

**LOS HÍBRIDOS ORGANIZACIONALES EN EL SUMINISTRO
DE ENERGÍA A CAMPOS PETROLEROS DE COLOMBIA**

ERIC JESÚS DÁVILA VÍDES

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE ADMINISTRACION
ESCUELA DE POSGRADOS
BOGOTA D.C., 6 de Junio de 2006**

**LOS HÍBRIDOS ORGANIZACIONALES EN EL SUMINISTRO
DE ENERGÍA A CAMPOS PETROLEROS DE COLOMBIA**

Eric Jesús Dávila Vides

Código: 200328029

Proyecto de Grado presentado como requisito para optar el título de Magíster en
Administración (MBA)

Asesor de Trabajo de Grado:

Clemente Forero Pineda

**UNIVERSIDAD DE LOS ANDES
FACULTAD DE ADMINISTRACION
ESCUELA DE POSGRADOS
BOGOTA D.C., 6 de Junio de 2006**

Nota de Aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá, 6 de Junio de 2006

DEDICATORIA

A mi esposa Gladys Sofía, a mis hijos Hilda Sofía, Erika Andrea, y Erick Julián

A mis padres Mercedes y Heriberto

Y a mis hermanos José, Amparo, Nancy, Jairo y Heriberto.

Eric

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a los profesionales de ECOPETROL S.A., de sus compañías asociadas, y de las electrificadoras regionales, en Colombia, por su valiosa colaboración en la germinación de algunas de estas ideas, en la configuración de los acuerdos de estas formas híbridas y sobre todo en la ejecución real de los proyectos analizados en este estudio. En especial, teniendo en cuenta que ninguno de nosotros sabíamos que existía algo que se llamara forma híbrida.

Dicho lo anterior, el autor expresa su agradecimiento a los profesores de la Maestría de Administración de la Universidad de los Andes, sin los cuales este trabajo no se hubiera podido realizar. Fueron fundamentales las enseñanzas sobre teoría de la firma, teoría organizacional, mercados de capitales y administración, de los profesores Clemente Forero, Rafael Bautista, Eduardo Wills, Javier Serrano, José María del Castillo y Amparo Jiménez. Mención especial merece el profesor Clemente Forero quien con mucha dedicación me insistió en referenciar en forma estricta las fuentes de cada idea expuesta en este trabajo y quien mediante sus amables tertulias personales me permitió organizar y explicar muchas de las ideas realizadas en el mundo real utilizando el enfoque de la teoría de la firma y más específicamente de la teoría de los costos de transacción. El Profesor Forero también me ayudó en la revisión de la literatura, señaló numerosos trabajos relacionados con el tema y releyó varias veces el manuscrito completo formulando las correcciones al estilo y al contenido de este trabajo.

Así mismo quedo en deuda con los funcionarios y colegas de ECOPETROL S.A. que me alentaron y apoyaron el patrocinio de la empresa para la realización de los estudios de este MBA. En primer lugar agradezco al Doctor Nelson Navarrete,

Vicepresidente de Producción de ECOPETROL S.A. por considerar que la realización de este estudio MBA sería de gran ayuda para la empresa. También agradezco al Doctor Mauricio Salgar, Director General de Operaciones de ECOPETROL S.A. por creer y apoyar la Estrategia Integral de Energía para ECOPETROL S.A. y sus empresas asociadas en Colombia. El apoyo recibido por el Doctor Oscar Villadiego, Gerente Técnico de Producción fue muy valioso por su confianza y apoyo durante la realización de esta maestría y por su incondicional entusiasmo y fe en todos los proyectos que se realizaron en los campos e instalaciones en todo el país. La mayoría de los proyectos en ejecución no hubieran sido posible sin el apoyo de los cuatro Gerentes Regionales de Producción de Colombia que tiene ECOPETROL S.A. Ellos son: Nelson Alberto Castañeda, Roberto Díaz, Gabriel Osorio y Ricardo Coral. En varios de los campos de producción se recibió un gran apoyo de los Superintendentes, Jefes de Departamento y otros funcionarios dentro de los cuales es justo mencionar en el área de Cantagallo y Casabe a Juan Fernando Ardila, Didier Saldarriaga, Alonso Amaya, Leonel Rangel, Alfonso Quintero, Luis Hernando Forero, Rosaura Garavito y Roberto Carlos Robles. En el área de El Centro fue muy importante el apoyo de Luis Miguel Jiménez, Carlos Julio Salcedo, Ulises Quintero y Ariel Olarte. Considero que el voto de confianza permanente de mi amigo y jefe Edgar Gómez Torres tuvo una grata influencia en este trabajo. Este mismo sentimiento lo expreso para mi amigo y jefe, ya fallecido, Jorge Peña Castro, quien siempre se arriesgó a apoyar varios de los proyectos en los momentos iniciales en que la organización no creía mucho en la viabilidad de los mismos. En el área de Provincia fue de gran ayuda el apoyo de algunas personas que ya no laboran en ECOPETROL S.A. como Luis Alfonso Esteban, Fernando Becerra, Clemente Bustos, y otras que aún laboran en la empresa como Oscar Mercado, Carlos Becerra y Rodrigo Manzano. En los primeros casos ejecutados cuatro años antes de iniciar los estudios de MBA fue de gran ayuda el respaldo de los Vicepresidentes de producción y de asociadas que en ese entonces eran los Doctores Paul Aguas Sierra, Lisímaco Martínez y Alvaro Rocha. En el área de

Orito se recibió el apoyo de José Armando Pérez y Maricela Herrera. En el área de Neiva fue muy valioso el apoyo de Alberto Tello, Héctor Augusto Castaño, Hugo Alexander Peña, Rodrigo Quiceno, Aleck Santamaría, Ayde Mary Ramírez y Nayibe Manrique. En el área de Apiay y Castilla y en todos los Llanos Orientales se recibió el apoyo de Jorge Parra, Jaime Alberto Acuña, Juan Carlos Vásquez, Julio Cesar Penagos, Edward Ribero, Benjamín Carrillo, Edgar Paternina y Maria Cristina Bernal. El grupo de nuevas oportunidades de negocio también apoyaron las iniciativas de esta región, ellos son Carlos Martín Ramírez y Cesar Cáceres. En el área de la gerencia regional Norte se hizo un buen equipo con Milene Bernal, Jorge Enrique Yánez, Carlos Mario Rendón, Rolando Parra, Edgar Colmenares y Julián Enrique Díaz. En varias regiones de producción fue importante el apoyo de Cristian Gelvez, David Durán, Orlando Uribe, Pedro Ayala, Diego Reyes, Rafael Quintero, Juan Carlos Moreno, Maria Isabel Dussan, Walter Núñez, Mary Luz Salamanca, Germán Ayala y Nelson Jaimes, quien ahora labora en BP. Del personal del área de perforación se recibió el apoyo en varias fases de los proyectos de Orlando Mercado, Iván Arbeláez y Carlos Vega. De yacimientos se hizo un buen equipo con Alberto Flórez. De exploración se recibió el apoyo de Pedro Luna y Andrés Mantilla.

En el área financiera se contó con el soporte del anterior Vicepresidente Financiero Carlos Alberto Sandoval y del actual, Rubén Darío Velásquez; así como de varios de sus funcionarios como Patricia Rojas y Alejandro Pinzón. De Planeación Corporativa siempre se contó con las sabias sugerencias de Oscar Bravo. La realización de varios de los proyectos no hubiera sido posible sin la confianza con la que siempre se ha contado de parte de los diferentes jefes y funcionarios del Departamento de Presupuesto de ECOPETROL S.A. Sin este voto de confianza no se hubieran podido realizar muchos de los proyectos híbridos, que son de largo plazo, y que requieren de la aprobación previa del Ministerio de Minas, del Ministerio de Hacienda, de Planeación Nacional y del CONFIS. Las personas que más nos apoyaron en el Departamento de

Presupuesto fueron Juan Manuel Páez, anterior jefe de presupuesto, Bernardo Castro, actual jefe de presupuesto, Heriberto Campos e Iván Augusto Mora.

Aunque los esquemas híbridos tienen por fin obtener mejores beneficios económicos que están relacionados con la selección de los esquemas organizacionales más adecuados, la mayoría de estos acuerdos se formalizan mediante contratos. Por ello, la participación de los funcionarios de la Dirección Jurídica de ECOPETROL S.A. ha sido fundamental para poder concretar cada uno de los casos estudiados. Un listado de algunos de los abogados que han apoyado estas iniciativas son los siguientes: Kenneth May, Jaime Pineda, Rodolfo García, Claudia de Francisco, Camilo Vela, Ayde Mary Ramírez, Nayibe Manrique, Mirella Ciardelli, Rafael Manrique, Flavio Useche, Donaldo Ariza, Maritza Olivares, Víctor Pérez, Martha Sierra, María Pilar Gaitán y Alberto Guzmán. Del área de Contratación, ahora denominada Gerencia Administrativa, se recibió el apoyo incondicional de Pedro Nel Duarte, Dora Marcela Londoño, Carlos Eduardo Nieto Vélez, Pedro Vicente Sánchez, Ludwig Wilson, Ivan Bolivar y Ayde Mary Ramírez Tello.

En el área de Refinerías agradezco las enseñanzas ofrecidas por Jorge Enrique Arias, Diego Marulanda, Javier Rodríguez, José Fernando Oke, Jorge Hernández, Uriel Palma, Omar Giovanni Vega, y por los gerentes Jorge Lozano, Luis Antonio Joya, Antonio Escalante y Diógenes Rueda. También fue muy importante el apoyo de los tres Vicepresidentes de Refinación y Petroquímica Federico Maya, Felipe Castilla y José Luis Saavedra.

En la Vicepresidencia de Transportes quedo agradecido con los operadores e ingenieros de las 32 estaciones que operan por todo el país y en especial con el Ingeniero Santiago Ramos quien maneja en forma muy eficiente la estrategia de energía en esa Vicepresidencia. También es importante mencionar a “dos socios especiales” con los que hemos administrado el suministro de energía para todos

los centros de ECOPETROL S.A. en el país en los últimos 3 años. Ellos son Oscar Trujillo, Gerente de Poliductos y Martha Leal, su asistente, sin cuya ayuda no se hubiera podido realizar la gestión tan compleja de integrar en un solo contrato el suministro de energía para 45 centros de consumo. Por otro lado, el trabajo conjunto con Jorge Alberto Castiblanco, Gerente de Poliductos y su asistente Doris Helena Corzo ha permitido realizar algunos proyectos en estaciones que transportan crudo. El apoyo del actual Vicepresidente de Transportes, Pedro Alfonso Rosales, y de los anteriores Paul Aguas Sierra, Carlos Benavides y Fernando La Rotta ha sido de gran valor. Aunque ya no laboran en esa Vicepresidencia fue de gran ayuda para obtener que se llevaran a cabo ciertos proyectos el apoyo de José Rafael Unda, Leonel Vélez, Nancy Medina, Mario Fernández y Daniel Trujillo.

En el Instituto Colombiano del Petróleo, se ha contado con el apoyo del actual Director Orlando Díaz, y de varios de los profesionales dentro de los cuales se destacan Luz Edelmira Afanador, Omar Cáceres, Fabio Hernández, Flaminio Guarín, Alvaro Prada y Manuel Cristancho.

En la Vicepresidencia de Comercio y Gas se ha obtenido siempre el acompañamiento de la Gerencia de Gas encabezada por Claudia Castellanos y por los funcionarios que se encargan del suministro del gas por parte de ECOPETROL S.A. como Leonor Vargas, Boris Villa, Nidia Yaneth Rincón, Alexander Cadena, Claudia Trujillo y Julian Estévez. En esa misma Vicepresidencia se ha obtenido el apoyo para otros temas de Wilson Zapata, Marcela Barreto, Betty León y Maria del Rosario Rubio.

De las compañías asociadas es importante mencionar con agradecimiento a varios funcionarios que participaron de alguna manera en estos proyectos. En Omimex Segundo González, Lifardo Urrea, Pablo Gelvez, William Franco y Einar Sarmiento. En Occidental de Colombia, OXY, Fernando Bonilla, Rodolfo Pineda y

Horacio Gelvez. En HOCOL Hubert Borja, Luis Eduardo Goyeneche, Efrén Darío Rincón, Carlos Arbeláez, Oswaldo Plazas y Mauricio Vega, y aunque ya se retiró de esa empresa, Gustavo Zúñiga fue de gran ayuda en varios proyectos de la región. En Emerald Energy Luis Palencia, Julian García y Luis Pineda. En Petrobras Dairo Gómez, Bernardo Morales, Bemando Arguello y Jorge Alberto Mendoza. En Perenco Juan Carlos Guacaname. En Hupecol Manuel Gutiérrez.

Del sector regulador y de gobierno fue de mucha ayuda la orientación de Jaime Blandón, exdirector de la CREG y antiguo compañero de nuestro grupo de teatro en la Universidad Pontificia Bolivariana de Medellín. También facilitaron la ejecución de algunos proyectos Juan Manuel Gers y Manuel Mayguasca ambos Viceministros de Minas y Energía, y Camilo Acosta quien es el representante por el Ministerio de Minas y Energía en las Juntas Directivas de las empresas electrificadoras en Colombia donde el Gobierno tiene participación. También contamos con el apoyo del actual Director de Energía en el Ministerio de Minas y Energía Luis Eduardo Villamizar y de Alberto Rodríguez en la Unidad de Planeación de Minas y Energía, UPME.

Quedamos muy agradecidos con los gerentes y los funcionarios de las empresas de energía regionales con las cuales se realizaron la mayoría de los casos híbridos incluidos en este estudio y otros que no se incluyeron. A continuación mencionamos a algunos de ellos. En la Electrificadora de Santander el Gerente General José Vicente Villamizar, el Gerente de Distribución Carlos Peralta, el Gerente Comercial Ricardo Roa y los dos Gerentes de Generación, el actual Wilman Morales y el anterior Luis Carlos Torres. De manera especial mencionamos a Edgar Pinzón y a Daniel Acevedo quienes de manera muy eficiente han manejado los detalles del suministro de energía para los centros de ECOPETROL S.A. En la Electrificadora del Huila el Gerente General Julio Gómez, el Jefe de Grandes Clientes Juan Gabriel Murcia, el Subgerente de Distribución Pablo Emilio Parra y el Subgerente de Comercialización Héctor Jaime Bojacá. En

la Electrificadora del Meta ha sido muy importante el entusiasmo y creatividad del Gerente General Víctor Rivera y el subgerente de distribución Alberto Astróz. A propósito de entusiasmo y además de persistencia, ha sido muy valioso el aporte del Gerente de la naciente Electrificadora del Casanare José Alirio Guzmán y el apoyo del ingeniero Heyder Ivan Gonzalez. En Centrales Eléctricas de Norte de Santander no se hubieran podido llevar a cabo algunos interesantes proyectos sin el apoyo del Gerente General, en Cúcuta, Alberto Rangel, y el Gerente Regional, en Pamplona, Ramiro Luna. También es importante mencionar la colaboración del área comercial de esta empresa a través de Mario Tello y William Mondragón. En la Electrificadora de Boyacá se debe mencionar el apoyo del Gerente General Roosevelt Meza. En Enertolima, recientemente vendida, el gerente comercial Wilton Reyes y Jaime Restrepo han permitido que se configuren ciertos proyectos novedosos. En Empresas Públicas de Medellín, el actual Gerente de Generación, Rafael Pérez, y quien fuera mi director de tesis de pregrado hace 26 años, nos ha enseñado mucho sobre el sector eléctrico que de alguna manera se ha aplicado a la configuración de estos contratos. En esta empresa nos han colaborado también con una excelente vocación de servicio Inés Helena Vélez, hasta hace poco Subgerente de Comercialización, Eduardo Cadavid encargado de las compras de energía para los grandes clientes, Luis Fernando Cárdenas quien atendía los grandes clientes y en años anteriores recibimos un gran apoyo de José Fernando Mejía quien ya no trabaja en esa entidad. En Isagen agradecemos la muestra de confianza que nos han ofrecido Edgar Garibello y Luis Alberto Posada, del área comercial y de proyectos. En Emgesa es de mucho valor el conocimiento transmitido por Luis Eduardo Leyva de la Gerencia de Comercialización y Pilar Díaz. En Electrocosta/Electricaribe han sido importantes los enfoques mostrados por Luis Freyder Posso, Orlando Coronel y Moisés Núñez en Barranquilla. Así mismo, ha sido excelente la vocación de servicio mostrada por Luz Ayda Abello en Cartagena y Yina Alvarez en Santa Martha. En Corelca, fueron muy placenteros y enriquecedores los diálogos con su Gerente General, Alfonso De Mares, quien es el nieto del iniciador de la industria petrolera en Colombia. En esa empresa

recibimos apoyo de Andrés Yabrudi, Gerardo Gentil, Jesús Gutiérrez y Sergio Luján quien ya no labora en esa compañía. En Temotasajero y Conenergía agradecemos el apoyo de Carlos Quintero, Octavio Mejía y Hernando Díaz. Hernando trabajó antes en la bolsa de energía de Colombia, luego fue el Gerente de Electrocosta y ahora es el Gerente Comercial de Temotasajero. Le agradezco sus enseñanzas, las cuales nos han ayudado a entender mejor el mercado eléctrico nacional. Desde mi posición de miembro de la Junta Directiva de Conenergía, representando la participación que tiene ECOPETROL S.A. en esa empresa, aprendí a entender mejor como piensan los comercializadores de energía privados.

Varias son las empresas de tecnologías que nos han apoyado en todos estos procesos. Algunas de ellas son General Electric, Siemens, Alstom, Areva, ABB, Wakesha y Wartsila. En especial nos han mostrado como se manejan estos temas en otras partes del mundo.

A pesar del intento de incluir a cada una de las personas que apoyaron directa o indirectamente este estudio me temo que esto ha sido imposible, y les fomulo mis disculpas a las personas que sabiendo que me ayudaron a geminar algunas de las ideas no alcanzaron a ser incluidas, no obstante, la responsabilidad por este trabajo es exclusiva del autor.

Por último deseo expresar mi agradecimiento con gran sentimiento a seis personas que influyeron en mi destino mediante su ejemplo y comportamiento, mi padre Heriberto Dávila Hurtado, mi madre Mercedes Vides de Dávila, mis tíos Mario Morón y Alfonso Vides Gómez, mi primo Roberto de la Peña Dávila y mi esposa y compañera de viaje Gladys Sofía Rueda Acevedo.

CONTENIDO

	Pág.
DEDICATORIA.....	4
AGRADECIMIENTOS	5
LISTA DE TABLAS.....	16
LISTA DE FIGURAS	17
RESUMEN.....	19
INTRODUCCION.....	20
CAPÍTULO 1. MARCO TEORICO	26
1.1 Estudios empíricos de formas organizacionales híbridas.....	28
1.2 Antecedentes de la Teoría de los Costos de Transacción.....	29
1.2.1 La economía institucional de Commons.....	30
1.2.2 El uso del conocimiento de la sociedad de Hayek.....	32
1.2.3 La racionalidad limitada de Simon.....	32
1.2.4 La naturaleza de la firma de Coase.....	35
1.3 La Teoría de los Costos de Transacción.....	37
1.3.1 Williamson y la economía de los costos de transacción.....	37
1.3.2 La especificidad de los activos.....	46
1.3.3 Tipos de especificidad de los activos.....	48
1.3.4 La transformación fundamental de Williamson.....	52
1.3.5 La Incertidumbre y la Frecuencia de las transacciones	53
1.3.6 Klein, Crawford y Alchian, rentas apropiables e integración.....	55
1.3.7 La revisión de la teoría de la firma de Demsetz.....	57
1.3.8 La integración vertical de Grossman y Hart.....	58
1.3.9 Ejemplo de Suministro de gas para la planta de generación.....	60
1.3.10 Los contratos incompletos y la integración de Hart.....	63
1.4 Pruebas empíricas de la relación costos de transacción y organización.....	65
1.5 Las Organizaciones Híbridas.....	78
1.6 Los Híbridos Internos.....	86
1.7 Críticas y complementos de la Teoría de los Costos de Transacción.....	87

1.7.1	El análisis del Valor de la Transacción.....	88
1.7.2	La teoría de la ventaja comparativa.....	91
1.7.3	La teoría de los costos de transacción como una mala práctica.....	95
1.7.4	Análisis del Valor de la Gobernación.....	97
1.7.5	La naturaleza legal de la firma.....	99
1.7.6	Explicación de una banda más estrecha de fenómenos.....	101
1.8	Teoría del Poder y de la Influencia.....	102
1.9	Razones para seguir con la Teoría de los costos de transacción.....	103
CAPÍTULO 2. EL PETRÓLEO, LA INVERSIÓN EXTRANJERA Y LA ENERGÍA		104
2.1.	El petróleo en Colombia y los contratos de asociación.....	104
2.2.	La Inversión Extranjera.....	105
2.3.	La convergencia del sector petrolero y el eléctrico.....	108
2.4.	Protagonismo de Estados en sector de hidrocarburos.....	109
2.5.	La energía necesaria para la producción de petróleo.....	111
2.6.	Costos de producción y costos de energía.....	112
2.7.	El sistema eléctrico colombiano.....	114
CAPÍTULO 3. CASOS DE ESTUDIO: ENERGÍA DE CAMPOS PETROLEROS		116
3.1.	Sistema eléctrico para el Campo J.....	122
3.2.	Puesta en operación de la Planta O para Campos A y C.....	128
3.3.	Electrificación del Campo D.....	136
3.4.	Puesta en operación de la Planta G para Campos D y S.....	140
3.5.	Energía adicional autogenerada en el Campo Cl.....	146
3.6.	Energía para el nuevo campo Gb.....	150
3.7.	Energía autogenerada en el Campo Cl a partir del gas del campo Gb.....	155
3.8.	Energía para el Campo Pv.....	159
3.9.	Energía para Refinería B, Campos E y Ca, y Estación G.....	163
3.10.	Suministro de energía para 35 Estaciones y Campos.....	166
3.11.	Energía integrada para 65 Campos Cs.....	186
CAPÍTULO 4. REGULARIDADES DE LOS CASOS HÍBRIDOS		195

4.1. Proyectos de energía para el sector petrolero en Colombia que se hacen viables con formas organizacionales híbridas	195
La racionalidad limitada y los incentivos.....	196
Demanda mínima requerida poder usar las capacidades no utilizadas	198
Enfrentamientos estratégicos	203
4.2. Dificultades para no ejecutar proyectos de energía rentables	205
4.3. Características de organizaciones híbridas de proyectos de energía... ..	218
4.4. Acciones para ejecutar un proyecto muy rentable que no es aceptado	226
4.5. Formas híbridas y supuestos de conducta.....	234
CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	244
BIBLIOGRAFÍA	246

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Relación entre supuestos de conducta y procesos de contratación	41
Tabla 2. Dimensiones de los costos	49
Tabla 3. Convergencia de los sectores petrolero y eléctrico en Sur América.....	108
Tabla 4. Costo de levantamiento de petróleo y precio internacional.....	113
Tabla 5. Casos analizados	119
Tabla 6. Precio del petróleo, del gas y costo del combustible	157
Tabla 7. Plantas de mayor capacidad de generación en Colombia.....	175
Tabla 8. Relación entre organización y supuestos de conducta	234
Tabla 9. Relación entre activos específicos y organización.....	238
Tabla 10. Formas organizacionales de los casos	242

LISTA DE FIGURAS

	<i>Pág.</i>
Figura 1. Propósitos generales de los contratos	38
Figura 2. Enfoque de la rama de la Eficiencia	39
Figura 3. Un esquema sencillo de contratación.	44
Figura 4. Relación entre Especificidad de activos y costos de gobernación.....	53
Figura 5. Relación entre frecuencia de disturbios y costos de gobernación.....	54
Figura 6. Esquema de suministro de energía para el Campo J.	122
Figura 7. Esquema de suministro de Planta O para Campos C y A.	130
Figura 8. Electrificación del campo D.....	137
Figura 9. Esquema de suministro de Planta G para Campos S y D.	142
Figura 10. Suministro de energía para el campo Cl.....	147
Figura 11. Energía para el campo Gb.....	151
Figura 12. Energía para el campo Cl a partir del gas en el campo Gb.	155
Figura 13. Esquema de suministro de energía del campo Pv.	159
Figura 14. Energía para los campos E y Ca a partir de Refinería B.....	164
Figura 15. Precios de Bolsa y Fijos de energía en 2001	167
Figura 16. Precios de Bolsa y Fijos de energía en 2002.....	169
Figura 17. Precios de Bolsa y Fijos de energía en 2003.....	169
Figura 18. Demanda de potencia horaria en Colombia.....	172
Figura 19. Ofertas en Bolsa de Isagen para plantas Hidromiel y Jaguas.....	177
Figura 20. Ofertas en Bolsa de Emgesa, plantas Guavio y Paraíso-Guaca.....	178
Figura 21. Ofertas en Bolsa de EEPPM, plantas Guatrón y Porce 2.....	179
Figura 22. Energía para 65 campos Cs. Situación inicial de usuarios rurales.....	187

Figura 23. Energía para 65 campos Cs. Electrificación deseada por usuarios rurales.....	188
Figura 24. Energía para 65 campos Cs. Ubicación de los campos petroleros	188
Figura 25. Energía para 65 campos Cs. Redes eléctricas rurales desconectadas de los campos petroleros	189
Figura 26. Energía para 65 campos Cs. Situación ideal con las redes eléctricas rurales conectadas a los campos petroleros.....	190
Figura 27. Ubicación de casos en Especificidad de Activos.	239
Figura 28. Relación Especificidad de Activos y costos de gobernación.	240

RESUMEN

Este trabajo explora las propiedades de las *estructuras de gobierno* de organizaciones identificadas como *formas híbridas*. De acuerdo con Ménard (1996, p. 154), estas son las “redes entre firmas y de contratación dentro de la misma firma, es decir estructuras que no son ni de mercados ni jerárquicas”. Estas estructuras se observan en las firmas de los sectores eléctrico y petrolero. Por ello se toma como base el estudio de 11 casos de contratos analizados y ejecutados entre 1999 y 2005, relacionados con el suministro de energía para los campos petroleros en Colombia. Se plantean algunos interrogantes sobre las razones que hicieron viables, o más rentables, algunos proyectos que no lo eran, cuando se concebían bajo las formas organizacionales tradicionales. Se explora el proceso de coordinación entre las partes, su eficiencia, y la coexistencia de las diferentes estructuras organizacionales. El análisis apunta a mostrar que una estructura organizacional híbrida, facilita la realización de proyectos de energía en campos petroleros. Se desafían los puntos de vista actualmente vigentes sobre la absoluta mejor eficiencia que tienen las actuales formas organizacionales de ECOPETROL S.A. y las compañías multinacionales petroleras, que operan en forma autónoma. El estudio sostiene que estas entidades pueden ser eficientes dentro de su propia área. Pero afirma que la compañía nacional petrolera y las empresas eléctricas locales mantienen una posición estratégica regional, basada en el control de activos específicos de diversa naturaleza, que pueden beneficiar a cada campo petrolero y al país. Para obtener el beneficio es preciso configurar una alianza. Algunas alianzas sólo se pueden llevar a cabo si se enfocan los proyectos de suministro de energía en la perspectiva más amplia de las formas híbridas.

Palabras clave: híbridos, contratos, energía, electricidad, petróleo, ECOPETROL.

INTRODUCCION

La confiabilidad y la eficiencia son objetivos fundamentales del suministro de energía para las instalaciones petroleras. En Colombia están operando actualmente más de 100 instalaciones petroleras que requieren suministro de energía. En los próximos años se espera un aumento de la demanda de energía para esta actividad, pues hay nuevos campos en desarrollo. Por una parte, la energía representa una proporción importante de los costos de producción. Por otra, las fallas en el suministro de energía son la principal causa que afecta el cumplimiento de las metas de producción. Ello ha llevado a los operadores de los campos petroleros a desarrollar permanentemente proyectos que disminuyan los costos y garanticen la confiabilidad del suministro.

Sin embargo, existen proyectos que a pesar de su necesidad estratégica y su conveniencia económica a veces no son ejecutados. Ejemplos de ello son los once proyectos de suministro de energía para el sector petrolero colombiano que se analizan en este estudio. Se investigará por qué estos proyectos no fueron ejecutados inicialmente, a pesar de haber sido identificados. Luego se averiguará cuáles fueron las condiciones que los hicieron viables. La indagación se enfocará en el tipo de forma organizacional que hizo viable su ejecución.

Con este trabajo se intenta aplicar la teoría de la organización económica en la selección de una forma organizacional para proyectos de suministro de energía del sector petrolero. En esta perspectiva, existen tres clases de opciones organizacionales para adelantarlos. La primera es la de mantener una relación puramente comercial a través del mercado con una entidad externa. Esta compra, cercana a la modalidad "spot" o mercado efectivo, se contrataría por lapsos cortos de tiempo. La segunda alternativa consiste en que el agente que requiere la energía eléctrica opte por organizar dentro de su jerarquía este servicio. La tercera

posibilidad consiste en adoptar una forma híbrida: ni mercado spot, ni jerarquía sino un contrato a largo plazo u otro tipo de convenio. Nos proponemos demostrar que, mientras las únicas dos opciones eran las primeras, algunos proyectos de energía no eran viables, y que se hicieron viables y rentables a partir del momento en que se consideró la opción de operarlos mediante una forma híbrida. En consecuencia, el objetivo central de este trabajo es destacar la importancia que ha tenido la elección y ejecución de formas organizacionales híbridas en la configuración de estos proyectos. Con ello se espera confirmar que la forma organizacional seleccionada es fundamental para lograr la viabilidad de ciertos proyectos.

El análisis de la conveniencia de una forma híbrida se hace teniendo en cuenta el enfoque de los costos de transacción, de acuerdo con los esquemas desarrollados por Ronald Coase y Oliver Williamson. Coase (1937, p. 393) sostiene que el fundamento de las diferentes formas de organización está en el deseo de economizar costos de transacción. Williamson (1979) complementó la idea de Coase indicando algunos factores determinantes de los costos de transacción. Estos factores están relacionados con la racionalidad limitada, el comportamiento oportunista y la especificidad de los activos comprometidos en una relación contractual. Pero estos factores sólo tienen importancia en un ambiente de incertidumbre. La importancia de estos factores depende del grado de incertidumbre que rodee el contrato. Además, si en un proyecto se requiere de activos específicos (que sólo se pueden usar para atender las necesidades del contrato bajo estudio), se da la posibilidad de un comportamiento oportunista. Klein, Crawford y Alchian (1978, p. 298) enfatizan que “después que se hace una inversión específica y se crean cuasirentas, la posibilidad de un comportamiento oportunista es muy real”.

Es difícil controlar la incertidumbre de un entorno. También es imposible dominar los comportamientos de racionalidad limitada y la inclinación al oportunismo de las personas. El análisis de Williamson (1991, p. 114 - 16) establece que cuando se conoce la especificidad de los activos, es posible determinar el tipo de forma organizacional más conveniente. Si el proyecto no requiere de activos específicos la teoría considera plausible operar con contratos de corto plazo, en un mercado "spot". Si para el proyecto es vital la utilización de activos altamente específicos, ceteris paribus, una integración vertical (operación dentro de la jerarquía de la empresa que adquiere los activos) puede resultar más conveniente. Para valores intermedios de la especificidad de los activos, el equilibrio entre las necesidades de incentivar a los agentes y de evitar el oportunismo en la ejecución del contrato conduciría a optar por formas híbridas que operan como contratos de asociación u otras similares.

En cada uno de los casos estudiados el estudio confirma la presencia de incertidumbre, de racionalidad limitada, y un potencial comportamiento oportunista. El análisis lleva a estimar la especificidad de los activos implicados en cada proyecto. A partir de esta estimación se predice un indicativo de la magnitud de los costos de transacción o costos de gobernación, para cada tipo de forma organizacional. Cada proyecto producirá un costo de gobernación diferente, según sea la forma organizacional que se escoja. El criterio que de allí se deriva, para el análisis de los once casos estudiados, es que se seleccionará la forma organizacional con menores costos de transacción para el nivel de especificidad de los activos del proyecto. Dentro de estos casos tienen especial interés aquellos proyectos que no eran ejecutados cuando las formas híbridas no eran viables institucionalmente, pero que se volvían realizables cuando esta opción si era posible.

Después de aportar algunas precisiones necesarias para el uso adecuado del enfoque de los costos de transacción, este trabajo aborda cuatro interrogantes:

1. ¿Existen proyectos de energía para el sector petrolero en Colombia, que sólo se hacen viables cuando las formas híbridas son una opción?
2. ¿Por qué muchos proyectos cuya rentabilidad global era alta no eran ejecutados en la actividad de suministro de energía para el sector petrolero?
3. ¿Qué características especiales y condiciones para las partes tienen los contratos de largo plazo que soportan las organizaciones híbridas que han hecho viables estos proyectos?
4. ¿Que puede hacer un agente como ECOPETROL S.A. para ejecutar un proyecto muy rentable que no es aceptado por su socio o por el operador de un campo petrolero?

Los resultados de este estudio pueden servirle a tres tipos de agentes. En primer lugar, a entidades gubernamentales de Colombia y de otros países responsables del sector energético. En segundo lugar, a empresas privadas de la industria petrolera y de la energía. Por último, pueden soportar las investigaciones académicas que se adelantan sobre las formas organizacionales híbridas.

En el Capítulo 1 se revisan algunas contribuciones académicas sobre la economía de los costos de transacción. Esta teoría explica y justifica la aparición de las formas organizacionales híbridas. Su argumento principal se centra en que cuando se utilizan activos de aplicación específica se pueden presentar comportamientos

oportunistas. Las formas híbridas son un intento de evitar que se haga efectivo dicho comportamiento oportunista. Dentro de este capítulo se mencionan también varios trabajos que critican o complementan la teoría de los costos de transacción. En especial se hace referencia a enfoques que sostienen que el concepto de las formas híbridas debería desaparecer. Sin embargo, debido a que el enfoque de las formas híbridas ha servido para obtener resultados concretos en la realidad, se mantuvo el concepto original durante la redacción de este trabajo, haciendo las debidas aclaraciones y ampliaciones conceptuales que incentiven futuras investigaciones sobre este tema.

En el Capítulo 2 se destaca la importancia que tiene la industria petrolera, y en especial ECOPETROL S.A., en las finanzas de Colombia. Se explican las razones por las cuáles el país ofrece incentivos para la participación de la inversión extranjera en la exploración y la producción de sus reservas de hidrocarburos. A partir de aquí se muestran las diferentes relaciones comerciales o contratos que ECOPETROL S.A. tiene vigentes con las compañías multinacionales. Las relaciones contractuales existentes conceden una gran autonomía operacional a los operadores de los campos de producción. En la mayoría de los casos el operador es la misma compañía inversionista extranjera. Esta autonomía explica la forma como cada agente ha venido manejando el tema de su suministro de energía.

En el Capítulo 3, que es el núcleo de este estudio, se muestran en forma muy resumida los once casos de estudio realizados entre 1999 y 2005. Por razones de confidencialidad se mostrarán como casos estilizados. Para designar a los diferentes agentes se utilizarán letras o combinaciones de letras. Sin embargo, el esquema de la forma organizacional se tratará de mantener lo más cercano posible a la realidad. Los resultados se trataron de mantener lo más actualizados posible. Como se explicará más adelante, la aprobación de uno de los proyectos

se logró el 28 de noviembre de 2005, y la aceptación del último de los proyectos incluidos en el estudio se obtuvo el 22 de diciembre de 2005.

En el Capítulo 4 se hace el contraste entre los casos empíricos del Capítulo 3 con los estudios teóricos del Capítulo 1. Es decir, se analizará cada caso bajo el enfoque académico de la teoría de los costos de transacción y las formas organizacionales híbridas. Luego, se extraerán las regularidades que sean comunes a todos los casos. Esto permitirá aplicar el conocimiento adquirido a futuras situaciones con condiciones similares. Se sugiere una interpretación de los resultados obtenidos y de las características comunes de todos los casos presentados.

En el Capítulo 5 se presentan las conclusiones y recomendaciones del estudio.

CAPÍTULO 1. MARCO TEORICO

La economía de los costos de transacción (TCE) y de las organizaciones híbridas, ha recibido una gran atención académica en los últimos 20 años. Muestra de ello es que Ronald Coase, uno de sus principales contribuyentes, obtuvo el Premio Nóbel de Economía en 1991 por sus aportes sobre los costos de transacción y los derechos de propiedad. Sin embargo, las ideas originales de Coase fueron desarrolladas más ampliamente por Oliver Williamson y otros académicos. Esta investigación se centra principalmente en los trabajos publicados por Williamson. Además de la economía, la teoría de los costos de transacción ha influenciado otras áreas del conocimiento. Algunas de estas áreas son, según Rindfleisch y Heide (1997, p. 30): la sociología, la ciencia política, la teoría organizacional, las leyes de contratos, la estrategia de negocios, las finanzas corporativas y el mercadeo. Por ello, la literatura que trata el tema de los “híbridos”, central para esta teoría, se refiere al concepto general y a sus formas específicas en formas tan variadas como: híbridos, redes entre firmas, conglomerados, franquicias, alianzas, subcontratación, juntas directivas conectadas, arreglos simbióticos, sistemas de cadena de suministros, canales administrados, y contratos no estándar, entre otros. Existen varios artículos que reseñan los trabajos publicados sobre el tema como el de Grandori y Soda (1997) que revisa 167 trabajos; el de Oliver y Ebers (1998) que analiza 158 artículos publicados entre 1980 y 1996; y el de Rindfleisch y Heide (1997) que estudia 45 investigaciones empíricas. Otro trabajo que integra los resultados de varias revisiones anteriores es el de Ménard (2002).

El procedimiento que se sigue para establecer el marco teórico es el siguiente: Primero se mencionan otros estudios empíricos sobre híbridos organizacionales, con enfoques similares al presente trabajo. Esto permite resaltar la importancia que tienen las formas híbridas en las economías contemporáneas y validar el enfoque que se pretende seguir con este estudio.

En segundo lugar, se mencionan los trabajos que le sirvieron de base a Oliver E. Williamson para el desarrollo de la teoría de los costos de transacción. Estos incluyen: la economía institucional de Commons; el uso del conocimiento por la sociedad de Hayek; la racionalidad limitada de Simon, y la naturaleza de la firma de Coase.

En tercer lugar, se reseñan los resultados de otras investigaciones contemporáneas que apoyaron o complementaron la teoría de los costos de transacción de Williamson. Entre estos trabajos publicados están los de Klein, Crawford y Alchian (1976), Joskow (1991), Alchian y Demzets (1972), Hart (1991) y Grossman y Hart (1986).

En cuarto lugar, se presentan los fundamentos y las implicaciones que tienen las investigaciones de Williamson. Como se explicará más adelante, es admirable la evolución continua del marco teórico propuesto por Williamson sobre los costos de transacción, que ha ofrecido a través de más de 60 artículos y libros publicados sobre el tema. Progresivamente Williamson ha ido incorporando a su marco teórico sus nuevos hallazgos y los aportes de otros académicos.

En el análisis del quinto grupo de artículos, se exponen las críticas a la teoría de los costos de transacción. Estos trabajos muestran las supuestas fallas del enfoque y proponen nuevas teorías que lo complementan o lo corrigen. También describen nuevas direcciones de investigación, que permitirán ajustar con más precisión los resultados que predice la teoría de los costos de transacción con la

realidad. En esta parte se explican las razones por las cuales, a pesar de las críticas, se decidió asumir el enfoque de la teoría de los costos de transacción en el análisis de las formas híbridas.

Por último, se hace una revisión más precisa sobre los estudios de organizaciones híbridas, con el fin de aprovechar estos avances para el objeto de este estudio: analizar las condiciones del suministro de energía para las instalaciones petroleras.

1.1 Estudios empíricos de formas organizacionales híbridas

Los estudios empíricos se refieren a formas organizacionales híbridas, tales como aquellas redes entre diferentes firmas, o de contratación dentro de una misma firma. Es decir, estructuras que no son ni de mercado abierto, ni jerárquicas o formales, como fueron presentadas por Ménard (1996). Previamente se han publicado varios estudios empíricos donde se han analizado formas híbridas, con un alcance nacional, para sectores industriales específicos. El sector avícola ha sido estudiado por Ménard (1981) en Francia, y por Knoeber, C. R. (1989) en Estados Unidos. La industria de la construcción, ha sido analizada por Cho, Youngha (2003) en Corea, por Eccles, R.G. (1981) y por Costantino, N., Pietriforte, R. y Hamill, P. (2001) en Estados Unidos. Joskow (1987) ha realizado un extenso estudio sobre el sector del carbón para las empresas generadoras de energía en Estados Unidos. Las relaciones entre las compañías petroleras del Mar del Norte con sus contratistas se ha documentado por Crabtree, Bower y Keogh (1997). Merece una mención especial el análisis empírico de Shane, Scott A. (1996), que investigó el comportamiento de 138 compañías que ofrecieron por primera vez franquicias en 1983, en Estados Unidos. La franquicia es el ejemplo organizacional más claro y explícito de las formas híbridas. El estudio de Shane es un estudio con un horizonte de 10 años. El horizonte del presente estudio es de 6

años y el sector que se analizará es el de los proyectos de suministro de energía para las instalaciones petroleras en Colombia.

1.2 Antecedentes de la Teoría de los Costos de Transacción

Frecuentemente una empresa debe escoger entre comprar un determinado servicio o producto en el mercado, o producirlo internamente. La literatura económica ha estudiado ampliamente esta decisión. Desde el trabajo inicial de Coase (1937, p. 390), se sostiene que la respuesta a esta decisión es la razón principal para que existan o no las empresas. Coase (1937, p. 393) afirma que la razón para obtener un producto de manera externa o interna depende de los *costos de transacción*. Es decir, no importa solamente el costo pagado por el producto. También es fundamental conocer los costos integrales de la negociación o de la transacción. Williamson (1971, p. 112), analizando las fallas de mercado y la integración vertical, profundiza en las causas que generan los costos de transacción. Según Williamson (1971, p. 113 – 123), si se desea realizar una determinada transacción, se tendrían unos costos diferentes de transacción para cada forma de organización. Su hipótesis primordial es que las empresas se organizan o se deberían organizar, adoptando aquella forma organizacional que les ofrezca unos costos de transacción más bajos. Por ello, los trabajos académicos relacionados con los costos de transacción de Williamson se podrían dividir en dos grandes grupos: el primer grupo incluye los trabajos que le sirvieron de base para explicar el origen de los costos de transacción. El segundo grupo se refiere al conjunto de artículos académicos que tratan de confirmar, apoyar, negar o criticar los resultados de sus investigaciones. Como se comentó antes, uno de los resultados cruciales de sus estudios, es la relación entre forma organizacional y costos de transacción. En esta sección se estudiarán los artículos del primer grupo. En la sección siguiente se analizarán los trabajos del segundo grupo, incluyendo los del propio Williamson.

Williamson (1975, p. 2) reconoce que aunque había interés previo de algunos miembros de la profesión por los asuntos institucionales, “hay pocos motivos para creer que haya existido un esfuerzo concertado, entre los diversos autores cuyas obras se citan, para redefinir los problemas económicos de un modo complementario”. Williamson (1975, p. 3-4) menciona los conceptos sobre los cuales construyó su teoría: la transacción de Commons como unidad básica de análisis, la naturaleza de la firma de Coase y el valor del conocimiento específico del sitio y del tiempo de Hayek. Williamson (1975, p. 20-40) también describe en forma amplia, la racionalidad limitada de Simon que lo conduce a explicar el comportamiento oportunista como una falla de mercado. A continuación profundizaremos en estos antecedentes.

1.2.1 La economía institucional de Commons

Commons (1931) reconoce que la dificultad para definir el campo de estudio de la llamada economía institucional, es la incertidumbre sobre lo que significa una *institución*. En el contexto de este trabajo una institución se identifica con una firma, empresa, organización o compañía. Algunas veces significa la estructura legal o los derechos naturales. Otras veces, es el comportamiento económico de los miembros. En algunas ocasiones es el proceso, o la dinámica y en otras ocasiones es lo que se mantiene estático. A veces la institución es la acción de masas, pero otras veces es la acción individual, o la dirección. A veces se reconoce como el control, pero en otras ocasiones se identifica como el comportamiento libre. Pero en todos los casos, lo que se tienen son variaciones y jerarquías del principio universal de *controlar la acción colectiva con el fin de liberar y expandir la acción individual*. Por ello, Commons (1931, p. 654) sugiere que la economía institucional debe analizar la forma como se comportan económicamente los individuos, ya que “el comportamiento en cuestión es el comportamiento de los humanos cuando realizan las transacciones”. Una de las

diferencias entre la economía y las ciencias físicas, según Commons (1931, p. 654), es que los individuos pueden elegir entre alternativas. Y estas elecciones son difíciles de predecir. Las elecciones pueden ser voluntarias, o pueden ser impuestas por otro individuo o por la acción colectiva. Si la elección es voluntaria, se requiere de una psicología institucional, la cual se puede denominar psicología de negociación. En el lenguaje popular esto se resuelve con *persuasión y coerción* en las transacciones de *negociación*. En las transacciones de *administración* se resuelve con *órdenes y obediencia*. Y en las transacciones de *razonamiento* se resuelve con *argumentación y convencimiento*. Pero estos son solamente nombres, ya que un entendimiento de la psicología de la negociación se basa en unos pocos principios generales. El primer principio, es la personalidad de los participantes. Todos los individuos son diferentes en cuanto a su poder de convencimiento. También son distintos en lo que pueden lograr con su convencimiento y sanción. El segundo principio es la escasez o abundancia de alternativas a elegir. El tercer principio es la eficiencia o su capacidad de hacer que los eventos ocurran. El cuarto principio es que todas las negociaciones están dirigidos a un tiempo futuro. Pero todos estos principios están enmarcados dentro de unas *reglas de trabajo*, que no se pueden violar y que le establece a la negociación unos factores *limitantes*. En resumen, Commons afirma que las instituciones o las firmas se comportan como lo hacen los individuos que las conforman. Y el comportamiento de cada individuo depende de unos pocos principios: su personalidad, las alternativas que tiene disponibles, su capacidad de ejecución y sus previsiones del futuro. Además, todo este comportamiento está limitado por unas reglas de trabajo establecidas. Williamson (1975, p. 3) se soporta en Commons (1934, p.4) para afirmar que la transacción es la unidad básica de la investigación económica.

1.2.2 El uso del conocimiento de la sociedad de Hayek

Hayek (1945) sostiene que el conocimiento de las circunstancias, de las cuales nosotros hacemos uso, nunca está integrado o concentrado. Según Hayek (1945, p. 519) este conocimiento está como en pedazos, incompleto, frecuentemente contradictorio, y los individuos lo poseen separadamente. El problema de una sociedad no es sólo cómo asignar los recursos dados. También es como asegurar el mejor uso del conocimiento de alguno de los miembros de la sociedad, para fines cuya importancia relativa solo él conoce. Hay un cuerpo de conocimiento que aunque desorganizado, es muy importante. Este es el conocimiento del tiempo y del lugar. En este tipo de conocimiento cada individuo tiene alguna ventaja, respecto a los otros. Por ello, necesitamos descentralizar, porque únicamente así podemos asegurarnos que el conocimiento, de las circunstancias particulares de tiempo y de lugar, será usado rápida y eficientemente por una sociedad. Williamson (1975, p. 5) advierte que aunque las observaciones de Hayek (1975, p. 519 – 528) son importantes él las usa de una manera diferente a como lo hace Hayek, debido a que está más interesado en un mayor nivel de detalle microeconómico. Dada una racionalidad limitada, una certidumbre y un conocimiento idiosincrásico, Williamson (1975, p. 5) sostiene que “los precios no califican como estadísticas suficientes” y que por esta razón con frecuencia la organización interna o jerárquica sustituye la organización de intercambio de mercado. También advierte que los estudios adelantados por él no tienen en cuenta la planificación central que si es estudiada por Hayek.

1.2.3 La racionalidad limitada de Simon

Herbert A. Simon (1957) asegura que las personas se adaptan al ambiente adoptando acciones que son *meramente satisfactorias* para sus metas y no buscando las acciones *óptimas*. Esto se debe a la *racionalidad limitada*. La racionalidad limitada se refiere a las capacidades de razonamiento, que tiene un

individuo sobre la información. La capacidad de la mente humana para formular y resolver problemas complejos es muy pequeña, comparada con el tamaño de los problemas. La intención de racionalidad de un actor requiere que él construya un modelo simplificado de la situación real con el fin de tratarla. Y en verdad él se comporta racionalmente respecto a este modelo. Pero tal comportamiento no es ni aproximadamente óptimo respecto al mundo real. La clave para la simplificación del proceso de elección es el reemplazo de la meta inicial que buscaba un nivel máximo, por otra meta que obtiene un nivel de satisfacción. Simon (1962, p. xxiii) afirma que “los seres humanos se dan por satisfechos porque no tienen la inteligencia necesaria para conseguir el máximo”. Simon (1962, p. xxii) diferencia el comportamiento del hombre administrativo del hombre económico. Comenta que los economistas le “atribuyen al hombre económico una racionalidad absurdamente omnisciente”. Según Simon (1962, p. xxii) los economistas suponen que el hombre económico “dispone de un sistema completo y consistente de preferencias, ... se da perfectamente cuenta de lo que son estas alternativas, ... no existen límites en la complejidad de los cálculos, ... los cálculos de probabilidades no le asustan ni encierran misterios para él”. Por el contrario, asegura Simon (1962, p. xxiii), el hombre administrativo o de las organizaciones “no es completamente racional” aunque intenta serlo y solo consiga serlo de una manera limitada. Según Simon (1962, p. xxvi) el hombre económico busca un resultado “máximo” mientras que el hombre administrativo busca un resultado “satisfactorio”. Ejemplos que Simon (1962, p. xxvi) muestra como “criterios satisfactorios que son bastante familiares a los hombres de negocios, aunque no lo sean para la mayoría de los economistas, son participación de mercado, beneficio adecuado, precios justos”. A Simon (1962, p. xxvi) le parece “interesante y un poco irónico que al mismo tiempo que estamos aprendiendo a construir teorías razonablemente exactas y empíricamente comprobables sobre la decisión humana racional, exista un vigoroso renacimiento teorizante acerca del hombre económico”. Como parte de estos esfuerzos teóricos menciona la Teoría de Juegos de John Von Neumann y Oskar Morgenstern (1944) y la Teoría Estadística de la Decisión de Jerzy

Neyman y Karl Pearson, y la de Abraham Wald. Aunque Simon (1962, p. xxvii) confiesa que se siente impresionado por “la virtuosidad que se ha exhibido ... en este campo, por la belleza de algunos de los resultados y por la posible aplicación de estos resultados como reglas normativas para la toma de decisiones en ciertas circunstancias bastantes restringidas” Advierte que las teorías de la elección humana y de la organización, desarrolladas por él en Simon (1962), “descansa en una descripción del hombre racional muy distinta de las que presentan la teoría de juegos y la teoría de la decisión estadística”. Esta misma advertencia la desea expresar el autor, ya que en este trabajo se asume que las decisiones relacionadas con el suministro de energía para las instalaciones petroleras en Colombia, las toman “hombre administrativos” y no “hombres económicos”. Williamson (1975, p. 21) se soporta en Simon (1962) para decir que la racionalidad limitada involucra “límites neurofisiológicos y límites de lenguaje”. Los límites físicos involucran los límites de parte del ser humano para recibir, almacenar, recuperar y procesar información sin errores. Según Williamson (1975, p. 22) “las limitaciones del lenguaje se refieren a la incapacidad que tiene los individuos para expresar su conocimientos o sus sentimientos mediante el uso de palabras, los números o las gráficas de manera que los demás los puedan entender...Cuando se presentan estas dificultades de lenguaje, es posible que los únicos medios para lograr la comprensión sean las demostraciones, el aprender por la práctica y otros medios similares”. El autor se interesó por el tema de la teoría de la firma y más específicamente por los contratos híbridos, debido a su incapacidad de expresar “algo” que se daba cuenta que estaba ocurriendo en el suministro de energía para los campos petroleros en Colombia, pero que no lo sabía expresar, ni tampoco sabía por qué ocurría. Una vez se comprendió la situación, a veces ha sido difícil explicarla a otros. A veces, como lo dice Williamson (1975, p. 22), la única manera de explicarlo es con demostraciones reales y aprendiendo por la práctica.

1.2.4 La naturaleza de la firma de Coase

Ronald H. Coase (1937), planteó el siguiente interrogante: si el mercado es lo suficientemente eficiente para asignar los diferentes factores de producción, ¿por qué las firmas a veces deciden fabricar internamente algunos de sus insumos, en vez de comprarlos? Coase (1937, p. 390) responde afirmando que “la razón principal por la que es beneficioso establecer una empresa pareciera ser que hay un costo al utilizar el mecanismo de precios”. Es decir, no existe tal cosa como un mercado sin fricciones. Cuando la firma estima que el costo de transacción, para comprar un producto en el mercado es superior al costo de transacción de producir dicho producto internamente, es racional elegir esta última opción. La asignación eficiente de los recursos es coordinada en el mercado, por los movimientos de precios. Mientras, que dentro de la firma esta tarea es sustituida por la coordinación del empresario. Estos dos mecanismos alternos son válidos para coordinar eficientemente la producción. De acuerdo con Coase (1937, p. 390 - 391), los costos de transacción tienen diferentes causas: el primero de ellos es el costo de descubrir los precios relevantes. El segundo, es el costo de negociar y concluir un contrato para cada transacción en el mercado. Coase (1937, p. 392) afirma que el empresario interno siempre debe ser capaz de producir a un menor costo que el costo total del mercado. De no ser así, siempre existe la posibilidad de volver al mercado. Williamson (1975, p. 4) citando a Coase (1937, p. 391) dice que la empresa economiza en costos de transacción de dos formas: en primer lugar, obtiene un mecanismo confiable de precios porque se convierte en el proveedor de sí misma. En segundo lugar, sustituye un contrato incompleto, con sus empleados y con sus unidades internas de producción, por otros contratos completos, del mercado, lo cual le permite adaptarse mejor a las condiciones cambiantes del entorno. En este contexto un contrato incompleto es aquel en el que las actividades a realizar se ajustan durante el desarrollo del mismo, como por ejemplo un contrato laboral. Un contrato completo es aquel donde las actividades a realizar o los productos a entregar por una de las partes, están claramente

definidas desde un principio. Si aparece una nueva condición en el entorno que obligue a realizar una nueva actividad o a entregar productos adicionales, entonces las partes deben entrar a negociar la realización de estas nuevas actividades o la entrega de los productos adicionales.

Coase (1937, p. 393) se refiere a otros tres factores a favor de la producción interna, que no reciben mucha atención posteriormente pero que se utilizarán en nuestro análisis del suministro de energía para las instalaciones petroleras en Colombia: el primero es que cuando se realizan transacciones en el mercado se deben pagar ciertos impuestos. Por el contrario cuando se realizan transacciones internas estos impuestos no se aplican. El segundo, es que en ciertos sectores industriales podrían existir cuotas de suministro. Si la firma requiere, para su operación, unas cantidades mayores de la cuota permitida de una materia prima fundamental, es racional que la produzca internamente. El tercer factor, es que para ciertos materiales existen controles de precios mínimos, de forma que si la firma necesita obtener una materia prima por debajo del precio regulado, no es posible adquirirla en el mercado, porque incurriría en una posición ilegal. Por el contrario si la firma produce para sí misma, no se le aplicaría ningún control de precios.

