DE LOS RIESGOS DE CONTINUIDAD DEL SERVICIO ASOCIADOS A LA INFRAESTRUCTURA DE SUMINISTRO EN LOS CAMPOS DE PRODUCCIÓN	DOCUMENTO N° EIS-IN-X-010
		HOJA No 159 DE 159
		REV 2, 9-FEB-12

SGP LTOII Sistema Principal de Gas, CPF Cusiana Fase II, capacidad 70MMSCFD

SIL Safety Integrity Level

SIS Safety Instrumented System