Después de explicar por qué las firmas pasan de comprar algunos de sus insumos en el mercado, a producirlos internamente, Coase (1937, p. 394) plantea el interrogante contrario. ¿Por qué si la firma no tiene costos de transacción, no existe una sola gran firma que fabrique todos los productos industriales? La primera razón que expone Coase, es que a medida que una firma crece se requiere de una mayor coordinación administrativa que conduce a retornos decrecientes. La segunda explicación, es que a medida que aumenta el número de transacciones que debe manejar un empresario, este empieza a fallar en la asignación más eficiente de los recursos. Esto se puede explicar por la racionalidad limitada que expone Simon (1957). Y el tercer elemento a tener en cuenta, es que *las otras ventajas* de una pequeña firma pueden permitirle vender un producto a un costo inferior del que le está costando producirlo a una gran

firma. Este factor se puede explicar por el conocimiento del tiempo y del lugar a que se refiere Hayek (1945).

Coase (1937, p. 394) afirma que una empresa crecerá si los costos de coordinación no aumentan en gran proporción. Este menor crecimiento en los costos de coordinación se puede explicar por los desarrollos tecnológicos como el teléfono, las redes de datos, y los mercados como el eléctrico en Colombia, que tienen un solo precio de la energía para cada hora, en todo el país, etc.

Williamson (1975, p. 4) comenta que son de especial importancia para su teoría los siguientes atributos del artículo de Coase (1937): 1. Que las transacciones y no la tecnología son el objeto central del análisis, como se explica en Coase (1937, p. 336, 338, 341 y 359). 2. Que la incertidumbre, e implícitamente la racionalidad limitada, son los rasgos clave del planteamiento, según Coase (1937, p. 336-337).

1.3 La Teoría de los Costos de Transacción

1.3.1 Williamson y la economía de los costos de transacción

El académico que más ha publicado investigaciones sobre los costos de transacción es sin duda Oliver E. Williamson (1964, 1965, 1975, 1976, 1985, 1996). Williamson (1989, p. 13) afirma que el enfoque de los costos de transacción sostiene respecto a las instituciones económicas del capitalismo, que el “propósito principal y el efecto fundamental de estas instituciones es el de economizar los costos de transacción”. Williamson (1989, p. 51) propone adoptar un enfoque de contratación, y afirma que cualquier cuestión que pueda formularse como un problema de contratación, puede investigarse ventajosamente con el fin de economizar en los costos de transacción. Williamson (1989, p. 29) cita a Kenneth Arrow (1969, p. 48), quien se refiere a los costos de transacción como “los costos de la administración del sistema económico” y agrega que los costos de transacción son el equivalente de la fricción en los sistemas físicos.

Al comparar la economía de los costos de transacción con el estudio de la organización industrial, Williamson (1989, p.33) explica que esta última rama “examina el contrato en términos de propósitos servidos” y se pregunta ¿cuál es el propósito de un contrato cuando se sustituye el intercambio de mercado clásico? Y distingue dos propósitos: el monopolio y la eficiencia.

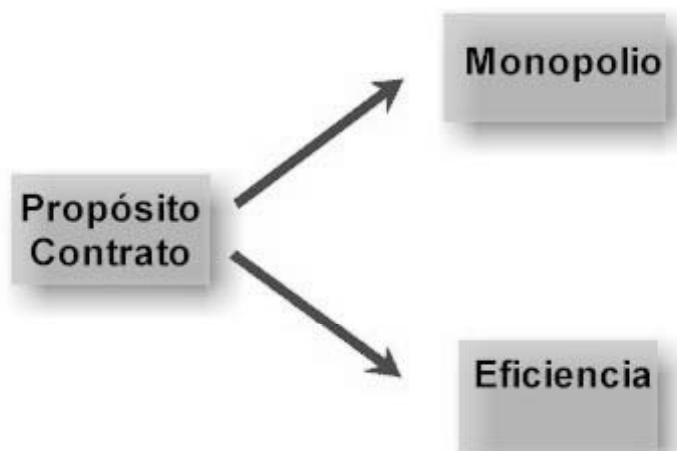


Figura 1. Propósitos generales de los contratos.

Fuente: Williamson, Oliver E. 1989. *Las instituciones económicas del capitalismo*. Fondo de cultura económica, México. p. 34.

Williamson afirma (1989, p. 35) que los enfoques monopólicos sostienen que cuando no se compra en el mercado se tiene como fin desarrollar un monopolio. Y declara que existen cuatro corrientes de investigación monopólica. Dos de ellas se centran en los clientes y las otras dos en los rivales o la competencia. Según Richard Posner (1979) citado por Williamson (1989, p. 35) la primera de las dos ramas que se centra en los clientes es la teoría de la palanca y está representada por la Escuela de Harvard y la Escuela de Chicago. La segunda rama que es la discriminación de precios está representada por Aaron Director y Edward Levi (1956) en relación con las ventas atadas, y por George Stigler (1963) en relación con las ventas en bloque.

Según Williamson (1989, p. 36) los otros dos enfoques se centran en las prácticas que impactan a los rivales, y está representadas por un lado, por Joe Bain (1956) que estudia las barreras de entrada. Por el otro lado, que es el enfoque del comportamiento estratégico está representado según Williamson (1989, p. 376) por Joskow y Klevorick (1979, p 225 – 231) y por Dixit (1979).

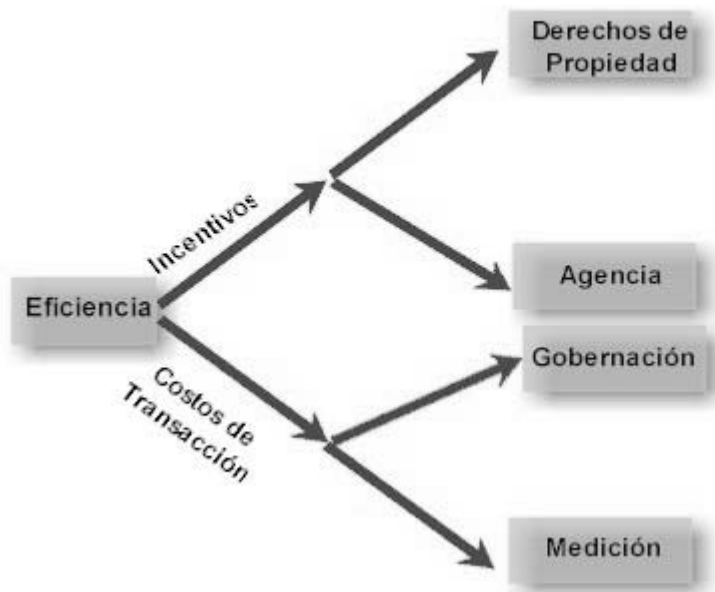


Figura 2. Enfoque de la rama de la Eficiencia.

Fuente: Williamson, Oliver E. 1989. *Las instituciones económicas del capitalismo*. Fondo de cultura económica, México. p. 34.

La rama de la eficiencia, que es donde se incluyen la mayoría de los estudios de la economía institucional, tiene a su vez dos enfoques: el *alineamiento de los incentivos* y los *costos de transacción*. El alineamiento de los incentivos estudia lo que se deba hacer antes de que inicie la ejecución de un contrato. Mientras que los costos de transacción investiga lo que puede ocurrir durante la ejecución del contrato. En la rama de los incentivos hay dos líneas de investigación: los

derechos de propiedad y la agencia. Según Williamson (1989, p. 37) sobre los derechos de propiedad se destacan los trabajos de Coase (1960), Alchian (1961, 1965), Demsetz (1967, 1969). En cuanto a la teoría de la agencia, sus iniciadores fueron Hurwicz (1972, 1973), Spence y Zeckhauser (1971), Ross (1973), Jensen y Meckling (1978), y Mirrlees (1976).

Las formas de transacción no tradicionales se interpretan de manera muy diferente en los diferentes enfoques. Para la rama del monopolio, estas formas tienen el propósito de obtener el poder para monopolizar el mercado. En la rama de la eficiencia, y más concretamente en la línea de los derechos de propiedad, lo que se busca es asignar eficientemente los derechos de la propiedad. Esto, con el fin de que los derechos residuales queden en manos de quien hará un uso más productivo de estos derechos. En la teoría de la agencia, *el principal* contrata con plena conciencia de los peligros planteados, por el hecho de que la ejecución quedará a cargo de *el agente*. Por tanto, para el principal, el futuro no trae sorpresas. Toda la acción de contratación importante se desarrolla antes de iniciarse la ejecución del contrato. Un ejemplo de esta perspectiva es la elección de un *operador*, para manejar un campo petrolero, en representación de los *Socios* que conforman un contrato de asociación. En este caso el *operador* es el *agente* y los *Socios* son el *principal*. En la mayoría de los campos petroleros de Colombia, ECOPETROL S.A. es uno de los *Socios*, y el operador casi siempre es alguno de los otros *Socios* de la asociación.

Williamson (1989, p.39) advierte que “la literatura de los costos de transacción sostiene también la discutible presunción de que las formas no convencionales de la contratación tienen propósitos de eficiencia. Sin embargo se presta mayor atención a la etapa de la ejecución del contrato”. También afirma que en la economía de los costos de transacción, además de la propiedad y del alineamiento de los incentivos, las instituciones de apoyo son muy importantes durante la ejecución del contrato. No se trata solamente de resolver el conflicto de contratación actual. Se deben reconocer por adelantado los conflictos potenciales

y diseñar las estructuras administrativas que los eviten o atenúen. Williamson (1989, p.39-40) agrega que es imposible considerar que toda la acción de la contratación se realiza en la etapa anterior a la firma del contrato. Por eso se le concede una gran importancia al estudio de lo que ocurre en todo el ciclo de vida del contrato. Y también se le asigna un papel importante a las instituciones privadas que apoyan la ejecución del contrato.

Con el fin de tener un marco de análisis para los casos que se explicarán en el capítulo 3, se seguirá a Williamson (1989, p. 41) en los procesos de contratación implicados al tener en cuenta la existencia o no de tres supuestos de conducta. Esto se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1. Relación entre supuestos de conducta y procesos de contratación

	Supuestos de conducta			Proceso de Contratación
	Racionalidad Limitada	Oportunismo	Especificidad de los activos	
1	0	+	+	Planeación
2	+	0	+	Promesa
3	+	+	0	Competencia
4	+	+	+	Gobernación

Fuente: Williamson, Oliver E. Las Instituciones económicas del capitalismo. Fondo de cultura económica. México. p. 41.

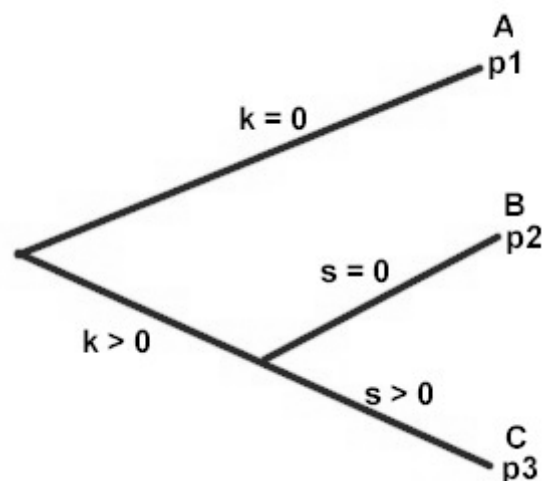
1. **Planeación.** En este caso se asume implícita o explícitamente, que se dispone de una racionalidad ilimitada. Se supone que se pueden prever desde el principio todos los escenarios posibles. Aunque se reconoce que se puede presentar el oportunismo y que pueden existir activos específicos se tiene la ilusión que todo se puede pronosticar desde el principio.

2. **Promesa.** En este tipo de contratación se reconoce que los agentes están sujetos a la racionalidad limitada. También se admite que la transacción puede estar soportada en activos específicos. Pero se cree que el comportamiento oportunista no se va a presentar. Esto implica que los agentes se comportarán siempre como “ángeles buenos”. Cada participante en la relación se compromete a ejecutar el contrato en forma eficiente para maximizar el beneficio de las partes, mediante una cláusula de cumplimiento automático.
3. **Competencia.** En el tercer proceso se admite que los agentes están sujetos a la racionalidad limitada y al comportamiento oportunista. Se supone que en esta relación no está implicado ningún activo específico. No hay interés de los agentes de mantener ninguna relación de largo plazo. Este proceso representa las transacciones de mercado abierto. Williamson (1989, p. 42) dice que en esta caso se supone que el sistema judicial “evita los fraudes y los engaños contractuales descarados”.
4. **Gobernación.** Los anteriores tres procesos fallan, cuando se presentan simultáneamente los tres supuestos de conducta. La *Planeación* es necesariamente incompleta, ya que no tiene en cuenta la racionalidad limitada de los planeadores. La *Promesa* no cumplirá las expectativas, porque no se reconoció el comportamiento oportunista de los agentes participantes. La *Competencia* presentará distorsiones, porque no se tuvo en cuenta la posible presencia de activos específicos. En este caso el proceso que se debe manejar es el de *Gobernación* o *Administración*. Se asume que es problemático lograr que se cumplan las obligaciones contractuales recurriendo al sistema judicial. Por ello, se aboga porque la ejecución de los contratos dependa en gran medida del soporte de las instituciones de organización privadas. Williamson (1989, p. 42) afirma que “este es el mundo del que se ocupa la economía del costo de transacción y que el objetivo que resulta de estas circunstancias es “organizar las transacciones para economizar la racionalidad limitada al mismo

tiempo que se las protege contra el peligro del oportunismo”. Williamson (1989, p. 42) declara que este enunciado “apoya una concepción diferente y más amplia del problema económico que el imperativo “A maximizar beneficios””.

Un esquema sencillo de la contratación

Para ilustrar el concepto de contratación simple cuando se utilizan activos específicos utilizaremos el esquema de la Figura 3 y la presentación que hace Williamson (1989, p. 42 – 45). Supongamos que deseamos adquirir de un proveedor un producto o un servicio. En este trabajo el producto o servicio que investigamos es la energía para una instalación petrolera. Es posible que el proveedor que suministra la energía no tenga que incurrir en ninguna inversión específica. Por ejemplo, puede que no requiera de ningún equipo con tecnología especial. Este es el caso cuando se adquiere la energía para alguno de los edificios de la administración de ECOPETROL S.A. en Bogotá. La energía que un proveedor les vende a estos usuarios es de la red nacional, y es la misma que le ofrece a muchos otros usuarios urbanos. También las redes y subestaciones son las mismas con las que atiende a todos los habitantes de la ciudad. Asumamos que k es una variable que indica qué tan específico es un activo. En este caso se dice que $k = 0$, es decir no hay ningún activo específico. Por otro lado, por regulación, y por ser un gran consumidor de energía, ECOPETROL S.A. puede comprarle la energía a cualquiera de los 65 comercializadores de electricidad, autorizados en Colombia. Se podría pensar que existen unos activos específicos, en las redes de distribución local y en las redes de transmisión nacional, pero por regulación ambos sistemas deben permitir el libre acceso a los usuarios.



k: Activos Específicos. 0: No hay activos específicos, >1: Hay activos específicos.

s: Salvaguardias. 0: No hay salvaguardias. >1: Si hay salvaguardias.

p1: Precio del contrato A; **p2:** Precio del contrato B y **p3:** Precio del contrato C..

A, B, C: Nombres de diferentes contratos.

Figura 3. Un esquema sencillo de contratación.

Fuente: Williamson, Oliver E. 1989. *Las instituciones económicas del capitalismo*. Fondo de cultura económica, México. p. 43.

Por el contrario, suponga que se requiere que un proveedor suministre la energía para un campo petrolero donde no llega la red nacional. En este caso el proveedor debe invertir en unos activos especializados que solo van a atender este campo petrolero. Ahora, $k > 0$, significa que se está utilizando un activo específico. La especificidad se puede deber a la localización, pero también a la tecnología. Por eficiencia el equipo de generación se tratará de adquirir con el diseño que se adapte mejor a las condiciones del combustible disponible y de la ubicación geográfica. Hay casos en donde el combustible disponible, para la generación eléctrica, es un insumo que solamente lo puede suministrar ese determinado campo petrolero. Algunos de estos combustibles pueden ser un petróleo de determinadas características, ciertos residuos petroleros como el asfalteno o el coque, o un gas natural con una composición muy particular. Una vez se inicia la

ejecución del contrato, si el operador petrolero del campo lejano le informa al agente generador que ya no está interesado en seguir comprándole la energía, el generador puede quedar “colgado” con el activo, ya que puede ser difícil encontrar otro cliente al que pueda servirle ese equipo especializado. Por otro lado, el proveedor de energía al darse cuenta que la producción del campo depende de su suministro vital de energía, podría aprovecharse y exigirle al operador del campo un mayor precio por la energía entregada.

Por este motivo, un contrato con activos específicos frecuentemente incluye salvaguardias, con el fin de proteger a las partes contra los comportamientos oportunistas. Si se asume que s es un indicador de las salvaguardias del contrato, cuando no se incluyen estas salvaguardas el indicador s es igual a 0, pero cuando si se incluyen, entonces s es mayor que 0. Por ejemplo una licitación para garantizar el servicio de generación de una planta eléctrica por 10 años para un campo petrolero requiere una salvaguardia. Si el comprador no le garantiza al proveedor una salvaguardia, es decir $S = 0$, entonces el precio será muy alto. Si el comprador del servicio, ofrece esta salvaguardia, es decir $S > 0$, entonces es probable que el proveedor ofrezca un precio más favorable que en el caso anterior. Algunas de las posibles salvaguardias podría ser la garantía que el proveedor del servicio recibirá un pago mínimo sin importar que la demanda de energía del campo o el suministro del combustible presenten alguna disminución durante el desarrollo del contrato.

De allí resultan, volviendo a la Figura 3, las siguientes predicciones: el nodo A tendrá un precio p_1 , inferior al precio del nodo B, p_2 , y al del nodo C, p_3 . A su vez es previsible que el proveedor cargue un mayor precio, p_2 , cuando no tenga salvaguardas, como en el nodo B, que el precio p_3 que aplica cuando si las puede tener, como en el nodo C. En conclusión: $p_2 > p_3 > p_1$.

1.3.2 La especificidad de los activos

Williamson (1989, p. 62) sostiene que “el conocimiento de la condición descrita aquí como especificidad de los activos puede rastrearse por lo menos hasta Alfred Marshall (1948, p. 626)”. Pero que las repercusiones que esto tenía en la contratación y en la organización “pasaron inadvertidas”. Williamson (1989, p. 62) cita el estudio de Polanyi (1962, p. 52 - 53) que reconoce que existen conocimientos y habilidades específicas que se encuentran “tan profundamente arraigadas en los trabajadores experimentados”. Williamson (1989, p. 62) también referencia a Jacob Marschak (1968, p. 14) quien reconoció que los activos pueden ser idiosincrásicos y quien “expresó su preocupación por la forma como los economistas aceptan o emplean los supuestos de la calidad de lo intercambiable”. Williamson (1989, p. 62) cita a Marschak (1968, p.14) diciendo “que existen investigadores, maestros y administradores casi únicos, insustituibles; también existen ubicaciones únicas para plantas y puertos”. A pesar de estos antecedentes Williamson (1989, p. 62) afirma que por ese entonces “se creía generalmente que tales condiciones de singularidad eran raras o poco importantes”. Luego agrega que en la década de 1980 la situación cambió. Por ejemplo comenta que Armen Alchian (1982, p. 6 - 7), quien antes pensaba distinto, llegó entonces a sostener que “toda la justificación de la posición empleador - empleado y aún de la existencia de las empresas, se basa en la [especificidad de los activos]; sin ella, no se conoce ninguna razón para que existan las empresas”. A pesar de los anteriores avances Williamson sostiene (1989, p. 63) que “la proposición de que los atributos idiosincrásicos de las transacciones tienen ramificaciones de organización grandes y sistemáticas apareció primero junto con el estudio de la integración vertical en Williamson (1971)”. Cuando se realiza un transacción en la que incluye la utilización de activos específicos durables, según Williamson (1989, p. 63) se presentarán efectos de “encerramiento”. Para ilustrar esta afirmación de Williamson supongamos que el operador de un campo petrolero lejano desea contratar por un año la operación y el mantenimiento de sus equipos de generación eléctrica mediante un proceso de selección abierta, invitando a las

firmas especializadas del mercado. Al principio todas las firmas estarán en igualdad de condiciones y competirán para ganarse el contrato. Pero después que la firma seleccionada inicia la ejecución del contrato probablemente incurrirá en inversiones específicas durables. Estas inversiones pueden ser, entre otras, la adquisición de ciertas herramientas y equipos de aplicación específica para mantener los generadores de su cliente. También puede ser la selección y entrenamiento de su personal técnico y administrativo. Así mismo, en algunos casos puede ser necesaria la construcción de ciertos campamentos, talleres u oficinas ubicadas cerca de las instalaciones del cliente. Al cumplirse la vigencia del contrato el operador licitará de nuevo el servicio de mantenimiento y operación de sus equipos de generación. En este caso la compañía que se ganó el contrato por primera vez tiene una ventaja, ya que tiene inversiones en activos específicos que puede utilizar en el segundo contrato. Lo más probable es que el valor de la inversión en estos activos ya fue amortizada con el primer contrato, de forma que en el segundo contrato estos activos tienen un costo mínimo. El oferente podría ofertar un precio por su servicio que no tendría comparación con las propuestas de los otros competidores. Lo más probable es que esto le permitirá ganarse el segundo contrato, y el operador obtendrá un precio muy favorable por el servicio solicitado. Pero puede darse la condición que la inversión de algunos activos durables no se amorticen en el primer contrato, y además se puede presentar la situación que el contratista no se gane el segundo contrato. En este caso el contratista quedará “engrampado” con los activos específicos en los que invirtió inicialmente, ya que puede ser difícil utilizarlos en otros contratos sin perder gran parte de su valor. Normalmente la inversión en estos activos específicos se realiza con el fin de mejorar la eficiencia de la ejecución del contrato. El dilema que plantea Williamson (1989, p. 63) es si “¿justificará el ahorro de costos esperado de la aplicación de una tecnología de propósito especial los peligros estratégicos que surjan a resultados de su carácter irrecuperable”? Este dilema varía dependiendo de la estructura organizacional o estructura de gobernación dentro de la cual se

realiza la transacción. Por ello Williamson (1989, p. 64) afirma que se requiere de “una evaluación del dilema en términos de la organización comparada”.

La contabilidad tradicional clasifica los activos, en Activos Fijos y Activos Corrientes. Pero la realidad económica reconoce que hay muchos tipos de activos fijos, como ciertos equipos de tecnología vigente, y algunos edificios bien ubicados, que podrían ser clasificados como activos trasladables, en cuanto a su uso. Williamson (1989, p. 64) sostiene que “muchos activos que los contadores consideran fijos son en realidad trasladables, como ocurre por ejemplo con los edificios y equipos de propósitos generales”. Por otro lado, según Williamson (1989, p. 64) “otros costos que los contadores consideran como variables tienen a menudo una gran parte que no se puede trasladar, como ocurre por ejemplo con el capital humano específico de una empresa”. A veces es difícil despedir a unos técnicos con una amplia formación y experiencia de las plantas de generación eléctrica que se tienen en un campo petrolero, y esperar volver a contratarlos dentro de unos meses.

En la Tabla 2 se muestra esquemáticamente esta clasificación de los activos. Desde luego, existen activos que tienen un componente específico y un componente no específico. Según Williamson (1989, p. 64) la parte sombreada en la parte baja de la Tabla 2 es la que causa los problemas en la contratación.

1.3.3 Tipos de especificidad de los activos

Según Williamson (1989, p. 65), se pueden distinguir cuatro tipos de activos específicos:

1. Especificidad del sitio.
2. Especificidad de los activos físicos.
3. Especificidad de los activos humanos.
4. Especificidad de los activos dedicados.

Tabla 2. Dimensiones de los costos

Fijos (F)	Variables (V)
No Específicos (v)	No Específicos (v)
Específicos (k)	

Según la Contabilidad: Costos Fijos (F) y Costos Variables (V).

Según la Contratación: Específicos (k) y No Específicos (v).

Fuente: Williamson (1989, p. 64).

Posteriormente, Williamson (1996, p. 60) menciona dos tipos adicionales de activos específicos:

5. Capital de nombre de marca.
6. Entrega oportuna.

Un ejemplo de la especificidad del sitio puede ser la construcción del puerto especializado para el embarque del carbón producido en la mina del Cerrejón en la Guajira, Colombia. Si se acaba el carbón de esta mina, el puerto puede quedar sin uso.

Para ilustrar la especificidad de un activo físico se puede mencionar la construcción de una planta de generación eléctrica cerca de un campo de producción en los Llanos Orientales de Colombia, en el cual se producirá un crudo muy pesado. La especificidad se presenta debido a que el combustible que alimentará la planta es el carbón coque que quedará como residuo al mejorar, o convertir el crudo pesado en crudo liviano. Debido a que estos residuos tienen un

alto contenido de impurezas como azufre, cobre y vanadio, se requiere de una tecnología que evite descargar emisiones nocivas a la atmósfera. La planta que quemará este carbón y producirá energía eléctrica es muy específica. Si se acaba el crudo pesado o si el operador del campo decide buscar otro proveedor de este servicio de generación hará que el suministrador de esta tecnología, que podría ser la de Combustión con Lecho Fluidizado, quede “engrapado”. Esto es así porque las otras opciones que habría para utilizar la planta con otros combustibles menos contaminantes no requieren de esta tecnología tan costosa. Por otro lado, si no se cuenta con esta planta no es posible quemar los residuos. Si no se queman adecuadamente los residuos, entonces la planta que mejora o convierte los crudos pesados en crudos livianos tendría que pararse, ya que no hay otra manera de disponer de los residuos en forma eficiente. Esta otra perspectiva permite afirmar que el operador podría quedar “engrapado” con su planta de mejoramiento si el dueño de la planta de generación decide comportarse en forma oportunista.

En cuanto a la especificidad de los activos humanos, se pueden mencionar ciertos técnicos especializados en operar y mantener algunas plantas de generación eléctrica con turbinas, que no se pueden despedir y volver a contratar tan fácilmente.

Los activos dedicados se refieren a ciertas ampliaciones en las capacidades de los equipos que sólo se justifican cuando existe un cliente concreto a quien atender. Un ejemplo de esta especificidad se mencionará más adelante con la ampliación de una subestación eléctrica de 70 Megavatios (en la sección 1.3.8. de este capítulo).

Un ejemplo del nombre de marca como activo específico puede ser el aquellas empresas de energía cuyo prestigio no les permite entrar en ciertos negocios, diferentes a los que tradicionalmente han manejado. Este nombre de marca está muy enlazado con el posicionamiento estratégico de la compañía. Por ejemplo en Colombia existen generadores de energía que deciden venderle solo a los

grandes distribuidores y no a los consumidores finales. También hay empresas que aunque podrían vender energía eléctrica al sistema nacional, en forma competitiva, se concentran en el negocio de petróleo y gas. La marca en sí misma es un activo específico de la compañía, que le facilita la participación en ciertos sectores que la reconocen, pero por otro lado es un lastre que le dificulta incursionar en nuevos nichos. Si el mercado que tradicionalmente atiende la empresa se estanca, es probable que ella corra con la misma suerte.

Un ejemplo de entrega oportuna como activo específico se puede ver con el suministro de energía de parte de un operador de red local a un campo petrolero, cuando se tienen varias líneas alternativas de suministro. Esta entrega oportuna de la energía aún en momentos de grandes fallas en el sistema nacional es un activo que es muy bien valorado por el campo consumidor.

En todos estos activos específicos se tienen inversiones de largo plazo que se realizan para apoyar una transacción en particular y las partes están interesadas en evitar que se rompa la transacción. Este interés según Williamson (1989, p.65) se debe a que el “costo de oportunidad es mucho menor en los mejores usos alternativos o para usuarios alternativos si la transacción original se termina prematuramente”. Por ello se le da valor a la continuidad de la relación y se diseñan salvaguardas para el contrato y la organización. A diferencia de las transacciones de mercado abierto, de bienes genéricos y con precios de equilibrio, las transacciones donde están implicados activos específicos, según Williamson(1989, p. 65) “no carecen de rostro, ni son instantáneas”. Por el contrario, son transacciones que se realizan con agentes conocidos y son de largo plazo.

Si no existiese la especificidad de los activos, la contratación se simplificaría. Pero al tener en cuenta la especificidad de los activos aparecen las formas no tradicionales de contratación o formas organizacionales híbridas

1.3.4 La transformación fundamental de Williamson

Williamson (1989, p. 70) llama la atención sobre el efecto que aparece cuando un escenario de muchos oferentes para un servicio o un producto, se transforma en un escenario donde sólo oferta un proponente. Esto se debe a que el oferente que resultó ganador, en la primera licitación, adquirió los activos específicos que se requerían. En una segunda licitación esto le permite ofertar un menor precio que el precio que ofrecerán sus competidores. Esta situación Williamson (1989, p. 70) la denomina la *transformación fundamental*.

Williamson (1991) estudia la organización económica desde el punto de vista institucional comparativo. Con este enfoque se intenta lograr que el costo de transacción sea el más económico. En la Figura 4 se observa, de manera conceptual, según Williamson (1991, p. 284), la relación que existe entre la especificidad de los activos y el costo de gobernación. Asuma que siempre se intenta economizar en los costos de gobernación, o costos de transacción. Por ello resulta conveniente contratar en el mercado cuando casi no se requiere de ningún activo específico.

En la Figura 4 esto ocurre cuando la especificidad de activos se encuentra entre cero y k_1 . Cuando los activos específicos son muy importantes en la relación, por ejemplo cuando la especificidad es mayor que k_2 , lo recomendable es establecer una relación jerárquica. Otra forma de verlo es que conviene fabricar el producto o prestar el servicio dentro de la organización interna, en vez de adquirirlo en el mercado. Si la especificidad de los activos está entre k_1 y k_2 , lo conveniente es organizar la transacción como una forma híbrida.

Relación Especificidad de Activos Vs Costo de Gobernación

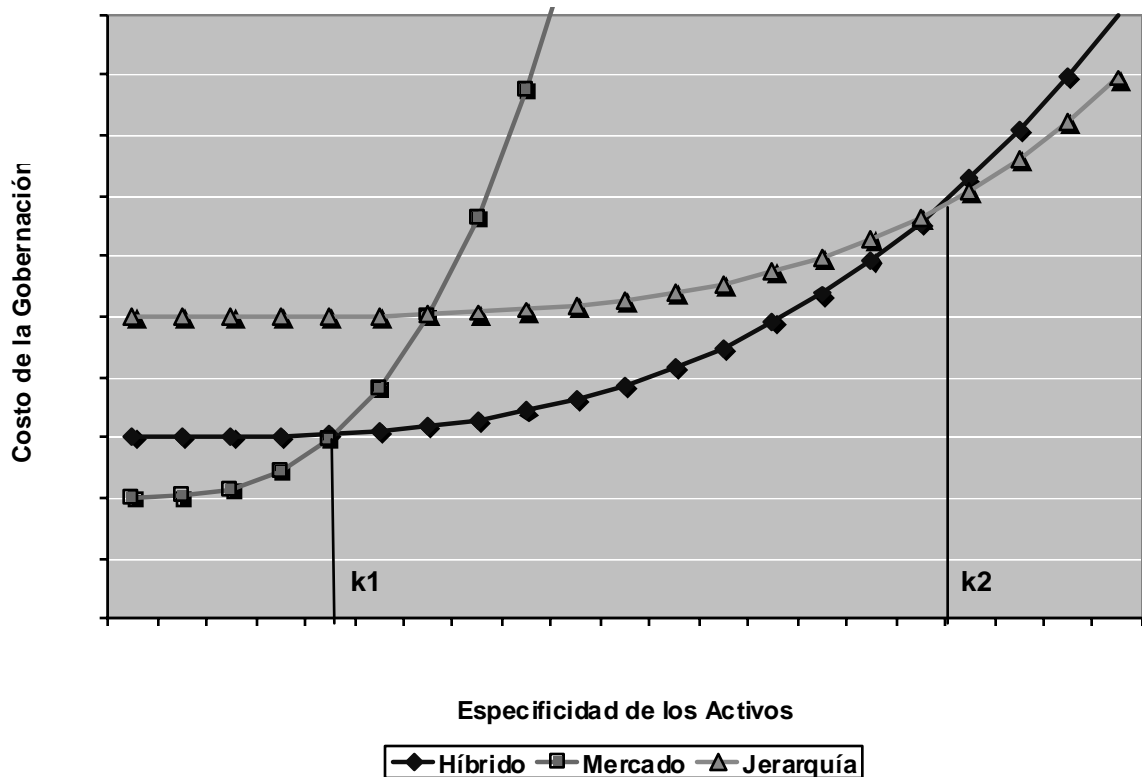


Figura 4. Relación entre Especificidad de activos y costos de gobernación.

Fuente: WILLIAMSON, Oliver E. 1991. *Comparative Economic Organization: The Analysis of Discrete Structural alternatives*. Administrative Science Quarterly, 36. USA. p. 284.

1.3.5 La Incertidumbre y la Frecuencia de las transacciones

Según Williamson (1996, p.116), una mayor incertidumbre puede tomar dos formas. La primera es la posibilidad de una mayor frecuencia de interrupciones o fallas y la segunda es que las interrupciones tengan mayores consecuencias. La hipótesis que Williamson conjetura es que a medida que aumenta la frecuencia esperada de las interrupciones, se tratará de evitar las relaciones organizacionales híbridas. Para ilustrar este argumento podemos hacer referencia al suministro de energía en un campo petrolero. La frecuencia de las interrupciones puede ser el

número de cortes de energía que tiene el campo en un año. Las mayores consecuencias pueden significar una mayor duración de estos cortes, que tienen como consecuencia unas mayores pérdidas de producción. Si un campo petrolero establece un híbrido organizacional (por ejemplo un contrato de largo plazo) con un agente externo para que le suministre energía, existe una alta probabilidad que este acuerdo se mantenga mientras la frecuencia de fallas no sea muy alta. Esto ocurre sin importar que tan altas sean las consecuencias de las pocas fallas esporádicas que se presenten. Pero si la frecuencia de las fallas se incrementa, el agente que compra la energía tratará de pasar a una relación jerárquica o de mercado. La jerarquía permitirá el control total sobre las operaciones de suministro y la asignación de los recursos necesarios para disminuir esas fallas; el mercado ofrecería la libertad de sustituir inmediatamente al proveedor del servicio de energía.

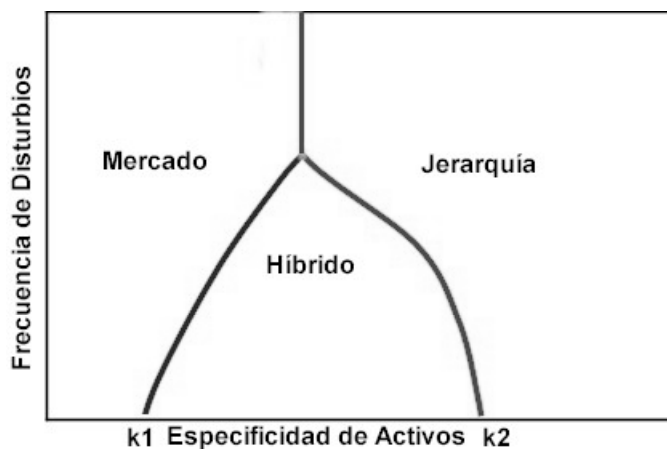


Figura 5. Relación entre frecuencia de disturbios y costos de gobernanza.

Fuente: WILLIAMSON, Oliver E. 1996. *The Mechanisms of Governance*. Oxford University Press. New York. p. 116.

Williamson (1996, p. 116) asegura que esto se debe a que la coordinación de una relación híbrida se complica si se requieren ajustes frecuentes en consenso. Por el contrario estos ajustes se facilitan en una organización jerárquica mediante

órdenes, y en forma unilateral en los mecanismos de mercado. Como se observa en la Figura 5 las formas híbridas dejan de ser viables cuando la frecuencia de los disturbios es muy alta.

1.3.6 Klein, Crawford y Alchian, rentas apropiables e integración

Klein, Crawford y Alchian (1978) analizan un costo particular que se presenta cuando se negocia en el mercado: *la posibilidad del comportamiento oportunista después de firmado el contrato*.

Enfatizan que probablemente lo que origina este comportamiento, es la presencia de *cuasirentas especializadas apropiables*.

Estas *cuasirentas* se crean cuando se hace una *inversión específica*. Entre más específica es la inversión, más *cuasirentas* son creadas. Esto conduce a que existan más probabilidades que se presente un comportamiento oportunista. El posible comportamiento oportunista aumenta los costos de contratación. Lo que al final conduce a que se prefiera una integración vertical.

Como muestra de ello realizan un análisis de varios ejemplos reales, donde se descubren las diferentes *cuasirentas especializadas*. La apropiación de estas *cuasirentas* determinan el tipo de organización adoptada. En algunos casos, el deseo de proteger dichas *cuasirentas especializadas* es un incentivo para la integración vertical.

Los autores concluyen que la diferencia exacta entre firmas y mercados tiene poca importancia analítica general y que lo importante es preguntarse ¿Qué tipos de contratos son usados, para que tipos de actividades, y por qué?

Klein, Crawford y Alchian (1978) exponen varios ejemplos de las *cuasirentas especializadas apropiables*, de los cuales comentaremos dos clásicos:

1. Según Klein, Crawford y Alchian (1978, p. 308 - 310), General Motors tenía un contrato con Fisher Body para que le fabricara el chasis de sus automóviles metálicos tipo cerrado. El contrato se inició en 1919 y tenía un plazo de 10 años. Pero este contrato se consideró intolerable por General Motors en 1924, porque

suponía que Fisher se apropiaba de las cuasirentas especializadas. Al final General Motors adquirió a Fisher en 1926. El activo específico era la costosa máquina de estampación de carrocerías. Para que Fisher realizara esta inversión se requirió que en el contrato de suministro de carrocerías para automóviles, General Motors se obligaba a comprarle a Fisher todas las carrocerías de ese tipo que necesitara. En contraprestación Fisher no podía venderle ninguna carrocería por encima del precio que le vendía a cualquier otro fabricante automotriz. El precio de las carrocerías era fijo y se estableció teniendo en cuenta la inversión inicial de capital. Esta fue la razón que más molestó a General Motors, ya que con el tiempo este tipo de carrocería tuvo una mayor demanda. A pesar de eso, Fisher mantenía el mismo precio. Una segunda razón fue que se le solicitó a Fisher que se trasladara cerca de la fábrica de General Motors, con el fin de mejorar la eficiencia, pero Fisher no lo aceptó precisamente para evitar realizar una inversión aún más específica. Si Fisher hubiese hecho esta inversión específica, parte de la misma hubiera podido ser fácilmente apropiable por General Motors.

2. Los propietarios de los oleoductos son los mismos propietarios de los campos de producción y de las refinerías, pues de acuerdo con Klein, Crawford y Alchian (1978, p. 310 - 313), existen cuasirentas en estos activos especializados. Si un tercero, diferente de los dueños de los campos de producción y de las refinerías, fuese el propietario de los oleoductos podría apropiarse de las cuasirentas de los productores y refinadores. Los oleoductos, por razones geográficas son activos específicos muy especializados. Esto es así porque no es eficiente construir otro oleoducto, en cercanías donde ya existe uno. Por ello en la propiedad de los oleoductos, participan los propietarios de los campos y de las refinerías por donde el oleoducto pasa. Esto ocurre en Colombia y en el resto del mundo. Por el contrario los buques tanques que transportan el petróleo no son específicos de ninguna refinería. Por ello, las refinerías no se apropian de ellos. Igual cosa ocurre con las firmas de ingeniería especializadas en construir refinerías. No son específicas de

cada refinería. La realidad confirma que estas firmas no son de propiedad de ninguna de las refinerías. Klein, Crawford y Alchian (1978, p. 312) afirman que como los usos alternativos de los buques tanques tienen el mismo valor “las rentas apropiables son casi cero”.

1.3.7 La revisión de la teoría de la firma de Demsetz

Aunque Demsetz (1991) resalta la importancia del artículo de Coase (1937), advierte algunas dificultades en la exposición del mismo. Una de ellas es que es difícil distinguir entre la *compra en el mercado* y cuando se fabrica el producto internamente, porque en el segundo caso de todas formas se compran los *insumos* requeridos. La *compra de insumos* en el mercado, reemplaza la *compra de productos terminados* también en el mercado. Por tanto, la *producción interna* no sustituye completamente las *transacciones de mercado*.

Por otro lado, cuando se deja a un lado *la producción interna* y se *compra en el mercado* el producto terminado, se está pagando el *costo del servicio de administración* en que incurre la otra empresa del mercado.

Demsetz (1991, p. 162) afirma que “lo que debemos inquirir, si permanecemos dentro del marco de Coase, no es si el costo de administración es mayor o menor que el costo de transacción, sino si la suma de los costos de transacción y de administración en que se incurre en la producción interna es mayor o menor que la suma de los costos de administración y de transacción en que se incurre con la compra en los mercados, ya que ambas opciones implican las dos categorías de costos”. Demsetz (1991, p. 167) también plantea que los problemas de la compatibilidad de los incentivos: es decir el riesgo moral, la evasión y el oportunismo, difícilmente podrán derivarse de las consideraciones de los costos de transacción. El oportunismo se basa en una presunta correlación entre la especificidad de los activos y la pérdida esperada del incumplimiento del contrato y no en las variaciones del costo de transacción. Las incompatibilidades de los incentivos ofrecen un análisis alternativo al del costo de transacción, en el desarrollo de la teoría de la empresa. En resumen, Demsetz (1991) sostiene que

la confusión existente en este tema se debe a que se asume una descentralización perfecta. Se supone la existencia de costos de información para la transacción y la administración. Pero no se considera que existen costos de información para la producción. Se parte de creer que la información para la producción es libre y gratuita. Se asume que lo que una empresa puede producir otra también lo hará, al mismo costo. Demsetz concluye que para poder discutir la relevancia de los costos de *transacción*, de *administración* y de *producción* se debe establecer una distinción clara entre ellos, y esto aún no se ha logrado.

En contraposición con el reclamo de Demsetz, Williamson (1996, p. 58) reafirma su punto de vista que la unidad de análisis es la transacción. Y que el análisis de los costos de cada transacción incluye el examen de los costos comparativos de planeación, adaptación y la supervisión de la realización completa de la tarea bajo la estructura de gobernación. Es decir los costos de transacción, como lo define Williamson incluyen todas las fases hasta que se obtiene el producto o el servicio. Williamson (1996, p. 59) reitera que las principales dimensiones de una transacción son tres: la frecuencia con que ocurre, el grado de incertidumbre a que está sujeta y la condición de activos específicos implicados.

1.3.8 La integración vertical de Grossman y Hart

Basándose en el principio de los derechos de control residuales Grossman y Hart (1986) desarrollaron una teoría que explica por qué se integran las empresas. Esta teoría utiliza los conceptos de especificidad de los activos, las cuasirentas y la ocultación de la información. Grossman y Hart (1986, p. 694) “definen la propiedad como el poder de ejercer control” sobre los activos. Aunque advierten que el control sobre los activos no es absoluto, la propiedad le da derechos al propietario de usar el activo como mejor le plazca. Como por ejemplo cuando un propietario de una casa o de un automóvil tiene el control o el dominio sobre estos activos a pesar de que la mayor participación de la propiedad la tenga en un momento dado el banco o una corporación, que le ha prestado una gran parte del valor para que el propietario los compre.

En Grossman y Hart (1986, p. 692), se dice que una firma está compuesta por sus activos y se enfatiza que los derechos de un contrato pueden ser de dos tipos: específicos y residuales. Cuando es muy costoso para una firma A, especificar una larga lista de todos los derechos específicos que desearía tener sobre otra firma B, entonces puede resultar óptimo comprar todos los derechos sobre la firma B, excepto los que específicamente se aclaren en un contrato. Es decir, hay dos formas de declarar los derechos que una firma A tiene en un contrato sobre la firma B: la primera manera es describir explícitamente estos derechos. Lo que no esté allí descrito, que son los derechos residuales, no puede exigirlos la firma A. La segunda alternativa es consignar que se tiene derecho total, con excepción de ciertos elementos. Lo que no esté descrito en el contrato, la firma B no se puede negar a suministrarlo. En el primer caso los derechos residuales los controla la firma B, y en el segundo escenario los derechos residuales los controla la firma A. *La propiedad es la compra de estos derechos residuales. Más específicamente la propiedad es el derecho para ejercer control sobre los derechos residuales.* Para ser más específicos sobre los costos y beneficios que tendría una integración, Grossman y Hart (1986, p.695) proponen un modelo formal que es presentado en la recopilación de Williamson y Masten (1999) . Este modelo asume lo siguiente:

1. Existen dos firmas F1 y F2, que realizan inversiones en activos específicos a_1 y a_2 , en el tiempo T_0 . Estas inversiones se realizan sin ponerse de acuerdo. Cada firma decide que tipo de activo es el que más le conviene.
2. En el tiempo T_1 , cada firma decide realizar cierto tipo de acciones o toma cierto tipo de decisiones, respecto a sus activos. Estas decisiones se denominan q_1 y q_2 . Se supone que ninguna de las firmas sabe como se va a comportar la otra firma. Este comportamiento depende de la voluntad de cada firma, pero también de las condiciones del entorno en el tiempo T_1 . Las condiciones en T_1 son difíciles de prever en el tiempo T_0 . La firma del

contrato y la realización de las inversiones específicas se efectúan en el momento T0.

3. Por facilidad del modelo se asume que todos los beneficios o costos se obtienen en T1. También por facilidad se asume que todos los beneficios los recogen los administradores de las firmas F1 y F2 respectivamente. Se supone que las decisiones, q_1 y q_2 , las toman los dos administradores.
4. Los Beneficios en el momento T1, para cada administrador, son B1 y B2. Estos dependen de los activos específicos invertidos en T0, a_1 y a_2 ; y de una función de las decisiones de ambos administradores $\Phi_i(q_1, q_2)$. O sea: $B_1[a_1, \Phi_1(q_1, q_2)]$ y $B_2[a_2, \Phi_2(q_1, q_2)]$.
5. En el momento T1 no hay incertidumbre. Por ello es fácil liquidar los beneficios netos o plusvalía para los dos administradores. Un contrato óptimo debería maximizar la siguiente función:

$$B_1[a_1, \Phi_1(q_1, q_2)] + B_2[a_2, \Phi_2(q_1, q_2)].$$

Con el fin de ilustrar esta función puede ser útil presentar un ejemplo.

1.3.9 Ejemplo de Suministro de gas para la planta de generación

En este caso, la firma F1 puede ser un operador petrolero que va a generar su propia energía eléctrica para un campo productor, utilizando el gas natural como combustible. Se supone que en el momento T0, F1 no dispone de ninguna fuente de gas natural en su campo. La firma F2 es otra compañía petrolera que produce gas natural y firma un contrato con F1 para suministrarlo.

Los activos específicos, a_1 , en que incurre la F1, en el tiempo T0 es la adquisición e instalación de una planta de generación a gas, la conversión a motores eléctricos, de los motores que inicialmente consumían ACPM o crudo, y otros equipos como subestaciones y redes eléctricas. La planta de generación la

compra F1, teniendo en cuenta el tipo y la calidad de gas que será suministrado por F2. Se puede acordar también, que F1 construya el gasoducto que transporta el gas desde el Campo 2 al Campo 1.

Por otro lado, los activos específicos, a_2 , en que incurre F2, pueden ser el sistema de tratamiento del gas, el compresor para aumentar la presión del gas a transportar, los elementos de medida y en algunos casos hasta la perforación de un nuevo pozo de gas para garantizar un suministro confiable a F1.

Después de realizar la construcción o instalación de los activos específicos en T_0 , F1 y F2 toman decisiones en T_1 , que pueden hacer que los beneficios de ambas firmas puedan cambiar dramáticamente, respecto a lo previsto en T_0 .

Una lista de las decisiones, q_1 , que puede tomar F1, o eventos que le pueden ocurrir, y que tienen un gran impacto en los beneficios de F2 son: Conectarse a la red nacional de energía y no comprar tanto gas como estaba previsto inicialmente. Encontrar en su campo un pozo de gas que haga innecesario comprar este insumo a F2. Enfrentar un daño en el gasoducto, por atentados terroristas o por accidentes de la naturaleza, y no intentar repararlo oportunamente.

Por el contrario, F2 puede hacer las siguientes acciones, q_2 : entregar un gas sin el tratamiento adecuado, que haga que la planta de generación de F1 presente un mayor número de fallas. Descubrir un pozo de hidrocarburos líquidos que lo obligue a reinyectar en el subsuelo, el gas disponible, para aumentar la recuperación de los hidrocarburos líquidos. Estos líquidos normalmente tienen un mayor valor que el gas. No hacer un buen mantenimiento en el compresor de forma que este equipo falla frecuentemente y no se puede entregar el gas a F1 confiablemente.

Grossman y Hart (1986, p. 700) afirman que la distribución de los derechos de propiedad tiene consecuencias de eficiencia y que “un contrato óptimo maximiza los beneficios de una parte sujeto a que la otra parte reciba los beneficios mínimos que espera”. Ellos realizan un análisis matemático donde analizan tres posibles escenarios para la maximización de los beneficios en el modelo. El primero, es que la propiedad de los activos de las firmas permanezca separada, es decir no

hay integración. En el segundo escenario, la Firma 1 se apropia de los activos de la Firma 2. Y en el tercer escenario, la Firma 2 se apropia de los activos de la Firma 1. Estos autores indican que ambas partes podrían ganar, en el escenario 1, si suscriben un nuevo contrato en la fecha T1, que tenga en cuenta las nuevas condiciones.

¿Cómo podríamos aplicar estos escenarios a nuestro ejemplo del suministro del gas natural, para la generación eléctrica en un campo petrolero?

De la siguiente forma: en el escenario 1, lo que Grossman y Hart (1986, 701) recomiendan es que se vuelvan a poner de acuerdo las dos firmas y negocien un nuevo contrato, con otras opciones que tengan en cuenta las nuevas condiciones del momento. Por ejemplo, comprometiéndose F1 a consumir una cantidad mínima de gas a un precio menor, bajo la modalidad de “páguelo aunque no consuma” y otra cantidad a un precio mayor, bajo la modalidad de “pague lo consumido”. Otra posibilidad, si se descubre gas en el Campo 1, es que el gasoducto sirva para que el anterior “comprador” resulte vendiéndole gas a la firma F2 que antes era la “vendedora”. En esta nueva situación se asume que F2 necesita el gas para reinyectarlo.

El escenario 2 es aquel en el que F1 adquiere los activos específicos de F2. En el ejemplo esto puede ilustrarse con que F1 le compra a F2 la planta de tratamiento de gas, el compresor, y puede que hasta le compre o entre a operar el pozo de gas. De todas formas F1 es el agente que tiene un mayor incentivo para que el gas le llegue al Campo 1 con la mejor calidad y confiabilidad.

En el escenario 3, se supone que F2 adquiere los activos específicos de F1. Es poco probable que se presente esta situación, pero aún es posible que F2 adquiera la planta de generación de F1 y se comprometa mediante un contrato a suministrar la energía que requiera F2. Durante las etapas de mantenimiento de la planta de generación eléctrica, puede que compre la energía de respaldo desde la red nacional, con el fin de garantizar la confiabilidad exigida por F1.

Hart (1986, p. 718) afirma que la imposibilidad de negociar antes de la ejecución del contrato, todos los aspectos del servicio o de la entrega del producto, es la

razón para concluir que “la distribución de los derechos de propiedad tiene consecuencias de eficiencia”.

1.3.10 Los contratos incompletos y la integración de Hart

A partir del artículo de Coase (1937), Oliver D. Hart (1991) explica que el origen de una firma, se basa en el carácter incompleto de los contratos y de la necesidad de asignar *los derechos de control residual*. Hart (1991, p. 140) afirma que “el trabajo de Coase, Williamson, y Klein, Crawford y Alchian, se basa en la idea de que existen costos de transacción en la redacción de los contratos”. Si no existiera un costo para “pensar, planear y redactar un contrato”, dice Hart (1991, p. 140) no habrían razones para realizar una integración o crear una empresa que realice los servicios o productos dentro de una empresa. Bajo estas condiciones no se necesitaría jamás modificar o poner al día el contrato. Nunca se necesitaría establecer demandas, y un tercero podría fácilmente determinar si una de las partes ha violado el contrato y podría imponer la sanción apropiada.

Pero el problema es que la redacción de un contrato completo sí tiene un costo. Por ello, las partes no redactarán un contrato que prevea todas las contingencias. Más bien, siempre redactarán un contrato incompleto. El contrato contendrá algunas lagunas o disposiciones omitidas; mencionará lo que se debe hacer en unos escenarios, pero no lo que se hará en otros. Esta situación conducirá a que las partes posiblemente actúen de manera diferente a la que se espera en el contrato. Estarán en desacuerdo en la interpretación de lo que dice el contrato, podrán demandar a la otra parte y hasta se necesitará acudir a un tercero para resolver los conflictos que se presenten. Hart (1991, 141) sostiene que “los contratos incompletos abren la puerta a una teoría de la propiedad”. Para explicar esta teoría, Hart introduce el concepto de los *derechos de control residuales*. Utilizaremos un ejemplo relacionado con el suministro de energía eléctrica, para ilustrar este concepto. Supongamos que una Electricadora M, firma un contrato con un operador petrolero A. El objeto del mismo es construir una subestación eléctrica que le permita tomar energía al operador A, para alimentar el Campo A

desde la red nacional. Se estima que la demanda máxima del Campo A se incrementará en 70 Megavatios en los próximos 10 años. La Electricadora M sabe que las poblaciones que atiende requerirán de una capacidad de transformación por encima de su capacidad actual después de 10 años. Y esta capacidad puede crecer hasta 70 Megavatios entre al año 10 y el año 20. Por razones técnicas y de confiabilidad es aconsejable ampliar la subestación eléctrica actual de 150 Megavatios, en una capacidad similar de 150 Megavatios. En esta ampliación reservará 70 Megavatios para el operador A. El operador A paga por esta disponibilidad de transformación y la subestación se construye. Pero, ¿qué pasa si el operador A requiere de 80 Megavatios y no de 70 Megavatios, como estaba inicialmente previsto? El agente que tiene los *derechos de control residuales* es la Electricadora M. Ella tiene la autonomía de permitir o no, que el operador A pueda tomar esta potencia adicional, y puede, si le conviene, negarse a ello. Esto es de resaltar, sobre todo si se tiene en cuenta que el aporte del operador A fue el que hizo posible la ampliación de la subestación. En esta exposición se asume que la subestación construida, no tendría ningún problema técnico en entregar estos 10 Megavatios adicionales al operador A. Hart (1991, p. 142) reitera que la idea de que la propiedad está enlazada con los derechos de control residual forma parte de la teoría de la integración expuesta por Grossman y Hart (1986), expuesta en el numeral anterior. Este control de los derechos residuales es el que conduce a que se elija una determinada forma organizacional. Una de ellas es la integración interna, o vertical, que se analizó en el numeral anterior.

Hart (1991, p. 150) enfatiza que “toda teoría de propiedad digna de consideración deberá estar en concordancia con las siguientes consideraciones básicas”:

- a. Si un individuo es totalmente responsable del rendimiento de un activo, debería ser su propietario.

- b. Si hay rendimientos crecientes de la administración, de modo que una persona puede administrar dos empresas, estas empresas deben tener un propietario común. Es decir, se debería presentar una integración.
- c. Si una empresa Compradora desea ser abastecida en un producto por una empresa Vendedora, pero el intercambio entre ambas es sólo una pequeña fracción de todas las transacciones de las empresas Compradora y Vendedora, se debe esperar que se firme un contrato de largo plazo entre ambas. No se debe esperar que una empresa compre a la otra. En este caso se asume que no es viable la compra del producto en el mercado efectivo.
- d. Si una industria está dedinando, se esperaría que las empresas se integren para ahorrar costos, en vez de permanecer independientes y compartir estas actividades de costo fijo mediante contratos de corto plazo.

Hart (1991, p. 154) comenta que al utilizar el enfoque de contratos incompletos y el control de los derechos residuales se ofrece un marco de organización útil para pensar acerca de la empresa. Ya que los costos y los beneficios de la integración se pueden examinar en forma unificada. Pero advierte que aún queda mucho trabajo por desarrollar. En todos estos casos se asume que si se confirma que es más eficiente que el administrador sea el propietario de un activo, el administrador lo comprará. Pero, no se tiene en cuenta que el administrador puede no tener los recursos para hacer la compra. Y si los tiene, puede que no le interesa invertir directamente, para no asumir todo el riesgo. Si esta compra se financia vía deuda o vía patrimonio, ¿cómo se distribuye ahora el *control de los derechos residuales*? ¿Se debería asignar el control al administrador, a los accionistas, a los acreedores, o a una combinación de ambos? Hart (1991, p. 154) dice que “este tipo de interrogantes apenas se está empezando a abordar en la literatura teórica”.

1.4 Pruebas empíricas de la relación costos de transacción y organización

Son numerosos los trabajos que intentan confirmar las relaciones pronosticadas por el modelo de los costos de transacción de Williamson. Paul L. Joskow (1991)

analiza ocho trabajos que intentan confirmar empíricamente la relación que existe entre los activos específicos y el tipo de organización. Pero antes de entrar a estudiar los trabajos empíricos, Joskow (1991, p. 123) menciona el encargo que él y Richard Schmalensee recibieron en 1982 de parte del Departamento de Energía de Estados Unidos, para estudiar “las perspectivas y los problemas asociados a la desregulación de la industria del servicio eléctrico”. En esa investigación Joskow y Schmalensee encontraron que el análisis tradicional suponía que “la integración vertical, los contratos de requerimiento a largo plazo, etc., eran instrumentos siniestros para la monopolización de la industria”. Pero Schmalensee y Joskow observaron, según Joskow (1991, p. 123) que “la naturaleza de la tecnología de generación, transmisión y distribución, y las características de la operación física de un sistema integrado de energía eléctrica de corriente alterna, sugerían que las “complicaciones irrelevantes” que se estaban omitiendo probablemente tuvieran una importancia potencial considerable”.

En los trabajos empíricos analizados por Joskow (1991, p. 126 - 133) se asume que la variable dependiente toma valores discretos que indican el modo de organización: integración vertical (jerarquía), contrato de largo plazo (híbrido) o mercado abierto o spot. Una de las variables independientes o explicativas será la especificidad de los activos. Pero a veces también se incluyen otras variables explicativas como las economías de escala, la experiencia, la organización interna, etc.. Joskow (1991, p. 126) advierte que no es una tarea trivial “medir las variaciones de la importancia de la especificidad de los activos”. Y agrega que aunque “no vamos a encontrar estos números escritos nítidamente en un libro de estadísticas industriales”, sí podemos aspirar a obtener “información cualitativa sobre las variaciones de la importancia de la especificidad de los activos”.

1.4.A. Los modelos de regresión de variables cualitativas.

Cuando se intenta confirmar empíricamente que la elección de una determinada forma organizacional depende de la especificidad de los activos, de la incertidumbre y de la frecuencia de las transacciones, se requiere asumir un

modelo econométrico que ofrezca una estructura donde se puedan correlacionar los datos de las transacciones reales. La dificultad que existe respecto a una regresión lineal tradicional es que la variable dependiente toma los “valores del tipo de organización”: mercado, jerarquía o híbrido. Es decir, la variable explicada asume valores cualitativos y discretos. En la mayoría de los trabajos analizados en la presente investigación (ver siguiente sección) se observó que el método que se utiliza con más frecuencia para confirmar empíricamente la validez de la teoría de los costos de transacción es el *probit*. El modelo probit es un modelo de regresión cualitativa. Los modelos de regresión de variables cualitativas, limitadas, truncadas o censuradas, que han recibido mayor atención por los académicos son probit, logit, tobit, o lineales truncados. En algunos estudios la variable regresada o dependiente puede tomar solo dos valores, por ejemplo 1 si un componente se fabrica internamente y 0 si ocurre lo contrario. En este caso se dice que el tipo de organización elegida es una *variable binaria dicótoma*. Por otro lado, si la variable puede tomar tres valores se dice que es una *variable tricotómica*, y en general si la variable puede tomar varios valores enteros que representan varias categorías, se dice que es una *variable policotómica* o una *variable de categorías múltiples*. Algunas de las fuentes que se pueden consultar para conocer más sobre estos modelos son Maddala (1983), Gujarati (2003, p. 560 – 612), Daganzo (1979), Ben - Akiva y Lerman (2000), Greene (1997) y Johnston y DiNardo (1997, p. 412 - 454). Daniel McFadden (1974, 1981, 2001) es uno de los académicos que ha realizado importantes aportes a la elección económica cualitativa, por los cuáles recibió el Premio Nóbel de Economía en el año 2000. A continuación describiremos algunos de estos estudios.

1.4.B. Adquisición de 133 componentes para automóviles Ford y GM.

Este caso y los tres siguientes son referenciados por Joskow (1991) y posteriormente fueron estudiados por el autor. Joskow (1991, p. 126) sostiene que el trabajo de Monteverde y Teece (1982) “es el primer esfuerzo sistemático para tratar de examinar empíricamente el papel de la especificidad de los activos en la

determinación de la estructura de las relaciones verticales”. Monteverde y Teece (1982) analizan la forma como se adquieren 133 partes para construir automóviles en las fábricas Ford y General Motors. El estudio pregunta si cada uno de los componentes se fabrica internamente o si se compra en el mercado efectivo o spot. Con esto se mide la elección de una organización interna o externa en la transacción de adquisición, para cada uno de los 133 componentes. La variable dependiente toma el valor 1 si el componente se fabrica internamente y el valor 0 si ocurre lo contrario. El estudio solo se preocupa por las relaciones de mercado y jerárquicas. No tiene en cuenta las relaciones híbridas como los contratos de largo plazo. La especificidad se concentra en el esfuerzo de ingeniería que requiere cada componente, el cual se podría asimilar a la especificidad de los activos humanos establecido por Williamson. La especificidad de los activos humanos fue definida y cuantificada por una fuente dentro de la industria. Monteverde y Teece (1982, nota 2 de pie de página 267) advierten que “la fuente fue un ingeniero de diseño de uno de los mayores fabricantes automotrices de Estados Unidos...la confiabilidad de esta valoración fue confirmada obteniendo otra valoración independiente de otro ingeniero automotriz”. El estudio utiliza además una variable ficticia para discriminar la cultura de Ford de la de General Motors. Otras variables independientes que se incluyeron en el modelo tenían en cuenta si el componente pertenecía a algunos de los siguientes subsistemas: MOTOR, CHASIS, VENTILACIÓN, ELECTRICO o CARROCERÍA. Todas estas variables explicativas se combinan en un modelo econométrico probit, donde la variable dependiente es binaria dicotómica, fabricación interna o compra en el mercado.

Las conclusiones del estudio de Monteverde y Teece (1982, p. 212) soportan la hipótesis que “únicamente los componentes específicos para un único ensamblador serán candidatos para ser integrados verticalmente”. Es decir se soporta el paradigma de los costos de transacción anticipado por Williamson. Según Monteverde y Teece (1982, p. 212), General Motors y Ford preferirán la fabricación interna cuando “los componentes son específicos de la firma y su

diseño debe ser altamente coordinado con las otras partes del sistema del automóvil". Por ello, la estructura vertical de General Motors y de Ford parece estar basada, al menos en parte, en consideraciones de eficiencia. Esto significa que la estructura parece estar diseñada para aprovechar las ventajas de coordinación que tiene el esquema jerárquico y las habilidades de la organización interna con el fin de reducir la exposición de los fabricantes de automóviles ante el posible comportamiento oportunista de sus proveedores.

1.4.C. Adquisición de componentes para la industria aeroespacial.

Masten (1984) analiza las decisiones que una empresa aeroespacial debe tomar sobre si es mejor comprar o fabricar internamente los componentes que requiere para construir un gran sistema que debe entregar a una agencia del gobierno. En este estudio también se asume una variable dependiente dicotómica. Las variables explicativas son tres: especificidad del componente, especificidad del sitio y complejidad. Para valorar la especificidad de los componentes se diseñó un cuestionario para los expertos, donde se preguntaba si el componente era: específico, algo específico o estándar. Según Joskow (1991, p. 128) Masten enfoca el problema de la selección institucional comparativa como un problema de minimización de costo esperado, involucrando dos alternativas para los mecanismos de gobernación: interno y de mercado. Joskow (1991, p. 128) afirma que "tal como se postulaba, Masten descubre que las variaciones observadas en la importancia de las especificidades de los activos afectan la elección entre la integración vertical y la adquisición en el mercado".

1.4.D. Comercialización de componentes electrónicos.

Anderson y Schmittlein (1984) estudian las decisiones que enfrentan los grandes fabricantes de componentes electrónicos sobre si es mejor tener vendedores propios o si es preferible contratar un representante o agente para comercializar sus productos. Joskow (1991, p. 128) comenta que "la especificidad de los activos implicados aquí están relacionados con la noción de Williamson de "activos

humanos específicos””. En este caso la variable dependiente toma los valores de 1 si se utiliza una fuerza de ventas propia y 0 si se utiliza un representante externo. Es importante tener en cuenta que en este estudio se asume que el representante externo no es exclusivo del fabricante. Es decir, el representante vende productos de muchos fabricantes. Otra forma de interpretar esto es afirmar que el estudio no tiene en cuenta las organizaciones híbridas. Para explicar la relación de las variables, los autores asumen un modelo logit. Las variables explicativas básicas analizadas fueron cinco: 1. La especificidad de los activos. 2. La incertidumbre por los resultados de las ventas debido a factores del entorno. 3. La incertidumbre por la dificultad para evaluar el desempeño de los vendedores. 4. La densidad del territorio (entre menos tiempo se gaste viajando entre clientes es más denso el territorio). 5. El tamaño de la compañía fabricante.

Además de las cinco variables anteriores, se construyeron y se tuvieron en cuenta dos variables de interacción: la primera formada por la 1 y la 2 (especificidad/incertidumbre del entorno), la segunda formada por la 1 y la 3 (especificidad/incertidumbre del desempeño).

La valoración de la especificidad de los activos se obtuvo al calcular el promedio de 6 variables estándar que representan la percepción de los gerentes. Estas variables se obtienen a partir del siguiente cuestionario:

1. Naturaleza de la compañía. ¿En esta compañía es difícil para un vendedor aprender el conocimiento necesario para ser un vendedor exitoso? , en una escala de 1 a 7 (Desacuerdo – Acuerdo).
2. Naturaleza del producto. Si un vendedor recién vinculado tiene experiencia previa en una línea de producto, cuantas semanas de entrenamiento adicional requiere para ser exitoso en la compañía.
3. Información confidencial. Una escala semántica diferencial para la siguiente afirmación: “Un vendedor experimentado con información privilegiada de la compañía puede hacernos mucho daño si se retira”.

4. Naturaleza de los clientes. Una escala semántica diferencial para la siguiente afirmación: “Para ser efectivo un vendedor requiere de mucho tiempo para familiarizarse con nuestros clientes”.
5. Importancia de las cuentas claves. Porcentaje de las cuentas que hay que darles atención especial.
6. Lealtad de los clientes. Influencia de las relaciones personales entre los vendedores y los clientes, sobre las ventas. Una mayor lealtad se mide como un desacuerdo con la siguiente afirmación: “Las relaciones personales entre nuestros vendedores y las cuentas tienen poca influencia sobre las ventas de la línea de productos”.

En el estudio participaron 16 reconocidos fabricantes de componentes electrónicos, los cuales producen diferentes líneas de productos. Algunas líneas son componentes pasivos como resistencias, condensadores y bobinas. Mientras que otras líneas son componentes activos como: transistores, diodos, microcontroladores, microprocesadores, memorias, etc.. La unidad de análisis fue una línea de producto, de una compañía, en un territorio. Se realizó la encuesta a 172 gerentes de ventas y se obtuvieron 145 formularios válidos. Es decir la muestra estudiada fue de 145.

Los resultados indicaron que el mayor factor que induce a tener vendedores propios es la incertidumbre en valorar el desempeño de los vendedores, seguido por el tamaño de la compañía y en tercer lugar, pero también en forma significativa, por la especificidad de los activos. Este resultado contradice lo previsto por Williamson, que le concede una mayor influencia a la especificidad de los activos que a la incertidumbre. Los autores explican que en los servicios de mercadeo, tres de las cuatro categorías de especificidad de los activos - físico, sitio y dedicado – son menores o no se presentan. Anderson y Schmittlein (1984. p. 393 - 394) citan a Ouchi (1979) afirmando que “donde los activos humanos asumen un papel predominante, es probable que la incertidumbre interna asumirá una importancia considerable”.

1.4.E. Contratos de Carbón para las plantas de generación eléctrica.

Joskow (1987) intentó probar empíricamente la relación que existe entre la especificidad de los activos con la duración de los contratos entre los suministradores de carbón y las plantas de generación eléctrica. La base de datos que tomó para el estudio fueron 300 contratos de suministro de carbón para las plantas de generación eléctrica, que estaban vigentes en Estados Unidos en 1979. La información incluía diferentes tipos de contratos individuales, calidades de carbón y cantidades contratadas.

En este trabajo no se asumía una variable dependiente cualitativa, sino numérica, y esta era el plazo de los contratos. La vigencia de estas contrataciones estaba entre 1 y 50 años. Note que no se estaba evaluando si la empresa de generación decidía si adquiriría su propia mina de carbón (jerarquía) o si salía a comprar todo su carbón cada día al mercado spot. En el estudio se asumía que en todas las circunstancias se tenía una organización híbrida (contrato de largo plazo) y lo que se iba a evaluar era si esos contratos debían ser de mayor o menor duración con el fin de evitar comportamientos oportunistas. Este supuesto no era enteramente cierto ya que un 15% del carbón utilizado proviene de subsidiarias (jerarquía) y un 15% del mercado efectivo o spot, pero lo interesante era el análisis del esquema híbrido, que es el preponderante en esta industria.

Las variables explicativas eran 4: la cantidad de carbón contratada, una variable ficticia que tomaba un valor 1 si la planta estaba instalada en la boca de la mina y dos variables que indicaban la región de suministro.

El modelo econométrico básico que se aplicó fue el de regresión lineal por mínimos cuadrados ordinarios. Pero Joskow corrió tres especificaciones para la duración: una lineal, una semilogarítmica y otra logarítmica respecto a la cantidad contratada.

Joskow (1987, p. 170) afirma que en estos contratos de suministro de carbón tienen relevancia tres de las cuatro especificidades de los activos expuestas por Williamson.

1. La especificidad del sitio. Hay un pequeño número de plantas de generación instaladas muy cerca de la boca de la mina, con el fin de minimizar los costos de manejo de inventario y de transporte. Pero una vez se inicia la explotación de la mina y se instala la planta térmica, ambos activos son altamente inmóviles. Por el contrario, la gran mayoría de las plantas compran el carbón en alguna de las tres regiones carboneras de Estados Unidos y lo transportan por ferrocarril, camiones o barcazas.
2. La especificidad del activo físico. Esta se presenta porque el generador, con el fin de obtener una mejor eficiencia operacional, lo más probable es que adquiere una planta térmica adaptada al tipo de carbón de la mina vecina. Si se traslada dicha planta para otro lugar es probable que la eficiencia desmejore y se obtenga un menor valor por la misma. El dueño de la mina puede haber adquirido ciertos equipos de explotación específicos para la planta de generación, como por ejemplo pulverizadores de carbón, que no tendrían ningún valor si la planta de generación decide dejar de operar.
3. La especificidad de los activos dedicados. La mina se pudo haber construido con una capacidad que tuvo en cuenta el consumo estimado de carbón de la planta térmica, digamos en un mes. Si la planta no opera, esta capacidad de producción podría ser excesiva. Así mismo, el generador pudo haber adquirido equipos para generar 100 Megavatios asumiendo que cuenta con el suministro adecuado de carbón combustible. Si la mina solo le suministra el volumen de carbón requerido para generar 50 Megavatios, el dueño de la planta puede quedar con una capacidad de generación inutilizada, ya que puede serle difícil adquirir el carbón faltante directamente en el mercado spot.

Joskow (1987, p. 171) anota que existen diferencias importantes en las tres regiones de Estados Unidos respecto al suministro de carbón.

1. Calidad. El carbón producido en la región oriental tiene un alto poder calorífico (alto BTU por tonelada) y su calidad es uniforme. Mientras que el carbón del

centro occidente tiene un menor poder calorífico, un alto contenido de azufre que genera mayor contaminación y una calidad más variable que la región oriental. Por otro lado, la región occidental produce un carbón con un poder calorífico aún menor, pero con un menor contenido de azufre que el área centro occidente. La calidad varía ampliamente en toda la región occidental.

2. Costo de producción y transporte. En la región oriental los costos de producción de las pequeñas minas subterráneas son muy bajos y se puede aumentar la capacidad de producción fácilmente. También, los medios de transporte son abundantes y las distancias son relativamente cortas. En el occidente las minas son superficiales e inmensas. Pueden ser expandidas en grandes bloques, y utilizan la tecnología con el menor costo de producción. Cuentan con una red de transporte muy pobre y las distancias son muy largas. Las plantas de generación confían en uno o dos ferrocarriles para mover el carbón. La región del centro occidente está entre estos dos extremos.
3. Mercado Spot o compras inmediatas. Entre 1974 y 1982 las transacciones del mercado spot representaron en promedio el 15% de todas las compras domésticas realizadas por las plantas de generación eléctrica. En 1982 estas compras representaron el 10% de los suministros de carbón, equivalentes a 60 millones de toneladas. En el área occidental el mercado spot representa sólo el 2%, en el centro occidente el 8% y en el área oriental el 18%. Esto significa que es probable que se presenten más contratos de largo plazo en las transacciones de carbón del área occidental que con los suministros de carbón del área oriental.
4. Debido a la dificultad de transporte, a que hay un mercado spot menos activo, a que las ampliaciones de capacidad se realizan por grandes bloques, y a las mayores variaciones de las calidades de carbón, se prevé que en el área occidental se presenten más contratos de largo plazo que en el área oriental. Lo cual es causado por una mayor especificidad de activos.

Joskow (1987, p. 183) concluye que los resultados son consistentes con la hipótesis que establece que ante una mayor especificidad de activos se presentará una mayor duración de los contratos. Es decir, los resultados apoyan lo previsto por el marco teórico de Williamson. En general se confirma que cuando una planta de generación se construye cerca a la boca de la mina, y que esta es la que le suministra todo su carbón requerido, el contrato tendrá una duración mayor de 16 años en promedio, respecto a una planta que no está instalada cerca de la boca de la mina. Así mismo, los contratos en la región oriental tendrán en promedio una duración menor de 3 a 5 años, respecto a un contrato de la región occidental y centro occidental. Por otro lado, se corrobora que los contratos de la región occidental tienen una duración mayor de 2 a 3 años, respecto a los contratos de la región centro occidental, con las otras condiciones iguales.

1.4.F. Componentes y servicios para un constructor de barcos.

Masten, Meehan y Snyder (1991) analizan el otro lado de la moneda. Hasta ese momento se habían estudiado los costos de transacción en el mercado, pero no se habían tenido en cuenta los costos en que se incurre cuando se realiza el producto o el servicio dentro de la propia organización. Con este fin Masten, Meehan y Snyder (1991, p. 12) realizaron una encuesta entre los directivos de una compañía fabricante de barcos. El diseño de la encuesta se basó en los trabajos previos de Monteverde y Teece (1982), Masten (1984) y Anderson y Schmittlein (1984) que se mostraron en las secciones anteriores de este trabajo. A los directivos se les preguntó sobre ciertas características de 74 componentes o servicios que se requieren para fabricar un barco. La variable dependiente era dicotómica, el valor era 1 si el componente o servicio se realizaba internamente y cero en caso contrario. Las variables explicativas que estaban calificadas en una escala de 1 a 10 eran las siguientes:

1. Programación específica. Lo importante que era tener el componente disponible en un tiempo preciso o la tarea ajustada a una programación.

2. Recursos Humanos específicos. El grado de especificidad que tenían para la construcción las habilidades, el conocimiento o la experiencia de los trabajadores.
3. Activos específicos. El grado de especificidad que tenían para la construcción de barcos las instalaciones y los equipos utilizados en el proceso.
4. Complejidad. Una calificación de la complejidad de la tarea o el componente.
5. Ingeniería. Una calificación de la cantidad del esfuerzo de ingeniería involucrado en el componente o en el servicio.
6. Laboral. Un índice de la intensidad relativa Labor/Capital del proceso de producción.
7. Balance de carga. Un valor 1 significa que es un producto o tarea que le permite ser un candidato para hacer un balance de carga laboral cuando no hay una utilización plena de la capacidad laboral de la compañía.

Se utilizó un modelo probit. Los resultados indicaron que se decidirá realizar el servicio o producto cuando la programación de una determinada actividad es muy crítica. Así mismo, se facilitará hacer internamente una actividad si esta permite realizar un balance de cargas laborales. Sorprende el resultado que los activos específicos, contrario a lo que se esperaba, muestran un coeficiente negativo significativo. Es decir, entre más específicos sean los activos de producción de una actividad en la construcción de un barco, existirá mayor posibilidad que dicha actividad se contrate externamente. Esto se puede explicar por la preocupación de un fabricante de barcos, de que al no tener en un momento dado un pedido en ejecución, sus activos especializados se quedarían sin poder ser utilizados. Masten, Meehan y Snyder (1991, p. 21) dicen que su interpretación de estos resultados es que "los costos de la organización interna probablemente serán mayores, respecto a los costos de mercado, para aquellas actividades fuera de las áreas de experticia principales de la firma". Este resultado puede parecer contraproducente, pero el autor propone una explicación que tiene en cuenta la continuidad de las operaciones de la empresa. Una empresa que tiene

relativamente garantizado un flujo constante de actividad por un largo plazo, por ejemplo el operador de una mina de carbón o una empresa petrolera que explota un campo, puede considerar conveniente invertir en activos específicos de largo plazo. Por el contrario, una firma que no tiene garantizada la utilización permanente de su personal o sus equipos, por ejemplo una empresa de diseño de ingeniería o una constructora de redes eléctricas o de barcos, tendrá una perspectiva diferente. Con el fin de mantener activo el grupo de profesionales especializados preferirá las actividades que le permitan distribuir las cargas laborales, mientras que contrata las actividades externas en las que no tiene gran competencia.

1.4.G. Resumen de los casos de pruebas empíricas.

De los seis casos analizados, que intentan corroborar la validez empírica de la teoría de los costos de transacción, podemos extraer algunas características comunes.

La primera es que la calificación de los factores explicativos que aduce Williamson: la especificidad de los activos, la incertidumbre y la frecuencia son realizados mediante encuestas realizadas a conocedores del tema que se estudia. Como lo dice Joskow (1991, p.126), “no vamos a encontrar estos números escritos nítidamente en un libro de estadísticas industriales”.

En segundo lugar, la variable explicada o dependiente, es diferente de acuerdo con el enfoque del estudio. Si lo que se pretende es analizar la decisión de una organización interna contra una organización de mercado, esta variable es cualitativa, es decir es binaria dicótoma. Por otro lado, si lo que se pretende es explicar las diferencias de un contrato de largo plazo o relación híbrida, esta variable puede ser cuantitativa. Con la variable cualitativa se utilizan las regresiones logit o probit, mientras que con la variable cuantitativa se usan las regresiones lineales tradicionales.

En tercer lugar, las muestras o casos observados en cada estudio están entre 74 y 300. El número de muestras es relativamente alto y representativo.

En cuarto lugar, ninguno de los casos estudiados hace un estudio empírico que cubra las tres formas organizacionales genéricas en un mismo sector industrial: mercado, híbrido o jerarquía. Cuando se está en los extremos, la variable que representa la forma organizacional es cualitativa, y cuando se está en el medio, la variable se asume cuantitativa, sin que se toquen los extremos.

Por último, todos los casos estudiados confirman de alguna manera la teoría expuesta por Williamson, en especial la relación que existe entre la especificidad de los activos y la forma organizacional seleccionada.

1.5 Las Organizaciones Híbridas

Claude Ménard (2002, p.2) escribió que Ronald Coase le comentó su anterior artículo titulado “Sobre los conglomerados, los híbridos y otras formas extrañas” (Ménard, 1996), diciendo que estas organizaciones extrañas “son las formas dominantes en las actividades de negocios”.

De acuerdo con Ménard (2002, p. 2), a partir de mediados de 1980 se publica un gran número de trabajos sobre las formas organizacionales híbridas. Grandori y Soda (1995) reseñan 160 artículos sobre las redes entre firmas en los cuales identifican 10 mecanismos básicos de coordinación. Oliver y Ebers (1998) analizan 158 artículos sobre las relaciones entre organizaciones, publicados entre 1980 y 1996 en cuatro revistas líderes de investigación organizacional.

Ménard (2002, p. 3) reitera que las organizaciones que no son totalmente de mercado, ni jerárquicas, se consideran organizaciones híbridas pero que reciben diferentes nombres, dependiendo del contexto donde se desarrollen. Algunos de estos nombres son: subcontratación, redes de empresas, franquicias, contratos de largo plazo, marcas registradas colectivas, asociaciones, alianzas, firmas virtuales, conglomerados de capital de inversión, etc..

Ménard (2002, p. 6) afirma que las revisiones de los estudios sobre formas híbridas apuntan a un número limitado de “configuraciones” que están “limitadas en un extremo por la perspectiva de la red social y en el otro extremo por la

perspectiva de la gobernación”. Ménard (2002, p. 3) resume las regularidades empíricas que son recurrentes en los estudios sobre formas híbridas en tres grandes grupos: alianzas de intereses comunes, contratación y competencia.

Para los híbridos de alianzas de intereses comunes se identifican las siguientes características:

1. Los híbridos son selectivos, no son sistemas abiertos.
2. Involucran formas de planeación conjunta.
3. Es muy importante el flujo de información entre las partes.

Para resumir, esta relación no tiene sentido si no hay continuidad entre los socios. Y la continuidad requiere de cooperación. Esta cooperación significa que se pierde autonomía y la coordinación que ofrecería una organización jerárquica. Ménard (2002, p. 7) dice que el problema que debe superar este tipo de organización híbrida es ¿Cómo se puede asegurar la coordinación a un bajo costo sin perder las ventajas de las decisiones descentralizadas?

Para los híbridos de contratación, el problema es tratar con contratos que son más o menos formales. La dificultad está en que los socios mantienen la autonomía. Ellos legal y realmente toman sus decisiones en forma independiente. Ménard (2002, p. 8) comenta que el segundo problema es ¿Como asegurar los contratos mientras se mantienen las negociaciones y las renegociaciones al mínimo costo?

Para los híbridos de competencia, se mantiene entre los participantes la característica más importante de los mercados: la competencia. Entre los socios acuerdan competir unos contra otros, pero con restricciones de cierto tipo como la geográfica. Cooperan en ciertas actividades, por ejemplo en publicidad, investigación y desarrollo, y compiten en otras. Los socios pueden competir con el híbrido mismo, y en algunos casos pueden dejar de pertenecer a dicha

organización. Por eso el problema aquí es ¿Cómo disciplinar a los socios? y ¿Cómo solucionar los conflictos, cuando los socios dejan de pertenecer a la organización? Más adelante se responden estos interrogantes.

Determinantes de las formas híbridas

Ménard (2002, p. 9) reconoce que en su análisis utiliza la estructura fundamental para determinar la forma híbrida descrita por Williamson (1971), que se basa en el “principio de alineamiento discreto”. Esto significa que la forma específica de una organización híbrida es un esfuerzo por alinear la *estructura de gobierno* con los *atributos del intercambio*, de forma que se *minimicen los costos de la transacción*. Después de asumir que una forma híbrida de organización ya ha sido seleccionada, Ménard (2002, p. 9) se pregunta “¿Qué determina la selección de una forma híbrida específica entre la variedad de posibilidades...?” Para responder este interrogante Ménard (2002, p. 9 – 13) analiza los temas de las inversiones interdependientes y las incertidumbres.

A. Inversiones interdependientes

Ménard (2002, p. 9 – 10) afirma que después de la publicación de los trabajos originales de Williamson (1975, 1985) “cientos de artículos se han publicado sobre el papel que tienen las inversiones específicas en la selección de cómo organizar las transacciones en los mercados, dentro de las firmas y mediante acuerdos entre empresas”. Ménard sostiene que su meta es diferente, ya que él quiere “examinar cómo las decisiones de inversión ayudan a entender cuales formas específicas de gobernación serán seleccionadas dentro de un acuerdo híbrido”. En resumen, los primeros artículos de este trabajo estudiaban si se elegía una forma de gobernación de mercado o jerárquica. En el caso de Ménard ya se sabe que se eligió una forma híbrida y lo que se quiere investigar es que tipo concreto de forma híbrida se elegirá.

Un tema fundamental para los socios que deciden participar en una organización híbrida, según Ménard (2002, p. 10), “es el compromiso de hacer las inversiones

conjuntas que crean una dependencia mutua significativa”. Según Ménard (2002, p. 10) hay dos estrategias para acometer estas inversiones. La primera es que cada socio invierte en los activos específicos particulares en los que tiene una fortaleza competitiva. Esto crea redes basadas en las complementariedades. La segunda es que todos los activos específicos se adquieren como inversiones conjuntas de los socios.

Un tema clave en el desarrollo de las organizaciones híbridas con activos mutuamente dependientes es el aseguramiento de estas inversiones y la distribución de las rentas. Según Ménard (2002, p. 11) hay tres aspectos a tener en cuenta cuando se escoge un modo específico de gobernación: el monitoreo de los socios, un adecuado mecanismo para solucionar las disputas y la aceptación de la mutua dependencia ya que esta genera ganancias para las partes.

B. Incertidumbre

Esta es otra característica importante que influye en la elección de las formas híbridas. Si no existiese la incertidumbre, el desarrollo de un contrato no sería problemático. Hay incertidumbres en las entradas o insumos, en las salidas o en la demanda de los productos, y en el proceso de producción mismo. Estas incertidumbres pueden llegar a tener consecuencias importantes en la *adaptación*, el *control*, y las *salvaguardias*. La adaptación es la flexibilidad para ajustarse a las condiciones cambiantes, el control reduce las discrepancias entre las entradas, las salidas y el proceso mismo, y las salvaguardias previenen los comportamiento oportunistas que las incertidumbres hacen muy difíciles de detectar. Ménard (2002, p. 13) afirma que si se observa la intensidad que se necesita de *adaptación*, de *control* y de *salvaguardias*, se puede hacer una buena predicción del mecanismo que será implementado para tratar eficientemente con la transacción en juego. Ménard (2002, p. 13) advierte que una razón para que se presente una forma híbrida, además de los activos específicos, la incertidumbre y el riesgo de comportamiento oportunista, es el riesgo de mala coordinación. Y sugiere que “es la combinación del riesgo de oportunismo con el riesgo de mala

coordinación, la que determina en gran medida la caracterización de la organización híbrida”.

La forma híbrida seleccionada

Ménard (2002, p. 14) afirma que cuando se tiene que decidir cuál es la organización híbrida a elegir se deben responder tres preguntas claves: ¿Cuáles son los riesgos del contrato, y cómo los cubrimos? ¿Cómo protegemos y distribuimos las ganancias? ¿Cómo obligamos al cumplimiento de los compromisos?

Riesgos del Contrato

Según Ménard (2002, p. 14) en las economías de mercado, el contrato, que es de corto plazo y que no da lugar a renegociaciones, es la principal salvaguardia para estar seguro que se van a cumplir los compromisos. Pero en los contratos híbridos, de largo plazo y donde la incertidumbre puede dar lugar a renegociaciones, al no existir este instrumento, se debe cubrir este vacío con otros mecanismos. Uno de ellos es seleccionar cuidadosamente los socios y el otro es definir ciertas cláusulas que restrinjan el comportamiento oportunista. Ménard (2002, p. 14) sostiene que “la mayoría de los estudios sobre redes, franquicias, etc., sostienen el papel crucial que tiene la selección de los socios y muestran que la selección raramente es realizada a través de reglas puramente formales”. Esta característica de los contratos híbridos es de suma importancia en los casos prácticos analizados en este trabajo. Como se verá más adelante la selección de los socios estratégicos que hacen viable un determinado proyecto es una de las actividades más importantes y difíciles de realizar. Sin el descubrimiento de este socio ciertos proyectos nunca se podrían realizar. Una vez descubierto, es necesario convencer al posible socio para que participe en el esquema organizacional conjunto. Por último, después que el posible socio está convencido de participar, se debe convencer a la propia organización de la conveniencia de

desarrollar una determinada forma organizacional híbrida. Después de que ambas organizaciones estén convencidas de los beneficios para ambas partes de realizar un contrato híbrido aún queda por defender ante determinados organismos de control, la realización de un proceso de selección no formal. Esto es especialmente cierto en el caso de ECOPETROL S.A. que al ser una entidad perteneciente al gobierno nacional, es supervisada por diferentes entidades de auditoría y control.

Protección y distribución de las ganancias

Ménard (2002, p. 17) cita a Madhok y Tallman (1998) quienes sostienen que “las firmas se comprometen en redes porque ellas esperan cuasirentas resultantes de sus inversiones en activos especializados y complementarios”. Pero debido a que existen activos específicos, el riesgo de oportunismo siempre existirá. ¿Qué reglas se deben establecer para que se obligue el cumplimiento de los compromisos? Ménard (2002, p. 17) cita a Ghosh y John (1999, p. 133) quienes afirman que en las organizaciones híbridas no solamente es importante crear las cuasirentas, sino que “también se debe considerar el proceso por el cual las partes reclaman su participación en estas posibles ganancias”.

Soluciones para el cumplimiento de los contratos

Ménard (2002, p. 17) comenta que para garantizar el cumplimiento de los compromisos “varios estudios sugieren que la solución es una mezcla de reglas basadas en componentes observables y en mecanismos que no son contractuales”. Veamos de manera general algunos de estos mecanismos.

Componentes observables. Estos pueden medir los aumentos en las ventas o adquisición de un insumo a un menor costo. Ménard (2002, p. 18) advierte al existir otros componentes no observables se crean problemas “de reclamos de derechos residuales”. Esta situación se denomina información asimétrica en la teoría de la agencia. Uno de los casos estudiados en este trabajo, como se verá

más adelante, consiste en el suministro de energía desde la red nacional. Cuando se contrataba con un precio fijo no se obtenían los beneficios en un escenario de precios bajos en la bolsa de energía. Pero si llegaba a presentarse un escenario de precios altos en la bolsa se mantenía la amenaza de una revisión del contrato por parte del comercializador de energía. No existía un componente claramente observable. Posteriormente se contrató este servicio con el precio atado al precio de bolsa, con un margen y con un techo. Ahora, el componente crítico sí es fácilmente observable. En resumen, la primera opción es establecer *reglas formales* fácilmente verificables que puedan hacerse cumplir con la ley. La segunda posibilidad es “el principio de equidad” que Ménard (2002, p. 18) cita en relación con la distribución de las ganancias de los barcos pesqueros españoles, y que es estudiado por González – Díaz y López (1996). Una tercera alternativa que plantea Ménard citando a Brown (1984) consiste en que una compañía líder ajusta la red a través de la distribución indirecta de ganancias.

Mecanismos reguladores. Ménard (2002, p. 18) afirma que “tres mecanismos han recibido atención especial en la literatura sobre los híbridos”: la reputación, las negociaciones supervisadas y la autoridad formal.

El Efecto de Reputación. Los contratos híbridos se realizan entre actores que se encontrarán una y otra vez efectuando transacciones. Por ejemplo, si un socio petrolero incumple un contrato con ECOPETROL S.A. es probable que se le dificulte la realización de una nueva transacción en el sector petrolero en Colombia. Por otro lado, si ECOPETROL S.A. le incumple a una compañía petrolera esto puede tener repercusiones en las negociaciones con las otras empresas petroleras del mundo. Así mismo, si un proveedor de energía se comporta mal en un contrato con un centro de consumo del sector petrolero en Colombia, esto puede tener graves consecuencias para sus futuras negociaciones con cualquier otro consumidor petrolero. Ménard (2002, p. 18) dice que “los

compromisos creíbles incorporados en las cláusulas contractuales son complementados por “amenazas creíbles”.

Negociaciones supervisadas. Estas son llevadas a cabo por negociadores bien identificados que distribuyen las ganancias residuales. Ménard (2002, p. 18) pone como ejemplo el sistema de la industria avícola Francesa estudiado en Ménard (1996), donde grandes grupos de productores delegan en sus representantes para negociar con los transformadores y los distribuidores. En el caso del suministro de energía para el sector petrolero, no se observó en los seis años de este estudio, ningún indicio de que se presentara este mecanismo, a pesar de existir diferentes asociaciones de generadores, distribuidores, comercializadores y de compañías petroleras.

Una Autoridad Formal. Establecida como una nueva entidad o un comité. Ménard (2002, p. 18) referencia a Oxley (1997) y a Sauvee (2002) que estudian casos donde se aplica este mecanismo. En el periodo de estudio de los casos de suministro de energía para el sector petrolero no se tienen indicios de la utilización de este mecanismo. Esto es así a pesar de que en algunos casos se acudió a altas instancias directivas de las organizaciones y de las entidades sectoriales del gobierno. Aún así, si los participantes no estaban convencidos de los beneficios del proyecto, el proyecto no era ejecutado.

Ménard (2002, p. 19) afirma que a pesar “de estas dificultades en determinar las reglas para compartir las cuasirentas, las organizaciones híbridas existen, y muchos de ellas, creciendo en forma constante”.

Las razones que explican estos resultados son tres, según Ménard (2002, p.19):

1. Las cuasirentas que resultan de la relación de interdependencia son muy beneficiosas, inclusive para el socio menos favorecido.
2. Las cuasirentas están continuamente amenazadas, por los cambios tecnológicos, por los cambios en el ambiente, por los nuevos métodos de otras

organizaciones híbridas, de forma que existen incentivos para continuar manteniendo la cooperación.

3. Las organizaciones híbridas mantienen la coherencia por medio de modos no contractuales de coordinación que incluyen la coerción. Ménard (2002, p. 20) dice que algunas de ellas son las *provisiones restrictivas*. También se pueden presentar *agencias administrativas privadas*. Las disputas en las organizaciones híbridas se solucionan internamente por la mutua dependencia y por el interés en mantener la continuidad. Es muy raro que se acuda a un tercero, y menos a un tribunal.

Ménard (2002, p. 24) concluye que aún faltan por investigar algunos interrogantes acerca de las formas híbridas. La primera es ¿por qué coexisten en forma duradera, diferentes arreglos híbridos bajo las mismas condiciones? Un segundo tema es la tipología de las formas híbridas. Las tipologías son importantes porque para ser establecidas se requiere que las teorías establezcan criterios generales. La tercera cuestión es la dinámica de las formas híbridas. ¿Cómo se mantienen? ¿Cómo cambian? Un cuarto tema de investigación es ¿Cómo influye el ambiente institucional en la selección de una forma híbrida? Y por último, ¿Cómo se deben modificar las políticas de competencia para tener en cuenta a las formas híbridas? Ménard esboza respuestas a estos interrogantes, pero deja una buena parte de su respuesta a estudios empíricos que se hagan posteriormente. En este trabajo se toman estos interrogantes como guía para la exploración de formas híbridas.

1.6 Los Híbridos Internos

Hasta ahora se han analizado las organizaciones híbridas, esto es los esquemas organizacionales que no son ni de mercado, ni jerárquicos, sino como aquellos esquemas que se dan entre acuerdos o contratos entre firmas a largo plazo. Esto significa que las firmas del mercado intentan imitar la gobernación jerárquica. Pero existe otra posibilidad, y esta es que las dependencias internas de una

organización intenten imitar los esquemas del mercado. El trabajo de Nicolai J Foss (2001) estudia la evolución de lo que él denomina una forma híbrida interna, tomando como base el caso de la “organización spaghetti” desarrollada en la empresa Oticon de Dinamarca. Es interesante comentar este caso de estudio porque dentro de los casos que se analizarán en el capítulo 3 se mostrará un caso que se podría clasificar como híbrido interno. Foss (2001, p. 5 y 6) comenta que el nuevo proyecto fue presentado a los empleados en abril de 1990 y su objetivo consistía en aumentar la rentabilidad en 30% en los próximos tres años. Para ello se les dio autonomía a “los centros de competencia” que tenían libertad de elegir sus proyectos y la forma como eran ejecutados. El resultado fue asombroso, ya que se sobrepasaron todas las metas previstas y se desarrollaron múltiples avances tecnológicos como nunca antes se habían logrado. Sin embargo el sistema se desmontó en 1996. esto se debió según Foss (2001, p. 19) principalmente a problemas de intervención selectiva. Esto significa, que a pesar de que la organización jerárquica intentó imitar el mercado, los administradores tenían y debían intervenir a discreción, haciendo que se perdieran progresivamente los incentivos en la organización para seguir comportándose como si fuera un mercado abierto.

1.7 Críticas y complementos de la Teoría de los Costos de Transacción

Se han publicado innumerables trabajos que complementan o critican la teoría de los costos de transacción de Williamson y el concepto de las formas organizacionales híbridas.

Algunas de las críticas (Zajac y Olsen (1993)) afirman que los costos de transacción son sólo una parte de la explicación de la manera como se eligen las formas organizacionales. Aseguran que es mucho más importante el *valor de la transacción* que los costos de la transacción vistos individualmente. Es decir, que existirán organizaciones en que resulta conveniente pagar unos mayores costos de transacción con el fin obtener un valor ganado superior.

Otro de los enfoques (Hodgson (2002)) se centra en criticar el rango continuo que se argumenta que tienen las formas de gobernación. Las críticas reclaman que las formas de organización se explican por razones que van más allá de los ahorros en las transacciones y que las firmas existen por otras razones. Aseguran que las firmas son entidades diferentes al mercado. Una de estas razones es la unidad de propósito que, sostiene Ghoshal y Moran (1996, p. 33).

Rindfleisch y Heide (1997) analizan más de 45 investigaciones empíricas sobre los costos de transacción. Rindfleisch y Heide (1997, p. 46) dividen las críticas a la Teoría de los Costos de Transacción en cinco temas:

1. El concepto de los costos de transacción.
2. Los supuestos de comportamiento de los costos de transacción.
3. Los efectos de la incertidumbre del entorno.
4. La unidad de análisis de la Teoría de los Costos de Transacción.
5. Las decisiones de gobernación.

1.7.1 El análisis del Valor de la Transacción.

Zajac y Olsen (1993), citados por Rindfleisch y Heide (1997, p. 47) arguyen que la perspectiva de los costos de transacción tiene dos serias limitaciones: 1. El énfasis en la minimización de los costos de transacción de una de las dos partes, desprecia la interdependencia en los patrones de intercambio con el fin de crear valor conjunto. 2. Un énfasis excesivo en las características estructurales del intercambio, que desprecia importantes temas del proceso. Ellos proponen una estructura del valor de la transacción para analizar las estrategias entre las organizaciones dirigidas hacia:

1. La creación del máximo valor conjunto, y
2. El proceso mediante el cual los socios del intercambio crean y reclaman valor. Zajac y Olsen (1993, p. 132).

Zajac y Olsen (1993, p. 132) sugieren “que la reciente proliferación de una amplia variedad de acuerdos formales entre organizaciones es más una función de las ganancias de valor anticipadas, en vez de las pérdidas anticipadas por

restricciones de posibles comportamientos oportunistas”. Según esta perspectiva, la persecución de mayores valores conjuntos requiere el uso de formas de gobernanza menos eficientes desde el punto de vista de los costos de transacción. El análisis de las estrategias interorganizacionales, bajo el enfoque de los costos de transacción, al despreciar el tema del valor conjunto, puede conducir a análisis en los cuales la existencia de estrategias interorganizacionales racionales pueden parecer irracionales desde la sola perspectiva de los costos de transacción. Zajac y Olsen (1993, p. 132), aclaran que ellos no defienden que los costos de transacción no existen o que sean irrelevantes para el estudio de las estrategias organizacionales. Lo que ellos proponen es un marco conceptual donde las preocupaciones de los costos de transacción, es decir el riesgo de explotación por parte de uno de los socios del intercambio, son un subconjunto de los costos totales.

Según Zajac y Olsen (1993, p. 133), estos costos deben ser luego comparados con el conjunto total de los beneficios o ganancias del valor total de una estrategia interorganizacional. El enfoque del valor de la transacción se ve más apropiado para estudiar las estrategias organizacionales como esfuerzos voluntarios y colaboradores entre múltiples firmas. Mientras que la teoría de los costos de transacción se adapta mejor cuando se está decidiendo la integración vertical de una firma individual, es decir si es mejor hacer internamente o adquirir externamente un producto o un servicio. Las estrategias interorganizacionales que se ubican entre los mercados y las jerarquías difieren de manera importante de la integración vertical. Zajac y Olsen (1993, p. 134) sostienen que mientras que bajo el punto de vista de los costos de transacción, Williamson (1975), la elección entre mercado o jerarquía es esencial, lo que distingue a las estrategias interorganizacionales es la mezcla entre el mercado y la jerarquía. Zajac y Olsen (1993, p. 134) afirman que el cálculo usual de la minimización de los costos de transacción sólo tiene en cuenta a una de las firmas, en vez de las múltiples firmas que participan en una relación. Por el contrario, las estrategias

interorganizacionales son formadas voluntariamente buscando crear y sostener una relación valiosa para las múltiples firmas. Los socios del intercambio no desaparecen a través de una integración vertical, ni los socios se pueden mirar como si estuviesen participando en una relación simple de mercado. Lo que hace valiosa la relación es el sostenimiento de las diferencias estratégicas de cada uno de los socios. Zajac y Olsen (1993, p. 134) declaran que “cuando las firmas establecen alianzas, por ejemplo, obviamente están interesadas en satisfacer sus propios intereses, pero también les interesa mantener la cooperación, y esto requiere alguna consideración de la satisfacción de los intereses valorados por su socio”. Este enfoque es de suma importancia en los contratos estudiados en este trabajo. En todas las transacciones realizadas se realizó un esfuerzo para que todas las partes implicadas salieran beneficiadas. De no ser así se entendía que los proyectos no se podrían realizar.

Un aporte interesante de Zajac y Olsen (1993, p. 135) a este trabajo, que confirma algunos de los hallazgos empíricos, es que la estrategia interorganizacional no se debe preocupar solamente por disminuir los costos de transacción sino que también se debe interesar por: 1. Conocer las preferencias y preocupaciones de su socio como una base para el intercambio y ganancias mutuas. 2. Descubrir las formas con las cuales las similitudes o intereses comunes pueden ser explotados para maximizar ganancias conjuntas cooperativas que beneficien a ambas partes. En algunos casos cuando se dispone de varias opciones de suministro de energía de parte de un proveedor, podría parecer que no se está ahorrando en costos de transacción. Pero esta condición permitirá contar con energía de respaldo que evitará una gran pérdida de producción, que no podría ser compensada con el ahorro de no disponer de esa ruta de suministro alternativo de energía.

Por otro lado, Zajac y Olsen (1993, p. 139) sugieren que las relaciones de intercambio deben ser entendidas en términos de un proceso en desarrollo y no en términos de propiedades estructurales. Zajac y Olsen (1993, p. 139 - 142) explican el proceso organizacional de tres etapas: inicialización, procesamiento y

reconfiguración. En la etapa de inicialización se proyectan los intercambios en el futuro y se construyen las evaluaciones del valor presente neto de las diferentes alternativas de intercambio. Zajac y Olsen (1993, p. 139) dejan claro que la valoración de estas alternativas de inversión incluyen todas las posibilidades organizacionales, desde el mercado, pasando por las estrategias interorganizacionales, hasta la jerarquía. Es interesante darse cuenta que la estructura organizacional elegida será aquella que muestre un mayor beneficio total y no solamente un ahorro de costos de transacción. En esta etapa se valoran los beneficios propios que se estiman de la estrategia interorganizacional. También se identifican las preferencias y las complementariedades de la otra firma y se realiza la primera ronda de intercambio. Según Zajac y Olsen (1993, p. 140) la etapa de procesamiento se “enfoca en los comportamientos asociados con el procesamiento de las obligaciones mutuas formales e informales que crean valor y en la distribución de aquellas ganancias sobre múltiples rondas”. En esta etapa se desarrolla un importante aprendizaje conjunto y se establecen lazos de confianza. La confianza aumenta la probabilidad de intercambio sobre múltiples rondas. Por último, la etapa de reconfiguración se presenta de acuerdo con Zajac y Olsen (1993, p. 141) cuando se termina el plazo de la relación o cuando cambia el valor percibido de la relación. En estos momentos se puede decidir salir, continuar o reconfigurar la relación. Zajac y Olsen (1993, p. 142) destacan que “una característica que emerge de la discusión del enfoque del proceso es la *adaptabilidad* del intercambio en las estrategias interorganizacionales”. Y esto es así porque mientras que en el enfoque de los costos de transacción las formas organizacionales son predecibles y estables, en el enfoque de las estrategias interorganizacionales las relaciones son influenciadas permanentemente por la dinámica del proceso de intercambio.

1.7.2 La teoría de la ventaja comparativa.

Hunt y Morgan (1995) preguntan ¿cuáles son las razones para que existan diferentes formas organizacionales dentro de un mismo sector industrial? Si existe

la competencia perfecta en el mercado como sostienen los economistas neoclásicos y se tienen los mismos costos de oportunismo, todas las firmas de un determinado sector deberían organizarse de manera similar. Pero esto no ocurre en la realidad. Hunt y Morgan (1995, p. 5) en primer lugar asumen que las demandas del mercado son heterogéneas y dinámicas. Es decir, que los gustos de los consumidores por cualquier producto genérico son muy diferentes y además cambian dinámicamente. En segundo lugar sostienen que los consumidores cuentan con información imperfecta sobre los productos que satisfacen sus gustos y preferencias. Si los consumidores intentaran obtener una mejor información esto requeriría de una mayor inversión en tiempo y dinero. La anterior heterogeneidad significa que no existe un solo mercado para un determinado sector industrial. Lo que se presenta en la realidad son segmentos de mercado. En tercer lugar, los consumidores y los empresarios buscan su propio interés. Pero la búsqueda de su propio interés está restringido por consideraciones de lo que es correcto, apropiado, ético o moral. En cuarto lugar, el objetivo principal de las empresas es el desempeño financiero superior. Según Porter (1991, p. 96), citado por Hunt y Morgan (1995, p. 6), el éxito de una firma es “el desempeño superior y sostenible respecto a los mejores rivales del mundo”. Aquí es importante el término superior, no se utiliza el término máximo. Esto es así porque a las firmas les falta información para hacerlo, es decir tienen racionalidad limitada, y porque existen restricciones de tipo moral. En quinto lugar el mercado no está nunca en equilibrio. En sexto lugar los recursos son las entidades tangibles o intangibles que le permiten a una firma producir eficiente y efectivamente un ofrecimiento que tiene valor para un segmento del mercado. Estos recursos pueden ser financieros, legales, humanos, organizacionales, de manejo de información o relacionales. En séptimo lugar los recursos son heterogéneos e inamovibles. La heterogeneidad de los recursos implica que cada firma cuenta con una combinación de recursos que es relativamente única. La inamovilidad de los recursos significa que la heterogeneidad de los recursos se mantendrá a pesar de que las firmas adquieran los recursos de firmas

competidoras exitosas. Cuando una firma tiene un recurso o un conjunto específico de recursos que es raro entre los competidores, tiene el potencial de obtener una ventaja comparativa. Esta ventaja comparativa respecto a sus competidores le permite ofrecer un producto o servicio que es: 1. Percibido por un segmento de mercado como de un valor superior, y/o 2. Producido a un menor costo. En octavo lugar el papel de la administración de la firma es reconocer y entender las estrategias actuales, crear nuevas estrategias, seleccionar las estrategias preferidas, implementar o manejar las seleccionadas y modificarlas a través del tiempo. Las estrategias que producen una posición de ventaja competitiva y desempeño financiero superior lo obtendrán porque ellas se soportan en aquellos recursos en los cuales la empresa tiene una ventaja comparativa sobre sus rivales. Según Hunt y Morgan (1995, p. 8) la ventaja competitiva “algunas veces es un único recurso, como una marca registrada; pero es más frecuente que sea una combinación de recursos interconectados”. Esta ventaja se mantiene a pesar de las acciones de sus competidores. Pero como todas las empresas buscan desempeños superiores, entonces tratarán de neutralizar las ventajas de sus competidores con otras ventajas competitivas. Si el recurso competitivo es móvil se conseguirá fácilmente en el mercado, haciendo que la ventaja sea efectiva y rápidamente neutralizada. Pero si no lo es entonces las empresas competidoras innovarán. El comportamiento innovador puede ser: imitar el recurso, sustituir el recurso por otro estratégicamente equivalente, o encontrar un nuevo recurso que produzca un valor superior al del competidor aventajado, no necesariamente equivalente estratégicamente. En noveno lugar, los factores ambientales influyen en la conducta y en el desempeño, pero no deberían determinar la estrategia de cada empresa. La estrategia depende, o debería depender, en mayor medida de los recursos de que se disponen, de los segmentos de mercados que se deciden atender y de los competidores que se decide enfrentar.

A diferencia de la teoría de los costos de transacción la teoría de la ventaja comparativa explica las diferentes formas organizacionales que existen en las

empresas de un mismo sector, con varios argumentos. El primer argumento es que como no se asume un comportamiento oportunista universal, las empresas desarrollarán relaciones con proveedores y con distribuidores o clientes, en los que se confía que no explotarán en mala forma la relación. Si se llegasen a integrar hacia atrás o hacia adelante de la cadena de valor, solamente lo harían porque no lograron encontrar empresas socias que fueran dignas de su confianza. El segundo argumento es que si una empresa decide realizar una actividad internamente en vez de contratarla con un tercero se debe a que la empresa considera que dicha actividad constituye o es parte de unos recursos que constituyen una competencia interna. Hunt y Morgan (1995, p. 9) dicen que “simplemente puesto, las empresas hacen en casa las actividades que creen, a veces equivocadamente, que tienen las capacidades de hacerlas mejor”. El tercer argumento, es que una empresa en una industria es un resultado único en el tiempo y en el espacio, de su historia pasada. Por ello cada empresa es diferente a sus competidores debido a la forma histórica como obtuvo y desplegó sus recursos. El cuarto argumento es que empresas con diferentes recursos pueden ser igualmente efectivas o eficientes en producir el mismo valor para ciertos segmentos de mercado. El quinto argumento es que como existen demandas heterogéneas, servir a diferentes segmentos de mercado conduce a que las firmas dentro de la misma industria tengan distintos tamaños y alcances, es decir que atienden diferentes nichos de mercado. El sexto argumento es que algunos recursos solo le ofrecen una ventaja comparativa a ciertas empresas. Esto es debido a que ciertos recursos solo ofrecen una ventaja comparativa cuando están interconectados con otros recursos. El séptimo argumento es que si una o varias empresas atendiendo un segmento de mercado tienen una ventaja comparativa que los competidores no pueden imitar, entonces aparecerán empresas enteramente diferentes dentro de la misma industria. El octavo argumento afirma que la mezcla de las empresas en una industria cambian porque las preferencias de los consumidores cambian y porque las empresas están en constante búsqueda de ventajas comparativas en los recursos que le permita obtener una

ventaja competitiva en el mercado. El enfoque de las ventajas comparativas tiene una interesante aplicación en el suministro de energía para las diferentes instalaciones petroleras ya que explica por qué no se pueden copiar los mismos esquemas en todas las regiones. En algunos sitios se dispone de un suministro de gas natural que no tiene valor comercial, por ello es la primera opción de combustible. En otros sitios no se cuenta con gas, y con lo único que se cuenta es con el mismo crudo. En este caso el combustible utilizado es el crudo mismo. En otros sectores se dispone de ACPM producido en el mismo campo, por ello esta es una opción de combustible que en otros sitios no sería posible.

1.7.3 La teoría de los costos de transacción como una mala práctica.

Ghoshal y Moran (1996) de manera cruda afirman que la teoría de los costos de transacción no solamente tiene errores sino que también es peligrosa para la práctica administrativa. Según ellos las organizaciones no son meros sustitutos del mercado, con el fin de estructurar transacciones eficientes cuando el mercado falla. Las organizaciones poseen ciertas ventajas de gobernación que le permiten realizar cierto tipo de actividades por medio de una lógica que es muy diferente de la lógica del mercado. La crítica de Ghoshal y Moran (1996, p. 15) se concentra en los aspectos normativos de la teoría, es decir en las recomendaciones que se extraen para los administradores. Su objetivo principal es “advertir contra la creciente tendencia de la teoría de los costos de transacción con propósitos normativos”. En primer lugar la crítica se concentra en el concepto de oportunismo que maneja Williamson. Según Ghoshal y Moran (1996, p. 18) en los argumentos de Williamson, cuando se hace referencia al oportunismo no se diferencia entre el *comportamiento oportunista* y la *actitud oportunista* de los individuos. La actitud es sinónimo de inclinación, propensidad o proclividad. El comportamiento oportunista está positivamente relacionado con la oportunidad de obtener unos beneficios de tal comportamiento. Y estos beneficios de alguna manera están relacionados con las características de la transacción, principalmente originados por los activos específicos implicados en la transacción. Por otro lado, el

comportamiento oportunista está negativamente relacionado con las salvaguardas, tales como controles, órdenes, supervisión, que aumentan los costos para el individuo de comportarse de tal forma. Con estas relaciones la teoría de los costos de transacción predicen la forma más eficiente para un transacción específica. Pero Ghoshal y Moran (1996, p. 20) sostienen que los conceptos de actitud y de comportamiento son entidades separadas y ambos dependen tanto de las disposiciones individuales como de las situaciones que forman las percepciones de los individuos. Es decir, se debe tener en cuenta el contexto dentro del cual se desarrolla la actividad del individuo. Esto conduce a proponer que el oportunismo sea una variable y no una característica universal de la naturaleza humana.

Por otro lado, Ghoshal y Moran (1996, p. 32) intentan explicar las ventajas de las organizaciones con respecto al mercado. Hacen mención al hecho real de que en un mismo mercado un componente es adquirido externamente por unas firmas, mientras que es fabricado internamente por otras firmas del mismo sector. Para cualquier transacción dada, una empresa bien manejada puede superar el desempeño de varias firmas autónomas externas en un mercado pobremente estructurado. Por el contrario, las firmas autónomas operando en un mercado bien estructurado con seguridad superarán el desempeño de una organización mal administrada.

La lógica del mercado hace que las firmas individuales se adapten autónomamente en respuesta a las señales del mercado. La adaptación autónoma tiene dos características. La primera es que los precios deben ser conocidos o predecibles. De forma que los precios deberían ser los estadísticos suficientes para que las transacciones se adapten autónomamente, haciendo que la oferta se equilibre con la demanda. La segunda característica es que la adaptación autónoma hace que se tienda hacia la eficiencia de los recursos. A medida que transcurre el tiempo se supone que los recursos dejan de ser asignados a usos menos eficientes y se dirigen hacia usos más eficientes.

Ghoshal y Moran (1996, p. 33) citan a Barnard (1964, p. 132) afirmando que la lógica de las organizaciones, en contraste con la del mercado, les permite que

ellas “se adapten con propósito”. Esta adaptación con propósito es la que le permite a las organizaciones decidir las señales de mercado a las que deben responder y cuales ignorar. La ventaja de adaptarse con propósito se soporta en tres áreas: La primera es que es posible realizar una buena adaptación aún en ausencia de precios o de mercados. La segunda es que pueden crearse nuevas opciones y expandir el alcance de las actividades, aún más allá de las actividades coordinadas por el mercado. Y en tercer lugar el propósito compartido transforma el contexto institucional y transforma y modifica los comportamientos y las preferencias de los actores.

Ghoshal y Moran (1996, p. 35) afirman que Williamson sostiene que la economía es la mejor estrategia. Pero aclaran que la eficiencia tiene dos propiedades, una estática o de corto plazo y una dinámica o de largo plazo. Lo que es eficiente a corto plazo puede no ser beneficioso a largo plazo. Un ahorro en mantenimiento de plantas de generación eléctrica puede ser muy eficiente a corto plazo, pero muy nocivo a mediano plazo, un despido masivo de personal especializado en actividades estratégicas de una empresa pueden ofrecer unos excelentes resultados financieros en la presente vigencia, pero podrán generar resultados negativos en los años venideros. La habilidad de mantener las fuerzas del mercado alejadas temporalmente le permite a las organizaciones perseguir actividades innovadoras. Por ello Ghoshal y Moran (1996, p. 37) aseguran que “el propósito compartido es la fuente final de la ventaja de las organizaciones sobre los mercados” y no es bueno asumir como Williamson lo hace, que las organizaciones emergen cuando los mercados fallan sino que los mercados se inician cuando las organizaciones fracasan.

1.7.4 Análisis del Valor de la Gobernación.

Ghosh y John (1999) extienden la teoría de los costos de transacción en un marco conceptual formado por cuatro partes: 1. Los recursos heterogéneos. 2. El posicionamiento. 3. Los atributos del intercambio, y 4. La forma de gobernación. Todas estas partes deben interactuar con el fin de crear y reclamar valor dentro de

una relación cooperativa entre empresas. Ghosh y John (1999, p. 131) cotejan los estudios que corroboran la teoría de los costos de transacción con las críticas de los trabajos expuestos en los numerales anteriores, y a partir de allí “proponen una revisión del modelo básico de la teoría de los costos de transacción”.

Los interrogantes que intentan responder son tres:

1. ¿Por qué las empresas dentro de la misma industria tienen diferentes enfoques para llevar sus productos al mercado?
2. ¿Cómo influyen la diferencias de posicionamiento de una empresa en las formas de gobernación de sus cadenas de suministro y de cliente final?
3. ¿Cómo influyen las diferencias de recursos de nombre de marca, tecnologías y canales de distribución de una empresa en las formas de gobernación de sus cadenas de suministro y de cliente final?

Ghosh y John (1999, p. 132) citando a Brandenburger y Nalebuff (1997, p. 4) observan que las firmas casi nunca crean valor en forma aislada. En vez de eso las empresas “se alinean con los proveedores, con los clientes y muchos otros con el fin de desarrollar nuevos mercados y expandir los existentes”.

Ghosh y John (1999, p. 135) desarrollan su modelo a partir de la teoría de los costos de transacción, es decir los atributos del intercambio y la forma de gobernación, pero le agregan dos elementos adicionales: el posicionamiento y los recursos. El posicionamiento lo definen como el conjunto de beneficios seleccionados, para ser creados y entregados al cliente objetivo. Estos beneficios también son conocidos como la “proposición de valor”. Los recursos son definidos como las habilidades o activos relativamente escasos y difícilmente trasladables, que son de propiedad de las partes que realizan la transacción.

Ghosh y John (1999, p. 137) ilustran con ejemplos las diferentes relaciones e influencias que existen entre los cuatro elementos de su modelo. Inician con el posicionamiento, aunque advierten que no necesariamente este elemento define la categoría de los otros elementos. La influencia entre los cuatro elementos es bidireccional. En el caso de una compañía que decide posicionar sus productos

como de excepcional diseño, altamente confiables, con buen ajuste y excelente acabado, como los automóviles Toyota, requerirá de inversiones en activos altamente específicos. Mientras que si otra compañía fabricante de carros posiciona sus productos como de alto desempeño y avance tecnológico, lo más probable es que requiera de proveedores que le suministren los componentes de última generación. Puede que esta segunda firma no necesite invertir en activos específicos, pero si deba establecer unos lazos muy fuertes de confianza con sus proveedores. En forma progresiva Ghosh y John (1999) ilustran con ejemplos las diferentes interrelaciones entre los cuatro elementos, dejando claro que las formas de gobernación (mercado, jerarquía y relacional) no dependen solamente de los atributos de la transacción (activos específicos, incertidumbre y medida de desempeño) sino que también están influenciados por el posicionamiento y los recursos de la firma (tecnologías, clientes finales y cadena de suministro). Este enfoque tiene una gran importancia cuando se pretende realizar cambios estructurales en las fuentes de energía de ciertos centros de consumo que son muy sensibles al suministro de energía como son las dos refinerías que existen en Colombia. Un posicionamiento de estas refinerías establecido claramente para todos los interesados permitirá tomar ciertas decisiones respecto a los esquemas organizacionales más adecuados para el suministro de energía. Por ejemplo, ¿lo más importante es garantizar el suministro de combustibles? O ¿lo más importante es generar utilidades?

1.7.5 La naturaleza legal de la firma

Hodgson (2002) defiende la concepción legal de la firma, y propone que términos como “empresas híbridas”, “formas híbridas”, “cuasifirmas” o “mercados internos” deberían desaparecer. Hodgson (2002, p.37) advierte que el significado legal e institucional de la empresa ha llegado a ser peligrosamente devaluado. Esto ha conducido a que los economistas sean incapaces de definir claramente lo que es una empresa y a considerar que no es esencial definir claramente la frontera entre el mercado y la empresa. Según Hodgson (2002, p. 38) no hay buenas razones

para que los economistas renuncien a definir la empresa bajo su base legal. Y esto es así, entre otras cosas, porque la definición legal tiene importantes consecuencias económicas.

Hodgson (2002, p. 40) anota que los economistas como Smith, Marshall y Commons tenían claro que una empresa era una entidad legal. Pero después de la muerte de Marshall, de 1920 hasta 1970, se trató a las empresas como simples funciones de producción, olvidándose de sus aspectos institucionales. Según Hodgson (2002, p. 41) la gran excepción fue Ronald Coase (1937) “quien demarcó la frontera entre empresa y mercado”. Hodgson (2002, p. 42) comenta que prevalecía una gran confusión en la definición de firma hasta que Williamson (1975) revivió el análisis de los costos de transacción con su libro *Mercados y Jerarquías* (1975). Hodgson (2002, p. 43) comenta que por el lado positivo Williamson heredó el énfasis de Coase sobre las estructuras legales y las otras instituciones. Y reconoce que Williamson “expandió mucho la interfase entre la economía y las leyes”. Por otro lado, Hodgson (2002, p. 43) afirma que Williamson le dio prioridad “al término vago de “jerarquía” en vez de intentar definir el término “firma”...y desafortunadamente, la cuestión no ha mejorado desde entonces”.

Hodgson (2002, p. 45) afirma que las firmas y los mercados deben cumplir reglas y estructuras legales. Sin embargo, la mayoría de los intercambios no se realizan en el mercado. Existen varias posibilidades para los intercambios: dentro de las firmas, en el mercado y fuera del mercado. A los intercambios fuera del mercado Hodgson (2002, p. 45) los denomina intercambios relacionales. Los tres, las firmas, los mercados y los intercambios relacionales son cosas diferentes. Hodgson (2002, p.50) afirma que Williamson es víctima de la falsa dicotomía mercado – firmas, pues como los contratos de largo plazo no son ni mercado, ni firmas, entonces Williamson asume que son un híbrido entre los dos. Pero si se tiene en cuenta el concepto intercambios relacionales no se requiere la utilización del concepto de híbrido, ya que los intercambios relacionales explican este tipo de transacción. Hodgson (2002, p.50) pasa luego a criticar a Ménard (1995). Afirma

que no está de acuerdo con Ménard en que existen cuasimercados dentro de las firmas. Y observa que Ménard no distingue claramente entre “organización”, “firma” y “jerarquía”. Además dice que Ménard se confunde cuando utiliza “forma híbrida” en vez de “firma híbrida”, y no explica la diferencia entre los dos términos. Los ejemplos de Ménard, dice Hodgson (2002, p. 51), deben ser tratados como una “organización ampliada”, es decir “una relación organizada” entre dos o más firmas, o “personas legales”. Aunque existen compromisos y relaciones fuertes entre las firmas esto no implica que se deban tratar la nueva entidad como una sola firma. Si se tiene en cuenta que los derechos de propiedad de las firmas se mantienen distintos, esto facilita el entendimiento del arreglo organizacional. Según Hodgson (2002, p. 51), “el primer error de Ménard fue confundir una organización ampliada con una firma”; y el segundo error fue no darse cuenta que los contratos relacionales involucran el intercambio de bienes entre firmas, pero fuera del mercado. Esta es la tercera opción organizacional, después del mercado y de la organización jerárquica.

1.7.6 Explicación de una banda más estrecha de fenómenos

Miwa y Ramseyer (2000) realizaron un estudio sobre la relación que existe entre las inversiones en activos específicos y las formas organizacionales de los principales fabricantes automotrices de Japón. Estos incluían a Toyota, Nissan, Mitsubishi, Subaru, Mazda, Daihatsu, Hino, Isuzu, Yamaha, Suzuki y Honda. Ellos encontraron menos evidencia que la uno puede suponer (2000, p. 2666), respecto a la relación que existe entre la especificidad de los activos y la forma organizacional elegida. Y esto es más evidente en industrias diferentes a los sectores “aeroespacial, de defensa o de servicios públicos”. La ausencia de evidencia en el estudio de Miwa y Ramseyer se puede explicar porque según sus hallazgos en las firmas pequeñas de Japón, que son la mayoría, la inversión en activos específicos casi no existe, principalmente porque los niveles de inversión son muy bajos. Mientras que las firmas grandes tienen un alto nivel de diversificación y cuando se requieren de inversiones en activos muy específicos,

las firmas grandes participan en el patrimonio de las firmas proveedoras. Miwa y Ramseyer (2000, p. 2667). dicen que su estudio no aprueba o desaprueba la teoría de los costos de transacción y que esta quizás “solo explica una banda más estrecha de fenómenos de lo que nosotros habíamos pensado”.

1.8 Teoría del Poder y de la Influencia

Cuando se define que un contrato relacional entre firmas es la forma organizacional más conveniente para obtener los menores costos de transacción o el mejor valor de la transacción, queda la tarea de construir dicho esquema en la realidad. Esta fase no es fácil, ya que aún se debe convencer de la bondad del proyecto a diferentes grupos de interés dentro de la propia organización y dentro de las organizaciones con las que se realizarán los contratos o las alianzas. Para una persona inexperta en este tipo de negociaciones puede resultarle extraño observar que no se realizan proyectos que ofrecen grandes beneficios económicos para ambas organizaciones. Este es el dominio de la influencia y del poder, el cual no se detallará en este estudio. Sin embargo, vale la pena mencionar el análisis estructural de la influencia en las organizaciones expuesto por Brass (1984). En este estudio se analizan varios elementos que componen la influencia y el poder: la Criticidad, la Centralidad y la Intermediación. La conclusión de Brass es que uno de los mayores factores de influencia es la centralidad, o la ubicación adecuada. En los términos de Brass, ECOPETROL S.A. tiene un alto índice de Centralidad y de Intermediación, respecto al conjunto de las compañías petroleras y empresas del sector eléctrico en Colombia. Esto podría explicar la posición favorable que ha disfrutado ECOPETROL S.A. para influir en las decisiones relacionadas con el suministro de energía para los campos petroleros. De hecho esta es una gran responsabilidad que tiene este agente, ya que dicha posición hasta ahora no puede ser asumida por ningún otro agente. Así mismo, se podría considerar, que ECOPETROL S.A. tiene una alta medida de Criticidad, en los términos de Brass, si la cultura organizacional y los grupos de interés así lo llegan a definir.

1.9 Razones para seguir con la Teoría de los costos de transacción

Acabamos de describir los fundamentos de la teoría de los costos de transacción, sus antecedentes, sus aplicaciones en los contratos híbridos, sus críticas y sus enfoques alternos. Es oportuno y justo plantear el interrogante de que a pesar de ser una teoría tan ampliamente criticada ¿por qué aún así se decide seguir en este trabajo con el enfoque de la teoría de los costos de transacción? El principal motivo es que el autor intentó explicar de diferentes maneras las razones por las cuales ciertos proyectos rentables de suministro de energía para los campos petroleros no se ejecutaban. Acudió a otras explicaciones económicas como las barreras de entrada, la teoría de juegos, el análisis de riesgo, el análisis estratégico y aspectos culturales sin lograr explicar sus observaciones. Para el autor no solamente era importante entender lo que pasaba sino también convencer a los actores que tomaban las decisiones de aprobar y ejecutar los citados proyectos desde su cargo de Líder de la Estrategia Integral de ECOPETROL S.A. y sus empresas asociadas. Después de conocer los fundamentos de la teoría de los costos de transacción especialmente a través de los escritos de Williamson y su aplicación a las formas organizacionales híbridas, principalmente a través de los trabajos de Ménard, se empezaron a realizar varios proyectos que venían siendo aplazados desde hacía varios años. Esto permitió contar con los antecedentes para proponer una serie de nuevos proyectos de suministro de energía para el sector petrolero que el autor considera que no se hubieran podido realizar o se hubieran realizado después de muchos años. En resumen el marco de la teoría de los costos de transacción y las formas organizacionales híbridas se acogió porque funcionó para el objetivo que se tenía de hacer que ciertos proyectos rentables de suministro de energía para el sector petrolero fuesen aprobados y ejecutados.

CAPÍTULO 2. EL PETRÓLEO, LA INVERSIÓN EXTRANJERA Y LA ENERGÍA

2.1. El petróleo en Colombia y los contratos de asociación

Colombia es un país cuya economía y el bienestar de sus ciudadanos depende en gran medida del petróleo. Según Calderón y Sandoval (2002, p. 12), “sin el petróleo, Colombia estaría mucho más atrasado y su desarrollo sería mucho más lento. Es decir, el petróleo ha marcado la vida individual y colectiva de varias generaciones de colombianos y lo hará en los años venideros. No en vano contribuye con cerca del 30% de las exportaciones totales y representa el 4% del producto interno bruto del país”.

Las transferencias anuales totales que ECOPEPETROL S.A. le ha entregado a la Nación se han incrementado en forma progresiva así: 5; 5,4; 5,7 y 6,3 Billones de pesos (millones de millones de pesos), para los años 2001, 2002, 2003 y 2004 respectivamente, como se muestra en ECOPEPETROL S.A. (2000, 2001, 2002, 2003 y 2004). A pesar de ser un país exportador de petróleo, Colombia no se puede considerar como un país gran productor de petróleo. Los grandes productores de petróleo extraen entre 1 y 9 millones de barriles diarios de petróleo por día. Colombia produce un volumen diario que ha estado entre los 400 mil y los 800 mil barriles de petróleo por día, en los últimos 10 años. Para continuar transfiriendo este flujo continuo de riqueza, se requieren grandes inversiones de alto riesgo en exploración, e inversiones en producción o desarrollo. El país no cuenta con los recursos suficientes para arriesgarlos individualmente en la actividad de exploración. A pesar de ello es necesario que se sigan descubriendo nuevas reservas de hidrocarburos en el país. Por eso, se incentiva la participación de compañías petroleras multinacionales que aporten tecnología y dinero con este fin. Existen más de 25 países, con mayores producciones de petróleo que Colombia,

que también intentan atraer la inversión de estas compañías petroleras multinacionales. Cada uno de estos países intenta ofrecerle a dichas compañías beneficios fiscales y otros incentivos, para atraer el flujo de inversión, mediante diferentes contratos de asociación. En Colombia se tienen vigentes más de 100 contratos de asociación con diferentes compañías petroleras. De las inversiones anuales realizadas en exploración en Colombia, en los últimos diez años, las compañías asociadas han aportado entre el 70% y el 93% de los recursos. La mayoría de estos esfuerzos han resultado en pozos secos. Esto quiere decir que no se ha encontrado petróleo en cantidades comercialmente atractivas. Por el contrario, las inversiones de las asociadas en producción o desarrollo han estado entre el 36% y 64%, en los últimos 10 años. Esto significa que ECOPETROL S.A. entra a participar en las inversiones cuando se tiene una mayor seguridad de la rentabilidad del campo. En esta fase, en la mayoría de los contratos de asociación, queda claro que las inversiones de desarrollo se realizarán en partes iguales entre los Socios, es decir la firma Asociada y ECOPETROL S.A. Las inversiones en exploración que dieron lugar al descubrimiento del campo serán reembolsadas por los Socios, a medida que se explote el campo. Pero queda aún un tema por resolver. ¿Quién debe operar el campo? En la mayoría de los casos el operador es la compañía asociada. El operador actuará como Agente, en representación de los Socios, quienes actuarán conjuntamente como Principal. Esta forma organizacional supone que el operador es una entidad independiente de la asociada. También supone que al ser una Agente del Principal, su objetivo fundamental es defender los intereses de ambos Socios. Pero a veces el operador tiene algunos incentivos en el contrato de asociación que no siempre están alineados con los intereses de ambos socios.

2.2. La Inversión Extranjera

Según el Informe de CEPAL y Naciones Unidas (2005) la entrada de la inversión extranjera directa en América Latina y el Caribe registró un incremento en el 2004,

por primera vez desde 1999, que superó los 56.400 millones de dólares, lo que representa un aumento del 44% sobre las inversiones de 2003.

Sin embargo, esto no significa que los países de la región hayan resuelto sus problemas relacionados con los escasos beneficios que les reporta la operación de empresas transnacionales en su territorio. Se reconoce que las inversiones extranjeras son cualitativamente insuficientes, y se sugiere que los países de la región deben tratar de hacer que dicha inversión aporte más beneficios de los que hasta ahora han producido. Para ello aconsejan tres acciones: 1. Perfeccionar las políticas e instituciones nacionales establecidas con el fin de dar cumplimiento a los compromisos internacionales sobre inversiones. 2. Ofrecer incentivos que atraigan la Inversión Extranjera Directa, y 3. Evaluar los efectos de las políticas sobre la materia. (CEPAL y Naciones Unidas (2005), p. 11). Pero según este estudio son pocos los países de la región que abordan los tres elementos de forma coordinada y menos aún los que logran articularlos correctamente. En especial se descuida el tercer elemento, la evaluación de los resultados, y se le da mayor importancia al segundo elemento, la atracción de las inversiones. “Se debería definir con mayor precisión lo que esperan de estas corrientes y de los inversionistas extranjeros, asegurar que sus políticas se vinculen más activamente a las prioridades y evaluar sistemáticamente los resultados obtenidos para realizar los ajustes necesarios en el momento preciso” (CEPAL y Naciones Unidas (2005), p. 11).

Al tema de la atracción de las inversiones se le concede tanta importancia que uno de los mayores objetivos de todos los Presidentes de Colombia ha sido promocionar nuestro país como destino favorable para la inversión petrolera, ejemplo de ello fue que “Durante su jornada en Houston, Uribe también se reunió con 200 empresarios del sector de petróleo y energía. El presidente dijo que la intención es obtener nuevas inversiones para la exploración y explotación petrolera para que este año la inversión extranjera en Colombia pase de 3.000 millones de dólares y el año próximo alcance los 5.000 millones de dólares”...“Uribe los tentó diciéndoles que el 87 por ciento del territorio nacional

está sin explotar”. (PARRA, Edilma. *El Presidente invita a 200 petroleros a explorar*. En: El Tiempo. Bogotá. 4 de agosto de 2005; p.1-7, c2.)

Pero sucede que los mayores beneficios de la inversión extranjera directa no son automáticos, se deben cultivar y cosechar con gran esfuerzo, y no dependen del inversionista, sino del propio país. Estos son: la transferencia de tecnología extranjera y su asimilación, el establecimiento de encadenamientos productivos, la capacitación de los recursos humanos y el desarrollo empresarial local.

Un estudio de McKinsey Global Institute (2003) asegura que los incentivos fiscales no han sido los factores definitivos en las decisiones de inversión. Este estudio clasifica los “incentivos financieros otorgados por el gobierno” como el último factor en una lista en que están también la infraestructura de alta calidad, la disponibilidad de mano de obra competente, las normas y reglamentos, la facilidad de establecimiento y la accesibilidad, factores determinantes para elegir la ubicación de la inversión. Dentro de una lista de factores que afectan la decisión de invertir en Brasil, por ejemplo, aparecen como más importantes el potencial de crecimiento, el tamaño del mercado, los marcos regulatorios, la disponibilidad de mano de obra calificada, el potencial exportador, la disponibilidad y el costo de los insumos, el costo como factor general, los recursos naturales, el acceso a financiamiento y *el costo y disponibilidad de energía* (McKinsey Global Institute (2003, p. 136)).

A partir de estos informes, pareciera que se estuviese incubando una nueva megatendencia en la forma como se gestiona la inversión extranjera en América Latina, y en especial la inversión petrolera. Hay dos iniciativas que pueden ofrecernos pistas, acerca del nacimiento de un posible nuevo paradigma de inversión extranjera petrolera: El primero, es el avance de la convergencia de los sectores petrolero y eléctrico. El segundo, es que los Estados están recuperando el protagonismo que tenían hace algunos años en el sector de los hidrocarburos. Veamos en detalle cada uno de estas dos tendencias.

2.3. La convergencia del sector petrolero y el eléctrico

En Sur América se está presentando un avance en la convergencia de las empresas del sector petrolero con las del sector eléctrico. Estas firmas están participando en toda la cadena de la energía es decir, petróleo, gas, generación eléctrica y distribución. En este estudio, se muestran diferentes casos donde se confirman los beneficios de manejar integralmente la cadena de gas y generación, dentro de instalaciones petroleras. Cabría preguntar: ¿esta tendencia se ha percibido, y se está aprovechando en Colombia? A pesar de los casos reales exitosos en el Cono Sur, en Colombia aún se defiende el entorno regulatorio que obliga a mantener separados al sector petrolero del eléctrico. En la Tabla 3 se observa la participación actual de las empresas petroleras y eléctricas, en diferentes países de Sur América.

Tabla 3. Convergencia de los sectores petrolero y eléctrico en Sur América

	Argentina				Bolivia				Brasil				Chile			
	ELEC		GN		ELEC		GN		ELEC		GN		ELEC		GN	
	G	D	P	T	G	D	P	T	G	D	P	T	G	D	P	T
Empresas Eléctricas																
Endesa	■	■		■					■	■			■	■		■
AES Co.	■								■	■			■			
Suez-Tractebel				■					■	■			■	■		■
EDF	■	■							■	■						
EDP									■	■						
Iberdrola						■			■	■			■			
Empresas Petroleras																
Repsol YPF	■		■	■		■	■	■		■						■
Total	■		■	■		■	■			■						■
Petrobras	■	■	■	■			■	■	■		■	■				

Fuente: Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL, 2005).

Notas: ELEC: Electricidad; GN: Gas natural; G: Generación. D: Distribución. P: Producción. T: Transmisión o transporte.

La cadena de producción de electricidad está integrada por operaciones de generación, transmisión y distribución. En este cuadro no se incluye la transmisión, porque en la mayoría de los países es una actividad regulada y no está permitido que participen en ella las entidades involucradas en los otros dos segmentos de la cadena. La cadena de producción de gas se compone de producción, transporte y distribución. En este caso no se incluye la distribución, porque no contribuye a explicar la integración entre las actividades de electricidad y gas, cuyos elementos más importantes son la producción y el transporte.

Nótese por ejemplo que una de las empresas petroleras estatales, similar a ECOPETROL S.A., no participa en el eslabón de distribución de su propio país, pero sí lo hace en otros países del Cono Sur.

Proyectando esta tendencia es posible que en los próximos años las compañías distribuidoras de gas natural en Colombia participen en el sector de la generación y de la distribución eléctrica, y que algunas de las compañías Distribuidoras y Generadoras eléctricas participen en el sector del gas natural. Por otro lado, puede que algunas de las compañías petroleras participen en los sectores de la generación y de la distribución eléctrica. Después de todo, son los mismos agentes del Cono Sur los que están operando actualmente en Colombia, y ellos pueden con el tiempo fácilmente replicar sus propios modelos de negocios, e influir ante las entidades del gobierno para modificar la regulación que restringe este tipo de convergencia.

2.4. Protagonismo de Estados en sector de hidrocarburos

La actividad extractiva, y en especial la petrolera, suele tener una escasa vinculación con la economía local. Las petroleras están orientadas sobre todo al mercado de exportación y las condiciones económicas de sus mercados de destino le afectan más que las de los países en la que tiene lugar (McKinsey Global Institute (2003, p. 62 y 63)). Por eso existe una nueva tendencia para que los Estados recuperen el protagonismo en el sector de los hidrocarburos. En

octubre del 2004, se aprobó la ley que crea Energía Argentina S.A. (ENARSA), cuya actividad abarcaría toda la cadena de exploración, producción, transporte, distribución y venta de hidrocarburos. La empresa adoptaría la forma de una sociedad anónima, en la que el Estado tendría una participación de 53%, las provincias de la República compartirían un 12%, y el restante 35% se cotizaría en el mercado bursátil. ENARSA participaría en asociaciones y empresas de riesgo compartido en cumplimiento de sus objetivos en la producción de energía, en la que PDVSA sería un socio estratégico. Además, contaría con la titularidad de todas las áreas marítimas de petróleo y gas.

En agosto del 2004 se acordó en Bolivia, por referendo, volver a fundar su compañía nacional petrolera, YPFB, como un nuevo ente productor, que pasaría a ser la tercera empresa en el país, tras Petrobras y Repsol YPF. La nueva empresa realizaría operaciones de exploración, explotación y producción, que le permitirán obtener beneficios de las cuantiosas reservas de gas natural que tiene el país, estimadas en 30 billones de pies cúbicos. La nueva ley de hidrocarburos también contempla la creación de Petrobolivia, organismo fiscalizador que tendrá a su cargo la exportación de los hidrocarburos. Con estas medidas el Estado Boliviano volverá a recuperar el control sobre los hidrocarburos. La iniciativa estatal en el sector surge como respuesta común a problemas de distinta índole. Mientras que en Bolivia la reivindicación de la soberanía es el eje principal del discurso, en Argentina la probable creación de la petrolera estatal es una respuesta pragmática a una situación particular de crisis energética. Sin embargo, en ambos casos, se reactiva el papel estatal en el sector de la energía, no solo en lo que respecta a la actividad reguladora sino también a la participación en la producción. PEMEX de México y PDVSA de la República Bolivariana de Venezuela, ya venían operando bajo el control exclusivo del Estado.

Dentro de este contexto y con base en anteriores estudios de CEPAL y de McKinsey Global Institute, se podría sugerir que el tipo de competitividad denominada competitividad sistémica se podría ver mejorada en un país si se garantiza que todos los campos petroleros pueden contar con una infraestructura

de suministro eléctrico para su operación, que resulte confiable y a unos costos favorables. Según John Dunning (1980, 1988) las razones que tiene una compañía extranjera para invertir en un país son cuatro: 1. Búsqueda de recursos naturales. 2. Búsqueda de Mercados. 3. Búsqueda de mejores Eficiencias en los procesos productivos, y 4. Acceso a recursos tecnológicos.

Para las empresas petroleras extranjeras en Colombia, definitivamente, la estrategia de búsqueda de recursos naturales es la que resulta de mayor importancia. Pero valdría la pena plantear el objetivo nacional de que algún día Colombia llegue a ser atractiva, no sólo por sus recursos naturales, sino desde el punto de vista de la estrategia de mejor eficiencia en sus procesos productivos.

2.5. La energía necesaria para la producción de petróleo

Una vez se ha declarado un campo petrolero como comercial empieza la fase de desarrollo o producción. Esta producción estará a cargo de un operador. En una gran cantidad de campos petroleros Colombianos, sobre todo en los campos muy antiguos o maduros, el operador es ECOPETROL S.A. A estos campos se les denomina de Operación Directa. En otros campos, especialmente los campos más nuevos, el operador es la compañía asociada. A estos campos se les denomina de Operación Asociada. Un contrato de asociación se puede clasificar como un contrato híbrido ya que se realiza entre dos firmas y tiene normalmente una gran duración que puede ser de 20 años. Hasta hace poco ECOPETROL S.A. por ley debía participar en la asociación en representación de la nación y al mismo tiempo administraba las reservas de hidrocarburos de la nación. Ahora el rol de administrar las reservas de hidrocarburos de la nación le fue asignado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Sin embargo, ECOPETROL S.A. puede solicitarle a la Agencia la asignación de ciertas áreas de exploración y explotación y después de serle concedidas puede Asociarse con otra compañía petrolera para entrar a explotar dichos recursos. Una vez se crea una asociación, los socios deciden quien será el operador. Tradicionalmente el operador es la compañía

socia de ECOPETROL S.A. En ambos tipos de campos, la rentabilidad neta de su explotación depende, como en la mayoría de las empresas, de tres grandes factores: el precio de venta, los impuestos y el costo de producción. Como el petróleo es uno de los mayores bienes genéricos de exportación del mundo su precio está fuera del entorno de decisión que tiene el operador. El precio del petróleo lo establecen las diferentes fuerzas del mercado mundial. Este indicador depende de muchas variables como el clima global, las catástrofes naturales, el crecimiento económico de los países, las guerras en curso, los conflictos étnicos, políticos y laborales, etc. Los impuestos también dependen del entorno político y jurídico del país, y se supone que es poca la influencia que puede tener un operador en las reglas de pago de regalías y de los impuestos en general. Por el contrario, el costo de producción sí está bajo la esfera de decisión del operador.

2.6. Costos de producción y costos de energía

El costo de producción lo conforman principalmente el costo laboral, el costo de equipos o capital y el costo de energía. El costo de energía puede representar entre un 20% y un 60% de todo el costo de levantamiento. En la industria petrolera se considera que el costo de levantamiento (“lifting cost”) es el costo que se necesita para sacar un barril de petróleo desde el subsuelo, tratarlo y dejarlo almacenado en tanques, para ser luego transportado por un oleoducto hacia una refinería dentro del país o hacia un puerto de embarque para exportación. El presente estudio se centrará sobre la influencia que tiene la energía en el costo de levantamiento. En la Tabla 4 se observa, para los últimos 10 años, el costo promedio de levantamiento de petróleo en Colombia y el precio promedio internacional del petróleo.

Tabla 4. Costo de levantamiento de petróleo y precio internacional.

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Costo de levantamiento US\$/Barril (1)	2.85	2.74	2.68	2.53	2.33	1.94	1.97	2.36	2.99	2.76
Precio del petróleo (2)	17.20	18.44	22.12	20.61	12.78	19.30	30.50	25.92	26.65	
Tasa de cambio (3)	826.2	912.5	1,036	1,154	1,426	1,756	2,088	2,300	2,505	2700

(1): Costo de Levantamiento de petróleo promedio para ECOPETROL, en operaciones directas y asociadas (US\$/BL).

(2): Precio Internacional del petróleo promedio anual (Spot WTI). (US\$/BL)

(3): (Pesos Col. /US\$)

Fuente. ECOPETROL S.A. Informes anuales. Los datos de 1994 a 2000, son del Informe anual 2000, página 23. Los datos de 2001 son del Informe anual 2001, página 28. Los datos de 2002 son del Informe anual 2002, página 12.

El valor de este costo de levantamiento promedio nacional está influenciado en gran medida por los volúmenes que se manejan en los grandes campos productores del país, que representan casi el 40% de la producción nacional y que utilizan el propio gas del campo para obtener la energía consumida en su operación. Sin embargo, existen campos cuyo costo de levantamiento puede estar entre 7 y 12 dólares por barril.

Una de las decisiones cruciales que debe tomar un operador cuando inicia la operación de un campo es el tipo de energía que utilizará para extraer el petróleo desde el subsuelo. Esta decisión estará influenciada por varios factores: el grado de desarrollo de infraestructura que existe en la región donde se encontró el nuevo yacimiento de petróleo, el tipo de combustible que se tiene disponible, el tipo de tecnología que se desea aplicar en el método de levantamiento, el volumen de petróleo a manejar, y la confiabilidad o continuidad que se desea obtener en las operaciones. Estas decisiones estarán influenciadas por los puntos de vista de los Socios, pero también por las políticas de la casa matriz de la compañía Asociada. Podrían existir incentivos para preferir opciones que le generen ingresos adicionales a las compañías relacionadas con el operador. Se debe tener en

cuenta que en las primeras etapas de desarrollo se debe realizar una gran actividad de diseño, de ingeniería, de compras de costosos equipos, de construcción y de puesta en operación. Posteriormente se deben realizar actividades de operación y mantenimiento de los equipos con el fin de garantizar la producción continua del campo. Sobre los costos y gastos que se generen en la etapa de desarrollo el operador recibirá un cargo por administración de parte de los Socios que puede ser del 20%. Es decir a mayores inversiones y gastos el operador recibirá unos mayores ingresos.

Uno de los componentes que tiene una importancia fundamental en los costos de levantamiento es el combustible necesario para obtener la energía requerida en el campo. El combustible seleccionado será aquel que sea más fácil de conseguir. Las opciones pueden ser gas natural, aceite combustible para motor (ACPM), o el crudo mismo. El gas natural es un combustible atractivo ya que en una gran cantidad de campos, el gas natural es un subproducto que viene asociado a los volúmenes de petróleo extraídos. Esta es una condición favorable que no siempre es aprovechada. En Colombia se quema el 4% del gas natural producido, mientras que en Ecuador se quema o se ventea a la atmósfera el 70%, en Perú el 19%, en Brasil el 18%, y en Venezuela el 5%. Por el contrario Argentina y Chile queman o ventean una menor proporción de gas que Colombia: el 1% y el 3% respectivamente.

2.7. El sistema eléctrico colombiano

El sistema eléctrico en Colombia, después de la reforma realizada en el año 1994, tiene como objetivo facilitar la libre competencia entre los agentes participantes. Por ello que se obligó a las compañías integradas a dividirse en los cuatros eslabones de la cadena de valor de la energía eléctrica. Estos tipos de agentes son: Generadores, Transmisores, Distribuidores y Comercializadores. En cada región, uno de los distribuidores hace las veces de operador de red local. Los

generadores están en una libre competencia y participan en el Mercado Mayorista de Energía.

En este mercado pueden realizar dos tipos de contratos. Primero, contratos de compra y venta de largo plazo, entre generadores, o entre generadores y comercializadores. Segundo, contratos de compra y venta en el mercado de bolsa, efectivo o Spot. En este mercado se transa la energía en una base horaria, lo que significa que el precio de la generación de energía eléctrica cambia cada hora. Estos precios de la energía para cada hora resultan de un sistema de subasta holandesa, en la que están obligados a participar todos los generadores. En Colombia está registrada una capacidad instalada de más de 12,000 Megavatios. Sin embargo, la máxima demanda horaria, cerca de las 7 de la noche, está alrededor de 7,500 Megavatios. En las horas de demanda baja, cerca de las 3 de la mañana, esta demanda puede disminuir a 4,000 Megavatios. De los 12,000 Megavatios instalados, el 30% es energía térmica que utilizan principalmente el gas natural como combustible para sus generadores de vapor o turbinas a gas, unos pocos utilizan carbón. El 70% de la generación es con base en energía hidráulica, la cuál utiliza la caída de agua almacenada en represas o mediante el flujo continuo de agua de los ríos o filo de agua.

CAPÍTULO 3. CASOS DE ESTUDIO: ENERGÍA DE CAMPOS PETROLEROS

En este capítulo describiremos, someramente, algunos de los casos configurados para el suministro de energía de los campos petroleros de Colombia, en los últimos seis años. La industria del petróleo y gas de Colombia, como se explicó en el Capítulo 2, tiene un importante protagonismo en la economía nacional. A su vez, el sector eléctrico nacional se ha comportado relativamente bien después de la reforma estructural realizada por el Gobierno Nacional en 1994.

La industria del petróleo y gas, debido a la participación de inversionistas extranjeros involucra un complejo conjunto de formas organizacionales que lo hacen especialmente apto para entender el origen y el comportamiento de las formas híbridas.

La industria petrolera en Colombia ha funcionado con esquemas de contratación especiales como la concesión y los contratos de asociación, que dentro del ámbito de este estudio se podrían considerar como “híbridos”. Según De Greiff y Vásquez (1990, p. 1-1) la industria del petróleo nace en Colombia con la suscripción de la Concesión De Mares en 1905. Los campos de esta concesión revirtieron a la nación en 1951 dando lugar a la creación de la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL. En la modalidad de Concesión “el Estado otorga a una compañía el derecho a explorar un área y a explotar los hidrocarburos que encuentre, durante periodos largos. El estado recibe una regalía que ha oscilado entre 3% y 14.5%. Al término de la concesión, los hidrocarburos remanentes y todas las instalaciones pasan a ser propiedad del Estado” [De Greiff y Vásquez (1990, p. 3-1)]. A partir de 1974, mediante el decreto 2310 de dicho año, queda abolido el régimen de concesiones, y la exploración y explotación de los hidrocarburos de la nación quedan a cargo de la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL. Pero así mismo a ECOPETROL se le confirma la

autorización para negociar contratos de asociación o de servicios con personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras. Según De Greiff y Vásquez (1990, p. 3-1) esta autorización ya la había recibido ECOPETROL con la Ley 20 de 1969. En la fase exploratoria todo el riesgo corre por cuenta del Asociado. ECOPETROL no participa en los costos de exploración. Pero si hay un descubrimiento ECOPETROL reembolsa al Asociado el 50% de los costos de perforación de los pozos exploratorios que resulten comercialmente productivos. Este reembolso se realiza en especie con el propio crudo extraído del campo. Luego, los costos de desarrollo y de operación se reparten en partes iguales entre el Asociado y ECOPETROL. De acuerdo con De Greiff y Vásquez (1990, p. 3-2) el control de los programas de desarrollo, producción, operaciones y presupuestos está a cargo de un Comité Ejecutivo conformado por un representante de ECOPETROL y un representante del Asociado. En 1986 se puso en práctica una variante del contrato de asociación denominado contrato de participación en riesgo. Estos se aplican a zonas donde hay menores riesgos relativos. El Asociado participa con aporte de capital de riesgo en la fase exploratoria pero ECOPETROL aumenta su participación en la producción. Las condiciones se negocian según cada caso específico.

En el año 2003, mediante el Decreto Ley 1760 del 26 de junio de 2003 fue escindida la Empresa Colombiana de Petróleos, ECOPETROL, y organizada como Sociedad pública por acciones denominada ECOPETROL S.A. A partir de esta fecha la administración de los hidrocarburos propiedad de la nación son gestionados por la nueva Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y ECOPETROL S.A. entra a competir en la exploración y producción con las otras compañías petroleras que operan en el país. Según la Ley el Comité Ejecutivo de la asociación es el organismo que aprueba la ejecución de los proyectos estudiados en este trabajo. Sin embargo, en toda asociación existe un Subcomité Técnico que es el mecanismo donde realmente se discute y se aprueba previamente la viabilidad de los proyectos de energía para los campos petroleros. Una vez se obtiene la aprobación en el Subcomité Técnico, conformado por

representantes de ECOPETROL S.A. y el Asociado, se lleva el tema para su aprobación definitiva al Comité Ejecutivo.

De Greiff y Vásquez (1990, p. 2-1) citan a José Fernando Isaza indicando cuales son los objetivos de un Estado cuando realiza una contratación petrolera con una empresa petrolera transnacional: Descubrir o aumentar las reservas, asegurar el abastecimiento de la demanda interna, mejorar la balanza de pagos, aumentar los ingresos fiscales, asegurar la transferencia tecnológica, desarrollar la industria local y propiciar el desarrollo regional. Así mismo, José Fernando Isaza explica en De Greiff y Vásquez (1990, p. 2-2) que los objetivos de las compañías son. Obtener un nivel de rentabilidad que “premie” el riesgo de las operaciones, ejercer un control razonable sobre las operaciones, adquirir o asegurar el acceso a nuevas reservas, asegurar acceso a parte del producto, garantizar las remesas de utilidades y disminuir el riesgo político y económico en el ámbito internacional.

En la Tabla 5 se muestra la lista de los casos que se analizarán en este estudio. En la primera columna se muestra una definición de cada caso. Note que todas las definiciones están relacionados con el suministro de energía para instalaciones petroleras. En la segunda columna se muestra la instalación o las instalaciones donde se realizó o se presentó el caso. La mayoría de las veces estas instalaciones son campos de producción de petróleo y gas, pero en otras ocasiones son estaciones de bombeo de oleoductos o poliductos, refinerías o edificios administrativos de ECOPETROL S.A. En la tercera columna se relacionan someramente las dependencias que estuvieron implicadas en la definición, aprobación y ejecución del proyecto respectivo. En algunos casos estas dependencias pertenecen a la organización interna de ECOPETROL S.A., a la compañía Asociada o a otras dependencias externas tales como empresas Electrificadoras Locales. En la cuarta columna se muestra un valor estimado del ahorro o beneficio del proyecto, expresado en millones de dólares. Y en la quinta columna se explica si el proyecto se realizó y bajo que esquema.

Tabla 5. Casos analizados

Caso	Instalación	Agentes	Valor Estimado (MUS\$)	Comentarios
1. Sistema Eléctrico para el Campo J.	Campo J, Campo P y Estación V	Vicepresidencias T, P, y A; Socio O.	4	Realizado. Campo J alimentado desde Estación V.
2. Puesta en operación de la Planta O Para campos A y C	Campo A, Campo C, Planta O	Vicepresidencias T, P, y F, electrificadora M.	10	Realizado. Planta O alimenta Campo A y Campo C
3. Electrificación del Campo D.	Campo D, Campo F	Gerencia D, socio H, electrificadora H	10	Realizado. Se electrificó Campo D. Alianza con Campo F.
4. Puesta en operación de la Planta G para campos D y S.	Campo D, Planta G, Campo F	Gerencia D, socio H, electrificadora H	100	El proyecto no se realizó. Se canceló después de haber sido aprobado en negociación que duró un año.
5. Energía adicional autogenerada en campo Cl.	Campo Cl	Gerencia N, socio X, proveedores de equipos de generación	40	Realizado después con esquema jerárquico. Se esperó prórroga contrato de asociación.
6. Energía para el nuevo Campo Gb.	Línea eléctrica para Campo G.	Vicepresidencia X, Gerencia N, Gerencia P, electrificadora C	1	Realizado. La electrificadora C construyó la línea a Campo G cruzando reserva india.
7. Energía autogenerada en el Campo Cl a partir del gas del campo Gb.	Campo Cl, Campo Gb.	Gerencia N, socio X, electrificadora I	600	En curso.
8. Energía para el Campo Pv.	Línea eléctrica para Campo P.	Gerencia M, Electrificadora E	1	Realizado por la electrificadora E.
9. Energía para Refinería B, campos E y Ca, y estación G.	Refinería B, Campo E, Campo Ca, Estación G	Gerencia B, Gerencia E, electrificadora S	20	Realizado. Refinería B compra energía y entrega energía no regulada a campos E y Ca y a Estación G.
10. Suministro de energía para 35 estaciones y campos.	35 instalaciones ubicadas en todo el país.	35 agentes en la demanda y 44 agentes en la oferta.	40	Realizado. Compra de energía atada al precio de Bolsa.
11. Energía integrada para 65 campos del departamento Cs.	65 Campos del departamento Cs.	Gerencia C, electrificadora Cs, 10 Socios.	50	En curso la Integración eléctrica de 65 campos en el departamento Cs.

Antes de explicar los casos estudiados, estableceremos las siguientes convenciones. Para hacer referencia a una compañía petrolera asociada a ECOPETROL S.A. nos referiremos como Socio H, Socio X o Socio M. Cuando hagamos alusión a una firma petrolera que se encarga de la operación de un campo se indicará como operador B. En algunos casos una firma B puede ser al mismo tiempo operador B y Socio B. En este caso, la denominación operador B incluirá ambos roles. Cuando se desee mencionar una empresa distribuidora de energía eléctrica se describirá como Distribuidora M, Distribuidora H o Distribuidora N. Hay veces que una misma empresa puede ser Comercializadora N y Distribuidora N, en este caso nos referiremos a la misma empresa como la electrificadora N. En la mayoría de los casos una de las empresas Distribuidoras en una determinada región es el operador de red local X. Aún en este caso nos referiremos a esta empresa como la electrificadora X. Por otro lado, ECOPETROL S.A. está conformada por diferentes entidades organizacionales en las diferentes etapas de la cadena de valor. Cuando hagamos mención a la operación directa de un campo de producción lo indicaremos diciendo Productor Directo A, Productor Directo B y así sucesivamente. Dentro de las muchas formas híbridas que maneja ECOPETROL S.A. hoy en día, hay una en la cual se delega en un tercero la operación de un campo. En este caso nos referiremos a un operador Delegado P. Además de los campos de producción, ECOPETROL S.A. opera en forma directa las dos refinerías de Colombia. En este caso, se hará mención a las mismas como Refinería B y Refinería C. Por último, haremos referencia a Estación A, Estación B, Estación G, etc., cuando en este estudio se haga referencia a alguna de las estaciones de oleoductos, que son las encargadas de transportar el petróleo desde los campos de producción hacia las refinerías o hasta el puerto de exportación. También identificaremos en igual forma a una estación de poliductos cuando queramos referirnos a una estación que transporta los productos que salen de las dos refinerías hacia los centros de consumo en Colombia y hacia los puertos de exportación.

Actualmente (Mayo de 2006), las dos refinerías, las estaciones de oleoductos y poliductos son operados directamente por ECOPETROL S.A. Algunos campos de producción también son operados por ECOPETROL S.A., pero otros son operados por un Asociado. De los campos de producción se obtiene el petróleo y el gas natural. Pero el transporte de gas en la mayoría de los casos es transportado por otra compañía de la nación, diferente a ECOPETROL S.A. denominada ECOGAS, que en estos momentos está en proceso de venta.

A pesar de que ECOPETROL S.A. es una compañía con un esquema jerárquico muy estricto y formal, cada una de las dependencias se desempeña con una relativa autonomía en cuanto a sus decisiones operacionales internas. Sin entrar en detalles, la escala jerárquica operacional incluye los siguientes niveles: Junta Directiva → Presidente → Director General de Operaciones → Vicepresidentes (4 operacionales) → Gerentes (4 de producción por regiones, 2 de refinerías, 2 de transportes) → Superintendentes.

En algunas regiones confluyen los gerentes de diferentes Vicepresidencias (Producción, Refinación y Transportes).

Antes de 2003 las compañías asociadas se entendían con un Vicepresidente de asociadas. Actualmente los campos operados por las compañías asociadas y los campos operados en forma directa por ECOPETROL S.A. en una determinada región le reportan a un mismo Gerente Regional de Producción.

Como se podrá comprobar con el anterior resumen histórico y de estructura jerárquica, ECOPETROL S.A. es una mezcla de diferentes culturas organizacionales. Estas culturas se desarrollan en las concesiones o contratos de asociación originales que dieron origen a las diferencias dependencias de ECOPETROL S.A. cuando revierten a la nación. Ejemplo de ello es la cultura de la Tropical Oil Company que marcó al área de los campos de producción de El Centro, la cultura de la Shell Oil Company que marcó el campo de Casabe y la Texas Petroleum Company que influyó en el campo de Orito.

3.1. Sistema eléctrico para el Campo J

Enfoque inicial del caso 1

A fines del año 2001 el operador M estaba empezando a desarrollar junto con ECOPETROL S.A. el Campo J. El operador M era el encargado de realizar el diseño y construcción de la infraestructura de producción. Para poner a producir los nuevos pozos se requería, además de electrificar el campo, llevar una línea eléctrica de 115.000 voltios desde la red eléctrica nacional. La nueva línea debía cruzar el río Magdalena, lo cual hacía que esta opción fuese muy costosa. Esta línea se muestra como línea punteada en la Figura 6.

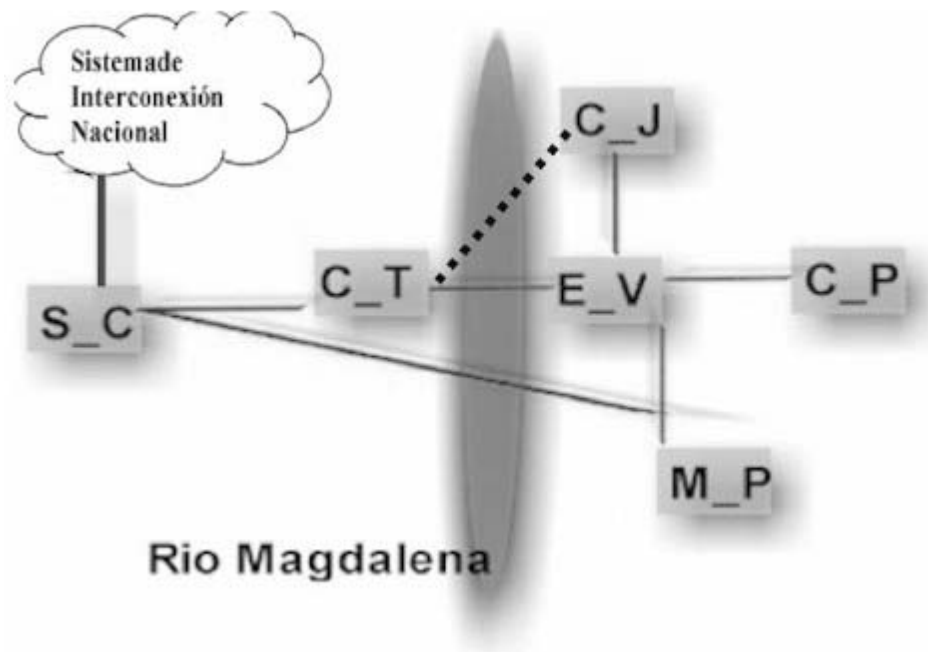


Figura 6. Esquema de suministro de energía para el Campo J.

Significado de abreviaturas. S_C: Subestación eléctrica C; C_T: Campo T; E_V: Estación V; M_P: Municipio P; C_P: Campo P y C_J: Campo J.

El costo del proyecto se estimó en cuatro millones de dólares. Dentro de este valor se incluía la importación de torres de alta tensión especiales, lo que

retrasaría el proyecto y obligaba a comprar plantas de generación eléctrica para evitar un retraso en la entrada de producción del campo. El campo J producía 18.000 barriles por día en el año 2005.

El enfoque inicial del operador M no tenía en cuenta en su análisis los activos específicos que tenía disponibles su socio en la región. Por ello intentaba adquirir los servicios de diseño, suministro y construcción de las redes eléctricas y subestación en el mercado. Aunque el objetivo final era el de operar y mantener dichos activos bajo un enfoque jerárquico, es decir bajo responsabilidad de su organización interna. Se puede decir que el diseño, suministro y construcción de la infraestructura eléctrica para un campo de producción tradicionalmente es través del mercado, mientras que la propiedad, operación y el mantenimiento de la misma se acostumbra realizarla mediante un enfoque de organización interna o esquema jerárquico.

Enfoque híbrido del caso 1

El enfoque híbrido partía de reconocer que ya existían otras instalaciones de ECOPETROL S.A., electrificadas en la margen derecha del río Magdalena, como se muestra en la Figura 6. Era importante reconocer que ECOPETROL S.A. tenía algunos activos específicos disponibles que podían ser utilizados en forma inmediata por el operador M. Por ejemplo, la subestación localizada en la Estación V, E_V, disponía de unas condiciones que le permitían recibir la energía desde dos redes alternas y podían ofrecerte una mayor confiabilidad al suministro de energía para el campo J que en el caso de un solo cruce de río. Por otro lado, las dos líneas eléctricas de 115.000 voltios se podrían clasificar como activos específicos del sitio, ya que los cables, las bases y las torres son muy específicos de esos cruces sobre el río Magdalena. ECOPETROL S.A. había construido estas dos líneas eléctricas, algunos años atrás. Una de ellas aún era de su propiedad y la otra le había sido “vendida” a la Distribuidora B.

Se le propuso al operador M, que analizara la posibilidad de conectarse desde la Estación V, en vez de construir la línea desde el Campo T. Se estimaba que esta

opción costaría solamente 500.000 dólares comparada con los cuatro millones de dólares previstos, para la primera opción. La propuesta no fue aceptada inicialmente por el operador M por varias razones: La primera era que la Estación V estaba bajo la responsabilidad de otra dependencia administrativa de ECOPETROL S.A., que en este caso era la Vicepresidencia T. Esta dependencia era diferente a la dependencia de ECOPETROL S.A. que tenía a cargo la relación con el Campo J en el Comité Ejecutivo y en el Subcomité Técnico de la asociación. La segunda razón era que el Campo J podría perder autonomía operacional frente a la opción de controlar directamente la entrada o salida del suministro de energía, pues quedaría dependiendo de alguna forma de la operación de la Estación V. La tercera razón era que ya había sido aprobada en los respectivos comités de la asociación la estrategia para construir un nuevo cruce sobre el río Magdalena.

ECOPETROL S.A. estableció que no estaba interesada en aportar dos millones de dólares (50% del valor total del proyecto), por un proyecto que podría valerle 250.000 dólares. Después de algunas semanas de análisis el operador M aceptó la propuesta de ECOPETROL S.A. Sin embargo, se presentaron algunos inconvenientes organizacionales, ya que la Estación V no entendía por qué debía prestar su infraestructura para suministrar la energía a un campo operado por una empresa externa a ECOPETROL S.A. Se explicó el beneficio que tendría esto para todos los agentes implicados, en particular para Ecopetrol S.A. como un todo, y fue aceptada la propuesta. La Estación V entonces aprovechó la circunstancia y solicitó que se le hicieran algunas inversiones que mejoraban el sistema eléctrico para sí misma, para el Campo J y para el Campo P. Esto hizo que se retrasara un poco el acuerdo definitivo, porque el operador M no entendía por qué la Estación V se “aprovechaba” de su situación para mejorar su sistema eléctrico por cuenta de los recursos del operador M.

Lo interesante de este caso es que al fin se realizó el proyecto sin necesidad de firmar “ningún contrato fomal de largo plazo”¹. Este arreglo organizacional fue posible porque el operador M obtuvo un gran beneficio sin necesidad de realizar inversiones, ni gastos posteriores de operación y mantenimiento en el tramo de línea hasta la Estación V. Así mismo, la Estación V se vio beneficiada con las mejoras de su sistema eléctrico por cuenta del operador M.

Intentemos aplicar los conceptos del marco teórico a este caso. La transacción aquí consistía en el diseño, suministro y construcción de las redes eléctricas que le suministrarán energía al campo J. Los activos específicos son la subestación en el propio campo J y las redes eléctricas que le transportan la energía desde la red nacional, y especialmente el tramo de redes que cruzan el río Magdalena. De acuerdo con la clasificación de Williamson (1989, p. 65), se pueden considerar que estos activos son activos específicos del sitio y activos específicos dedicados. Aunque también se podrían considerar que son activos que permiten la entrega oportuna de la energía según las nuevas categorías comentadas por Williamson (1996, p. 60). Si intentamos explicar las razones por las cuales no se deseaba realizar este proyecto, desde el punto de vista de la Teoría de los costos de transacción, podemos argumentar que se presentaba una *racionalidad limitada* por parte de los agentes de la asociación ya que al principio no conocían los activos específicos que ECOPETROL S.A. tenía disponibles en la región. En segundo lugar, la alta *incertidumbre* que se presenta al no contar con un control total de la red que transporta la energía hasta el campo J y el alto impacto que tiene un corte de energía en la producción, era una de las razones por las que el operador M hubiera preferido que sus líneas eléctricas no pasaran por la Estación V. Por último, el posible *comportamiento oportunista* es uno de los elementos que podrían esgrimirse para no aceptar en primera instancia este esquema

¹ Agradezco la sugerencia del Profesor Clemente Forero Pineda quien me hizo caer en cuenta de la existencia real de contratos híbridos de largo plazo, aunque no se firmen contratos formales entre las partes.

organizacional. El operador M podría pensar que la Estación V se podría comportar en forma oportunista y “cortarle” el suministro de energía si esto era lo que le convenía en algún momento. Así mismo, la Estación V podría haber pensado que el hecho de “colgarle” la línea hacia el campo J le quitaría flexibilidad a la operación y el mantenimiento de su sistema eléctrico. Aunque visto en retrospectiva, cinco años después, no se ha presentado hasta ahora ningún comportamiento oportunista, desde el punto de vista de los agentes en cada sitio ésta pudo haber sido una razón de gran peso para que la decisión tomara más tiempo del inicialmente previsto. Utilizando los conceptos de Claude Ménard (2002, p. 7) expuestos en el numeral 1.5, podemos asegurar que la organización híbrida que se utilizó en este caso es una alianza de intereses comunes. Aquí se observan las tres características de este tipo de híbridos según Ménard (2002, p. 7): la primera es que el híbrido es selectivo, sólo se puede realizar entre la firma que dispone de los activos específicos en la región, ECOPETROL S.A., y la firma que requiere de esos activos, el operador M. La segunda es que para hacerlo viable se requiere de formas de planeación conjunta. Esto se obtiene a través del Subcomité Técnico y el Comité Ejecutivo de la asociación. Por último, se necesita de un permanente flujo de información entre las partes, lo cual se obtiene con los anteriores dos mecanismos de coordinación. Ménard (2002, p. 7) afirma que “esta relación no tiene sentido si no hay continuidad entre los socios”, y en un contrato de asociación existe una relación de muy largo plazo cercana a los 20 años.

Uno de los temas fundamentales en este tipo de organización híbrida es la forma como se protegen y distribuyen las ganancias o cuasirentas. Recuerde que el proyecto valía inicialmente cuatro millones de dólares con el enfoque tradicional (jerárquico y de mercado) y medio millón con el enfoque híbrido. La pregunta que es procedente plantear es ¿cómo se deben distribuir las cuasirentas creadas de 3.5 millones de dólares con esta organización híbrida? Ya en el numeral 1.5 decíamos que Ménard (2002, p. 17) cita a Ghosh y John (1999, p. 133) diciendo que en las organizaciones híbridas no solamente es importante crear las cuasirentas, sino que “también se debe considerar el proceso por el cual las partes

reclaman su participación en estas posibles ganancias”. Ménard (2002, p. 17) comenta que “varios estudios sugieren que la solución es una mezcla de reglas basadas en componentes observables y en mecanismos que no son contractuales”. Los componentes observables en este caso son los ahorros en los costos de los proyectos. Pero queda aún por resolver la cuestión de ¿cómo se distribuyen los ahorros? Se podría haber entablado una gran discusión sobre la forma de distribución equitativa pero esta se facilitó cuando las partes se percataron que ECOPETROL S.A. participa con el 50% de la asociación. En vez de intentar una regla de distribución formal o establecer un principio de equidad se acudió a la tercera alternativa que consiste en que una compañía líder ajusta la red a través de la distribución indirecta de ganancias, según comenta Ménard (2002, p. 18) citando a Brown (1984). De los tres mecanismos reguladores no contractuales, que Ménard (2002, p. 18) menciona: la reputación, las negociaciones supervisadas y la autoridad formal establecida como una nueva entidad, solamente la utilización de la reputación de ECOPETROL S.A. fue necesaria para garantizar que los acuerdos se cumplan. La distribución se realizó de la siguiente manera, liderada por ECOPETROL S.A.: La asociación se quedó con las cuasientas después de invertir 0.2 millones de dólares en el sistema eléctrico de la Estación V. El ahorro restante ($3.5 - 0.2 = 3.3$ millones de dólares) se distribuyó en partes iguales entre ECOPETROL S.A. y el operador M. Se podría pensar que este caso es un ejemplo de un híbrido interno, pero esto no es así ya que un contrato de asociación es una entidad independiente de ECOPETROL S.A., con objetivos, presupuestos y administración propios.

Resultado y moraleja del caso 1

Al final, la línea eléctrica se construyó desde la Estación V hasta el Campo J. Toda la inversión la realizó el operador M en representación de la asociación conformada por sí mismo (50%) y por ECOPETROL S.A. (50%). El Campo J obtuvo su suministro de energía a través de una línea ya existente de propiedad de ECOPETROL S.A. hasta la Estación V. Esto hizo que el proyecto inicialmente

estimado en cuatro millones de dólares bajara a medio millón de dólares. La Estación V se benefició porque el operador M realizó varias adecuaciones en su red eléctrica que la beneficiaron sin que la Estación V hiciera ninguna inversión. El Campo P se benefició, ya que recibió un mejoramiento de su red de suministro eléctrico sin tampoco invertir ningún dinero. Recuerde que la Estación V es 100% de propiedad y está operada por ECOPETROL S.A., mientras que el Campo P es de 100% propiedad de ECOPETROL S.A. pero está operado por un operador Delegado P. La moraleja es que cuando existen activos petroleros específicos en una determinada región, un recién llegado, si es socio de ECOPETROL S.A. puede beneficiarse en gran medida si realiza una alianza mediante un contrato híbrido. Esta relación contractual híbrida beneficia también a ECOPETROL S.A.

3.2. Puesta en operación de la Planta O para Campos A y C

Enfoque inicial del caso 2

En 1992, a raíz de los largos y drásticos períodos de sequía y a fallas en el parque de generación térmica existente, Colombia se vio abocada a un racionamiento nacional de suministro de energía. Por esta razón el Gobierno Nacional le solicitó a ECOPETROL S.A. que adquiriera tres plantas de generación eléctrica con el fin de aminorar los efectos que dicho racionamiento tenía en la economía del país. Estas plantas fueron adquiridas y puestas en operación. Podían operar utilizando como combustible gas natural y aceite combustible para motor (ACPM). La capacidad de cada planta, basada en la misma tecnología de las turbinas de aviones, era de 25 Megavatios, en ciclo simple, es decir utilizando como combustibles básicos el gas o el ACPM. Pero podían llegar a generar 38 Megavatios si se aprovechaba el calor que emanan los gases de escape, para producir vapor en una recuperadora de calor. Este vapor era inyectado de nuevo a la turbina junto con el combustible básico lográndose una mayor eficiencia. Cuando se opera en esta modalidad se dice que se opera en ciclo con inyección de vapor. Después del período de sequía, el país no volvió a tener racionamientos.

Esto se debió principalmente a que se establecieron nuevas condiciones regulatorias con el fin de evitar que se volviera a repetir la anterior historia. Pero este nuevo estado de cosas hizo que las tres plantas nunca pudieran de nuevo operar debido a las condiciones del mercado. Por esta razón durante casi doce años, una de las plantas, la Planta O, permaneció parada. Cuando se preguntaba por qué la Planta O no entraba en operación para vender energía a la red nacional se explicaba que no podía competir con los costos de operación de las plantas hidráulicas. Cuando se volvía a cuestionar porque la Planta O no generaba para el Campo Productor Directo A, que se encontraba cerca, se contestaba que el campo sólo requería de 10 Megavatios y la Planta O requería generar 25 Megavatios para operar eficientemente. De acuerdo con Dávila (2003c) citando las curvas de eficiencia del fabricante General Electric, una planta de generación eléctrica típica con turbina a gas aeroderivada, como la Planta O, requiere, aproximadamente 11 pies cúbicos de gas para generar un Kilovatio – Hora cuando genera a su máxima carga, es decir a 25 Megavatios. Pero si se opera a una carga menor, digamos a 10 Megavatios, entonces puede necesitar 17 pies cúbicos de gas para generar un Kilovatio – Hora. El mayor costo para generar energía se basa en la mayor cantidad de combustible requerido, en este caso gas, cuando se opera con una baja demanda o carga. Por esta razón la Planta O permaneció parada.

Enfoque híbrido del caso 2

En el año 1999, el operador Ch devolvió a la nación el Campo C debido a que se terminó la vigencia de dicho contrato. Este campo lo había manejado el operador Ch durante 20 años. La nación tomó la decisión que el campo fuese operado en forma directa por ECOPETROL S.A. a través del operador directo A, que es una dependencia interna de ECOPETROL S.A. y quien era responsable también de la operación directa del Campo A, que está ubicado en cercanías del Campo C. Al ser entregado el Campo C se observó que la generación no estaba centralizada, sino que cada pozo petrolero del campo operaba con su propio motor utilizando

ACPM como combustible. Esto mostraba claramente una operación no eficiente desde el punto de vista del manejo de la energía. Una explicación de esta situación ineficiente era que el operador Ch, a pesar de ser una de las mayores y más rentables empresas petroleras del mundo, tenía una gran *incertidumbre* sobre la prórroga del contrato por parte de la nación. Y por esta razón no incurría en inversiones adicionales de infraestructura que hicieran más eficientes sus operaciones.

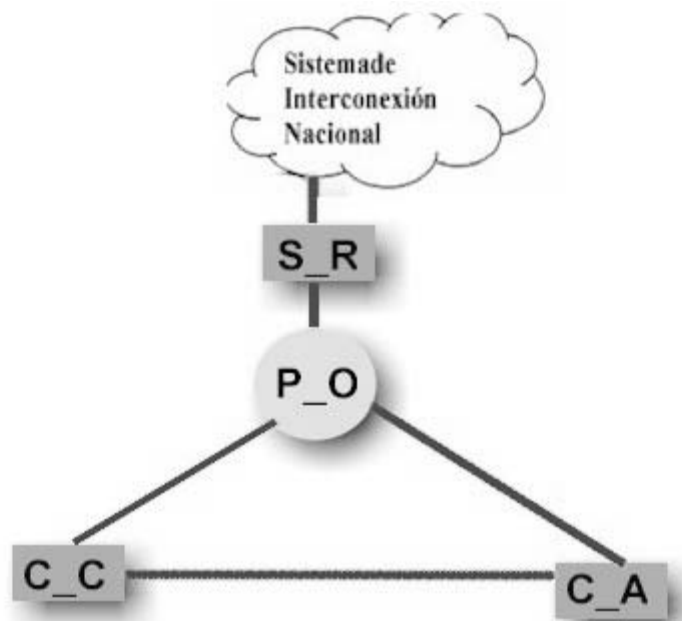


Figura 7. Esquema de suministro de Planta O para Campos C y A.

Significado de abreviaturas. C_C: Campo C; C_A: Campo A; S_R: Subestación eléctrica R; y P_O: Planta O.

En la Figura 7, se observa la situación como la veía el operador directo A después que se le asignó la nueva responsabilidad de operar el Campo C. Anteriormente solamente era responsable por operar el Campo A. El inventario preliminar por parte del operador directo A sobre las necesidades de energía para el Campo C, indicó que si se electrificaba este campo se requerirían 15 Megavatios para

satisfacer su demanda. Al incluir este nuevo “jugador” en el área, resultaba bastante obvia la oportunidad que existía de utilizar la Planta O para suministrarle energía simultáneamente al Campo A y al nuevo Campo C (15+10 =25). Este esquema de operación se realizó en forma exitosa. Para ello fue necesario construir una gran infraestructura de redes eléctricas internas.

Se sostiene que aquí se configuró un contrato híbrido por las siguientes razones: La primera era que la responsabilidad de la Planta O la tenía la Vicepresidencia F, la cual había recibido la orden de vender dicha planta a una precio de 3.5 millones de dólares. Esta planta le había costado a ECOPETROL S.A. 26 millones de dólares en 1992. Sin embargo, debido a que esta planta estaba sin uso durante más de 10 años, los organismos de control de la nación insistían en que se utilizara o se vendiera en forma inmediata al costo que ofreciera el mercado. En dos ocasiones que se ofreció para la venta en el mercado nacional e internacional no se recibió ninguna propuesta.

La segunda razón era que los campos A y C eran operados por el operador directo A que depende de la Vicepresidencia P, la cual es diferente de la Vicepresidencia F, que tenía a su cargo la Planta O. Se podría argumentar que aquí se está configurando un contrato híbrido interno entre dos Vicepresidencias pertenecientes a ECOPETROL S.A. Pero el autor llama la atención al hecho que al ser ofrecida para la venta como un activo de la nación la Planta O ya estaba dejando de depender de ECOPETROL S.A. debido a la participación de los entes de control. Asumamos que la Planta O ya era una entidad independiente de ECOPETROL S.A. y que prácticamente estaba a punto de ser vendida “como chatarra”. En este caso podemos establecer que la misma era un activo específico físico y un activo específico dedicado. La primera calificación se basaba en que requería de gas para operar eficientemente ya que el ACPM solo resultaba conveniente en condiciones extremas de racionamiento. Pero el problema era que el único agente que podía suministrar dicho combustible en el sitio donde está instalada la Planta O, con un contrato de largo plazo, es ECOPETROL S.A. Trasladar la Planta O para otro sitio dentro o fuera del país no resultaba

conveniente ya que en 14 años la tecnología ha avanzado tanto que existen en el mercado modelos de plantas de generación con turbinas a gas aeroderivadas más baratas, que consumen menos gas por Kilovatio – Hora , que son más confiables y que tienen menores costos de operación y mantenimiento. Es decir, ECOPETROL S.A. estaba “engrampado” con esta planta. Además, de acuerdo con la Teoría de los costos de transacción este activo se considera que es un activo dedicado de 25 MW porque no resulta eficiente operarlo por debajo de esta capacidad nominal de generación en ciclo simple. La oportunidad de establecer un contrato híbrido se presenta cuando la demanda de energía de la zona pasa de 10 MW a 25 MW al incorporarse el Campo C, que requiere 15 MW, para ser manejado por el operador directo A, quien ya venía manejando el Campo A, que necesitaba 10 MW. El proceso que se siguió fue convencer a la Vicepresidencia F de no vender dicha Planta O en el mercado, sino que se permitiera que fuese adquirida para el uso de los Campos A y C por parte del operador directo A. Los servicios posteriores de operación y mantenimiento de la planta se han realizado con un enfoque de mercado. Es decir se licita dicho servicio en el mercado abierto y se selecciona el mejor postor. Por otro lado, la consolidación de la propiedad de la planta se manejó más tarde como un activo interno, es decir como un enfoque jerárquico. Pero lo que se quiere sustentar es que el proceso de adquisición inicial de la planta se gestionó como un contrato híbrido entre el operador directo A y la Vicepresidencia F. Esto es así porque se “compitió” con otras opciones de destino que posiblemente tenía la planta y con otras opciones de “origen” que se tenían para cubrir las necesidades de suministro de energía que tenían los Campos A y C. Aquí de nuevo acudiendo a lo expuesto por Ménard (2002, p. 7) podemos asegurar que el esquema híbrido es una alianza de intereses comunes. Para que el modelo híbrido fuese viable se requerían varias condiciones: la primera era que los Campos C y A estuviesen dispuestos a consumir toda su energía desde la Planta O. Esto implicaba la conversión de los motores que consumían ACPM en el Campo C a motores eléctricos. La segunda era que se necesitaba que los generadores eléctricos que suministraban la energía para el Campo A se

apagasen y la energía se tomase de la Planta O. Una tercera condición consistía en que la Vicepresidencia F le trasladase administrativamente la propiedad de la Planta O al operador A casi a precio cero. Una cuarta condición era que la Vicepresidencia G, que es la encargada de suministrar y comercializar el gas natural debía autorizar el suministro de cinco millones de pies cúbicos de gas diarios requeridos por la Planta O para generar 25 MW. Si se sigue con cuidado esta cadena de requerimientos se observará que se configuran diferentes contratos implícitos de largo plazo, es decir contratos híbridos internos. Por ejemplo, el contrato de suministro de gas solo se acuerda por un año, pero se tiene la garantía implícita que es prácticamente un contrato a perpetuidad. La Vicepresidencia G de ECOPETROL S.A. no podría garantizar el suministro de gas bajo estas condiciones a ningún otro agente que se apropie de la Planta O y que no sea de ECOPETROL S.A. Por otro lado, el operador directo A de ECOPETROL S.A. no se habría apropiado de la Planta O si no existiese la “garantía implícita” de contar con el suministro de gas a perpetuidad, sin importar las reservas, los problemas de producción o de transporte que llegasen a presentarse. En el caso de la Vicepresidencia F nunca podría haber “vendido” la Planta O a otro agente diferente, debido a que le sería difícil por razones jurídicas y de control interno, transferir a precio casi cero este activo a otro agente distinto al operador directo A de ECOPETROL S.A. Ahora bien, desde el punto de vista del operador directo A existe un contrato híbrido interno con los responsables directos de la operación de los campos C y A. Para ponerlo en términos de la estructura jerárquica de ECOPETROL S.A., la Superintendencia A “obliga” al Jefe del Departamento de Producción del Campo A, a dejar de generar con sus propios equipos de generación local y a tomar energía desde la Planta O. Así mismo, “obliga” al Jefe de Producción del Campo C a no seguir consumiendo ACPM para sus motores sino que lo convence de convertir dichos motores de combustión en motores eléctricos y a consumir la energía requerida desde la Planta O. El resultado de este complejo proceso es contar con una generación más eficiente, ya que la energía requerida por los dos campos es más barata y la confiabilidad del

suministro de energía para los pozos mejoró. El ahorro estimado en solo seis meses es superior a los diez millones de dólares. Recuerde que la Vicepresidencia F estaba a punto de vender este activo por 3.5 millones de dólares. Por otro lado, la producción dejada de producir o diferida en seis meses bajó de 128.000 barriles de petróleo a sólo 4.000 barriles por causas originadas en el suministro de energía cuando se adquiría de la red nacional, respecto a la energía suministrada por la Planta O. En resumen, este caso implicó la configuración de varios contratos híbridos no formales: el primero se configura entre la Vicepresidencia F y la Superintendencia A para transferir la propiedad de la Planta O. El segundo se establece entre la Superintendencia A y los Jefes de Departamento de Producción de los Campos A y C para garantizar que tomarán la energía que requieren desde la Planta O. El tercero es el suministro de gas entre la Vicepresidencia G y la Superintendencia A. Todos estos contratos híbridos son prácticamente a perpetuidad. Aunque se podría argumentar que se facilitó el diseño de estos contratos híbridos por estar implicadas en todos los casos dependencias de ECOPETROL S.A. existe la posibilidad que no se hubieran podido realizar ya que en todos los casos se estaba compitiendo con opciones externas. Aquí existe el mecanismo de reputación como elemento aglutinante. Ante la pregunta de cómo se distribuyen las cuasirentas que genera este modelo de negocio, se contesta que el beneficio para la Vicepresidencia F es liberarse de un activo improductivo. Para la Vicepresidencia G el beneficio se limita a los cargos de comercialización del suministro de gas, sobre todo si se tiene en cuenta que la Superintendencia A es uno de sus proveedores actuales de gas natural para sus clientes. Por último, los mayores beneficios o cuasirentas son asignados a la Superintendencia A.

Resultado y moraleja del caso 2

La planta O fue puesta exitosamente en operación, a partir de noviembre de 2004, en la modalidad de planta de autogeneración, es decir desconectada del Sistema de Interconexión Nacional y generando de manera exclusiva para los Campos A y C. Esta modalidad tiene la ventaja de no requerir del pago de cargos regulados al

sistema eléctrico, lo que representa un ahorro de casi el 50% sobre la tarifa de energía comprada a la red. Los beneficios han sido un menor costo de operación para el operador directo A representado por la Superintendencia A, y una mayor confiabilidad en el suministro de energía para los pozos de los Campos A y C de la Superintendencia A. Esto a su vez ha permitido tener menores producciones diferidas causadas por fallas en el suministro eléctrico. Por otro lado, se utilizó un activo que le había costado al país 26 millones de dólares y que no se estaba utilizando. La moraleja es que al entrar al “juego” una nueva demanda, que en este caso es la demanda del Campo C, que antes era operado por el operador Ch y que ahora depende del operador directo A (Superintendencia A), puede hacer viable la puesta en operación de un activo que no podía ponerse en operación con la demanda inicialmente requerida. Esto beneficia desde luego a los resultados del nuevo campo participante, que en este caso es el Campo C, pero también le aporta grandes beneficios al “jugador inicial” que en este caso era el Campo A. El agente que se benefició en mayor medida es el operador directo A (Superintendencia A), perteneciente a ECOPETROL S.A., pero también se benefició la Vicepresidencia F, que estaba “engrapada” con la Planta O, ya que era un activo no utilizado. La gestión consistió en poner de acuerdo a estas entidades, que aunque pertenecientes todas a ECOPETROL S.A. normalmente no realizaban proyectos conjuntos de energía. Aunque el operador Ch podía haber entendido que podía obtener grandes beneficios económicos si construía una generación centralizada, no estaba dispuesto a hacer esto debido a la gran *incertidumbre* que tenía sobre la prorrogación del contrato. Por otro lado, no tenía acceso al recurso de la Planta O, la cuál era un activo específico de ECOPETROL S.A. y además no contaba ni con la capacidad mínima de demanda para operar dicha planta eficientemente, ni con la posibilidad de obtener un contrato de suministro de gas a largo plazo en la región.

3.3. Electrificación del Campo D

Enfoque inicial del caso 3

El campo D, operado por el operador directo D de ECOPETROL S.A., cuenta con más de 103 pozos petroleros que utilizaban motores de combustión, alimentados con gas, para obtener su fuerza motriz y operar sus equipos de levantamiento artificial. La mayoría de estos motores eran muy antiguos, con vida promedio superior a 20 años, y con tecnología ineficiente. El cambio de los motores a gas por motores eléctricos era muy conveniente, pero para ello se requería de la construcción de redes dentro del campo y principalmente de la construcción de una subestación eléctrica que le permitiera tomar energía desde la red nacional. La construcción de esta subestación aparecía como una gran barrera de entrada para hacer viable este proyecto. El costo de una subestación eléctrica de este tipo se estimaba en 3 millones de dólares. Las evaluaciones económicas preliminares indicaban que aunque a largo plazo la inversión era rentable, a corto plazo se tenían proyectos más rentables que competían por los escasos recursos, tales como la perforación de nuevos pozos de producción de petróleo.

Enfoque híbrido del caso 3

En la misma época que se intentaba configurar este proyecto, el operador H, que tiene a cargo la operación del Campo S, que está ubicado cerca al campo D, presentó de nuevo el proyecto que venía presentando desde hacía tres años, sin conseguir su aprobación. La propiedad del campo S es una asociación en la que participan ECOPETROL S.A. con el 50% y el operador H con el 50%. El proyecto para el campo S, que tiene una producción de petróleo superior a la del campo D, consistía en construir una subestación eléctrica para proveerse de energía de respaldo, en caso que fallara su propia generación. La generación que se tiene instalada en el campo S consistía en 4 generadores de 4 Megavatios, para un total

de 16 Megavatios. El proyecto que el operador H del campo S le proponía a los representantes de ECOPETROL S.A. ante la asociación era la construcción de una subestación eléctrica T, de 25 Megavatios. ECOPETROL S.A. como socio de la asociación del campo S, debía aportar el 50% del costo de esta inversión, es decir 1.5 Millones de dólares. Dentro de la racionalidad de los representantes de ECOPETROL S.A. ante la asociación no estaba justificado la realización de una inversión por un activo que casi nunca se iba a utilizar. Pero si teníamos en cuenta que esta activo podría servirle al campo D, la inversión sí resultaba muy bien justificada. El problema era que los representantes de ECOPETROL S.A. responsables de las diferentes entidades organizacionales no conocían todo el modelo completo implicado en esta transacción. Los agentes de ECOPETROL S.A. que tenían a cargo las decisiones de inversión para el campo D eran unos.

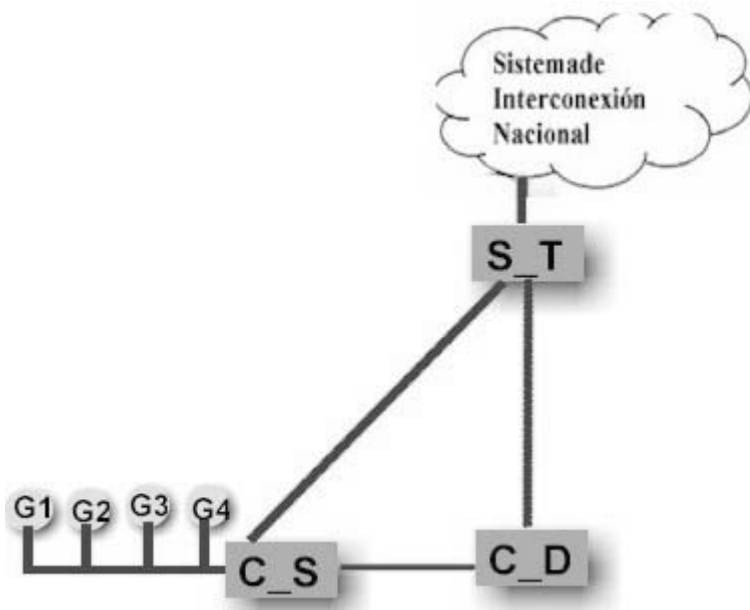


Figura 8. Electrificación del campo D.

Significado de abreviaturas. C_S: Campo S; C_D: Campo D; S_T: Subestación eléctrica T; G1, G2,..,G4 representan los generadores de energía propia del campo S.

Los agentes de ECOPETROL S.A. que tenían a cargo las decisiones de inversión ante la asociación del campo S eran otros. Se podría argumentar que la decisión era difícil por el principio de la *racionalidad limitada* que se aplicaba a cada uno de estos dos grupos.

Una vez se explicó el beneficio que existía para ECOPETROL S.A. visto en forma integral, como se muestra en la Figura 8, los responsables por ECOPETROL S.A. ante la asociación del campo S le autorizaron al operador H la construcción de la subestación T. De esta forma, el campo D pudo realizar la electrificación del campo sin incurrir en una gran inversión en el activo que se consideraba como una gran barrera de entrada. La energía consumida por el campo D es de 9 Megavatios, en el año 2005.

Resultado y moraleja del caso 3

Dos proyectos como estos, la construcción de una subestación para el suministro de energía de respaldo del campo S y la electrificación del campo D, vistos de manera independiente pueden resultar poco atractivos. Sin embargo, cuando se analizan en forma conjunta resaltan los grandes beneficios para ambas partes. Una vez terminada, la subestación T se podía considerar como un *activo específico del sitio y un activo específico dedicado*. Se consideró que una vez se construyera la subestación T, era difícil que el operador H se negara a permitir que el campo D, operado por su socio, se pudiera conectar a dicha subestación. Desde luego que el operador directo D de ECOPETROL S.A. debió invertir en equipos adicionales para conectarse en forma segura a la subestación, pero esta inversión fue muy inferior a la que tendría que haber hecho si no hubiera contado con la construcción de la subestación previamente. Después de haberse conectado a la subestación de 25 Megavatios, y de haberse electrificado, el campo D consumía 9 Megavatios en forma permanente, mientras que el campo S idealmente sólo debería consumir energía de la red nacional en situaciones de emergencia que se pudieran presentar en sus propios equipos de generación. Por ello, se acordó entre el operador directo D de ECOPETROL S.A. y el operador H

que era conveniente que el agente que estaba en mejor posición para comprar la energía desde la subestación eléctrica T era el operador directo D. De esta forma el operador H del campo S no tenía que pagar ningún cargo por disponibilidad porque el consumo mínimo de energía que se requiere para mantenerse como usuario no regulado era realizado por el operador directo D para el campo D. Esta situación le permitía al operador H disfrutar de los precios más favorables de energía de la red nacional, cuando la requiera. Estos buenos precios los podía obtener ECOPETROL S.A. por su gran capacidad de negociación en compra de energía en todo el país. A la larga, los socios de la asociación del campo S, es decir el operador H y el mismo ECOPETROL S.A. se vieron beneficiados con este arreglo.

Según los tipos de híbridos expuestos por Ménard (2002, p. 3) en el numeral 1.5 este híbrido no es de contratación porque no se presentó ningún tipo de contrato más o menos formal. Tampoco es de competencia porque no se acordó competir entre los socios. Más bien es una alianza de intereses comunes. Ahora bien, ¿cómo se distribuyeron las cuasirentas de esta transacción? Por un lado la asociación del campo S realizó la inversión de la subestación, 50% el operador H y 50% ECOPETROL S.A. como participante de esa asociación. El operador directo D que también es ECOPETROL S.A. en el campo D, se benefició sin realizar inversiones en los equipos generales de la subestación T. Pero por otro lado, el hecho que el operador directo D sea quien consuma y pague el consumo mínimo de energía de la red que se requiere para ser usuario no regulado le permite al operador H obtener el beneficio de mejores precios de energía cuando los requiera. Ninguna de las partes consideró que para la distribución de las ganancias se necesitara realizar una negociación sobre los componentes observables o de una distribución bajo el principio de equidad. Todas las partes quedaron satisfechas con el acuerdo tácito “a perpetuidad”, que en el caso de la asociación del campo S es hasta el año 2012. De manera implícita el mecanismo de apoyo que se utilizó para garantizar el cumplimiento de los acuerdos fue el

efecto reputación que menciona Ménard (2002, p. 18). No se requirió acudir a negociaciones supervisadas por un tercero o a una autoridad formal.

3.4. Puesta en operación de la Planta G para Campos D y S

Enfoque inicial del caso 4

Se puede considerar que este es un caso no exitoso ya que nunca se realizó. Por eso mismo es importante analizarlo para tratar de entender por qué el enfoque de las formas organizacionales híbridas no siempre permite obtener la aprobación y la ejecución de este tipo de proyectos de suministro de energía para el sector petrolero, a pesar de que las partes podrían obtener con su ejecución grandes beneficios económicos y estratégicos. Este caso se puede considerar como una segunda fase del caso 3 anteriormente expuesto. Como lo comentamos previamente, la construcción de la subestación eléctrica T y la electrificación de todo el campo D permitió disminuir en forma dramática los costos de operación y mantenimiento del campo. Esto se debió al reemplazo de los 103 motores a gas obsoletos por motores eléctricos y al suministro centralizado de energía. Sin embargo, como un mejoramiento adicional a la eficiencia de la operación del campo D, se decidió explorar la posibilidad de obtener energía eléctrica más barata que la que se obtenía desde la red nacional, a través de la subestación T. El costo anual de la energía comprada para el campo D desde la red nacional se estimaba en 5 millones de dólares. Lo que se pretendía era adquirir un centro de generación que rebajara este costo a un valor inferior a 2.5 millones de dólares anuales. Se creía que esta meta se podría lograr porque se tenía disponible el gas natural que se había liberado de la operación de los 103 motores a gas. Este gas no estaba clasificado como gas comercial debido a su alto contenido de CO₂. Es decir, el gas se consideraba como un subproducto de la extracción de petróleo con costo de producción igual a cero. Por otro lado se estimaba que la inversión en la infraestructura requerida para su uso en una planta de generación localizada en el

propio campo D era mínima si se tiene en cuenta que durante muchos años este gas que ahora era quemado alimentaba los 103 motores de combustión a gas. Es importante tener en cuenta que el costo del gas representa generalmente el 85% del costo de generación de la energía con una planta térmica. Al mismo tiempo, el operador H, quien es el Socio de ECOPETROL S.A. en la asociación del campo S, aledaño al campo D, le indicó a ECOPETROL S.A. que estaba requiriendo para el campo S la adquisición de un equipo de generación adicional con capacidad de 4 Megavatios, debido a un incremento de sus necesidades internas de energía. Si se hubiera seguido el enfoque tradicional cada uno de los campos D y S habría adquirido en el mercado abierto los servicios especializados de diseño, compra, construcción y montaje de los equipos de generación que necesitaba para su operación. Y luego habría manejado la propiedad, la operación y el mantenimiento con un enfoque interno o jerárquico. Pero como se explicará más adelante, se intentaron aplicar los principios de las formas organizacionales híbridas con el fin de obtener unos mayores beneficios para las partes.

Enfoque híbrido del caso 4

El enfoque híbrido que se siguió consistía en utilizar la Planta térmica G, de propiedad de ECOPETROL S.A., que tiene características técnicas similares a la Planta O del caso 2 anteriormente expuesto. La planta G también había dejado de estar en operación desde 1994, por las mismas razones que se explicaron para la Planta O. A diferencia de la Planta O, que permaneció en el mismo sitio, para poder utilizar la Planta G que estaba ubicada en el Departamento T, se debía desmontarla y volverla a montar en el Departamento H, a una distancia de 135 Kilómetros. Una vez ubicada en su sitio, como se muestra en la Figura 9, la Planta G debía generar 25 Megavatios.

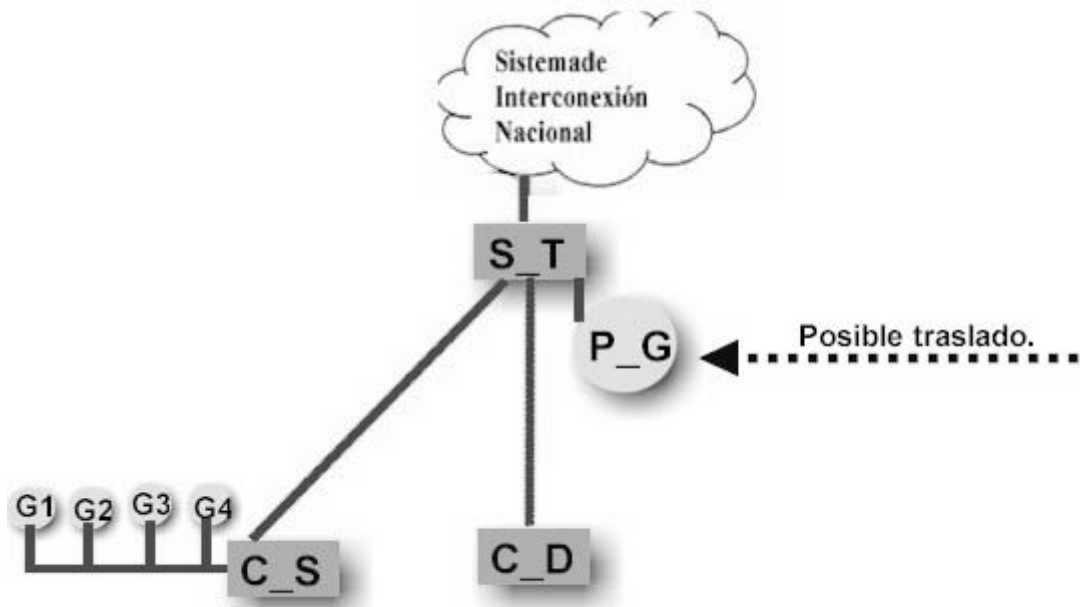


Figura 9. Esquema de suministro de Planta G para Campos S y D.

Significado de abreviaturas. C_S: Campo S; C_D: Campo D; S_T: Subestación eléctrica T; G1, G2,...,G4 representan los generadores de energía propia del campo S; P_G: Planta Térmica G.

De los 25 Megavatios, 9 Megavatios estarían destinados al Campo D y 16 Megavatios se entregarían al campo S a cargo del operador H. Durante más de una año se adelantaron las negociaciones de un equipo conformado por personal de ECOPETROL S.A. y del operador H, una empresa privada. Como se explicó en el caso anterior, el campo S se opera bajo un contrato de asociación en el cuál participan ECOPETROL S.A. y el Socio privado operador H en partes iguales. El contrato tiene vigencia hasta el año 2012. Al final se llegó a un acuerdo firmado entre ECOPETROL S.A. y el operador H, sobre el esquema organizacional que permitiría la ejecución de este proyecto beneficioso para las partes. En forma resumida el acuerdo incluía la utilización de la Planta G por parte de la asociación del campo S y del operador directo D.

La Planta G sería transferida a un bajo costo por parte de la Vicepresidencia F, la misma que se mencionó en el caso 2, al operador directo D. El operador directo D contribuiría con este *activo específico dedicado* a la alianza de intereses comunes. Los costos de desmontaje, traslado y montaje serían aportados por la asociación del campo S, conformada en partes iguales por el operador H, privado, y ECOPETROL S.A. La generación de energía de la planta sería distribuida así: 16 Megavatios para el campo S y 9 Megavatios para el campo D. El hecho de tener una sola planta generando para los dos campos permitiría que los costos de energía disminuyeran drásticamente. Esto por dos razones: menores costos de operación y mantenimiento y un uso más eficiente del gas.

Sin embargo, de manera sorpresiva unos días después de firmados los acuerdos, el operador H le expresó a ECOPETROL S.A. que no tenía intención de continuar con este proyecto conjunto.

Resultado y moraleja del caso 4

Se comprobó que el operador H no estaba dispuesto a asumir los riesgos que este proyecto conjunto le ofrecía. Y esto era así a pesar de que ECOPETROL S.A. le garantizaba cubrirle parte de los riesgos que más les inquietaban. Parte del proyecto implicaba que debían desmontar el actual esquema de generación basado en tecnología comprobada, y sobre el cuál tenían el control directo. Con el nuevo esquema pasarían a depender de la generación eléctrica con una tecnología en la que no tenían ninguna experiencia. Por otro lado, el nuevo suministro de energía generada para el campo S, y para el campo D de su socio ECOPETROL S.A., estaría concentrada en una sola planta localizada fuera del campo S, mientras que actualmente su generación estaba distribuida en cuatro plantas de menor capacidad ubicadas dentro del propio campo S. Es decir tenían sus “huevos de generación en diferentes canastas”. La moraleja no es muy clara, ya que durante el proceso de negociación se realizaron innumerables modelos donde se aplicaron los modelos clásicos económicos y financieros de valoración de proyectos, incluyendo sensibilidades y cálculo de probabilidades. ECOPETROL

S.A. le ofreció al operador H las coberturas y salvaguardias respectivas. Sin embargo el operador H no accedió a continuar con este proyecto. Tal vez el operador H valoró que los riesgos que le ofrecía el nuevo esquema organizacional eran muy altos comparándolos con los riesgos del esquema organizacional vigente. Y además pudo haber estimado que una vez se empezara a tomar energía de la Planta G, ECOPETROL S.A. le obligaría a vender su actual parque de generación instalado. Al depender totalmente de la Planta de generación G, quedaba totalmente dependiente de la voluntad de ECOPETROL S.A. y se podía considerar que no se estaba en posición de poder obligar a ECOPETROL S.A. a que cumpliera los compromisos, ya que lo más probable es que ECOPETROL S.A. preferirá suministrarle energía a sus campos de Operación Directa D que a los campos S en asociación. Este razonamiento se puede resumir diciendo que el operador H estimó la existencia de un posible comportamiento oportunista por parte de ECOPETROL S.A. A pesar de lo anterior este es un caso práctico donde la racionalidad económica es superada por otro tipo de racionalidad que aún no hemos podido explicar completamente.

El resultado final fue que la Planta G no se utilizó para generar energía conjuntamente para los campos S y D. Los requerimientos de energía de los campos S y D se cubrieron con diferentes enfoques organizacionales. El operador H adquirió una turbina adicional de 4 Megavatios, de similares características tecnológicas a las cuatro turbinas existentes. Esta turbina es de segunda mano recién reparada y estaba disponible para entrega inmediata. Ya esta turbina fue puesta en operación. Es decir se asumió un enfoque organizacional jerárquico. Por otro lado, el operador directo D cubrió su necesidad con otro enfoque organizacional. Solicitó al mercado el suministro del servicio de un sistema de generación de 9 Megavatios por 10 años, incluyendo el diseño, suministro, construcción, operación y mantenimiento. Este proceso ya adjudicó el sistema y está próximo a ser instalado. El resultado es que el costo de la energía disminuirá a la mitad para el operador directo D, lo que equivale a un ahorro de 60,000 millones de pesos en 10 años. Esto significa que el operador directo D asumió un

enfoque de mercado. En ambas situaciones, en la del operador H y en la del operador directo D se asumió un costo de gas cero porque en todos los casos el operador del campo es el responsable de suministrar este insumo estratégico. Por otro lado, el operador directo A, que se mostró en el caso 1 solicitó que le fuese transferida la Planta G con el fin de generar energía adicional para los campos A y C. En estos momentos se adelanta el traslado de dicha planta con el fin de respaldar el alto consumo de energía que se requiere para el desarrollo del campo C. Se estima que en los próximos 10 años se necesite cubrir una demanda superior a los 100 Megavatios en esa región.

Con estos antecedentes vale la pena parafrasear a Ménard (2002, p. 24) cuando dice que aún faltan por investigar algunos interrogantes de las formas híbridas. Uno de estos interrogantes que Ménard (2002, p. 24) plantea es oportuno mencionarlo aquí “¿Por qué coexisten en forma duradera diferentes arreglos híbridos bajo las mismas condiciones?”. Otra forma de plantear este interrogante es por qué si los cuatro campos S, D, A y C, requieren de la misma energía para los pozos petroleros, ¿cual es la razón para que utilicen diferentes esquemas organizacionales? Recuerde que en el campo S el operador H compra la planta adicional en el mercado abierto, queda con la propiedad de la misma y contrata su operación y mantenimiento con la misma empresa que le ofrece este servicio desde hace muchos años. En el campo D el operador directo D no compra ninguna planta sino que selecciona en el mercado abierto una empresa que le suministre una planta por 10 años, incluyendo la operación y el mantenimiento, sin interesarse en la propiedad de estos activos ni se involucra en el mantenimiento y operación de la misma. En tercer lugar, el operador directo A, que opera los campos A y C, no se interesa por conseguir una planta en el mercado abierto sino prefiere apropiarse de una planta que ECOPETROL S.A. tiene disponible para entrega inmediata y a un costo de oportunidad. Luego se responsabilizará de manera interna de los resultados de la operación y mantenimiento de dicha planta con su propio personal aunque por razones de políticas laborales los técnicos que realizan estas labores son contratados a través de una firma que se selecciona en

el mercado. Sin embargo, a pesar que anualmente se realiza un nuevo proceso de selección la mayoría del personal especializado se mantiene sin importar la firma contratista seleccionada. En el capítulo 4 trataremos de contestar en forma más amplia este interrogante, que es muy pertinente, utilizando sus aportes sobre las ventajas comparativas de Hunt y Morgan (1995, p. 9) que sostienen que “una empresa en una industria es un resultado único en el tiempo y en el espacio, de su historia pasada”.

3.5. Energía adicional autogenerada en el Campo CI

Enfoque inicial del caso 5

Este es un caso interesante por que a pesar de que el operador X inicialmente le aseguraba a ECOPETROL S.A. que el proyecto no era viable, dos años después el mismo operador X realizó el proyecto por iniciativa propia tal como inicialmente había sido planteado por ECOPETROL S.A. pero en forma interna o jerárquica.

El operador X es el Socio de ECOPETROL S.A. en partes iguales en la asociación CI que opera el campo CI. El operador X es una gran empresa petrolera privada multinacional. El campo CI es el campo con las mayores reservas de petróleo descubiertas en Colombia y es el campo petrolero que actualmente consume más energía en el país.

A pesar de que por parte de ECOPETROL S.A. se le presentaron al operador X diferentes alternativas económicas, financieras y de esquemas organizacionales que eran altamente rentables para el operador X y para ECOPETROL S.A., nunca fueron aceptadas por parte del operador X como un proyecto realizable. Posteriormente, cuando ciertas condiciones cambiaron, el mismo proyecto sí fue calificado como beneficioso por parte del operador X y fue ejecutado técnicamente por iniciativa suya como lo planteó inicialmente ECOPETROL S.A.

Como se observa en la Figura 10 el campo CI toma la energía para su operación de dos fuentes: un 50% desde la red nacional y un 50% la genera en el propio campo.

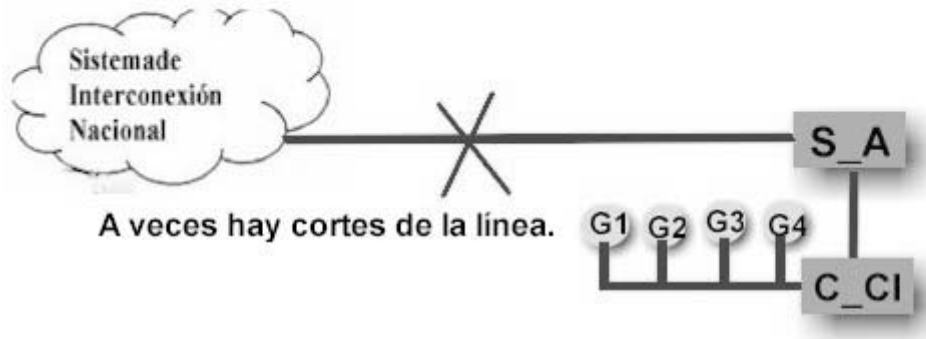


Figura 10. Suministro de energía para el campo CI.

Significado de abreviaturas. C_CI: Campo CI; S_A: Subestación eléctrica A; G1, G2,...,G4 representan los generadores del campo CI, los cuales consumen petróleo producido en el campo.

Debido a que en el campo CI no se dispone de gas natural y a que la ubicación del campo está muy alejada de los centros de distribución de ACPM, los equipos de autogeneración utilizan como combustible el propio crudo producido en el campo. En la Figura 10, la "X" sobre la línea eléctrica desde la red nacional, indica que periódicamente se presentan cortes de energía en el campo. Estos cortes se presentan por dos razones: la primera, por atentados terroristas contra las torres de energía y la segunda, por accidentes naturales, como el derrumbe de montañas que hacen que se caigan las torres de transmisión eléctrica. En ambos casos, la caída de una torre tiene un alto impacto en la producción de petróleo nacional. Es por ello, que se recomendó instalar una mayor capacidad de

generación propia. Sin embargo, teniendo en cuenta que el contrato de asociación con el operador X estaba próximo a terminarse, la decisión de estas inversiones adicionales en generación no se veían muy racionales desde el punto de vista del operador X.

Enfoque híbrido del caso 5

Una opción que planteó ECOPETROL S.A. consistía en que las inversiones en estos equipos de generación adicionales las debía realizar un tercer agente. De forma que sólo se tuviese que pagar por “un arriendo” de los equipos de generación. Sin embargo, esta opción no tuvo acogida de parte del operador X. Otra alternativa que le presentó el operador X a ECOPETROL S.A. fue la de que las inversiones no se hicieran en partes iguales, como lo estipula el contrato, sino en un porcentaje mayor por parte de ECOPETROL S.A. debido a que estaba próxima la terminación de la relación contractual. Jurídicamente este esquema crearía un antecedente de graves consecuencias para todos los contratos petroleros al acercarse su terminación, razón por la cual fue descartado. Una última propuesta por parte de ECOPETROL S.A., que tenía un enfoque híbrido era el aporte al proyecto de una planta de generación de propiedad de ECOPETROL S.A., pero que requería de la instalación de una planta productora de ACPM, o planta Topping. Esta proposición también se desatendió por la inversión requerida en la planta Topping y porque en el fondo el operador X no consideraba que la planta ofrecida por ECOPETROL S.A. tuviese una gran confiabilidad. Dos años después de presentarse las diferentes propuestas, el Gobierno Nacional le prorrogó el contrato de asociación al operador X en el campo CI, “hasta el límite económico del campo”. Unos meses después, el operador X le presentó a ECOPETROL S.A. el proyecto de instalación de dos nuevos generadores, alimentados con petróleo crudo, para aumentar la capacidad de generación propia en el campo.

Resultado y moraleja del caso 5

En el momento de escribir este documento, ya fueron adquiridos, instalados y puestos en operación estos dos nuevos generadores. Esto sirvió para confirmar que además de los beneficios económicos de determinados proyectos, existen otros factores que hacen que un proyecto rentable no sea ejecutado. Se podría aducir que el operador X no estaba dispuesto a realizar la inversión porque no estaba seguro que le renovarían el contrato de asociación. Pero esta incertidumbre, no estaba de acuerdo con los modelos económicos y financieros evaluados por ECOPETROL S.A. Era tanta la pérdida para el operador X, cuando se caía una torre de suministro eléctrico, que la inversión en equipos adicionales de generación propia, se hubiera pagado mucho antes de la terminación del contrato. Pero dentro del contexto de “inducir” al Gobierno Nacional sobre la prórroga contractual, era racional no realizar inversiones, por parte del operador X, hasta tanto no se contara con la seguridad de obtener la extensión del contrato.

Uno se podría preguntar si ECOPETROL S.A. hubiese podido, de manera autónoma, realizar las inversiones en nuevos equipos de generación, con el fin de evitar las pérdidas para el país, originadas por estas fallas de producción. La respuesta, no es económica, ni financiera, y es más bien política. Al intentar incentivar la inversión extranjera en el sector petrolero nacional, el Gobierno Nacional² maneja este tipo de situaciones con suma cautela, con el fin de no crear un ambiente de desconfianza alrededor del inversionista extranjero, que en este caso era el operador X.

Siguiendo la clasificación de los híbridos de Ménard (2002, p. 3) se observa que aunque ECOPETROL S.A. propuso diferentes esquemas de alianza de intereses comunes estos no fueron aceptados por el operador X. Tampoco aceptó híbridos

² El Profesor Clemente Forero Pineda me comentó que Laffont y Tirole (1993) desarrollan en detalle la teoría de los incentivos en las contrataciones del gobierno y la regulación, pero por razones de espacio y tiempo no profundizamos en ese tema.

de contratación. En realidad terminó realizando el proyecto sugerido por ECOPETROL S.A. pero bajo el esquema interno o jerárquico. Esta decisión representó una pérdida para la asociación superior a 2 millones de barriles en un periodo de tres años por fallas en el suministro de energía desde la red nacional. Si se valora a un precio oportunidad de 20 dólares por barril se podrían haber obtenido unos ingresos adicionales que ascienden a 40 millones de dólares con una inversión cercana a 12 millones de dólares, que es el costo de los dos generadores que posteriormente se adquirieron. Sin embargo, reiteramos que aquí el tema era más estratégico y político que económico u organizacional. Este caso es importante, porque nos envía un llamado a la humildad advirtiéndonos que no todos los temas se pueden solucionar con la teoría de los costos de transacción o con las herramientas de análisis económico y financiero.

3.6. Energía para el nuevo campo Gb

Enfoque inicial del caso 6

En el año 2000, se descubrió un nuevo campo petrolero con un alto contenido de reservas de gas, en una localización de difícil acceso. Aunque inicialmente se decidió no empezar su explotación por diferentes razones económicas y estratégicas se requería mantener el suministro de energía con el fin de mantener un personal de seguridad que cuidara dichas instalaciones. Para ello, inicialmente se instaló un equipo de generación que utilizaba ACPM como combustible. Sin embargo, el costo y la dificultad de transportes hacían que el suministro oportuno de dicho combustible fuera un gran problema. Aunque a unos doce kilómetros existía una red de suministro de energía el hecho de encontrarse el pozo dentro de una reserva indígena hacía difícil para una compañía petrolera construir una línea exclusiva para su propio uso.

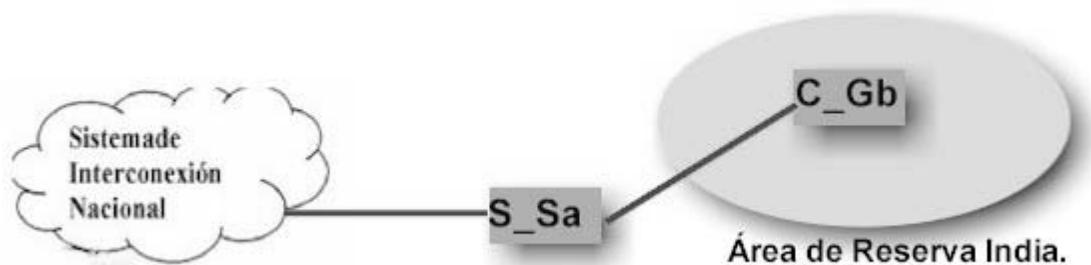


Figura 11. Energía para el campo Gb.

Significado de abreviaturas. C_Gb: Campo Gb; S_Sa: Subestación eléctrica Sa.

Enfoque híbrido del caso 6

Se realizaron averiguaciones con la empresa electrificadora local C y esta estuvo de acuerdo con la construcción de la línea. De hecho, la electrificadora C había recibido solicitudes de algunos miembros de la comunidad indígena para que les suministraran energía a sus viviendas pero no había sido posible prestarles dicho servicio por no contar con la suficiente demanda. Se acordó que la electrificadora C, que es la entidad que tiene el monopolio de la distribución de energía en la región fuese quien realizara el diseño, la gestión de las servidumbres, la obtención de los permisos ambientales y la construcción de la línea. Un proyecto en el que ECOPETROL S.A. se hubiese demorado más de tres años, debido a la dificultad en obtener los permisos, licencias ambientales y la negociación de servidumbres, fue ejecutado por la electrificadora C en menos de un mes. Es de resaltar que aunque la ejecución se demoró un mes, la etapa de acuerdo contractual en ambas entidades tuvo una duración de casi tres meses por lo "novedoso del contrato". De acuerdo con la regulación eléctrica de Colombia en cada región del país existe una empresa a la cual se le concede el monopolio de operar las redes de distribución. Esta situación obliga a la electrificadora a operar, mantener y a garantizar una calidad mínima en el nivel de servicio de las redes locales. Este nivel de servicio se expresa con unos índices que miden el número de cortes o fallas por año, la duración de las fallas y el control de pérdidas. Por esta obligación

la electrificadora local recibe unos cargos denominados Cargos del Sistema de Distribución Local o SDL. Estos cargos SDL son una tarifa que cada usuario debe pagar en la factura por cada Kilovatio – Hora consumido independiente del comercializador que le venda la energía al usuario final. El cargo SDL depende del nivel de voltaje al cual el usuario toma la energía que consume. Para cada región la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG, establece los cargos autorizados para cada nivel de voltaje. Lo interesante de este argumento es que el operador de red local o la electrificadora es la única entidad a la que se le reconoce el pago del cargo SDL. Esto es independiente de si la red la construye la propia electrificadora o el operador petrolero. Por ello no deberían haber incentivos para que un operador petrolero construya su propia red ya que de todas formas se debe pagar el cargo SDL al operador de red local, como si él hubiese sido el encargado de haber construido la red y de mantener y operar la misma. En algunos de estos proyectos el hecho de construir la línea con la electrificadora local permite ejecutar el proyecto en forma muy rápida y amortizar las inversiones a veces en menos de tres meses. El esquema organizacional híbrido consiste en que la electrificadora disfruta de un nuevo flujo de ingresos mensuales con los que no contaba antes de que se electrificara el campo petrolero. Como las demandas de energía de los campos petroleros normalmente están por encima de los consumos de la mayoría de los usuarios rurales o industriales, estos flujos son de suma importancia para las empresa electrificadoras. Por ejemplo para un campo que consume 4 Megavatios constantes, la energía que consume anualmente es de 35 millones de Kilovatios – Hora (4,000 Kilovatios x 8,760 Horas /Año). Si la energía que se compra de la red nacional tiene un precio de \$200 por Kilovatio – Hora, significa que la factura anual pagada al sistema eléctrico vale 7,000 millones de pesos. De estos, el 30% o 2,100 millones de pesos anuales representa el valor de SDL que le ingresa a la electrificadora local. Si la línea que debe construir la electrificadora vale 500 millones de pesos entonces puede resultar un buen negocio para la electrificadora realizar esta inversión que tiene un periodo de recuperación menor de tres meses.

Ahora bien, lo anterior es la situación vista desde la electrificadora. Pero si observamos el negocio desde el punto de vista del operador petrolero podemos darnos cuenta que los beneficios son mayores. Cuando se obtiene la energía utilizando el ACPM como combustible esta puede llegar a costar \$600 pesos por Kilovatio – Hora. Lo que significa que el valor de la energía con ACPM, en el caso de los 4 megavatios, puede llegar a valer 21,000 millones de pesos anuales (35 Millones de Kilovatios – Hora / año x 600 \$/Kilovatio – Hora). Es decir, el operador tiene la posibilidad de dejar de pagar una factura de energía anual de 21,000 millones de pesos y pasar a pagar solo 7,000 millones de pesos anuales por la misma energía. Esta es la razón por la cual algunas veces, cuando la electrificadora es una empresa pequeña y con pocos recursos, resulta racional que el operador petrolero le “anticipe pagos de energía” con el fin que la electrificadora cuente con los recursos para construir la línea hacia el campo petrolero. Note que si el operador petrolero le anticipa a la electrificadora el pago de seis meses de energía, equivalentes a 3,500 millones de pesos, esto apenas representa el pago de ACPM por 2 meses. Si este anticipo permite que la electrificadora ponga en operación la línea dos meses antes de lo previsto esto es un buen negocio.

Resultado y moraleja del caso 6

El resultado claro de este caso fue que se logró el objetivo de construir la línea eléctrica desde la red nacional hasta el campo Gb. Esto le permitió a ECOPETROL S.A. disminuir el costo de la energía que se requería en dicho campo al no necesitarse ya la energía generada utilizando ACPM como combustible. A la electrificadora C esto le permitió disponer de la red para atender a un cliente que consume la energía que ellos suministran. A la comunidad indígena esto le facilitó obtener energía desde la distribuidora local, que en este caso es la electrificadora C. De no ser por este esquema no podrían contar con este suministro ya que la pequeña demanda no hacía rentable la construcción de la red para sus pequeños consumos. Si la línea la hubiese construido una

empresa como ECOPETROL S.A., la línea no podría permitir el suministro de energía a otros usuarios de la región. Por el contrario, lo que es una amenaza para una empresa petrolera, es decir la posible conexión a la red de nuevos usuarios, es un gran beneficio para la electrificadora C. Esto es así porque la electrificadora C, a diferencia del operador petrolero, está interesada en agregar mayor demanda a la red de distribución con el fin de poder recibir mayores ingresos por cargos SDL. Además cuando la red es mantenida por la electrificadora los nuevos usuarios que se conectarán lo harán en forma técnica, segura y legal. Siguiendo la clasificación de las formas híbridas de Ménard (2002, p. 3) aquí se observa un híbrido de contratación³. Este contrato virtual de largo plazo existe a pesar de no firmarse ningún contrato formal con el operador de red local. Aquí se podría decir que un usuario que toma energía de la red se está “adhiriendo a un contrato virtual” con los diferentes agentes del sistema eléctrico en el momento en que toma energía del sistema. Las condiciones de dicho contrato virtual son establecidas por la CREG. Lo que hace interesante el contrato es que las partes convienen en mantenerlo porque ambas salen beneficiadas. A la electrificadora le conviene porque tiene mayores ingresos por cargos SDL y al operador petrolero porque obtiene su energía a un tercio del valor de su otra alternativa. De todas formas el operador petrolero siempre mantendrá la disponibilidad de su generación con ACPM en caso de que el suministro de la red falle. Siguiendo a Ménard (2002, p. 18) el mecanismo que hace que se cumpla el contrato después de que se ha construido la red eléctrica es “la autoridad formal” que en este caso es el ente regulador o CREG. Pero el mecanismo que hace que exista interés en construir la red rápidamente es el mutuo beneficio de las partes pues ambos tienen incentivos para que la línea sea construida lo antes posible.

³ Debo hacer un reconocimiento al Profesor Clemente Forero Pineda quien me explicó que en este caso existe un contrato híbrido implícito.

3.7. Energía autogenerada en el Campo Cl a partir del gas del campo Gb

Enfoque inicial del caso 7

Este proyecto es una combinación de los dos anteriores casos. Como anotábamos antes, en el caso 5, el campo Cl es uno de los campos que más consume energía en el país principalmente porque requiere del levantamiento de altos volúmenes de agua para extraer el petróleo. Actualmente por cada barril de crudo se deben extraer más de 25 barriles de agua. En dicha localización no existe ninguna fuente alterna de combustible diferente al propio petróleo extraído.

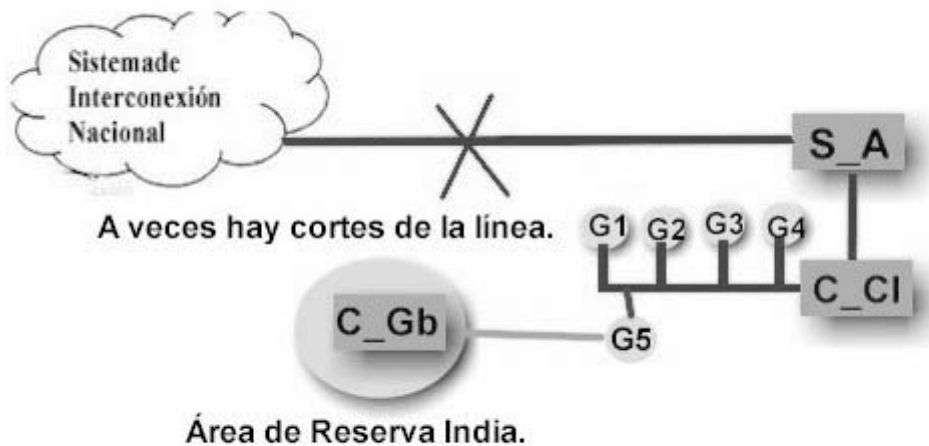


Figura 12. Energía para el campo Cl a partir del gas en el campo Gb.

Significado de abreviaturas. C_Gb: Campo Gb; C_Cl: Campo Cl; S_Sa: Subestación eléctrica Sa.

Como en el campo CI no existen fuentes seguras de gas natural, ni ACPM, se debe consumir parte del crudo producido para obtener gran parte de la energía requerida para sus operaciones. Aunque este es un suministro de combustible confiable, porque es su propio crudo, el costo de generación propia en términos de costos de oportunidad se ha incrementado mucho, debido a los grandes aumentos en el precio del petróleo que se han presentado a partir del año 2005. Por otro lado, el costo de la energía comprada a la red nacional, aunque se ha adquirido a los mejores precios del mercado, tiene un alto impacto en los costos de producción debido a la gran cantidad de energía requerida para extraer un barril de crudo.

En el año 2005 la energía representaba casi el 60% de todos los costos de levantamiento. Por esta razón al descubrirse un pozo de gas a una distancia relativamente cerca de cien kilómetros, se ve una interesante oportunidad de disminuir este importante costo que tiene un gran impacto en las utilidades operacionales del campo CI.

Enfoque híbrido del caso 7

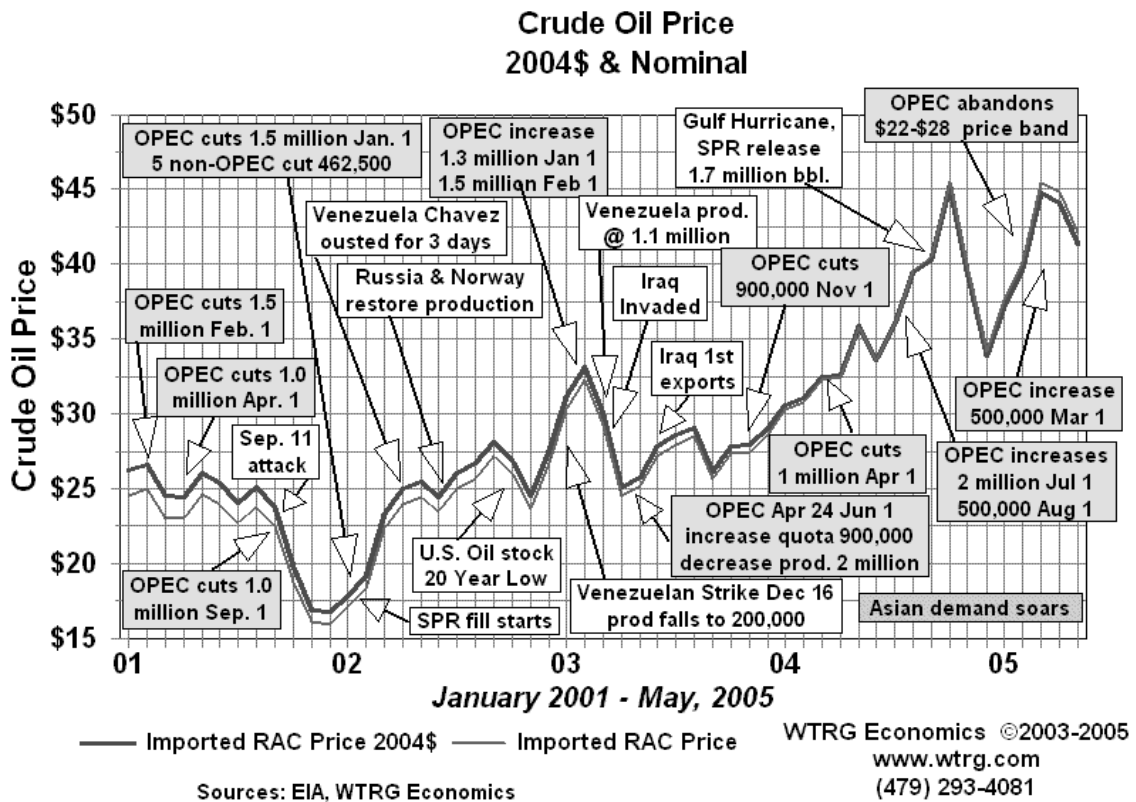
La propuesta que se ha presentado a las diferentes partes interesadas es la de utilizar el gas natural de un pozo del campo Gb que se encuentra ubicado a cien kilómetros de distancia del campo CI. Pero ninguno de los interesados ha mostrado interés a pesar del gran beneficio.

La diferencia principal entre los dos esquemas de combustible es que el crudo tiene un mercado mundial y le permite al país exportar y obtener divisas. Por el contrario, el gas natural no tiene normalmente un mercado internacional. Toda la producción de gas en el campo Gb es de propiedad de ECOPETROL S.A.; mientras que en la producción de petróleo del campo CI la participación de ECOPETROL S.A. es del 50%. Observe en la Tabla 6 la evolución de los precios de los últimos años. En el 2006 este precio ha superado la barrera de los 60 dólares por barril, mientras que el precio del gas natural se mantiene cercano a los 1,5 dólares por millón de BTU.

Tabla 6. Precio del petróleo, del gas y costo del combustible

Precio Petróleo (US\$/Barril)	20	30	40	50	60
Costo Combustible (Pesos/KwH)	76.36	114.54	152.72	190.9	229.08

Precio Gas (US\$/Millón de BTU)	1.5	2	2.5	3	3.5
Costo Combustible (Pesos/KwH)	82.8	110.4	138	165.6	193.2



Bajo este escenario la diferencia entre la opción de generar con crudo y generar con gas natural es de \$146 por Kilovatio – Hora (\$229.08 – \$82.80). Con una

generación actual con crudo de 70 Megavatios, esto representa al año un consumo de 613 millones de Kilovatios – Hora y un posible ahorro cercano a los 90 mil millones de pesos anuales.

Esto equivale a 38 millones de dólares anuales de ahorro respecto a la opción de quemar el crudo.

Resultado y moraleja del caso 7

El resultado a la fecha es que el operador X ha mostrado poco interés en la propuesta de generación con gas del campo Gb. Esta actitud se puede explicar por tres razones: la gran inversión que se tiene en activos de generación que utilizan el crudo como combustible; el costo de liquidación del crudo consumido en generación por parte del operador X, el cual se calcula con base en el costo de extracción y no de mercado y la situación de haberle entregado a ECOPETROL S.A. el campo Gb indicando que no tenía ninguna reserva de hidrocarburos. Por otro lado, los responsables de confirmar las reservas de gas del campo Gb han mostrado también poco interés en que se comercialicen estas reservas de gas. Una de las razones para no impulsar esta comercialización es la posibilidad de encontrar cantidades apreciables de hidrocarburos líquidos con la perforación de un nuevo pozo. De ser esto cierto, los gases se utilizarían para ser reinyectados y aumentar el recobro de los hidrocarburos líquidos. Por esta razón se han tomado diferentes acciones por parte de los actores interesados que difieren en el tiempo las respectivas decisiones. Actualmente se está ejecutando la ingeniería básica para definir la viabilidad de la generación de energía en el campo C1 a partir del gas de Gb. Por otro lado, la dependencia de ECOPETROL S.A. encargada del manejo de las reservas del pozo Gb autorizó comercializar hasta 20 millones de pies cúbicos de este gas. Una conclusión importante es que cuando existen activos estratégicos comprometidos es difícil que se ejecuten proyectos que a primera vista resultan rentables. Aún no se ha podido configurar el esquema híbrido que permita hacer viable este proyecto, pero aún así es la única opción que se tiene para lograrlo. Los esquemas jerárquicos o de mercado no son viables

debido a los activos específicos implicados. Aunque no se sabe cual será la forma organizacional final, se reconoce que esta será una alianza de intereses comunes. También se reconoce que debido a la relación histórica que se ha mantenido con el operador X no será suficiente la reputación de ECOPETROL S.A. para convencerlo de la conveniencia de realizar esta alianza.

3.8. Energía para el Campo Pv

Enfoque inicial del caso 8

En el año 1999, el campo Pv, bajo responsabilidad del operador directo Pv de ECOPETROL S.A., confirmó con dolor que la energía más cara es la que no se tiene y que necesitaba contar con un sistema de respaldo de energía desde la red nacional.

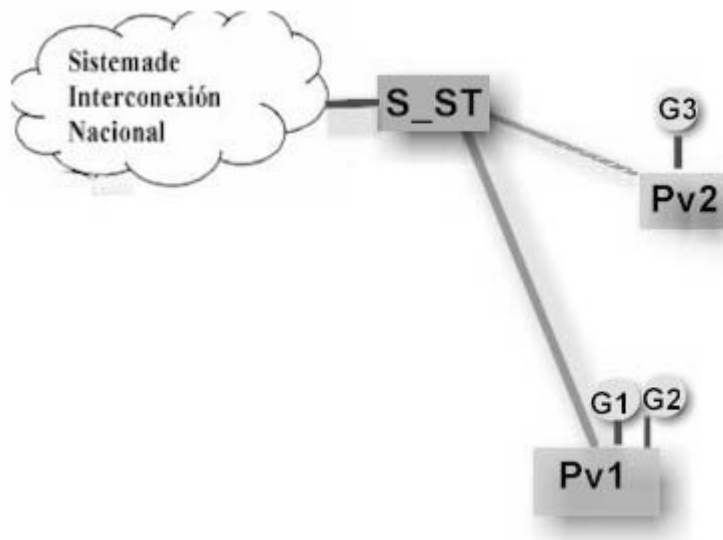


Figura 13. Esquema de suministro de energía del campo Pv.

Significado de abreviaturas. Pv1: Campo Pv1; Pv2: Campo Pv2; S_ST: Subestación eléctrica ST.

El campo Pv lo conforman dos áreas. Un área Pv1 y otra área Pv2. Durante toda la vida del campo, el área Pv2 generó su energía en el propio campo. Esto era posible porque en ese entonces el campo procesaba más de 60 millones de pies cúbicos de gas por día. De estos, se producían 30 y se circulaban los otros 30. En el área Pv2 existía una planta de procesamiento de gas y una gran capacidad de generación propia. Este parque de generación estaba formado por 2 turbinas de 1 Megavatio cada una, y un generador de 0,45 Megavatios. Por otro lado, el área Pv1 tenía su propia generación de 1.2 Megavatios, conformada por un generador de 0,75 Megavatio y otro de 0,45 Megavatio. En años anteriores, se había construido una línea eléctrica de 34.500 voltios entre una subestación de la red eléctrica nacional, en el Municipio ST y el área Pv1. Esto le permitía a Pv1 conectarse a la red si fallaban sus dos generadores. Aunque la gran producción de todo el campo dependía de la confiabilidad en la operación en Pv2, no se había considerado la construcción de una línea desde la red nacional hasta Pv2.

¿Por qué, si era menos importante la producción de Pv1 que la de Pv2, se construyó la línea eléctrica de respaldo hacia Pv1 y no hacia Pv2?. Esta pregunta era más pertinente si se tenía en cuenta que la distancia entre el Municipio ST y Pv1 era de ocho Kilómetros, mientras que la distancia entre el Municipio ST y Pv2 era solo de cuatro Kilómetros. Se podían plantear varias hipótesis para este hecho: una era que la ubicación de los campamentos, es decir los dormitorios y el restaurante donde descansaban los empleados del campo, estaban ubicados en Pv1. Otra era que la gran mayoría de los trabajadores del campo estaban asignados al área Pv2. Una gran parte del trabajo estaba relacionado con la operación y el mantenimiento de las dos turbinas y del generador con motor a combustión. Se supone que la racionalidad consistía en que si no se tenía energía disponible de la red nacional la empresa debía seguir invirtiendo en turbinas, ya sea haciendo inversiones en reparación o comprando turbinas nuevas. Con esto el trabajo se mantendría. De todas formas, la generación de energía a partir del gas propio es más barato que comprar la energía de la red. Otra explicación podría ser que no se confiaba en el suministro de energía desde la red nacional.

El anterior estado de cosas se vio amenazado cuando las dos turbinas de 1 Megavatio ubicadas en Pv2 fallaron simultáneamente. Con esto se dejó de producir el gas, el petróleo y los condensados del campo. Esto causó grandes cambios organizacionales en el campo Pv y permitió plantear la construcción de la línea entre ST y Pv2. La primera opción fue intentar construir en forma directa la línea y la subestación de 2 Megavatios en el área Pv2. Esta opción consistía, como es tradicional, en que el personal de ECOPETROL S.A. realizaba los diseños básicos de ingeniería, obtenía los permisos técnicos de la electrificadora E, diligenciaba los permisos ambientales, negociaba las servidumbres por donde cruzaba la línea, realizaba las compras de cables, postes, aisladores y demás elementos de las líneas, contrataba la construcción y realizaba la interventoría de la construcción. Este es un esquema jerárquico de la construcción. Al final la línea quedaba de propiedad de ECOPETROL S.A. por lo que era necesario contratar su mantenimiento y asignar personal propio para su operación. Debido a la urgencia de solucionar esta situación crítica se pensó que sería conveniente plantear un esquema organizacional híbrido.

Enfoque híbrido del caso 8

Un planteamiento alternativo, bajo el enfoque híbrido, era plantear que la construcción de la línea y de la subestación las realizara el propio distribuidor de energía de la zona, que en este caso denominaremos electrificadora E. Este enfoque ofrecía los siguientes beneficios: los diseños de las redes eran estándar; las negociaciones de las servidumbres por los derechos de vía de la red se suponían que eran más fácilmente negociables por el distribuidor que por ECOPETROL S.A.; los permisos y aprobaciones de los diseños técnicos eran más ágiles, ya que la misma electrificadora E era la que los diligenciaba. Con este esquema de contratación se eliminaban costos de negociación y en general de transacción externos. El aumento de costos de incentivos internos atribuible a esta integración es despreciable porque se acordó que las líneas eléctricas una vez construidas pasarían a ser parte del sistema de distribución de la electrificadora E y serían

operadas y mantenidas por ella. Es decir que la electrificadora E le pagaría al operador directo del campo Pv el valor de dicha línea. O sea que existían incentivos para que la electrificadora construyera la línea con buenos estándares de calidad. Pero también había incentivos para que el costo de la línea no fuera muy alto porque a final de cuentas el valor de la línea le sería descontado a la electrificadora E de las facturas de energía que pagaría el operador directo Pv. Por otro lado, la electrificadora E estaba muy interesada en que la línea entrara en operación lo antes posible porque así podría obtener más rápido el flujo de ingresos por cargos del Sistema de Distribución Local, SDL. Adicionalmente al pasar la línea a ser de propiedad de la electrificadora E ella misma era la encargada de realizar su mantenimiento durante la vida útil de este activo. Un beneficio adicional era que la electrificadora E tenía la posibilidad de reportar este activo como “activo de uso” y así le podía ser reembolsada por el sistema eléctrico nacional, cosa que nunca ocurriría si el operador directo Pv aparecía como propietario de esta línea.

Resultado y moraleja del caso 8

La línea y la subestación fueron construidas exitosamente en el tiempo previsto. Se negociaron fácilmente las servidumbres y los permisos técnicos y ambientales. El costo de la inversión fue de aproximadamente 330.000 dólares. La energía se compra desde la red nacional cada vez que se tiene una emergencia en la generación propia.

Comentando sobre las acciones administrativas que se tomaron durante la emergencia la moraleja es que algunas veces las organizaciones solamente toman las decisiones y deciden llevar a cabo las acciones de cobertura obvias solamente cuando se presenta una emergencia real. En este caso se castigó a los responsables del campo en ese momento por las fallas de las turbinas y por no haber previsto las medidas que disminuyeran el impacto de un incidente de este tipo.

Respecto al tema de la construcción de la línea utilizando el enfoque híbrido se puede comentar que los enfoques de mercado o jerárquico no hubiera permitido que la solución se hubiera alcanzado tan rápidamente y a tan bajo costo. Además, no se hubiera evitado el gasto de mantenimiento de la línea durante su vida útil.

3.9. Energía para Refinería B, Campos E y Ca, y Estación G

Enfoque inicial del caso 9

La Refinería B, administrada por el operador directo de la Refinería B de ECOPETROL S.A., tiene instalada una gran capacidad de generación de energía para su propio consumo y además tiene una capacidad de energía de respaldo. En la misma área existen otras instalaciones de ECOPETROL S.A., entre ellas dos campos de producción Campo E y Campo Ca, y la más grande estación de bombeo en Colombia, Estación G, que le presta a la Refinería B el servicio de transporte de sus productos refinados hacia los centros de consumo. Cada uno de los centros externos debía comprar la energía desde de la red nacional cuando por alguna falla operacional la Refinería B no podía suministrarle la energía.

Enfoque híbrido del caso 9

Se decidió, después de seis años de negociaciones internas y externas, que el único agente que debía comprar energía desde la red nacional debería ser el operador directo de la Refinería B. Y como tal este agente era el único que debía ser declarado como Usuario No Regulado. Los otros agentes de la región debían delegar en el operador directo de la Refinería B la compra de dicha energía. La declaración de un consumidor como Usuario No Regulado es importante porque permite negociar la energía con los propios comercializadores de energía. Esto puede llegar a significar, en algunos casos, un ahorro del 30% en la facturación de energía desde la red nacional. Para poder acceder a esta clasificación se deben cumplir con tres requisitos: 1. Tener un medidor con acceso remoto, 2. Consumir más de 55,000 Kilovatios – Hora mensuales, y 3. Tener una frontera claramente

delimitada. Los dos primeros requisitos eran fácilmente verificables, pero el tercer requisito no se podía cumplir porque entre la Refinería B y los campos E y Ca estaban conectados otros usuarios rurales. Es importante recordar que en muchas regiones del país la primera señal de presencia del Estado son los campos petroleros. Por ello los usuarios rurales están conectados a las redes de la instalaciones de ECOPETROL S.A.

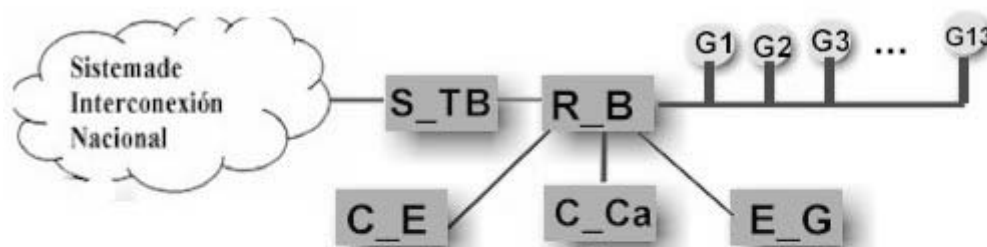


Figura 14. Energía para los campos E y Ca a partir de Refinería B.

Significado de abreviaturas. R_B: Refinería B; C_E: Campo E; C_Ca: Campo Ca; E_G: Estación G; S_TB: : Subestación eléctrica TB.

El esquema que se siguió fue acordar que el único agente que tenía frontera claramente delimitada era el operador directo de la Refinería B. Y se asumió lo siguiente: la energía que se compraba a la red nacional era consumida por la Refinería B; y la energía que le entregaba a los campos E y Ca era energía la generada de manera propia por la Refinería B. Se dice que este es un esquema híbrido por dos razones: la primera es que para poder obtener esta calificación

como Usuario No Regulado se requirió realizar un contrato con la electrificadora E que es el operador de red local, sin tener en cuenta a otros participantes del mercado. La segunda es que se debieron realizar ciertos acuerdos entre diferentes agentes de tres Vicepresidencias de ECOPETROL S.A. Aunque externamente ECOPETROL S.A. es una sola entidad, internamente cada negocio o Vicepresidencia toma sus decisiones con gran autonomía. Lo que se le solicitó al operador directo de la Refinería B era que asumiera la administración de los pagos de la energía externa consumida por los centros de ECOPETROL S.A. de la región, siendo el agente que menos necesidad tenía de compra dicha energía. Sin embargo la negociación permitió llegar a un acuerdo que permitió una alianza de intereses comunes.

Resultado y moraleja del caso 9

Este caso muestra como se puede superar un obstáculo regulatorio si varios agentes se ponen de acuerdo. Posteriormente en noviembre de 2003, la Comisión Reguladora de Energía y Gas, CREG, aprobó una regulación que permitía que existiesen usuarios dentro de otros usuarios, los cuales se denominan fronteras embebidas. Aunque con esta regulación queda sin piso el principal objetivo que tenía la alianza, lo importante aquí es que se pusieron de acuerdo agentes pertenecientes a tres Vicepresidencias de ECOPETROL S.A. con la electrificadora E, con el fin de llegar a un acuerdo que resultara conveniente para todas las partes. Estos acuerdos confirman lo que sostiene Ménard (2003, p. 3) respecto a los contratos híbridos, que son selectivos, no son sistemas abiertos; involucran planeación conjunta y requieren de un flujo constante de información. Aunque el objetivo inicial era la declaración de usuario no regulado, esta interrelación entre los diferentes agentes sirvió posteriormente para enfrentar otros problemas graves de energía que se presentaron en la región. En todos estos acuerdos nunca se firmaron contratos, entre los agentes de ECOPETROL S.A. sólo se necesitó la memoria de una reunión o el envío de un correo electrónico. Aquí se manejó en mayor medida el efecto reputación mencionado por Ménard (2002, p. 18) y las

negociaciones nunca fueron ni supervisadas por un negociador bien identificado, ni por una autoridad formal. Por el lado, en los acuerdos con la electrificadora E se incorporaron las regulaciones vigentes del sector eléctrico. Es decir, que aunque los contratos o convenios no eran explícitos las partes reconocían que se estaban adhiriendo a la regulación del sector eléctrico en Colombia.

3.10. Suministro de energía para 35 Estaciones y Campos

Enfoque inicial del caso 10

En junio del año 2001 ECOPETROL S.A. adelantó un gran proceso de compra de energía para 21 de sus centros no regulados de energía por tres años. Se trataron de aplicar las que se consideraban las mejores prácticas de compras de ese momento. De hecho, era la primera vez que en Colombia una empresa del Estado realizaba una compra utilizando la subasta a la baja vía Internet. Este interés fue seguido por diferentes organismos del Gobierno Nacional. A pesar de que inicialmente varias empresas comercializadoras de energía expresaron su interés en participar, el día de la subasta vía Internet ninguna firma ofertó. Fue un mensaje del poder dominante que tienen las firmas generadoras y comercializadoras del sector eléctrico.

Esta situación obligó a que se formulara una nueva invitación a los comercializadores para que ofertaran en la forma tradicional, es decir, con las ofertas presentadas en papel en un sobre cerrado. Las ofertas y la adjudicación se hicieron bajo la modalidad de precio fijo. Esta decisión se sustentaba en cuatro razones. Por un lado, los principales comercializadores de energía sostenían que a ECOPETROL S.A. le favorecía comprar la energía con un precio fijo y no con un precio atado 100% al precio de la bolsa de energía. Por otro lado, era conveniente estimar un gasto presupuestal lo más exacto posible, que permitiera a la empresa cumplir razonablemente con la ejecución presupuestal prevista. Una tercera razón era el hecho que los precios históricos de bolsa en esos días eran superiores a los

precios fijos del mercado. Esto se observa en la Figura 15 en el periodo de enero a mayo de 2001, antes de realizarse el proceso licitatorio, donde se muestran los precios de bolsa en promedio día y los precios fijos que obtuvo ECOPEL S.A.. Por último, en esos momentos no se tenía conocimiento de ninguna empresa en Colombia que estuviese comprando su energía con un precio 100% atado al precio de bolsa. Por estas razones el nuevo contrato se adjudicó bajo la modalidad de precio fijo. Sin embargo, una vez iniciada la ejecución del contrato en julio de 2001 se presentó un gran desfase en contra de la modalidad de precios fijos respecto a la posible modalidad de precios atados a los precios de bolsa como se puede observar en las Figura 15.

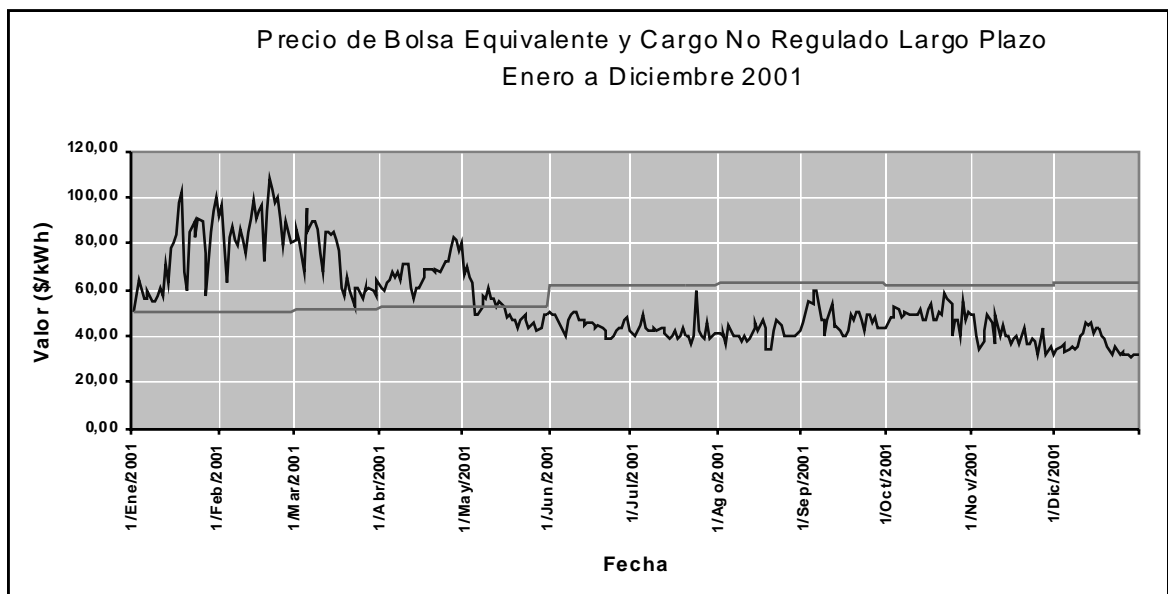


Figura 15. Precios de Bolsa y Fijos de energía en 2001.

Fuente: Sistema de Información XM; . <http://www.xm.com.co> .

Observe que entre enero y mayo de 2001 los precios de bolsa promedio venían siendo sensiblemente superiores a los precios fijos del mercado. Pero a partir de junio y hasta finales del año los precios de bolsa promedio fueron inferiores a los precios fijos, llegando a ser menores entre un 30% y un 40%. Este comportamiento se mantuvo durante gran parte del año 2002 como se puede

observar en la Figura 16. Note que a principios de enero y en los meses de junio y julio de 2002 los precios de bolsa eran casi la mitad de los precios fijos. Pero por otro lado, los pocos días que el precio de bolsa superaba al precio fijo, como a finales de febrero de 2002, sugerían que una propuesta de compra de la energía con precio 100% de bolsa, sin contar con un precio techo para protegerse contra precios excesivamente altos no era aconsejable. La tendencia mostrada en los precios de bolsa en el año 2003 reforzaban este enfoque. En la Figura 17 se muestra que aunque era deseable disfrutar de los precios bajos de bolsa en el periodo de septiembre a diciembre de 2003, era conveniente contar con la cobertura adecuada para el periodo de precios altos de mediados de enero a mediados de abril de 2003. Esta modalidad de compra de energía no se podía lograr si se tenía un enfoque de mercado puro y se suponía que el mercado eléctrico colombiano se comporta como una competencia perfecta.

Enfoque híbrido del caso 10

El enfoque híbrido de este caso se debía analizar desde dos puntos de vista, desde el lado de la demanda y desde el lado de la oferta.

Demanda

El primer paso que se consideró necesario desde el lado de la demanda era conformar una gran demanda agregada con poder de negociación. De esta forma se integró en un solo proceso de contratación un gran número de usuarios no regulados por toda la geografía nacional. En el enfoque híbrido del caso 9 se explican en detalle los requisitos y beneficios de un usuario no regulado.

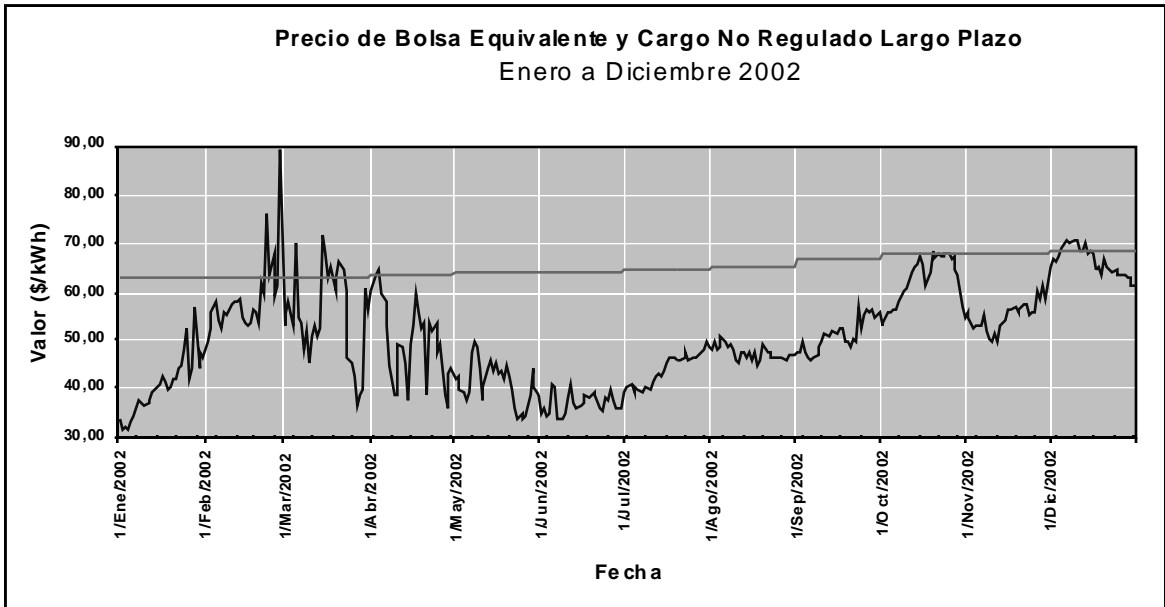


Figura 16. Precios de Bolsa y Fijos de energía en 2002

Fuente: Sistema de Información XM; <http://www.xm.com.co> .

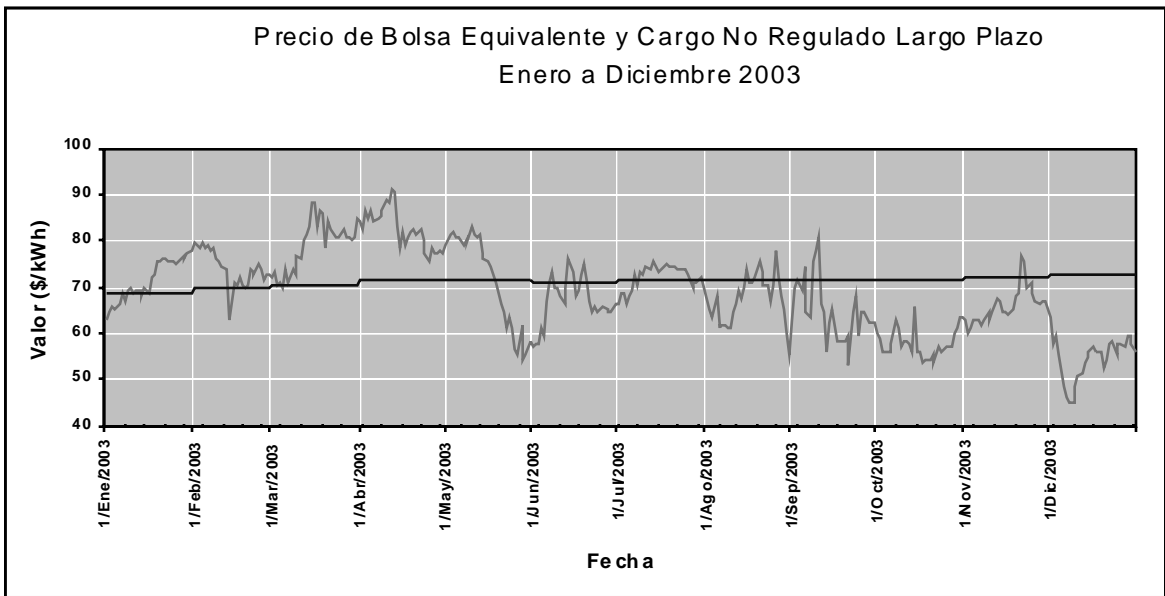


Figura 17. Precios de Bolsa y Fijos de energía en 2003.

Fuente: Sistema de Información XM; <http://www.xm.com.co> .

Aunque puede resultar obvio el beneficio de realizar una gestión centralizada de compra de energía para todas las instalaciones petroleras de ECOPETROL bajo operación directa, esto requirió que se superaran algunas prevenciones organizacionales debido a que cada dependencia se sentía cómoda gestionando directamente la adquisición de este insumo vital para todas sus operaciones. Por otro lado, la incorporación de las compañías asociadas dentro de esta estrategia fue otro gran reto. Normalmente las compañías asociadas gozan de una gran autonomía en la adquisición de sus insumos y existe la percepción generalizada que una compañía petrolera asociada “clase mundo”, puede obtener mejores condiciones que ECOPETROL S.A. para sus aprovisionamientos. A pesar de ello era necesario convencer a las compañías asociadas en Colombia que una estrategia conjunta podría ser conveniente para todo el sector petrolero y esto se logró con diferentes esquemas. Uno de ellos consistió en que la compañía asociada negociaba libremente en el mercado el suministro de su energía y si las condiciones que obtenía eran inferiores a las que había obtenido ECOPETROL S.A., la compañía asociada se podía acoger a las mejores condiciones comerciales obtenidas por ECOPETROL S.A., pero firmando con el proveedor de energía un contrato independiente. En casi todos los casos las compañías asociadas siguieron el esquema de compra de energía propuesto por ECOPETROL S.A., que aunque no era de obligatorio cumplimiento les representaba valiosos beneficios económicos. En el año 2006 el esquema propuesto lo acogen más de 40 centros de operación directa y 12 centros de operación asociada. A principios de marzo de 2006 la compañía asociada que opera la instalación petrolera colombiana con el más alto consumo de energía, y que es la única compañía petrolera que compra energía bajo la modalidad de precio fijo, analizó la posibilidad de acogerse al esquema de precio atado al precio de bolsa sin embargo únicamente recibió una propuesta con la modalidad de precio fijo.

Como se puede ver el proceso de la compra de energía desde el Sistema de interconexión Nacional para las instalaciones petroleras en Colombia es un

proceso bastante complejo. En el caso de las dependencias de ECOPETROL S.A. se realizó inicialmente una centralización, es decir se implantó de manera progresiva una forma jerárquica allí donde existía un híbrido interno. Esto permitió contar con una gran demanda que se supone que ofrecería una mejor capacidad de negociación. Los acuerdos con las asociaciones se podrían considerar como híbridos debido a que se acordaron ciertas reglas no escritas para la manera como se debía comprar la energía. Este esquema de compra de energía solicitado a los comercializadores por grandes consumidores permitía compensar el poder de oligopolio que tienen los grandes generadores y comercializadores de energía en el mercado eléctrico nacional.

Oferta

Del lado de la oferta, era importante reconocer que en Colombia existe un oligopolio natural. A pesar de los esfuerzos realizados por las entidades reguladoras y supervisoras del sector eléctrico en Colombia, la competencia entre los agentes del mercado no es perfecta. Para desarrollar este argumento es preciso hacer un análisis general del sector.

En primer lugar hay que resaltar que actualmente los agentes generadores son los únicos que participan en la subasta holandesa que se realiza cada hora en la bolsa de energía y mediante este mecanismo establecen los precios horarios de la energía. La subasta holandesa consiste en que todos los agentes generadores ofertan el día anterior dos datos: la cantidad de energía que tienen disponible en cada una de sus plantas de generación y el precio al que están dispuestos a venderla en cada hora del día siguiente. Como se observa en la Figura 18 para cada hora el país requiere una determinada cantidad de potencia que está entre 4,000 y 8,000 Megavatios. Tenga en cuenta que la capacidad instalada de generación en Colombia es cercana a los 13,000 Megavatios dependiendo de los niveles de los embalses y de los mantenimientos de las plantas de generación. Por ejemplo, el 1 enero de 2006, en Colombia se tenía una oferta de potencia

eléctrica o capacidad instalada de generación de 13,534 MW y una demanda horaria total de potencia que osciló entre 4,000 y 8,000 Megavatios.

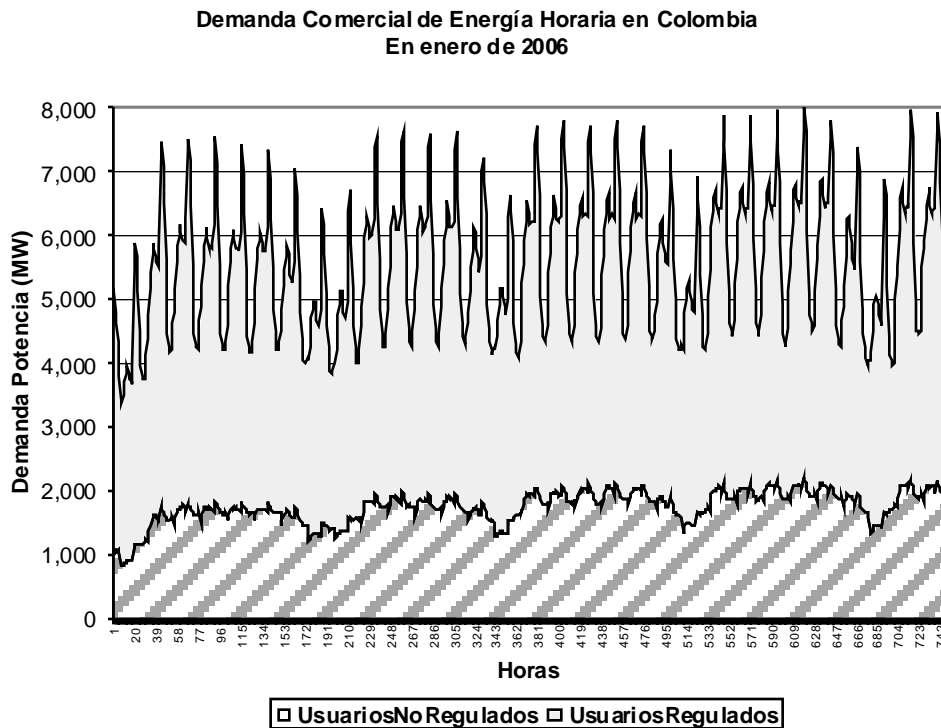


Figura 18. Demanda de potencia horaria en Colombia

Se supone que cada generador oferta su energía disponible tratando de ser despachado siempre al precio más alto. Pero si el precio ofertado por el Generador A es muy alto y ya se completó la energía que requería el país en una determinada hora, el generador no será despachado. Supongamos que se está ofertando para las 3 de la mañana del primero de enero de 2006. Como se observa en la Figura 18 la demanda de esa hora es de 3,000 Megavatios. Supongamos que el Generador A oferta para esa hora 1,000 Megavatios a \$30 pesos por KWH y este es el valor más bajo, y que el siguiente mejor precio es el ofrecido por el Generador B quien ofertó 1,500 Megavatios a \$50 pesos por KWH, y el tercer mejor precio es el del Generador C quien ofertó 2,000 MW a \$70 por

KWH. En este caso el Generador C solo podrá despachar 500 Megavatios, porque esta es la potencia que cubre la necesidad de energía que requiere el país en esa hora ($1,000 + 1,500 + 500 = 3,000$). Los demás generadores tampoco son despachados. Lo interesante de la subasta holandesa es que el precio que se le paga a todos los generadores que si son despachados es el último precio que entró en la canasta de los generadores despachados. Es decir que a los tres Generadores A, B y C se les paga en esa hora a \$70 por KWH.

Note en la Figura 18 que la demanda de los usuarios no regulados tiene menos variabilidad que la demanda de los usuarios regulados y está alrededor de 1,800 Megavatios. Estos usuarios son los grandes consumidores industriales dentro de los cuales se incluyen casi todos los centros de consumo de ECOPETROL S.A. y sus compañías asociadas. Por otro lado, la demanda de los usuarios regulados es altamente variable durante el día, aunque en forma predecible, variando en un mismo día de un mínimo de 2,200 MW a un máximo de 5,800 MW. Dentro de los usuarios regulados se incluyen los hogares, los locales comerciales, las industrias de bajo consumo y el alumbrado público. Esta alta variabilidad en la demanda horaria total es la que conduce a que los precios de la energía en la bolsa cambien hora a hora. Un generador de energía tiene como objetivo vender su energía disponible al más alto precio posible. Para alcanzar esta meta tiene dos opciones: la primera es comprometerse a vender su energía a un comercializador con precio fijo, mediante un contrato; y la segunda es intentar vender su energía en la bolsa a un precio incierto. En Colombia a un generador no le está permitido vender energía directamente a los usuarios finales. Los únicos agentes que pueden vender energía a los usuarios finales son los comercializadores. Cuando un generador firma un contrato de venta de energía con un comercializador con precio fijo, asegura un precio mínimo para su energía. Esto significa que si en una determinada hora el precio de la energía en bolsa es \$50 pesos por Kilovatio - Hora, y el generador A se comprometió a venderle al comercializador B su energía a \$60 pesos por Kilovatio - Hora existirá una ganancia para el generador, ya que el sistema le liquidará la energía al comercializador B al precio del contrato pactado

previamente con A, de \$60. Al generador B el sistema le reconocerá la diferencia de \$10 que existe entre el precio del contrato de \$60 y el precio de bolsa de \$50. El generador A obtiene una ganancia de \$10 por Kilovatio – Hora. Pero podría presentarse la situación contraria y entonces el generador A tendría que comprar la energía a \$60 y venderla a \$50, con una pérdida de \$10 por Kilovatio – Hora. El tema es un poco más complejo porque existen diferentes tipos de contratos entre generadores y comercializadores, dentro de los cuales se incluyen: Pague lo Contratado aunque no lo consuma, Pague lo Contratado por submercados, Pague lo Demandado con tope, Pague lo Generado, etc.

Se presume que existe una competencia perfecta entre los agentes generadores para vender su energía. Pero si se analiza en detalle la distribución de las capacidades y la propiedad de los activos específicos implicados, que en este caso son las plantas de generación se podría llegar a una conclusión diferente. Aunque es un sistema dinámico, para el siguiente análisis se tomará como base el estado que tenía el sistema eléctrico el 1 de enero de 2006. De las 143 plantas inscritas en el Sistema de Intercambios Comerciales 54 son despachadas centralmente y 89 no lo son. Es decir que sólo el 41% de las plantas inscritas, las despachadas centralmente, participan en la bolsa para establecer los precios de la energía cada hora. Dentro de las 89 plantas no despachadas centralmente, 15 aparecen con capacidad cero y 74 tienen una capacidad menor o igual a 20 Megavatios (MW). De acuerdo con la regulación eléctrica vigente una planta con capacidad menor o igual a 20 MW se considera una planta menor y no es despachada centralmente. La suma de las capacidades de las plantas menores que es de 463 MW representa solo el 3.4% de la capacidad total del sistema.

Dentro de las 54 plantas que son despachadas centralmente 10 plantas representan el 54% de toda la capacidad de generación nacional y 21 plantas representan el 75%. En la Tabla 7 se muestran estas 21 plantas.

Tabla 7. Plantas de mayor capacidad de generación en Colombia

N.	NOMBRE PLANTA	AGENTE	CAPACIDAD (MW)	TECNOLOGIA
1	San Carlos	ISAGEN	1,240	AGUA
2	Guavio	EMGESA	1,150	AGUA
3	Chivor	CHIVOR	1,000	AGUA
4	Tebesa	CORELCA	750	GASMBT
5	Paraiso Guaca	EMGESA	600	AGUA
6	Guatape	EEPPM	560	AGUA
7	Betania	EMGESA *	540	AGUA
8	Guatron	EEPPM	512	AGUA
9	TermoSierra	EEPPM	455	GASMBT
10	Alto y bajo Andhicayá	EPSA	439	AGUA
11	Porce 2	EEPPM	405	AGUA
12	Miel	ISAGEN	396	AGUA
13	Urrá	URRA	335	AGUA
14	La Tasajera	EEPPM	306	AGUA
15	Salvajina	EPSA	285	AGUA
16	TermoCentro	ISAGEN	285	GASMBT
17	TermoEmcali	TERMOEMCALI	233	GASMBT
18	TermoValle	EPSA	205	GASMBT
19	Playas	EEPPM	201	AGUA
20	TermoFlores 3	TERMOFLORES	175	GASMBT
21	Jaguas	ISAGEN	170	AGUA

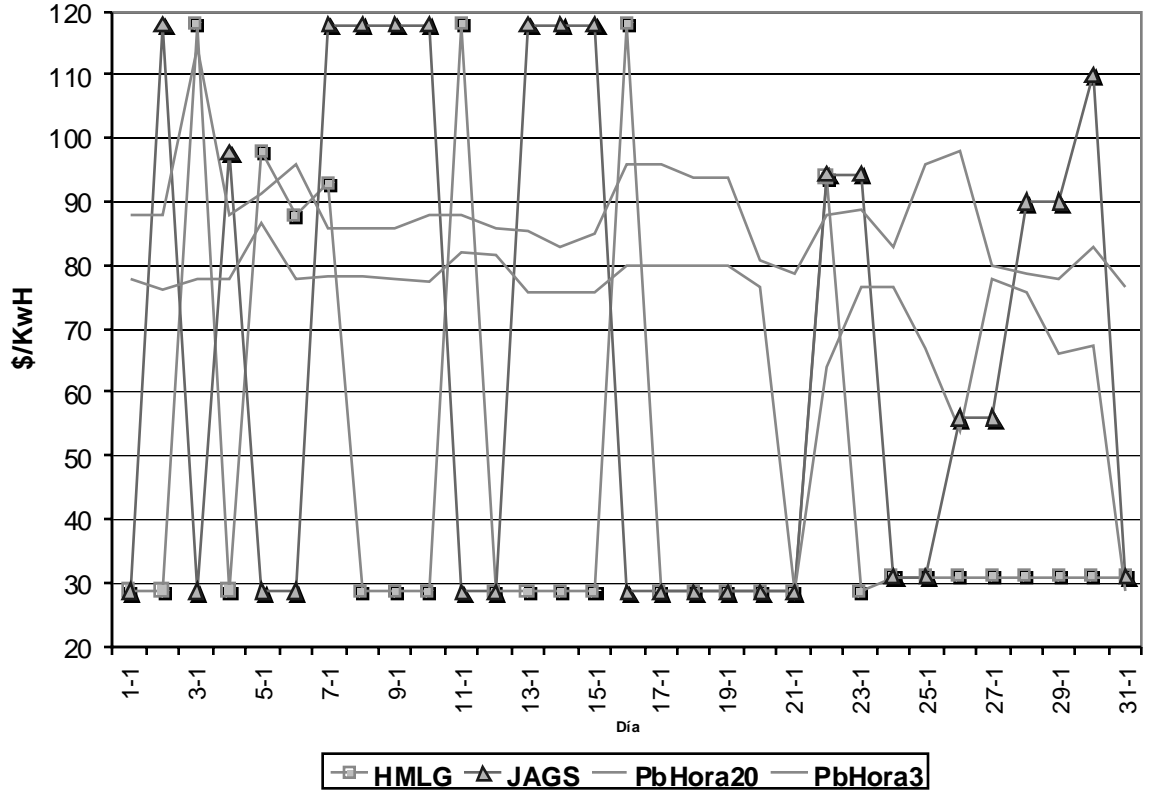
* Se asume que el control de Betania lo tiene EMGESA.

** Fuente: www.xm.com.co estado del sistema el 1 de enero de 2006.

Si se tiene en cuenta que la demanda real del país durante un día típico se mueve entre el 16% y el 42% de la capacidad instalada, es clara la influencia que tienen las primeras 10 plantas (54%) en la determinación del precio horario de la bolsa. Dentro de las 21 plantas que representan el 75% tres agentes tienen el control del 50% de toda la generación eléctrica nacional así: EEPPM con 6 plantas controla 2,439 MW (18% del país), EMGESA con 3 plantas controla 2,290 (17% del país) e ISAGEN con 4 plantas controla 2,091 MW (15% del país). La teoría indica que los

precios que ofertan estos tres agentes para cada planta deberían ser independientes y solo deberían tener en cuenta los factores fundamentales como los niveles de embalses, las proyecciones de lluvias, el incremento de la demanda y los mantenimientos de las plantas. Pero esto no sucede. Aquí se presenta una vez más el comportamiento oportunista. A pesar de la regulación vigente los agentes generadores intentarán obtener el mayor beneficio dentro de las reglas de juego existentes. Al formar parte de un oligopolio tratarán cada hora de estudiar el efecto precio y el efecto producción o generación, y escogerán la opción que les ofrezca mayores beneficios. Esto tiene mayor importancia si se tiene en cuenta que la demanda nacional de energía para cada hora se puede pronosticar con gran exactitud y la energía demandada por el sistema siempre se consume, es decir los usuarios finales nunca pueden almacenar energía. Dentro de las acciones que toman los agentes generadores están la de no intentar producir toda la capacidad de generación que tienen disponibles. En algunos casos la generación real es sólo el 50% de la generación disponible, como ocurrió con algunas plantas de los grandes generadores en el mes de enero de 2006. Otra acción, que sirve de soporte a la anterior, consiste en no ofertar la energía de dos de sus grandes plantas, A y B, a los mismos precios. Casi siempre ofertarán una planta complementaria A con precio bajo para tener la seguridad de que sea despachada y otra planta complementaria B con precio alto para impulsar los precios de bolsa hacia el alza. Este es el comportamiento racional desde el punto de vista de los agentes generadores porque así venden parte de su energía pero a los precios más altos posibles. Los agentes generadores y los organismos que los apoyan intentan explicar este comportamiento con base en algunas de las variables operacionales pero esto no tiene ningún soporte real. En las Figura 19 se observan los precios diarios ofertados en la bolsa por Isagen en el mes de enero de 2006 para dos de sus plantas: Hidromiel y Jaguas.

Oferta Precio Bolsa Isagen, Plantas Hidromiel y Jaguas, Enero/06



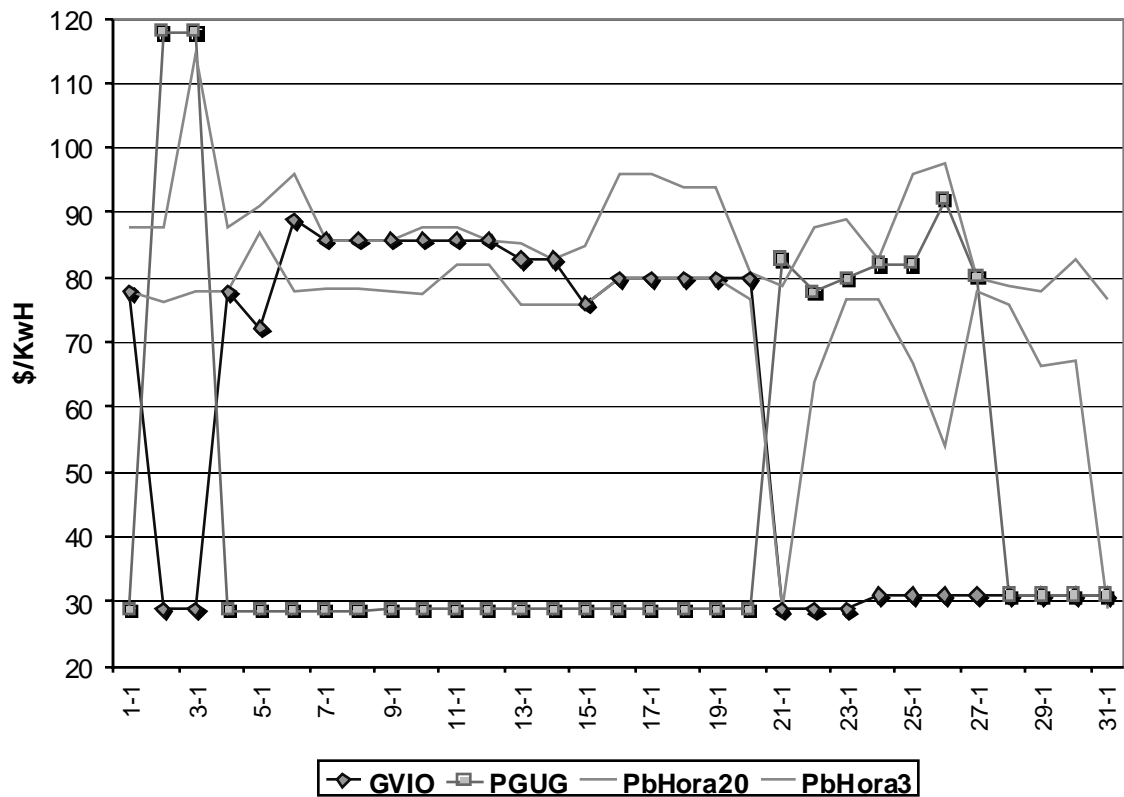
Fuente: www.xm.com.co

Figura 19. Ofertas en Bolsa de Isagen para plantas Hidromiel y Jaguas

La tendencia observada en este periodo es que cuando la energía de una de las plantas se oferta en \$28,71 pesos por Kilovatio – Hora la energía ofertada para la otra planta es \$117,78 para el mismo día, las mismas horas y con los mismos niveles de embalse. Esto se puede observar para los días 8, 9 y 10 de enero, donde la planta Jaguas es la que asume el valor alto. Los días 11 y 16 se invierten los papeles y la planta Hidromiel es la que oferta el valor alto conduciendo esto a no ser despachada. La planta con el valor bajo tiene garantía de ser despachada durante todas las horas del día con un valor de liquidación del precio de bolsa de la hora respectiva. En la Figura 19 se adicionaron los precios de bolsa máximo y mínimo de cada día. Se observa que estas plantas casi siempre o están despachadas todas las horas del día o están apagadas todo el

día. Eso es así con excepción del día 6, en que la planta Hidromiel es despachada unas pocas horas del día. Hay algunos días en que simultáneamente se ofertaron precios bajos, pero casi nunca se ofertaron al mismo tiempo precios altos para las dos plantas. A veces la “coordinación” de los participantes del oligopolio “falla”. En este caso resulta que los precios de bolsa “sorprendentemente” resultan ser de \$28 pesos en ciertas horas del día, los mismos precios de hace 10 años, donde los precios promedio del mes son de \$80. Esto se puede observar en la Figura 19 para la Hora 3 de los días 21 y 31 de enero de 2006. Pero la “mano no tan invisible” actúa y de nuevo los valores de la Hora 3 ascienden a los niveles “normales” de \$60.

Ofertas Precio Bolsa Emgesa, Plantas Guavio y Paraiso, en Enero/06



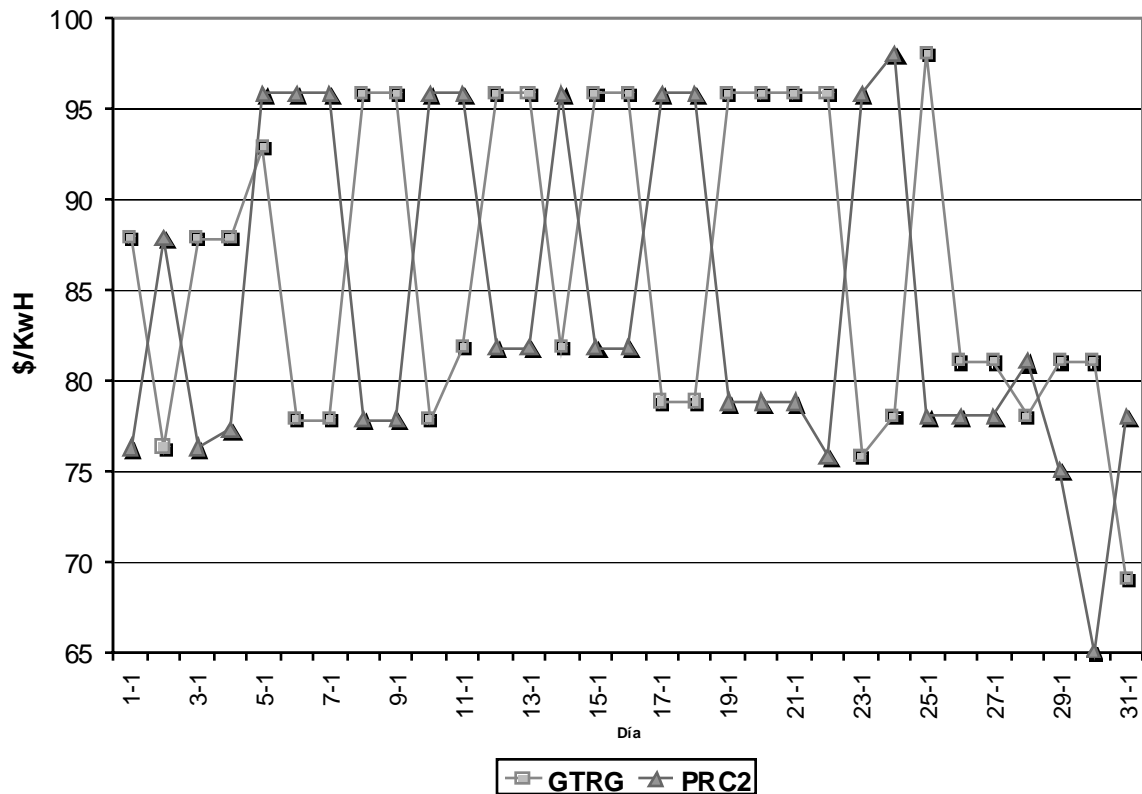
Fuente: www.xm.com.co

Figura 20. Ofertas en Bolsa de Emgesa, plantas Guavio y Paraíso-Guaca

Se podría pensar que este comportamiento es algo excepcional y que es exclusivo de un agente, pero lo cierto es que es el comportamiento normal y rutinario de todos los grandes agentes generadores.

Con el fin de ilustrar esta afirmación de manera general, en la Figuras 20 y 21 se muestra el mismo comportamiento para dos plantas complementarias de los otros dos grandes agentes: EEPm y EMGESA.

Ofertas Precio Bolsa Eeppm, Plantas Guatron y Porce 2, Enero/06



Fuente: www.xm.com.co

Figura 21. Ofertas en Bolsa de EEPm, plantas Guatrón y Porce 2

Note que el comportamiento de Emgesa con estas dos plantas es similar al de Isagen. Cuando la energía de Guavio se oferta en la bolsa a \$28,75 la energía de Paraíso - Guaca se oferta a \$117,78, como se observa en los días 2 y 3 de enero.

Entre el 4 y el 20 de enero se invierten los papeles y el valor bajo es ofertado para la planta Paraíso – Guaca, mientras que Guavio se ofrece a un valor alto que está entre \$72 y \$89 pesos por Kilovatio – Hora. Observe que el volumen de energía de Guavio tiene tanto peso que en este periodo los precios ofertados por esta planta coinciden o marcan los precios mínimos y máximos de energía de todo el sistema nacional. Aunque entre el 28 y 31 de enero ambas plantas son ofertadas con precios de \$30, las ofertas de las otras plantas del sistema aún impulsan el precio de bolsa alrededor de \$70 pesos por Kilovatio – Hora.

En la Figura 21 se observa el mismo comportamiento simétrico para las plantas Guatrón y Porce 2, ambas de propiedad de EPPM.

Esta información se mostró con el objeto de soportar el argumento de que los precios de bolsa en Colombia responden principalmente a una estrategia muy bien estudiada por los generadores y no tanto a variables fundamentales de costos o de disponibilidad de recursos. Es muy comprensible que debido a la sobre oferta de capacidad de generación existente normalmente en el mercado eléctrico nacional los generadores presenten estos comportamientos oportunistas. Lo que no es comprensible es que los grandes usuarios finales no asuman acciones con el fin de aminorar los efectos en los precios que realizan los agentes generadores.

Perspectiva de los mercados financieros y la energía en Colombia

Hasta ahora se ha explicado que la energía en Colombia tiene un solo precio real y efectivo, y este es el precio de la bolsa de la hora respectiva. Por otro lado, también vale la pena dejar claro que desde el punto de vista del usuario final solo existe una sola fuente de energía. Esta fuente es el sistema agregado de la energía producida por los generadores que son realmente despachados como resultado de la subasta realizada para cada hora del día en la bolsa de energía.

El usuario final no debe preocuparse de donde proviene la energía que le suministra el sistema nacional. De hecho, la regulación no permite las negociaciones entre los generadores y los usuarios finales, o entre los usuarios finales y la bolsa. Es aquí donde aparece la función del intermediario o

comercializador. En cualquier mercado financiero los intermediarios ofrecen varios servicios a los vendedores y compradores de un activo: cobertura o transferencia de riesgos, descubrimiento de los precios, ahorro en costos de información y transferencia de fondos de aquellos que tienen recursos disponibles para invertir a aquellos que necesitan fondos para invertir. En nuestro caso, y asumiendo que las grandes inversiones en represas y plantas de generación eléctrica ya fueron realizadas hace muchos años solo nos interesan los tres primeros servicios de los comercializadores. Como se imaginará en nuestro caso el activo subyacente que se está transando es la energía eléctrica. Con un poco de imaginación se puede asimilar este activo a un activo financiero estándar tal como un bono del tesoro o una acción corporativa. Esta metáfora nos servirá para afirmar que los contratos de compra de energía con un comercializador son como contratos futuros o contratos de opciones. Lo que un usuario no regulado obtiene al firmar un contrato con un comercializador es la opción, más no la obligación, de comprar una determinada cantidad de “activos de energía”. En los mercados financieros esto se denomina una *opción call*. Para garantizar esta opción el comercializador le cobra al usuario un margen o un cargo de comercialización el cual se asimila a un *precio de la opción* o *prima de la opción*. El precio al que se compra la energía se denomina *precio de ejercicio* o *precio strike*. La fecha en la cual se pierde la opción de compra se denomina *fecha de expiración*, que en nuestro caso coincide con la fecha en que se termina el contrato de suministro de energía. Para que un usuario pueda ser declarado como usuario no regulado y poder negociar libremente el precio de la energía debe inscribir el contrato suscrito con el comercializador ante el Sistema de Intercambios Comerciales. Como la opción se puede ejercer en cualquier momento, antes de la fecha de expiración, se denomina una opción Americana. Si únicamente se pudiera ejercer en el momento de la fecha de expiración sería una opción Europea.

Hasta el año 2004 en las instalaciones petroleras de Colombia se compraba la energía a un comercializador bajo la modalidad de un precio fijo. Se debe tener en cuenta que en el sector eléctrico de Colombia este “precio fijo” significa que el

precio se debe ajustar mensualmente con el índice de precios al productor (IPP). Pero al analizar las experiencias anteriores se observaba que la opción que se adquiría con el comercializador no permitía pagar la energía con el “precio atado al precio de la bolsa” cuando el precio de la energía era muy inferior a la opción contratada con el comercializador. Es decir, que el contrato era más parecido a un contrato futuro, que se liquidaba cada hora durante la vigencia del contrato y no se parecía a un contrato de opción call. Cuando los precios de bolsa eran muy bajos el comercializador se quedaba con el margen existente entre el precio de ejercicio “fijo” y el precio de la bolsa horario. Esto se mostró en Figuras 15, 16 y 17. Por otro lado, siempre existía la posibilidad que si el precio de bolsa hubiese llegado a niveles muy altos durante largos periodos, el comercializador podía alegar un desbalance económico del contrato y solicitarle a ECOPETROL S.A. el reconocimiento de las pérdidas producidas por esta situación. Aunque se suponía que el comercializador prestaba el servicio de cobertura de riesgo, las condiciones del mercado hacían que en realidad la transferencia de riesgo no se estuviera prestando. Por otro lado, los otros servicios que se esperan de un comercializador como son el descubrimiento de los precios y el ahorro en costos de información se debían tomar con la debida cautela si se tiene en cuenta que cada uno de los grandes comercializadores en Colombia tiene una relación estrecha y una gran dependencia de un agente generador dominante.

El cambio de enfoque consistió en realizar contratos pilotos de opciones con un esquema diferente, con empresas comercializadoras de energía regionales, diferentes a las más grandes que están respaldadas por los grandes generadores. El esquema consistía en que el precio de ejercicio de la opción era el precio de bolsa, más un margen y con un precio techo. El techo cubría el precio de bolsa más el margen. Los contratos resultaron beneficiosos para ambas partes: el comercializador y el centro petrolero. En forma progresiva se fue convenciendo a las empresas comercializadoras de energía medianas y pequeñas, ya que las grandes no aceptaban este nuevo esquema. Lo que al principio era una prueba piloto se convirtió en un requisito para poder venderle energía al sector petrolero.

En septiembre de 2004 se realizó un proceso de selección para la compra de energía de 35 centros de consumo petroleros durante 22 meses, ubicados por toda la geografía nacional. Una de las decisiones estratégicas que se tomaron era que se podía ofertar la energía para uno, varios o todos los centros solicitados. Esto con el fin de romper la estrategia en la cual los tres grandes jugadores de generación y sus compañías comercializadoras establecían los precios debido a su gran capacidad de manejo de energía. Anteriormente ECOPETROL S.A. exigía que para participar en el proceso licitatorio era obligatorio ofertar para todos los centros, lo cual dejaba el proceso en manos de los tres jugadores dominantes. En este proceso participaron todas las grandes y medianas comercializadoras de energía con excepción de una sola. Esta comercializadora le vende energía, bajo la modalidad de precio fijo al centro petrolero que más consume energía en Colombia. El resultado del proceso fue la adjudicación de 29 centros a la electrificadora de Santander y 6 centros a la electrificadora del Huila. La modalidad fue la de precio atado a la bolsa con margen y con techo. El ahorro confirmado de la ejecución de este contrato ha sido superior al 15% respecto al valor que se habría tenido que pagar si se hubiera contratado bajo la modalidad de precio fijo. El valor total estimado de los dos contratos en los 22 meses es de 100 mil millones de pesos. Para explicar por qué se considera que aquí se realizó una contratación híbrida es importante tener en cuenta que si se hubiera seguido un esquema de mercado se hubiera solicitado a todos los agentes del mercado una oferta en la forma como el mercado acostumbra realizar sus propuestas y esta era la costumbre como ECOPETROL S.A. venía realizando sus procesos de compra de energía. Pero lo que se investigó fue quienes eran los agentes que estratégicamente le podían ofrecer beneficios a ECOPETROL S.A. y los esquemas que le facilitarían estas contrataciones favorables. Una vez detectados los agentes del sector eléctrico regionales que estaban interesados en tener a ECOPETROL S.A. como uno de sus clientes se realizaron contratos regionales con la modalidad de compra de energía con precios atados a la bolsa, con margen y con techo. La capacidad de negociación de ECOPETROL S.A. era mejor cuando

configuró estos contratos de suministro de energía con la electrificadoras locales de tamaño mediano. Después de contar con más de cinco contratos con diferentes electrificadoras medianas con la modalidad de precio de bolsa, con techo y con margen, se realizó la gran compra para todos los centros donde se vieron obligados a participar los grandes jugadores con excepción de uno. Por ello el enfoque híbrido se puede ubicar en dos instancias. La primera, que se puede considerar una alianza de intereses comunes, cuando se realizó la contratación por regiones donde se aplicaron las características que Ménard (2002, p. 7) sostiene que tienen estas formas híbridas: selectivos, con planeación conjunta y con un gran flujo de información entre las partes. La segunda instancia, que se puede considerar un gran híbrido de contratación según Ménard (2002, p. 7) es la ejecución del proceso de compra de energía donde los agentes comercializadores de energía seleccionados hacen las veces de agentes del principal, que en este caso es ECOPETROL S.A.. Ménard (2002, p. 8) plantea en este tipo de configuración híbrida el siguiente problema que se debe solucionar ¿cómo asegurar el cumplimiento de los contratos mientras se mantienen las negociaciones y las renegociaciones a un costo mínimo?

Lo que se quiere resaltar aquí es que el esquema de compra de energía con precio atado a la bolsa, con margen y con techo no es una compra de mercado típica. Veamos esto con mayor detalle. Lo tradicional es comprar con precio fijo. Un usuario le pide a los agentes del mercado que le ofrezcan un precio para la energía en los próximos años y los agentes le ofertan un precio fijo. Esta es una contratación de mercado. En el otro extremo, un usuario decide generar su energía internamente y esto es un esquema de organización interna o de jerarquía. Ahora, desde el punto de vista de ECOPETROL S.A. lo que se buscó fue aliarse con un “socio comercializador” del sector eléctrico que cada hora “vaya a la bolsa de energía y compre por cuenta de ECOPETROL S.A.” la energía al precio más bajo posible. Recuerde que ningún usuario final puede comprar energía directamente en la bolsa de energía. Ahora bien este acuerdo lo realiza ECOPETROL S.A. con el comercializador por periodos largos de dos, tres o cuatro

años. Por la gestión de “comprar en la bolsa cada hora”, ECOPETROL S.A. le reconoce al comercializador un margen o un cargo por este servicio. Este margen puede oscilar entre \$2 y \$3 pesos por KWH. Adicionalmente, ECOPETROL S.A. le solicita al “socio comercializador” que cuando los precios de la bolsa estén muy altos lo proteja con un precio máximo. Esto con el fin de no presentar ejecuciones del presupuesto que se salgan en forma exagerada de lo planeado. Por ello, ECOPETROL S.A. le solicita al “socio comercializador”, que conoce bien el mercado de la energía que le cobre una “prima de seguro” por cada Kilovatio - Hora con el fin de cubrir estos pequeños periodos de precios altos de la bolsa. Este cargo del seguro normalmente el mercado lo estima entre \$4 y \$6 pesos por Kilovatio – Hora. Esto conduce a que el margen total oscile entre \$6 y \$9 pesos por Kilovatio – Hora. Así mismo el “socio comercializador” establece un techo sobre el cual garantiza que el precio de la bolsa más el margen no será superado. Con esta forma híbrida de contratación se cree que se garantiza lo que plantea Ménard (2002. p. 8) que “se mantienen las negociaciones y las renegociaciones a un costo mínimo”.

Resultado y moraleja del caso 10

Al participar como comprador en un mercado en el que los usuarios son “tomadores de precios” y los vendedores forman un oligopolio vale la pena estudiar en forma detallada su funcionamiento y las transacciones existentes entre los agentes dominantes. La integración de varios consumidores dentro de una gran demanda agregada permite obtener una mayor capacidad de negociación. A pesar de lo anterior no se deben restringir las ofertas a los agentes dominantes que solo pueden ofertar esta gran demanda. Esto puede llegar a ser contraproducente ya que al sentirse que solo participan unos pocos en la licitación, los grandes agentes pueden hacer subir artificialmente los precios de las ofertas. Fue de gran ayuda en la negociación asumir un enfoque de analogía con las opciones financieras, aunque en el mercado eléctrico nacional aún no se acostumbre usar esta terminología. Se considera que se trabajó con formas

híbridas en dos instancias: la primera en las alianzas de intereses comunes cuando se contrató de manera directa a las electrificadoras regionales para suministrar energía a centros de consumo local. La segunda cuando se ejecutó la contratación de compra de energía con precios de bolsa, con margen y con techo. Esta es una contratación que minimiza los costos de negociaciones y de renegociaciones, ya que el “socio comercializador” hace las veces de un agente de ECOPETROL S.A. ante la bolsa de energía, además le presta el servicio de seguro o de cobertura ante una variación exagerada de estos precios.

3.11. Energía integrada para 65 Campos Cs

Enfoque inicial del caso 11

En un departamento de Colombia, actualmente están operando más de 65 campos petroleros. Ninguno de estos campos utiliza la energía eléctrica suministrada desde la red nacional. Los operadores son más de 20 compañías petroleras. La primera opción que han venido utilizando desde hace varias décadas para operar los campos de producción son los motores diesel que utilizan el aceite combustible para motor (ACPM). El costo de la energía, la operación y el mantenimiento de un motor diesel respecto a un motor eléctrico puede llegar a ser más de cuatro veces. La razón para no utilizar la red nacional es que no existen líneas cercanas a los campos. Por otro lado, existe la percepción por parte de los operadores petroleros que las redes rurales no son confiables. Sin embargo, desde el año 2005 la electrificadora regional cuenta con un importante presupuesto aprobado por el Gobierno Nacional con el fin de realizar un ambicioso plan de expansión de redes rurales. Al intentar solicitar la aprobación ante los organismos de planeación eléctrica del país para iniciar el proyecto, no se le concedió el permiso debido a que las demandas de los usuarios rurales es mínima comparada con las capacidades de transporte y distribución que se intenta construir. En la Figura 22 se muestra un esquema de cómo los organismos de

planeación eléctrica ven en la actualidad al departamento que intenta electrificarse.

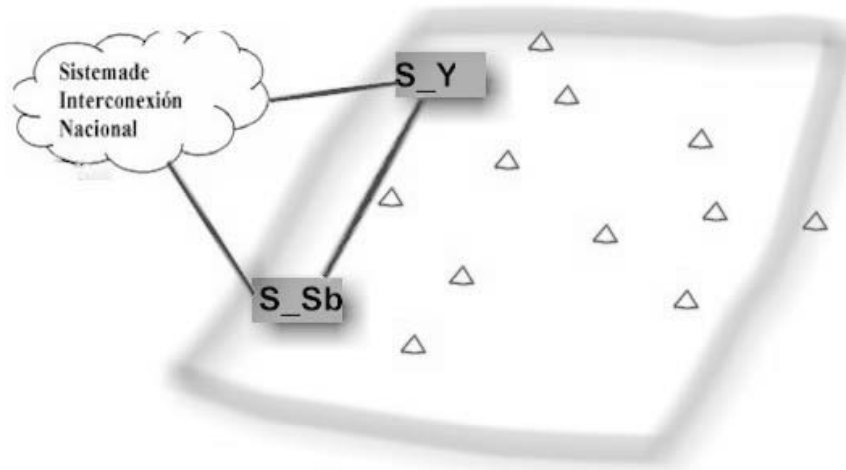


Figura 22. Energía para 65 campos Cs. Situación inicial de usuarios rurales

En la Figura 23 se muestra un esquema de las redes eléctricas rurales del mismo departamento como las proyecta construir la electrificadora local. Cada uno de los triángulos representa un grupo de usuarios rurales, que aunque inicialmente no cuentan con una demanda de energía importante está a la espera desde hace muchos años a que llegue la energía eléctrica confiable y barata desde la red nacional precisamente para que desarrollen su demanda potencial de energía. Note que en la derecha de la figura existen usuarios para los cuales no se tiene previsto la construcción de las redes eléctricas. También note que fuera del departamento existen usuarios que tampoco se tienen en cuenta en la red de expansión eléctrica y que representan las necesidades de otros grupos de usuarios rurales pertenecientes a un departamento limítrofe del departamento Cs.

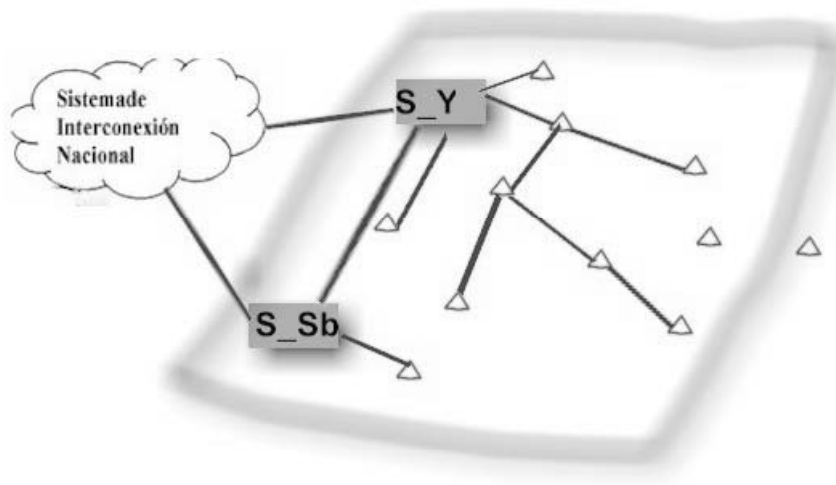


Figura 23. Energía para 65 campos Cs. Electrificación deseada por usuarios rurales

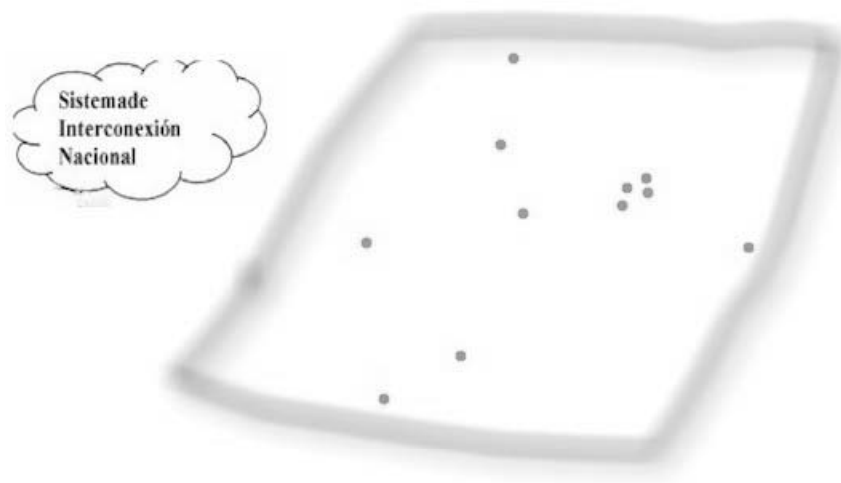


Figura 24. Energía para 65 campos Cs. Ubicación de los campos petroleros

Ahora observe la Figura 24. Con los pequeños círculos aquí se simbolizan los campos petroleros. Los operadores petroleros ven el sistema de interconexión nacional como algo lejano y no conciben que se puedan interconectar a la red nacional o que se puedan enlazar unos campos con otros. Existe una gran

tendencia en el sector petrolero a trabajar en forma eficiente pero independiente o desconectado. De esta forma no se tienen responsabilidades ni disturbios operacionales producidos por agentes externos en los sistemas internos. La contraparte es que tampoco se obtienen los beneficios de un red conjunta de suministro de energía.

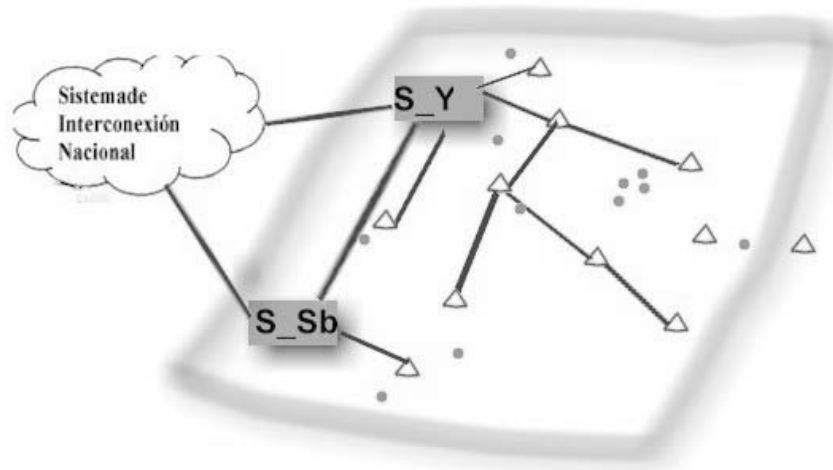


Figura 25. Energía para 65 campos Cs. Redes eléctricas rurales desconectadas de los campos petroleros

En la Figura 25 se muestra un esquema de la forma como podrían quedar las redes eléctricas si se realiza la electrificación rural sin tener en cuenta los campos petroleros. Algunos pocos campos petroleros podrían tomar energía desde las redes eléctricas que los cruzan o que pasan a corta distancia. Pero la red ofrecería una baja confiabilidad ya que sería diseñada teniendo en cuenta las bajas demandas de potencia de los usuarios rurales. No habría circuitos redundantes pues no resulta económico construirlos. Los petroleros verían cumplida su profecía sobre que la red eléctrica rural no es confiable. Tampoco le llegaría la energía a los usuarios rurales ubicados en los extremos del departamento Cs y muchos menos se dejarían las facilidades para llevarle en un futuro cercano la energía a los usuarios rurales del departamento que está aledaño al departamento Cs.

Por el contrario, en la Figura 26 que es el objetivo principal de un enfoque organizacional híbrido, se obtiene lo mejor de los dos mundos. Por un lado, la electrificadora local contará con una alta demanda de energía de los campos petroleros. Esto le permitirá construir unas redes eléctricas de altas especificaciones técnicas y con circuitos redundantes que mejorarán la confiabilidad del suministro de energía para los campos petroleros.

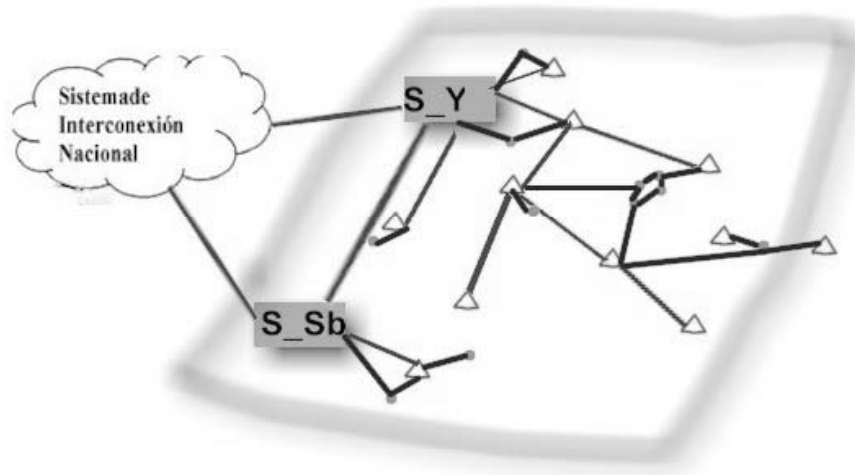


Figura 26. Energía para 65 campos Cs. Situación ideal con las redes eléctricas rurales conectadas a los campos petroleros

Esta confiabilidad más alta beneficiará a los diferentes usuarios rurales. El alto consumo de las instalaciones petroleras permitirá una mayor facturación de Cargos de Sistema de Distribución Local (SDL) permitiéndole a la electrificadora local mantener y operar las redes con mayores recursos y se crea un círculo virtuoso: mayor confiabilidad, induce a mayor consumo, esto significa más recursos para mantener las redes y ofrecer una mejor calidad de energía, lo que motivará a que los operadores petroleros tomen más energía de la red y consuman menos ACPM.

En todo este proceso se incentiva el desarrollo social de la región, lo que a su vez facilitará la optimización de las operaciones petroleras. Con este esquema se pueden llevar las redes hasta los usuarios rurales ubicados en las fronteras del

departamento y hasta sería posible construir las redes hacia los usuarios rurales del departamento vecino. Un beneficio adicional es que después de construida la red regional es posible aprovechar algunas importantes fuentes de gas que se tienen disponibles en el lado izquierdo del departamento entre la subestación eléctrica SB y la subestación eléctrica Y.

La oportunidad de desarrollar este proyecto la tendría la electrificadora local si logra posicionarse ante el sector petrolero como un proveedor de energía confiable. Además si llega a interconectar todos los centros de consumo petrolero de la región, posiblemente consolidará una demanda de tal magnitud que podría atenderla con una generación dentro del propio departamento confiable y posiblemente a menor costo que la energía transportada desde la red nacional. Este departamento mantiene las mayores reservas de gas natural del país y a partir de este insumo se podría generar energía confiable a un bajo costo.

Enfoque híbrido del caso 11

Se realizaron reuniones con la electrificadora Cs y con los responsables de las compañías y se planteó el proyecto. En marzo de 2006 seis compañías de las 20 ubicadas en la región ya han expresado su aceptación para iniciar este desarrollo. El esquema de negocio incluye varias alternativas dentro de las cuales se incluyen la construcción de las redes por parte de la electrificadora local. En algunos casos la financiación corre por cuenta de la electrificadora. En otros casos el operador petrolero puede apalancar el proyecto mediante un acuerdo de pago anticipado de energía.

Durante el mes de febrero de 2006 se realizaron dos acuerdos similares en otros departamentos del país, en donde la electrificadora local construye las redes y la subestación quedando con su propiedad y con la responsabilidad de mantener dichas instalaciones. El operador petrolero consumirá la energía como un usuario regulado o como un usuario no regulado. La inversión de la electrificadora se paga por medio de los cargos del sistema de distribución local (SDL). En uno de los casos el cargo SDL es de \$82 por Kilovatio –Hora. Con una carga estimada de

600 Kw. y con una inversión cercana a los 100 millones de pesos para la línea y la subestación, la electrificadora local recuperará su inversión en menos de tres meses. De ahí en adelante podrá obtener ingresos superiores a 425 millones de pesos anuales, sin importar el comercializador al que se le compre la energía. Por otro lado, el operador petrolero dejará de consumir energía obtenida utilizando ACPM como combustible que tiene un costo unitario de \$400 pesos por Kilovatio – Hora. Esto equivale a un gasto anual, con la carga de 600 Kw. de 2.074 millones de pesos. Al tomar energía de la red nacional con un precio estimado total de \$200 por Kilovatio – Hora se podrá obtener un ahorro de 1.036 millones de pesos sin realizar ninguna inversión.

En la primera semana de marzo de 2006, se confirmó el primer acuerdo en el departamento Cs, entre la electrificadora Cs y el operador EM para los campos R y V, que consumen en promedio 4,6 MW. El acuerdo establece la construcción de más de 22 Kilómetros de nuevas líneas eléctricas a 34.500 voltios, subestaciones eléctricas y el mejoramiento de redes y subestaciones ya existentes con el fin de mejorar la confiabilidad del suministro. El plazo de ejecución es de 90 días. La inversión total que realizará la electrificadora Cs será de 3.500 millones de pesos. El periodo de repago de esta inversión para la electrificadora Cs será de 16 meses. De ahí en adelante tendrá unos ingresos superiores a los 2.600 millones de pesos anuales por concepto solamente de cargos SDL de estos dos campos que se estiman en \$65 pesos por Kilovatio – Hora. Esta construcción le permitirá ofrecerle este servicio a otros campos petroleros cercanos con unos costos marginales menores. También le permitirá ofrecer una red confiable de suministro de energía a los usuarios rurales por donde pase la red. Adicionalmente, cada cuatro años se presenta un ajuste de las tarifas donde se reportan los nuevos activos de distribución local ante el sistema nacional. Esto le permitirá dentro de dos años reportar estos activos al sistema nacional y todas las inversiones realizadas (3.500 millones de pesos) le serán pagadas por todos los usuarios del sistema nacional!

Desde el punto de vista del operador EM el negocio de manera general es así: dejará de consumir energía, 40,3 millones de Kilovatios – Hora por año, a \$400 por Kilovatio – Hora con ACPM y pasará a consumir energía a \$200 desde la red nacional. El ahorro estimado es de 8.000 millones de pesos anuales, sin invertir un solo peso! Estos son los grandes beneficios de los contratos híbridos.

Resultado y moraleja del caso 11

El resultado de este enfoque ha mostrado grandes beneficios para ECOPETROL S.A., sus empresas asociadas, las compañías electrificadoras locales y los habitantes de las regiones circundantes. Uno de los fundamentos de este enfoque es la confianza mutua que debe existir entre el operador petrolero y la electrificadora local. Es de vital importancia reconocer que la electrificadora local, como operador de la red eléctrica de la región, que disfruta de un monopolio natural, se encuentra en una posición estratégica privilegiada que le permite ofrecer en forma exclusiva grandes beneficios a los operadores petroleros. Por otro lado es importante tener en cuenta la experiencia pasada de más de 40 años de electrificaciones de los operadores petroleros en Colombia, las cuales se realizaron en forma autónoma. Los inconvenientes de dichas acciones han confirmado que en ciertas regiones estos desarrollos debieron haberse realizado mediante acuerdos con los operadores de las redes eléctricas regionales y no en forma independiente. En un departamento como Cs, en el que apenas se está iniciando la electrificación regional y en el que la electrificadora local apenas se está iniciando, existe una excelente oportunidad de aplicar las experiencias adquiridas en otras regiones del país. Es importante que ECOPETROL S.A. asuma el importante rol de líder de este proyecto, ya que es el único que está en la posición de congregar los intereses de los dos grupos implicados: las electrificadoras y los petroleros. Por otro lado, es la única entidad que puede servir de garante para que los acuerdos de todo el conjunto se lleven a cabo con confianza ya que como anota Ménard (2002, p. 18) con el fin de garantizar el

cumplimiento de los compromisos de las forma híbridas puede ser muy valioso “la delegación en una empresa líder que ajuste la red por medio de la distribución indirecta de los beneficios”, por otro lado uno de los mecanismos que apoyan la distribución de los beneficios es “el efecto reputación” y ECOPETROL S.A. está en una posición cuya reputación puede ayudar a que estas formas organizaciones híbridas se vuelvan una realidad. Por otro lado y no menos importante, es la entidad que por la experiencia de proyectos previos y por su conocimiento simultáneo del sector eléctrico y del sector petrolero, está en la mejor posición para entender y explicar los grandes beneficios que estos contratos híbridos le ofrecen a todas las partes implicadas.

CAPÍTULO 4. REGULARIDADES DE LOS CASOS HÍBRIDOS

En el Capítulo 1 se desarrollaron las bases teóricas sobre los costos de transacción y su relación con las formas organizacionales híbridas. En el Capítulo 3 se mostraron 11 casos reales de esquemas organizacionales de suministro de energía para instalaciones petroleras en Colombia, sus enfoques iniciales, sus enfoques híbridos y sus resultados y moralejas. Con base en la anterior información en este capítulo se tratarán de contestar los interrogantes planteados en la introducción tratando de aplicar el marco teórico de los costos de transacción. Si resulta pertinente se hará un análisis más detallado de cada caso estudiado intentando encontrar las regularidades que ofrecen estos esquemas con el fin de aportar elementos empíricos que ayuden a la validación y complementación de la teoría de los costos de transacción y de las formas organizacionales híbridas.

4.1. Proyectos de energía para el sector petrolero en Colombia que se hacen viables con formas organizacionales híbridas

Al inicio de este trabajo nos preguntábamos si existían algunos proyectos de suministro de energía que se hacían viables con la adopción de formas organizacionales híbridas y que antes no lo eran bajo un enfoque organizacional diferente. Los casos 1, 2, 3, 6, 8, 9, 10 y 11 son una clara ilustración de que esto es cierto. En los casos enumerados la opción de los contratos híbridos facilitó o mejoró las oportunidades de aprobación y ejecución de dichos proyectos de suministro de energía para instalaciones petroleras. Sin embargo se estudiaron algunos casos en los que los proyectos siguieron sin aprobación y sin ejecución a

pesar de haberse propuesto la realización de una forma organizacional híbrida. Esto ocurrió en los casos 4, 5 y 7. Más adelante se expondrán las posibles razones, para cada caso concreto, de por qué se considera que un enfoque organizacional híbrido pudo facilitar la realización de estos proyectos. Pero a continuación comentaremos algunas características y condiciones de índole general que se han detectado en los casos estudiados.

La racionalidad limitada y los incentivos

La primera razón encontrada para que un proyecto rentable no se apruebe y no se ejecute, es que las organizaciones pueden tener otras prioridades de inversión que están más alineadas con sus objetivos estratégicos. Por ejemplo, en el caso 3, sobre la electrificación del campo D, era más importante obtener que la producción del campo aumentara por medio de perforación de pozos adicionales, que preocuparse por disminuir los costos de producción. Y en el caso 1, sobre la línea eléctrica para el campo J, era más importante iniciar la producción del campo de la manera más rápida que preocuparse por disminuir los costos de la construcción de la línea que cruzaba el río. La capacidad de procesar información que tienen los directivos de una empresa no les permite abarcar con el mismo nivel de prioridad todos los temas que influyen en la eficiencia operacional de la unidad administrativa que tienen a cargo. Esto se podría resumir diciendo que estamos ante un problema de *racionalidad limitada*. Sin embargo, sorprende el hecho que aunque en la mayoría de los casos el suministro de la energía tiene un alto impacto en los resultados operacionales de cada unidad productiva únicamente se le presta la debida atención cuando se llega a situaciones extremas, como en el caso 8 del caso del suministro de energía para el campo Pv, donde los directivos fueron severamente castigados. Recientemente ocurrió una situación similar con la apagada no prevista de las dos refinerías que ECOPETROL S.A. opera en Colombia. Sin embargo los hechos son contundentes. Por un lado, la energía representa un porcentaje de los costos operativos que

oscila entre el 30% y el 80%. Por otro lado, una falla en el suministro de energía puede llegar a suspender toda la actividad del campo, la estación de bombeo o la refinería. En algunos casos, como en las refinerías, un corte en el suministro de energía de un minuto ha representado la apagada total de la refinería y su posterior normalización sólo se ha podido lograr cuatro días después. Además del problema de *racionalidad limitada* en todos los casos se detecta un problema de *incentivos*. A los gerentes y demás directivos jerárquicos de ECOPETROL S.A. y las empresas asociadas se les premia principalmente por metas cuantificables simplificadas. Estas metas para los campos de producción son los barriles de petróleo producidos, en las estaciones son los barriles bombeados y en las refinerías son los barriles procesados. Esto es lo prioritario. Si ponen a elegir a un gerente o a un superintendente de una refinería entre invertir en un equipo que aumenta la capacidad de refinación en 1,000 barriles de gasolina o invertir en un equipo que aumenta la confiabilidad del suministro de energía de toda la refinería de 200,000 barriles, lo más probable es que escogerá la primera opción. Esta situación se ha complicado aún más con la puesta en ejecución del sistema de incentivos por bonos o paga variable en ECOPETROL S.A. y las empresa asociadas, en la cual se incentiva a los altos directivos a concentrar su gestión en unos pocos índices locales, de corto plazo, perdiéndose el sentido integral de los resultados de la empresa a mediano y largo plazo. En algunos casos desarrollados en esta investigación, pero que no alcanzaron a ser publicados en este trabajo por razones de espacio, dos Vicepresidentes actuaban en forma racional defendiendo los resultados de sus respectivas dependencias, sin embargo el resultado combinado era perjudicial para ECOPETROL S.A. Por ello, uno de los importantes hallazgos de este estudio sobre las formas híbridas aplicadas al suministro de energía para instalaciones petroleras es: a pesar de que dos dependencias obtienen independientemente resultados económicos y financieros positivos, el resultado combinado visto como una forma híbrida puede ser negativo. Y también es válida la afirmación complementaria: a pesar de que dos dependencias obtienen independientemente resultados económicos y

financieros negativos, el resultado combinado, visto como una forma híbrida, puede ser positivo. Esto se pudo observar en el caso 3 sobre la electrificación del campo D, donde dos proyectos que aparentemente se consideraban no viables sirvieron de base para configurar y ejecutar un proyecto viable con alta rentabilidad. El problema de los incentivos es de mucha importancia en la relación que se tiene con el operador de una asociación. En general se tiene establecido que el cargo por administración que se le reconoce al operador es una utilidad establecida como un porcentaje por el monto de los gastos totales de la operación del campo. Este puede ser del 20%. Si el operador, que es una compañía asociada a ECOPETROL S.A., incurre en un mayor nivel de gastos, tendrá unos mayores niveles de ingresos. Y esto puede significar una paga variable o un bono de mayor valor para los directivos que toman las decisiones en esa compañía asociada. El autor considera que esto dificulta a veces la aprobación de ciertos proyectos ya que el interlocutor con ECOPETROL S.A. en la mayoría de los casos es el representante del operador y no del socio que sí podría estar interesado en que se tengan menores gastos. Esto es así, a pesar que ambos representantes, del “operador” y del “socio”, pertenecen a la nómina de la misma compañía petrolera extranjera.

Demanda mínima requerida poder usar las capacidades no utilizadas

Una segunda razón que no permite que un proyecto sea viable es que a veces se necesita contar con una masa crítica o demanda mínima para poder utilizar las capacidades no utilizadas. Sólo resulta racional utilizar estas capacidades cuando se alcanza cierto umbral de demanda y de inversión. Hay ocasiones en que este umbral de demanda y de inversión solo se logra si se conjugan los intereses de diferentes agentes con objetivos comunes. Esta explicación se aplica a los casos: 1. Sistema eléctrico para el Campo J; 2. Puesta en operación de la Planta O para campos A y C; y explica en parte porque no funcionó el caso 4. Puesta en operación de la Planta G para campos D y F. También nos revela porque un año

después se obtuvo la aprobación para utilizar la Planta G pero para los campos A y C. La ejecución del caso 3. Electrificación del campo D se explica con este argumento ya que si no se hubiese contado con el “aporte” de la subestación T construida por el operador H hubiese sido difícil la ejecución del proyecto a pesar de los beneficios previstos. Aunque el proyecto era rentable para el operador directo D aún construyendo la subestación en forma directa, este aporte por parte del operador H hizo políticamente viable el proyecto ya que no se requirió de una gran inversión inicial, ni se desviaron recursos críticos que en este caso se tenían previstos para perforar nuevos pozos petroleros en la región.

Franquicias regionales de las empresas electrificadoras

Otras razones que explican la necesidad de los contratos híbridos se soportan en ciertos “permisos” o “peajes” que ya tienen vigentes ciertos socios estratégicos y que no es posible o es difícil de obtener de manera individual por el socio principal. En el contexto de este estudio tiene una importancia fundamental la exclusividad o franquicia que tienen las empresas electrificadoras locales para cobrar los peajes de distribución eléctrica en la región o cargos del sistema de distribución local, denominado SDL. El caso 6, que trata sobre el suministro de energía desde la red nacional para el nuevo campo Gb, es un ejemplo admirable de una forma organizacional híbrida que hace viable un proyecto de energía. Si no se hubiese contado con el socio estratégico que podía construir la línea eléctrica que cruza la reserva indígena este proyecto no se hubiera podido realizar. Por otro lado, la construcción de esta línea le permitió al socio estratégico, en este caso la electrificadora local, transportar la energía que le estaba solicitando la comunidad indígena y que era de su interés atender. La declaración como usuario no regulado de la Refinería B, incluyendo a los campos E y Ca es otro caso sobresaliente. Se podría afirmar que existe una simbiosis en estos contratos híbridos. La simbiosis tiene dos dimensiones, una dimensión es que las alianzas tienen un componente de auto-cumplimiento: si yo no cumplo con mi parte no

permite que la otra parte me beneficie. La segunda dimensión es que tengo que estar dispuesto a que la otra parte se beneficie y en algunas ocasiones el beneficio que obtiene la otra parte podría ser, considerado por un observador externo, superior al beneficio que yo obtengo. Pero lo sorprendente es que la mayoría de las veces los beneficios de una de las partes no se puede comparar con los beneficios de la otra parte porque están en dimensiones distintas.

En una organización híbrida no se requiere aplicar el principio de equidad

La anterior condición, en la que los beneficios de una de las partes implicadas en la organización híbrida están en una dimensión diferente en la que están los beneficios considerados por la otra parte, nos conduce a una tercera característica de los contratos híbridos. Si esta característica no se tiene en cuenta, puede obstaculizar la ejecución del esquema organizacional que hace viable el proyecto. Casi en ninguno de los casos de este estudio se requirió de “hacer una repartición justa de los beneficios” o una solución bajo “el principio de equidad” como lo menciona Ménard (2002, p.18) citando a Arrunada, González – Díaz y López (1996) quienes estudian la manera como los marineros de los barcos pesqueros españoles se distribuyen los beneficios. Cuando se tiene una misma medida de los beneficios, por ejemplo el número de peces o el valor en el mercado del producto de una jornada de pesca, este “principio de equidad” se puede aplicar. Pero si no se tiene una misma dimensión para la medida de los beneficios que perciben las partes, la propuesta puede que no tenga sentido. Usted y yo no podemos hablar de repartición justa de beneficios si usted prefiere sólo las manzanas y yo prefiero únicamente las peras, y estamos frente a una canasta con cuatro manzanas y dos peras. Sus beneficios serán entonces cuatro manzanas y mis beneficios serán dos peras. Nadie me puede decir que yo obtuve menos beneficios que usted porque sólo obtuve dos peras. Nadie puede “explicarme” el valor que yo le concedo a las peras ni tampoco el valor que usted le concede a las manzanas. En este trabajo hemos descubierto que cuando “el diseño” de las

formas organizacionales híbridas se concibe de tal forma que los beneficios que obtienen las partes están en ejes diferentes, entonces la forma organizacional híbrida que se propone para hacer viable un proyecto tiene grandes posibilidades de ser aprobada y el proyecto será ejecutado. Por ello, en este estudio se propone la siguiente hipótesis de trabajo: Existen mayores posibilidades de hacer viable un proyecto de suministro de energía para instalaciones petroleras cuando los beneficios o cuasirentas que se producen en una determinada alianza de intereses comunes no están en el mismo eje de valoración para los participantes de esa alianza. Atendiendo la clasificación que expone Ménard (2002, p. 3) sobre las formas organizacionales híbridas típicas que encontró en su revisión de los trabajos académicos publicados, los tipos de formas híbridas que mayor importancia tienen en el sector de la energía para las instalaciones petroleras son las *alianzas de intereses comunes*, y casi no se presentaron formas híbridas de *contratación* o de *competencia*. Pero a diferencia de lo planteado por Ménard (2002, p.17 y 18) sobre el problema de la distribución de los beneficios y del cumplimiento de los acuerdos, en el caso del sector de la energía para las instalaciones petroleras pareciera que no se necesitara de estos mecanismos porque el operador petrolero lo que más valora es la confiabilidad del suministro de la energía, mientras que la electrificadora local lo que considera más importante es el pago del cargo del sistema de distribución local, SDL, sin importar a que comercializador el operador petrolero le compra su energía. Por otro lado, la electrificadora sabe lo importante que es para el operador petrolero disponer de la energía y que la segunda mejor alternativa, que puede ser generar con ACPM, tiene un costo que puede llegar a ser cuatro veces la alternativa de tomar energía de la red nacional. Por ello no se discuten los beneficios ya que cada parte accede a una categoría de beneficios diferentes. En el diseño de una forma organizacional híbrida es un gran hallazgo descubrir un socio que tengan una escala de valoración de beneficios diferente y complementaria a la mía y desarrollar proyectos conjuntos con él. Veamos algunos ejemplos. Sin la participación de la Refinería B, por razones regulatorias, los campos E y Ca nunca podrían haber

sido declarados como usuarios no regulados. Esto equivale a decir que nunca podrían haber comprado su energía desde el sistema nacional con el precio rebajado en un 30% respecto a los precios del mercado regulado. Por otro lado, sin la participación de los campos E y Ca, la Refinería B nunca se podría haber declarado como usuario no regulado por razones políticas internas. Para dimensionar cuanto representa este ahorro del 30% en la compra externa de energía, considere que en el año 2003 se estimó que la proyección de la energía a comprar por el conjunto de la Refinería B y los campos E y Ca ascendería a 60.000 millones de pesos en dicho año. No se incurrió en este gasto por la configuración y ejecución de otros contratos híbridos que no se incluyen en el presente estudio por razones de brevedad de espacio.

Como se estudiaron en el Capítulo 3, los casos 8. Energía para el campo Pv y 11. Energía integrada para 65 campos del departamento Cs, caben dentro de la explicación que las electrificadoras locales cuentan con ciertos monopolios o franquicias regionales que les permite obtener permisos ambientales, pagos de servidumbres y permisos técnicos de sus propios diseños en forma más rápida y eficiente que las que podría obtener una empresa petrolera. En estos casos no es racional utilizar el enfoque de mercado, que equivale a realizar un concurso entre varios proponentes con el fin de que un tercero construya, mantenga y opere las líneas y subestaciones eléctricas. Tampoco es racional utilizar el enfoque jerárquico, es decir que la propia empresa construya en forma directa sus líneas y subestaciones por cuatro razones. La primera es que aunque la línea la construya el operador petrolero, por regulación hay que pagarle a la electrificadora local el mismo cargo del Sistema de Distribución Local, autorizado por la Comisión de Regulación Eléctrica y de Gas, por cada Kilovatio – Hora consumido, y el cual se supone que incluye las inversiones que la electrificadora ha realizado en la región. En segundo lugar, el sistema nacional le remunera a la electrificadora local las inversiones que realiza en líneas y subestaciones. Al operador petrolero no se le retribuyen estas inversiones. En tercer lugar, si un usuario rural requiere

conectarse a la red que alimenta el campo, y esta ha sido construida por la electrificadora local, esta nueva conexión se realizará de manera técnica y segura sin poner en peligro la confiabilidad del suministro para el campo petrolero y además será una fuente importante de ingresos adicionales para la electrificadora local. Por el contrario si la línea eléctrica es de propiedad del operador petrolero o de un tercero diferente a la electrificadora local, por regulación no le está permitido “vender energía”. Pero por otro lado, el operador petrolero si está obligado a permitir la conexión de cualquier usuario que lo solicite. Lo que para la electrificadora local es una oportunidad de negocio para un operador petrolero es una gran amenaza. En cuarto lugar, el mantenimiento, reparación y operación de las líneas y subestaciones eléctricas requiere de personal, equipos y herramientas especializadas así como de repuestos que no son específicos de la industria petrolera. El costo marginal para mantener una línea eléctrica o una subestación adicional por parte de la electrificadora local en una determinada región es muy bajo comparado con el costo que tiene para el operador petrolero. Por otro lado, las electrificadoras forman parte de una gran red nacional de empresas similares que les permite disponer en forma ágil de equipos de repuestos como transformadores e interruptores en momentos de una emergencia. Un operador petrolero puede tener serias dificultades al tener que adquirir de manera independiente un repuesto crítico en una emergencia eléctrica.

Enfrentamientos estratégicos

Existen razones más sofisticadas que dificultan la aceptación de un esquema organizacional híbrido para hacer viable un proyecto de energía. Estas razones se podrían clasificar como “enfrentamientos estratégicos”. El caso 7 sobre la energía autogenerada en el campo C1 y el caso 8 sobre la energía autogenerada para el campo C1 a partir del gas del campo Gb, tratan de ciertos modelos de negocios que requieren de muchos participantes y muchos niveles de aprobación. En primer lugar, no se podía adoptar un esquema jerárquico porque en ambos casos el socio

no tenía la obligación de seguir las recomendaciones de ECOPETROL S.A. y tampoco el socio mostraba interés en realizar el proyecto en forma directa. Por otro lado, no se podía adoptar un esquema de mercado porque el socio no permitía que un tercero entrara dentro de sus instalaciones a prestarle los servicios requeridos. En el caso 7 la renuncia inicial del operador X para desarrollar el proyecto estaba sustentada en una presión para que la nación le prorrogara el contrato de asociación. Una vez obtuvo la prórroga que solicitaba se volvió viable el proyecto que inicialmente el socio afirmaba que no lo era. Aunque el proyecto de autogeneración fue configurado bajo diferentes enfoques incluyendo formas organizacionales híbridas que eran rentables con la participación de un tercero, al final el proyecto terminó siendo ejecutado de manera directa o jerárquica por el operador X. Sin embargo, esta experiencia con el operador X y el conocimiento amplio del mercado que se adquirió sirvió como base para configurar cuatro proyectos de autogeneración en otros campos petroleros de operación directa de ECOPETROL S.A. que ya están en ejecución. En el caso 8 se requirió de numerosas aprobaciones dentro de ECOPETROL S.A. y aún está en proceso de aceptación por parte del socio. Aunque el proyecto ofrece grandes beneficios para todos los participantes aún no se ha terminado de configurar. En el caso 10 que trata del suministro de energía desde la red nacional para 35 estaciones y campos se observa el beneficio de planear explícitamente una estrategia para enfrentar un oligopolio. Aparentemente es un enfoque de mercado, porque se invitan a todos los comercializadores de energía a ofertar. Pero si se analiza con detalle el caso se observará que el esquema de inducir la participación de los comercializadores medianos y pequeños en determinadas regiones, con el fin de romper el poder que tienen los 3 grandes agentes dominantes de la generación de energía en Colombia para establecer los precios se parece más a un enfoque híbrido. Por otro lado, la integración de las demandas de un gran número de centros de consumo de ECOPETROL S.A. y sus compañías asociadas confirmó el beneficio de utilizar dicho enfoque híbrido.

4.2. Dificultades para no ejecutar proyectos de energía rentables

Las dificultades o inconvenientes que se encontraron en la realización de los proyectos rentables de suministro de energía para las instalaciones petroleras fueron esbozadas en la respuesta anterior pero vamos a ser más precisos en cada caso.

4.2.1. Caso 1. Sistema eléctrico del campo J

En este caso el proyecto bajo el enfoque de mercado y jerárquico tenía un valor de cuatro millones de dólares y bajo el enfoque híbrido tenía un valor de medio millón de dólares. Se dificultó inicialmente su aprobación por parte del socio debido a que las redes de suministro de energía para su campo iban a depender de una entidad externa. La idea era que no se requería construir una nueva línea que cruzara el río M, ya que existían dos líneas eléctricas que cruzaban dicho río. Sin embargo después de explicar los beneficios y conseguir la aprobación de las dependencias de ECOPETROL S.A. el proyecto se ejecutó. Aquí se podría sostener que el socio no deseaba dejar dependiendo su sistema de suministro de energía del posible comportamiento oportunista de un tercero, que en este caso era la Estación V de ECOPETROL S.A. También se presentaron algunos obstáculos por parte de la Estación V de ECOPETROL S.A. que permitía el uso de las redes debido a que presumían que iban a perder la autonomía a la que venían acostumbrados en la operación de su propio sistema. En resumen se podría afirmar que existía por ambas partes un temor o prevención a perder su autonomía operacional, que traducido en términos de la teoría de los costos de transacción quiere decir que ambas partes pensaban que podrían quedar predispuestas para un posible comportamiento oportunista de la otra parte.

4.2.2. Caso 2. Puesta en Operación de la Planta O para campos A y C

La planta inicialmente costó 26 millones de dólares en 1992, cuando se adquirió por la emergencia del fenómeno de El Niño en Colombia, después de lo cual quedó apagada. La última valoración de dicha planta, en el 2004, llegó a ser de 3.5 millones de dólares. Las entidades de control del gobierno insistían en que se utilizara la planta o que se vendiera por el precio de la última valoración. Es de resaltar que el beneficio económico obtenido únicamente en el año 2005, por ponerla en operación para los campos A y C superaron los 8 millones de dólares anuales. En este cálculo no se tuvo en cuenta el beneficio por mejorar el indicador de pérdida de producción o producción diferida originada por fallas en el suministro eléctrico, el cual pasó de 128.000 barriles de petróleo a solo 4.500 barriles en el primer semestre del año 2005. Aunque el beneficio de utilizar la planta era obviamente alto no era racional hacerlo hasta tanto no se contara con la demanda suficiente. Las plantas de este tipo son muy eficientes cuando se operan a la carga máxima, que en este caso era de 25 Megavatios (MW). Si se operan a cargas menores el costo de la energía resulta muy costoso. En el año 2005 el campo A requería 10 MW y el campo C requería 15 MW. Sin embargo, era necesario construir las líneas eléctricas para alimentar ambos campos desde la localización de la planta O. También era necesario convertir los motores de ACPM, que funcionaban en el campo C, a motores eléctricos. Otro aspecto que preocupaba era la confiabilidad de la planta. Era una planta que no había operado desde hacía 12 años y se requería probarla previamente con carga máxima sin poner en peligro la producción de petróleo. Una opción que resultaba interesante era vender la energía de la planta a la red nacional. Sin embargo, el operador A no podía vender energía al sistema nacional por razones regulatorias. En este caso se aplicó un enfoque híbrido y se llegó a un acuerdo con la electrificadora local, de manera que se le “arrendó la planta”. La electrificadora local operó la planta y vendió la energía a la red nacional en forma continua durante un periodo prudencial confirmándose la buena confiabilidad de la planta. En gran parte el proyecto no se realizaba por la desconfianza que se tenía sobre el buen

desempeño de la planta. Esta desconfianza fue superada con la configuración de este contrato híbrido realizado con la electrificadora local. Una vez se terminaron de construir las líneas que alimentaban los dos campos, que garantizaban la demanda adecuada, y después de confirmarse la confiabilidad de la planta, entró en operación el proyecto en forma exitosa.

4.2.3. Caso 3. Electrificación del campo D

El proyecto consistía en electrificar las instalaciones del campo D y dejar de utilizar motores obsoletos y con altos costos de mantenimiento que utilizaban el gas natural como combustible. Estos motores estaban instalados en 103 pozos petroleros y 12 grandes bombas de inyección de agua. Este proyecto de modernización se había presentado en varias ocasiones, durante más de 10 años, sin obtener la aprobación. De hecho, un campo vecino operado por un socio y del cual inicialmente formaba parte el campo D, ya había sido electrificado con grandes beneficios económicos. Cuando se preguntaba sobre las razones para no realizar esta electrificación se explicaba que las inversiones iniciales eran las que dificultaban esta transición tecnológica. Pero se percibía que existían otras razones como por ejemplo la prevención natural a “cambiar el estado de las cosas”. La oportunidad para lograr la aprobación del proyecto se dio cuando se requirió la ampliación de la capacidad de inyección de agua. En este caso lo que se intentó fue adquirir 4 bombas con motores a gas para adicionar a las 12 bombas existentes también con motores a gas. Sin embargo, se presentó la feliz coincidencia que el campo Ca contaba con 9 bombas con motores eléctricos y solo estaba necesitando 4 bombas, por cambios en su esquema operativo. Una sola de estas bombas con motor eléctrico podía realizar la función de las 12 bombas a gas existentes en el campo D. El campo Ca estuvo de acuerdo en cederle al campo D las bombas con motor eléctrico que se requirieran. Al final del proyecto se trasladaron 3 bombas aunque normalmente se tienen en operación una o dos de las mismas. El inconveniente era que en la estación de inyección de agua del campo D no se contaba con suministro de energía eléctrica. Sin

embargo, muy cerca de esta planta de inyección existían algunos pozos de captación de agua a los cuales operador H, socio de ECOPETROL S.A. en partes iguales en el campo S, les había construido previamente las redes eléctricas. Se realizó un contrato híbrido con el operador H y se permitió la utilización de la red eléctrica de este socio con el fin de alimentar las bombas con motores eléctricos del campo D. Para ello se necesitó reconstruir o ampliar la capacidad de transporte de la red eléctrica existente por parte del campo D, para beneficio de ambas partes. En cuanto al suministro inicial de energía esta se obtuvo del operador H mediante el esquema del “alquiler de uno de sus generadores”, ya que el operador H no podía vender energía al campo D. Una vez la administración del campo observó los beneficios de la electrificación de la planta de inyección de agua aprobó la electrificación de todo el campo D. En ese momento se reconoció que se necesitaba la inversión en una costosa subestación eléctrica, 3 millones de dólares, para tomar energía desde la red nacional a nivel de 110.000 voltios. El proyecto de la construcción de esta subestación había sido presentada en varias ocasiones por el operador H, desde hacía 4 años y no recibía la aprobación. La razón para que no se aprobara era que en el campo S, operado por el operador H, existía una gran capacidad de generación propia, que al realizarse un análisis tradicional de riesgo no justificaba la construcción de una subestación de respaldo. Sin embargo, si se incluía la electrificación del campo D se veía que dicha subestación sí tenía sentido. Se acordó lo siguiente: el operador H construiría la subestación de 3 millones de dólares. Normalmente el operador H no utilizaría la subestación T porque siempre contaría con una importante capacidad de generación propia. El operador directo D sí consumiría energía de esta subestación T permanentemente. El precio de la energía comprada a la red nacional resulta ser más favorable cuando se consume en forma constante que cuando se toma en forma esporádica. Por ello la negociación y el contrato de compra de energía lo realizó el operador directo D. Esto le permite al operador H disfrutar de mejores precios de energía que no podría obtener si no existiese este consumidor permanente. Desde luego que en momentos de gran emergencia, por

ejemplo si llegase a fallar la generación propia del campo S, el operador H tendría la prioridad sobre el uso de la subestación T. Por ello actualmente se están realizando las adecuaciones con el fin de ampliar las capacidades de transformación de la subestación T que cubra las necesidades de ambos campos. Si no se hubiese contado con el soporte del operador H para permitir el uso de la subestación T, tal vez no se hubiera realizado en el corto plazo el rentable proyecto de electrificación del campo D. Por otro lado, si el operador H no hubiese contado con el apoyo del operador directo D, tal vez nunca hubiese obtenido la aprobación de la construcción de la subestación T que tanto necesitaba. Así mismo le hubiera sido difícil acceder a los precios favorables negociados por el operador directo D.

4.2.4. Caso 4. Puesta en operación de la Planta G para campos D y S

La razones precisas por las cuales no fue ejecutado este proyecto, después de haberse invertido casi un año de intensas negociaciones entre el operador H y el operador directo D, son aún un misterio para el autor. Esto es así sobre todo si se tiene en cuenta que se logró un acuerdo firmado entre las partes, conformada por tres negociadores de una parte y tres negociadores de la otra. Los niveles jerárquicos de los negociadores eran de Gerencia y Superintendencia, con el soporte de financieros y estrategias de alto nivel de ambas empresas. Sin embargo, una semana después de haberse firmado el acuerdo, uno de los Vicepresidentes del operador H le informó a ECOPETROL S.A. que el operador H ya no estaba interesado en continuar con el proyecto, sin ofrecer explicaciones satisfactorias. Contrasta este comportamiento con otros proyectos incluidos en este estudio, en los cuales se llega a acuerdos de palabra y se ejecutan efectivamente sin que se requiera firmar un contrato o algún documento que obligue a las partes. El mecanismo obligante en la mayoría de los casos es el beneficio mutuo que cada parte considera que extrae del trato. Esta es una de las características importantes de los contratos híbridos que el autor ha encontrado en la investigación de este trabajo. Si el convenio o el acuerdo es de mutuo beneficio

prácticamente no se requiere firmar ningún contrato formal. Por el contrario, si una de las partes considera que el acuerdo al que se llegó no le es favorable, el convenio se termina unilateralmente a pesar de que exista un acuerdo firmado. Hay varias explicaciones posteriores que se han intentado aportar a la renuncia del operador H de continuar con el acuerdo: desconfianza en la confiabilidad de la Planta G; la condición de tener que vender los equipos de generación propios que tenía disponibles en el campo S; la condición de tener que pasar a depender enteramente de la operación del operador directo D, donde el operador H siempre había controlado la generación de su propia energía. En resumen, el operador H no quería quedar dependiendo del comportamiento del operador directo D en el suministro de uno de los insumos operacionales más críticos como es la energía. Parecería que los beneficios que resultan de un análisis económico tradicional no aportan razones suficientes para renunciar a la flexibilidad estratégica de controlar directamente el suministro de energía de un campo petrolero. Uno se podría preguntar por qué el operador H era temeroso de quedar dependiendo del operador directo D en generación, mientras que el operador directo D si se sentía cómodo dependiendo del operador H en otra actividad estratégica como es la transformación, como se describió en el caso anterior. La respuesta puede estar en la posición preferencial que tiene ECOPETROL S.A. en Colombia, que le permite creer que tiene una mayor influencia en hacer cumplir los acuerdos. Es decir, ECOPETROL S.A. puede estar convencido que tiene los medios para obligar a que le suministren energía al operador directo D, desde la subestación T, en circunstancias extremas, o que cuenta con otras opciones para obtener dicho suministro de energía en forma oportuna. Por otro lado, el operador H puede que sintiera que no tenía la influencia para obligar a que le suministren energía al campo S desde la Planta G, en caso que llegasen a presentarse situaciones excepcionales. Pareciera que fuese un tema de expectativas sobre el poder que tiene cada parte de hacer cumplir los acuerdos.

4.2.5. Caso 5. Energía adicional autogenerada en el campo CI

Las razones por las cuales este proyecto rentable no se ejecutaba se han explicado en líneas anteriores. El Socio X, esperaba que la nación le ampliara la vigencia del contrato de asociación que estaba próximo a terminar. A pesar que el proyecto era rentable y se obtenían altas ganancias durante el tiempo que aún le quedaba de vigencia al contrato inicial, el proyecto no se acometía. Este comportamiento que aparentemente no era racional podría intentarse entenderse como un modo de presión para alcanzar un objetivo más alto, que en este caso era la obtención de la prórroga del contrato de asociación.

4.2.6. Caso 6. Energía para el nuevo campo Gb

El caso de la línea eléctrica que debe cruzar la reserva indígena es el caso más explícito de por qué lo que para un agente es difícil o imposible, puede ser conveniente o beneficioso para un agente diferente. La razón para que al primer agente, una compañía petrolera, le sea imposible realizar este proyecto es el rechazo que puede enfrentar una entidad por parte de un determinado grupo de interés, que en este caso es la comunidad indígena. Este rechazo puede estar patrocinado por grupos de interés más amplios cuyos objetivos no siempre son expresados de manera explícita. El proyecto no se podía ejecutar por la mezcla de todos estos intereses que incluyen temas ambientales, religiosos, económicos y culturales. Cuando un segundo agente, la electrificadora local, entra a construir la línea eléctrica, no se le rechaza sino que se le acoge como una empresa que prestará un servicio requerido por la comunidad indígena y que no simboliza lo que la empresa petrolera representa. Este es un caso de simbolismos y de interpretaciones de significados que son difíciles de sustentar con modelos económicos. El aporte del enfoque de los contratos híbridos es encontrar y convencer a los agentes a los que se les facilita realizar el proyecto sobre la conveniencia para ambas partes de realizar el mismo. Cuando la empresa es una entidad del Estado es posible configurar un acuerdo sin llegar a realizar un proceso de selección de mercado. En este caso específico se utilizó el concepto

de contrato interadministrativo con la electrificadora local. Pero en otros casos, debido a las restricciones del régimen de contratación que tiene ECOPETROL S.A. por ser una empresa de propiedad del Estado, y con el fin de evitar posteriores investigaciones de parte de las entidades de control administrativo, que pueden no entender los mecanismos subyacentes de los contratos híbridos, se han realizado procesos de selección abierta. En estos procesos de selección puede participar cualquier empresa por lo que un observador externo podría considerar que es de mercado abierto. Pero un análisis bajo el enfoque de la teoría de los costos de transacción indica que a pesar de los numerosos participantes sólo uno o unos pocos realmente cuentan con los “activos específicos” que les permiten ser los elegidos en un proceso de selección. En algunos de estos casos las empresas que no son seleccionadas se preguntan y le indagan a ECOPETROL S.A. cómo es posible que la empresa ganadora pudo haber presentado una oferta que puede llegar a tener un valor equivalente al 50% o al 30% del valor de mercado de las otras ofertas presentadas por las firmas competidoras. En dos procesos recientes de selección realizadas por ECOPETROL S.A. las diferencias entre las propuestas han llegado a ser superiores a los 60,000 millones de pesos. Sólo mediante el enfoque de la teoría de los costos de transacción podemos explicar por qué los mismos equipos y similares servicios de suministro de energía para el sector petrolero, de empresas competitivas, puedan llegar a presentar diferencias de precios tan amplias.

4.2.7. Caso 7. Energía autogenerada en campo C1 con gas del campo Gb

La realización de este proyecto se ha retrasado debido a que tal vez es el proyecto que más autorizaciones y aprobaciones ha requerido de todos los posibles proyectos en los que el autor ha participado. También es un caso típico del temor que todos tenemos de tomar decisiones hoy que pudieran restringir la oportunidad de elegir mejores opciones futuras. Aquí se puede observar una situación similar a la presentada por Grossman y Hart (1986) y que se describió en el numeral 1.3.3. de este trabajo. Uno de los agentes, el responsable de administrar las reservas de

gas, piensa: “tengo grandes reservas de gas confirmadas, pero no deseo ponerlas aún a producir porque podría encontrar hidrocarburos líquidos en un futuro que podría explotar mejor si dispongo de gas para inyectar al yacimiento y mejorar mi factor de recobro”. Un segundo agente, el operador X que podría generar energía eléctrica a la mitad de su costo actual si utiliza este gas, puede reflexionar: “no me comprometo a comprar el gas para generar en mi campo ya que podría estar construyendo un gasoducto y una planta de generación a gas que se pueden quedar sin suministro”. A diferencia de los casos de suministro de carbón estudiados por Joskow (1987), y expuestos en el numeral 1.4 del capítulo uno, la preocupación aquí no es quedar dependiendo del comportamiento oportunista del proveedor del gas sino que el yacimiento no tenga las reservas inicialmente estimadas. Un tercer agente, el comercializador del gas, podría asumir que el precio al que podría vender el gas en un futuro será mejor que el precio que podría negociar en estos momentos. Un cuarto agente, el representante de ECOPETROL S.A. ante la asociación, podría estimar que si se está explotando el campo con una alta rentabilidad con el modo operacional que ha garantizado grandes beneficios hasta la fecha, no vale la pena experimentar con un nuevo modo de operar. El resultado hasta el día de hoy es el siguiente: el responsable de las reservas aprobó liberar una pequeña parte de su capacidad de producción de gas. El comercializador ofreció el gas liberado a diferentes agentes con la esperanza de recibir diferentes ofertas competitivas por parte de los posibles compradores del mercado y así poder tener un precio base de comparación para ofrecerle el gas al operador X. El operador X ha contratado un tercero que realizará un estudio con el fin de seleccionar un inversionista que corra el riesgo de construir el gasoducto y la planta de generación a gas. El representante de ECOPETROL S.A. está apoyando este estudio. En resumen el proyecto se ha visto retrasado por la gran incertidumbre de cada una de las decisiones. Aunque lento, el desarrollo del proyecto continua avanzando. El autor considera que si no existiesen los esquemas híbridos que se han configurado, este proyecto aún no habría podido arrancar como ya lo ha hecho.

4.2.8. Caso 8. Energía para el campo Pv

Como se explicó en el capítulo 3 se considera que este caso no se realizaba por el temor natural de las personas a los cambios organizacionales que se podrían presentar en las rutinas de trabajo del campo, al construirse la nueva línea eléctrica. Recuérdese que durante toda la vida del campo la generación eléctrica se realizaba en el propio sitio y de este trabajo dependían muchas personas con gran poder de decisión en la administración del campo. Posteriormente, una vez se tomó la decisión de construir la línea se realizó la ejecución del proyecto mediante la alianza con la propia electrificadora local. La electrificadora local facilitó la realización de ciertas actividades como los permisos técnicos, ambientales, la negociación de servidumbres y el suministro rápido de materiales eléctricos para la construcción de la línea y la subestación.

4.2.9. Caso 9. Energía para Refinería B, campos E y Ca y estación G

En este caso, convencer a la organización sobre la bondad del proyecto duró más de seis años. Es admirable esta duración si se tiene en cuenta que todos los participantes de los acuerdos eran representantes de la operación directa de ECOPETROL S.A. y todos salían beneficiados. El asunto que demoró el acuerdo era el nuevo concepto de frontera embebida dentro de un usuario no regulado. Aquí el retraso se originó porque se requería acostumbrarse a manejar un nuevo concepto, un nuevo paradigma. El tema era que no existía ningún antecedente en el país que sirviera de referente. Una vez se entendió el concepto, el proyecto se realizó. Contrasta este proyecto con otro similar que se ejecutó en una semana. Este proyecto realizado en el campo Tb, tenía ya dos antecedentes previos en el mercado. Uno de estos antecedentes era la declaración como frontera embebida de la primera planta de generación eólica en el país, con molinos de viento, la cual había recibido el aval del regulador del sector, CREG. El otro antecedente era este caso de la Refinería B. Este es otro de los hallazgos interesantes de este estudio. Cuando se dispone de un referente o un antecedente parecido o igual, es muy

fácil convencer a los diferentes participantes de la configuración y ejecución de un nuevo contrato híbrido.

4.2.10. Caso 10. Suministro de energía para 35 estaciones y campos

Existían tres grandes obstáculos para hacer viable el nuevo concepto de comprar energía con el precio atado al precio de bolsa para 35 centros de consumo de ECOPETROL S.A. El primero y el segundo estaban dentro de la propia organización y el tercero estaba en los agentes dominantes del mercado. En el lado interno se temía que el precio incierto podría causar problemas de índole presupuestal. De hecho, cuando se evaluó el primer contrato piloto de un campo que compró energía bajo la modalidad de precio de bolsa, se constató que se ahorran 300 millones de pesos a finales del año. Esto causó gran consternación entre algunos funcionarios, pues tradicionalmente existía la concepción que si no se ejecutaba todo el presupuesto asignado se recibía una mala evaluación de desempeño. Por esas fechas ECOPETROL S.A. realizó una gran reestructuración organizacional que indujo a que se cambiaran los conceptos de competitividad y eficiencia, y el enfoque de estar obligado a ejecutar los presupuestos al 100% fue revaluado. El segundo obstáculo era el rechazo de las dependencias a la propuesta de depender de una entidad central para contratar el servicio estratégico de la energía. A medida que se fue corroborando el beneficio económico para cada uno de las participantes de formar parte de una gran demanda agregada se fueron incorporando más centros de consumo a las compras conjuntas. En 2001 eran 21 centros, en 2004 eran 35 y en 2006 ya son 45 centros. El tercer inconveniente que se presentó fue una gran resistencia por parte de los grandes agentes del mercado para ofertar su energía bajo la modalidad de los precios atados a los precios de bolsa. Por ello se recurrió a solicitarle a los pequeños comercializadores de energía esta modalidad de compra la cual poco a poco resultó siendo aceptada por todos los agentes del mercado con excepción de un solo gran agente. Aquí la dificultad estaba en que con esta

modalidad de compra de energía el agente comercializador tendría que distribuir con los centros consumidores gran parte de los beneficios a que venía acostumbrado. Se considera que el contrato ejecutado desde finales de 2004 y con vigencia hasta mediados de 2006 fue exitoso. Queda pendiente por contestar el interrogante de cómo se comportarán los grandes agentes cuando ECOPETROL S.A. realice un nuevo proceso de compra de energía para los próximos 4 años a partir de julio de 2006, para sus 45 centros de consumo. Lo más probable es que los agentes que conforman el oligopolio de la generación de energía en Colombia desplieguen una estrategia novedosa que contrarreste la estrategia de ECOPETROL S.A. Esto obligará a que ECOPETROL S.A. deba replantear de nuevo su estrategia. Se tiene la esperanza que algún tipo de contrato híbrido, aún no concebido, podría llegar a ser la solución a este reto de posición dominante que plantean los grandes comercializadores de energía en Colombia. El anterior enfoque híbrido, realizado a partir de 2003, consistió en realizar pequeñas contrataciones en forma directa a manera de alianzas con intereses comunes con las electrificadoras regionales para los centros de consumo petroleros de las respectivas regiones, con el esquema de precio atado al precio de la bolsa de energía. En septiembre de 2004, al momento de realizar la licitación para los 35 centros no regulados de todo el país se permitió la oferta por centros individuales. Esto facilitó la participación de las empresas medianas en competencia con las tres grandes empresas dominantes del sector. De hecho, dos empresas medianas resultaron favorecidas con la adjudicación de los contratos de estos centros. Sin embargo, debido a que las tres grandes empresas le suministran energía a las demás empresas del país, se supone que se presentará una realineación estratégica de los comercializadores de energía que conducirá a que las ofertas de precios de energía que obtendrá ECOPETROL S.A. en el próximo contrato sean más altos.

4.2.11. Caso 11. Energía integrada para 35 campos Cs

Este gran proyecto regional no se había realizado antes por falta de conocimiento mutuo entre los agentes de sectores que tradicionalmente nunca se habían comunicado a pesar de estar trabajando en la misma zona geográfica desde hace muchos años. Se podría argumentar que existía una *racionalidad limitada*. Pero también, la ubicación tan lejana de los campos petroleros desde los centros nacionales de generación hacen que la *incertidumbre* en el suministro juegue un papel muy importante. De alguna manera, si este proyecto se llega a realizar completamente será el mejor producto derivado de este trabajo académico relacionado con la teoría de los costos de transacción y las formas organizacionales híbridas, debido al gran impacto económico positivo que tendría en los agentes participantes y en el desarrollo regional del departamento Cs. Este es uno de los casos más ejemplares de cómo un enfoque híbrido fue la opción para generar una gran riqueza para los agentes del sector petrolero, del sector eléctrico y de las comunidades circundantes. Una vez se reconocieron las necesidades y objetivos de los dos sectores se facilitó la configuración y ejecución de los proyectos. Fue de gran ayuda contar con los antecedentes de otros proyectos similares realizados en otros campos petroleros del país. Pero así mismo los proyectos iniciales del departamento Cs sirvieron de soporte para justificar proyectos posteriores en la región. Un recién llegado a este tema casi siempre se admira de como es que ambos, la electrificadora local y el operador petrolero obtienen estos grandes beneficios. Por ejemplo en un reciente caso en ejecución la electrificadora local obtendrá unos ingresos de 3.200 millones de pesos anuales, mientras que el operador petrolero se beneficiará con 8.000 millones de pesos anuales. Lo interesante de estos casos es que las comunidades rurales también se verán beneficiadas sin que se requiera de ningún aporte inicial de su parte en la construcción de la infraestructura eléctrica principal. La respuesta está en los contratos híbridos, ya que estos proyectos no se podrían realizar con otro tipo de esquema organizacional. Aquí es bueno recordar lo anotado anteriormente de los beneficios de las partes en diferentes dimensiones: la

electrificadora obtiene sus beneficios o cuasirentas de los cargos de distribución local y es el único agente que puede reclamar estos beneficios. Aunque quisiera, por regulación del sector eléctrico, no los puede compartir con más nadie. Por otro lado, el operador petrolero obtiene sus beneficios del ahorro en combustible al dejar de consumir ACPM para sus motores que ahora serán eléctricos. El operador petrolero tampoco compartirá estos beneficios con la electrificadora local. Otro beneficio del operador petrolero es la confiabilidad en el suministro de energía ya que contará como primera opción con la red nacional y como segunda opción con la generación de ACPM, la cual siempre se recomienda en estos proyectos que no debe ser desmontada. Los beneficios de esta mayor confiabilidad, que representa un mayor volumen de barriles de petróleo extraídos pertenecen al operador petrolero y no se compartirán con la electrificadora local. Dependiendo de la posición del observador podría argumentarse que esta distribución de cuasirentas es injusta, pero esta es una de las características de las formas organizacionales híbridas del suministro de energía para el sector petrolero. La prueba es que una vez se pone en ejecución uno de estos proyectos los agentes intentan configurar otros proyectos similares. El ambiente que se ha intentado mantener en todas estas negociaciones es que no nos deben preocupar los grandes beneficios que obtiene la otra parte, sino los mayores beneficios que obtenemos nosotros. Desde luego, siguiendo lo expuesto por Zajac y Olsen (1993) y que citamos en el numeral 1.6.1, “cuando las firmas establecen alianzas, obviamente está interesadas en satisfacer sus propios intereses, pero también les interesa mantener la cooperación, y esto requiere alguna consideración de la satisfacción de los intereses valorados por su socio”.

4.3. Características de organizaciones híbridas de proyectos de energía

Nos acogemos a lo expuesto por Ménard (2002) que asegura que las formas híbridas no son totalmente de mercado, ni totalmente jerárquicas. En el contexto

del suministro de energía para las instalaciones petroleras en Colombia podemos decir que el suministro de energía en ningún caso depende totalmente de compras instantáneas en el mercado al mejor postor. Es decir, ECOPETROL S.A. y sus empresas asociadas no obtienen la energía que requieren para sus operaciones de agentes en libre competencia. Tampoco dependen completamente de la organización interna o jerárquicas. Respecto al tipo de forma organizacional que más se utilizan en el suministro de energía para el sector petrolero en Colombia, podríamos citar a Claude Ménard (2002, p. 2) quien comenta que Coase afirma que “los conglomerados, los híbridos y las otras formas extrañas...son las formas dominantes en las actividades de negocios”. Las instalaciones petroleras tienen dos opciones no excluyentes para obtener la energía requerida para sus operaciones. La primera es generar la energía internamente y la segunda es adquirirla del exterior. Cuando se genera internamente actualmente se asumen diferentes esquemas híbridos: un tercero o el operador petrolero puede realizar las inversiones en los equipos de generación, otro socio o el operador mismo puede operar los equipos, otro socio o el operador mismo realiza el mantenimiento y en algunos casos otra entidad o el operador mismo suministra el combustible requerido para generar. En algunas ocasiones la administración de todo el sistema la realiza con personal directo, pero en otras oportunidades la gestión integral se le asigna a un tercero. Cuando la energía se adquiere desde el exterior, esta puede ser suministrada desde el sistema de interconexión nacional. El sector eléctrico está muy regulado en Colombia. Para poder vender energía eléctrica se requiere estar inscrito como comercializador ante el Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales, ASIC. Aun así, la tarifa de energía debe reconocer varios cargos dentro de los cuales se incluyen los cargos de transmisión nacional, regional y local. También se deben pagar cargos de pérdidas, subsidios de contribución, costos de generación y comercialización, así como otros cargos requeridos para el funcionamiento de las entidades que regulan y supervisan el sector eléctrico. La construcción de las redes y subestaciones para poder tomar esta energía del sistema nacional es una de las actividades también está muy

regulada. Aquí el operador de red o electrificadora local disfruta de ciertos privilegios y obligaciones que lo dejan en una condición estratégica de monopolio.

Las características especiales que consideramos que tiene un contrato híbrido en el contexto de este estudio son las siguientes:

1. SELECCIÓN DE LOS AGENTES. Los agentes que participan en los contratos híbridos analizados en este trabajo casi nunca son el resultado de un proceso de selección abierta o de competencia perfecta. Si este fuera el caso sería un contrato o un esquema organizacional de mercado. Los participantes en un contrato híbrido, en el contexto de este estudio, se seleccionan casi de manera natural. Para poder ser aceptado como participante en un contrato híbrido, un agente debe aportar un “ingrediente crítico” que haga viable el proyecto. A diferencia de los estudios clásicos de economía, que sostienen que los factores críticos de producción son el capital, la tierra y el trabajo, ya sea físico o intelectual, en este estudio se encontraron otros factores adicionales que algunas veces resultaron ser más importantes para poder hacer viables ciertos proyectos. Algunos de los “ingredientes críticos” que se determinaron en esta investigación son: la demanda o consumo garantizado de energía, la franquicia o el monopolio de distribución de energía en una región que tiene una electrificadora local, la ubicación geográfica estratégica de ciertos activos, la Centralidad y la Intermediación según Brass (1984) que le permite a un agente, en este caso a ECOPETROL S.A., tener conocimiento e influencia en los diferentes proyectos de energía relacionados con el sector petrolero en todo el país. Resultó sorprendente encontrar que en muchos de estos proyectos el capital tenía poca importancia. Es decir, la decisión sobre cual era el agente que debía aportar el capital para la inversión inicial era algo secundario ya que son proyectos tan rentables que en algunos casos la inversión se recupera en menos de tres meses. Así mismo resultó asombroso que la propiedad de la tierra no tenía prácticamente ninguna

influencia. Si el proyecto era suficientemente rentable resultaba de poca relevancia el valor de las servidumbres o el valor de la tierra donde se localizaría la planta o la subestación. En algunos casos, como en la línea que cruzaba la reserva indígena, los grandes beneficios que se ofrecían a los agentes por donde pasaba la línea eléctrica, le facilitó la negociación de las servidumbres al agente adecuado, que en este caso fue la electrificadora local. Por último, para el autor resultó un hallazgo inesperado reconocer el hecho de que en los contratos híbridos estudiados el factor laboral, ya sea físico o intelectual, no era un componente crítico. Inclusive el “conocimiento técnico especializado” resultó ser un producto genérico. Actualmente es tan amplia la difusión y tan fácil el acceso a la información sobre regulación, desarrollos tecnológicos eléctricos y petroleros, aspectos jurídicos y tributarios, que el conocimiento de los mismos ya tampoco es ninguna ventaja competitiva. Para lograr la realización de un contrato híbrido exitoso el primer paso fundamental es la configuración o concepción clara del “modelo del negocio”. Se requiere un gran esfuerzo conceptual para que este modelo sea fácil de entender por los posibles participantes. El segundo paso fundamental es el descubrimiento de los participantes que pueden aportar los “ingredientes críticos” y convencerlos para que participen activamente en el proyecto. Los diálogos abiertos preliminares con algunos de estos “jugadores esenciales” ayudan a afinar o ajustar el posible contrato híbrido. Estos diálogos también ayudan a detectar a otros actores que inicialmente no se tenían en cuenta como “jugadores esenciales”. Estos diálogos previos sirven para garantizar la participación de los “jugadores esenciales” en un posible proceso de selección abierto. A diferencia de las empresas privadas o los socios que participan en sus contratos de asociación, ECOPELROL S.A. debe seguir un régimen de contratación estatal. Es decir el proceso debe ser completamente abierto y cualquier empresa puede ofertar sus productos o servicios. Sin embargo, el hecho de que el “jugador esencial” se encuentre en una posición preferencial respecto a los demás participantes del mercado y que sea el único que puede aportar el “ingrediente crítico” con eficiencia, conduce a que casi siempre sea el proponente

seleccionado. Esto explica las grandes diferencias que se pueden presentar entre las ofertas, como ocurrió en un proceso de selección realizado en marzo de 2006. Los costos de las alternativas fueron los siguientes: A. Si ECOPETROL S.A. hubiese realizado el proyecto en forma directa, enfoque jerárquico, el costo estimado del proyecto era de 25.000 millones de pesos en 10 años. B. Las ofertas de los proponentes de mercado que no disponían del “ingrediente crítico”, enfoque de mercado, estuvo alrededor de 12.000 millones de pesos. C. La propuesta del agente que disponía del “ingrediente crítico” dentro del enfoque híbrido, y que resultó favorecido con el contrato fue de 6.900 millones de pesos. En todos los casos el servicio, la duración y los equipos instalados son similares.

2. TIPOS DE CONTRATOS. Muchas veces el acuerdo para establecer una forma organizacional híbrida, no requiere de contratos firmados⁴. Por ejemplo, en el caso 1, del sistema eléctrico para el campo J, se acordó permitir la conexión de la línea que alimenta el campo J desde la Estación V, pero esto implica un compromiso a perpetuidad aunque no se tenga un contrato formal en ese sentido. También en el caso 2 sobre la puesta en operación de la planta O para los campos A y C significa que los campos A y C tomarán siempre energía de la planta O hasta que se cuente con una mejor fuente de suministro de energía. De no ser así, los responsables de ambos campos tendrían que consumir una energía más costosa y menos confiable. El fracaso del caso 3, sobre la puesta en operación de la planta G para los campos D y S es un ejemplo que demuestra que a pesar de tenerse firmado un acuerdo por responsables de alto nivel de ambas partes, si los riesgos percibidos por alguna de las partes en el convenio son muy altos, el convenio se puede reversar. En el caso 6, sobre la línea eléctrica que cruzaba la reserva indígena se anota que aunque se firmó un contrato de corto plazo para formalizar

⁴ De nuevo agradezco al Profesor Clemente Forero Pineda el haberme explicado que el hecho de no haberse firmado un contrato formal entre las partes, no significa necesariamente que no se tenga establecido un compromiso de largo plazo entre las partes.

la construcción de la línea, en realidad en forma implícita existe un convenio de largo plazo que le permite al operador petrolero comprar energía de la red y a la electrificadora local cobrar los cargos de conexión siempre que el operador compre energía. Esto se considera un contrato de adhesión. Y está regido por regulaciones del sector eléctrico. Cuando una persona disfruta y consume los servicios públicos domiciliarios está adhiriéndose a los contratos estándar que tienen estas compañías de agua, alcantarillado, recolección de basuras, electricidad, gas y teléfono. No importa que no se hayan firmado en forma explícita, los usuarios tienen un contrato vigente de largo plazo con las compañías de servicios públicos por el sólo hecho de consumir estos servicios. Igual situación ocurre con los centros de consumo petrolero cuando toman energía de la red. En la mayoría de los casos el soporte de la transacción es la conveniencia o el beneficio mutuo.

3. HÍBRIDOS DENTRO DE LA EMPRESA. Este estudio confirma que los contratos híbridos se pueden realizar entre “agentes internos” que pertenecen a una misma organización como ECOPETROL S.A. También pueden pertenecer a organizaciones como contratos de asociación petrolera. Sin embargo la configuración, la aprobación y la ejecución de estos proyectos no necesariamente es más fácil que cuando se realiza con un agente externo. Aquellos que aseguran que siempre existen menores costos de transacción en una organización interna o jerárquica que en un esquema organizacional de mercado es porque no han participado muy activamente “en el campo de batalla” de la operación interna donde participan diferentes unidades de negocio con disímiles intereses. Vale la pena adarar que en los casos estudiados en este trabajo de formas híbridas donde participaron varias dependencias de ECOPETROL S.A. y empresas asociadas no se observaron similitudes con los “híbridos internos” estudiados por Nicolai J. Foss (2001). En primer lugar Foss (2001) estudió la evolución de lo que él denomina una forma híbrida intema, tomando como base el caso de la “organización spaghetti” desarrollada en una sola empresa de Dinamarca, Oticon,

del sector de los audífonos para sordos. Por el contrario en nuestro trabajo se estudia el suministro de energía para todo el sector petrolero de Colombia. En segundo lugar, Foss (2001, p. 5 y 6) afirma que el nuevo proyecto de la organización híbrida fue presentado a los empleados por la alta dirección en abril de 1990 y le ordenaba a toda la organización convertirse en híbrido interno. En nuestro caso, no existió este mandato, ni existirá. Cada vez que se configura un nuevo proyecto se debe convencer a los interesados y sobre todo se deben interpretar los diferentes intereses de los implicados para escoger el esquema organizacional que haga viable el proyecto de acuerdo con estos intereses. Esto nos lleva a la tercera diferencia, y es que según Foss (2001, p. 5) el Presidente de Oticon, Lars Kolind, estableció de manera unánime que el objetivo de la organización híbrida interna era "aumentar la rentabilidad en 30% en los próximos tres años". En los casos estudiados en este trabajo no existe, ni existirá una definición tan explícita. Cada caso de forma organizacional híbrida tiene sus propios objetivos. Esta afirmación no debería tener connotación negativa. Esto se debe a que los campos petroleros en Colombia tienen diferentes edades, están en distintas etapas de desarrollo, provienen de culturas petroleras tan distintas y están localizados en regiones que no son comparables. Una cuarta diferencia es que según Foss (2001, p. 6) se les dio autonomía a "los centros de competencia" que tenían libertad de elegir sus proyectos y la forma como eran ejecutados. En el caso del sector petrolero no existe, ni existirá esta situación, porque ECOPETROL S.A. y sus empresas asociadas se asimilan más a una corporación con diferentes empresas autónomas, mientras que Oticon era una empresa en la cual existía una sola dirección jerárquica. Aunque en el caso de Oticon el resultado inicialmente fue asombroso, ya que se sobrepasaron todas las metas previstas y se desarrollaron múltiples avances tecnológicos como nunca antes se habían logrado, el sistema se desmontó en 1996, según Foss (2001, p. 19) principalmente debido a problemas de intervención selectiva. Esto significa, que a pesar de que la organización jerárquica intentó imitar al mercado, los administradores intervinieron a discreción haciendo que se perdieran progresivamente los incentivos en la

organización para seguir comportándose como si fuera un mercado abierto. En los casos estudiados en este trabajo se comprobó que la intervención selectiva de los mayores niveles de dirección de ECOPETROL S.A. y de las empresas asociadas no tienen la influencia de hacer aprobar un proyecto en el que las partes no tengan claros los beneficios y el manejo de los riesgos implicados con la forma organizacional propuesta. En algunas ocasiones no fue suficiente la intervención selectiva de los Presidentes de las empresas, ni siquiera la participación de un Viceministro de Minas y Energía para lograr la aprobación de un determinado proyecto. Por el contrario cuando el proyecto y la forma organizacional propuesta convencían a los participantes, esta opción se aprobaba y se ejecutaba sin necesidad de requerir la intervención selectiva de los altos niveles de la dirección. Aquí es pertinente recordar lo que sostenía Hayek (1945, p. 519), que el conocimiento de las circunstancias, del tiempo y del lugar, “está como en pedazos, incompleto, frecuentemente contradictorio y los individuos lo poseen separadamente...el problema de una sociedad no es sólo cómo asignar los recursos dados. También es cómo asegurar el mejor uso del conocimiento de alguno de los miembros de la sociedad, para fines cuya importancia relativa solo él conoce”.

4. COMPAÑÍAS EFICIENTES CON RACIONALIDAD LIMITADA. A pesar de considerarse que las compañías petroleras multinacionales son muy eficientes, con frecuencia toman decisiones económicas no racionales respecto a un determinado tema debido a la racionalidad limitada, pues solo conocen el horizonte del campo petrolero que operan. Algunas veces ocurre que estas decisiones no racionales persiguen objetivos estratégicos que pueden estar en contravía con los intereses de ECOPETROL S.A. y el país. Una entidad como ECOPETROL S.A. que tiene intereses en todo el territorio colombiano está en una posición preferencial que le permite percibir oportunidades de negocios que debería aprovechar y replicar en otras regiones. Un ejemplo de ello se pudo observar en el caso 1 que consistía en la línea que cruzaba el río para llevar la

energía para el campo J. El operador O podía considerar que estaba seleccionando la alternativa más racional, y esto era así dentro de su marco de análisis. Cuando ECOPETROL S.A. mostró que contaba con otros activos específicos eléctricos propios en la región, se comprobó que la solución que antes valía cuatro millones de dólares se podía ahora ejecutar por medio millón de dólares. En el caso 3 que trataba de la electrificación del campo D ocurría lo contrario. El aporte de los activos específicos de propiedad del operador H le permitió a ECOPETROL S.A. hacer viable el proyecto de electrificación del campo D. Además de disponerse de los activos específicos disponibles de las empresas petroleras asociadas, las formas híbridas configuradas en este trabajo hacen uso de los activos específicos de las empresas electrificadoras locales. Es importante mencionar que durante las etapas de negociación de las formas organizacionales híbridas con las diferentes contrapartes se facilitaba la explicación cuando se hacía referencia al concepto de “empresa ampliada”. El concepto de la “empresa ampliada” no solamente incluye a todas las empresas petroleras que operan en Colombia, sino también a todas las empresas del sector eléctrico colombiano y las empresas que construyen, suministran, operan y mantienen equipos de todas las formas de energía.

4.4. Acciones para ejecutar un proyecto muy rentable que no es aceptado

Cuando ECOPETROL S.A. insiste en presentar un proyecto rentable de suministro de energía para un campo petrolero y el proyecto no es aceptado por la compañía asociada, se debe definir una estrategia explícita para lograr la aprobación de ese proyecto. En primer lugar ECOPETROL S.A. debe entender que tiene la responsabilidad de servir de “vaso comunicante” de las mejores prácticas de conocimiento operacional, entre todas las empresas del sector petrolero entre sí y entre estas y el sector eléctrico. Por ello una de las primeras y exclusivas maneras de impulsar proyectos que inicialmente no son aceptados por los socios es la de

utilizar los antecedentes o referentes de proyectos similares realizados previamente con el fin de facilitar que los nuevos proyectos sean aceptados.

En segundo lugar se debe aceptar la realidad de que existen proyectos de energía en el sector petrolero de Colombia, que por diversas razones no resultan inicialmente atractivos para ser realizados por un solo dueño u operador. Sin embargo, cuando dichos proyectos se plantean con la participación adicional de otros agentes, resultan supremamente rentables. Es importante asumir el supuesto que siempre existirá un agente que puede ofrecer los elementos fundamentales que faltan para hacer viable el proyecto, aunque inicialmente no se conozca dicho agente. Las razones que permiten este resultado están relacionadas con las capacidades especiales que aportan los nuevos agentes al proyecto o con las nuevas capacidades conjuntas que se crean a raíz de la alianza entre las firmas implicadas.

Estas capacidades pueden ser:

1. **ECONOMÍAS DE ESCALA.** Algunos activos industriales, entre ellos las plantas de generación termoeléctrica no son rentables, a menos que atiendan una demanda mínima. Si esta demanda mínima se alcanza con el consumo de uno o varios nuevos agentes, el proyecto que antes no era atractivo se torna viable.
2. **DOMINIO GEOGRÁFICO DE UN AGENTE LOCAL.** En todas las regiones de Colombia, existe un agente natural que cuenta con las ventajas competitivas, o con el monopolio para ejecutar algunas actividades críticas del proyecto. El reconocimiento de esta situación y la consiguiente tarea de involucrar a este agente regional en el proyecto hace que un proyecto que no era beneficioso se vuelva viable. Para la mayoría de los proyectos relacionados con la construcción de nuevas líneas y subestaciones eléctricas este agente es el operador de red local o la electrificadora local.

3. **UTILIZACIÓN DE SUBPRODUCTOS NO COMERCIALES.** En algunos campos petroleros se produce gas que no es declarado comercial debido a su contenido de impurezas, o a que no hay suficientes reservas para justificar la construcción de un gasoducto. Si un segundo agente cuenta con una planta de generación eléctrica a gas que no es nunca puesta en operación por estar ubicada en un sitio donde el precio del gas es muy costoso, y además un tercer agente, ubicado en cercanías de la fuente del gas, requiere de un suministro de energía más barata y confiable, se puede crear un proyecto con altos retornos para los tres agentes participantes: el productor del gas combustible no comercial, el dueño de la planta no utilizada y el gran consumidor de la energía. Recientemente ECOPETROL S.A. ha iniciado la configuración de cuatro “proyectos exóticos” en diferentes regiones de Colombia que utilizan subproductos no comerciales. El primero intenta utilizar “los gases de escape” de las plantas de generación de un agente para generar energía. El segundo intenta utilizar el “agua caliente” que se extrae de los pozos petroleros y que acompaña el petróleo. El tercero tratará de utilizar el “coque o asfalteno” que quedará como residuo de una planta que mejora el crudo pesado, para generar energía. Y el cuarto intentará establecer un contrato híbrido con el fin de extraer los condensados o hidrocarburos livianos contenidos en una corriente de gas. En todos estos casos todos estos subproductos se han considerado desechos y la oportunidad de aprovecharlos solo se puede hacer viable si se concibe un contrato híbrido.

4. **HABILIDAD O CONOCIMIENTO ESPECIALIZADO.** En algunos casos los proyectos se hacen viables si un agente se interesa en aportar el dominio de una habilidad o un conocimiento especializado, ya sea técnico, financiero, operacional o regulatorio. Durante el desarrollo de varios de los proyectos estudiados se reconoció que más importante que la habilidad o el conocimiento en si mismo, fue la voluntad del agente de querer participar en el proyecto. Es decir, aunque se ha afirmado previamente que el conocimiento especializado cada vez se vuelve más genérico, muchas veces no todos los agentes con la habilidad requerida se

interesan en participar. Esto se puede deber a que no se valoran adecuadamente los beneficios del proyecto, a que el agente tiene otros intereses o a lo novedoso del esquema del negocio que lo hace difícil de entender.

5. **ACTIVOS ESPECÍFICOS.** Contar con activos específicos que están amarrados o “engrapados” en un determinado sitio permiten la configuración de proyectos que no serían rentables bajo un enfoque de mercado abierto o de organización interna. Disponer de estos activos en un proyecto conjunto a precios de costos hundidos generan grandes beneficios para las partes participantes.

6. **CAPACIDAD FINANCIERA.** En algunos proyectos el ingrediente fundamental fue la capacidad financiera. De todas las capacidades es la que se entiende mejor. Pero en este trabajo se descubrió que la capacidad financiera es tan importante como cualquiera otra de las capacidades. Es decir que los recursos financieros tiene el mismo nivel de importancia que los otros elementos y en algunos casos esta fortaleza financiera no fue motivo para hacer viable o no un determinado proyecto. Lo que se quiere hacer resaltar es que si el modelo de negocio es beneficioso se encontrará el agente que aportará los recursos financieros. En los casos estudiados se fue confirmando en forma progresiva que aún cuando un agente aportaba la mayoría de los recursos financieros que hacían falta para hacer viable un proyecto esto no le concedía el derecho a apropiarse de la mayoría de las rentas que se generan en un determinado negocio. ECOPETROL S.A. debe entender que con la globalización de los mercados de capitales y con el fácil acceso al conocimiento tecnológico, por ejemplo vía Internet, se está presentando una gran megatendencia que desplaza la importancia de los factores tradicionales de producción como son: capital, tierra, fuerza laboral y conocimiento tecnológico especializado, hacia otros nuevos factores como son: la garantía de la demanda, las operaciones duraderas y previsibles, y sobre todo la habilidad para configurar modelos de negocios novedosos que aprovechen los amplios recursos disponibles adaptados en “el

tiempo y el lugar” como lo afirmaba Hayek (1945). Esta habilidad debe comprender “la ecuación completa” o “el modelo integral del negocio” que tenga en cuenta el entorno específico de las regiones y las regulaciones del país.

7. LOS HORIZONTES DE TIEMPO. Mediante un esfuerzo insistente por hacer viables algunos proyectos se ha descubierto otra causa para que un socio no acepte la realización del mismo a pesar de ser rentable. Sucede que algunos proyectos solo son rentables a 5 años o más. Si al socio que tiene la oportunidad de realizar uno de estos proyectos solo le queda un plazo del contrato de asociación de tres años, con seguridad que no lo realizará. En estos casos se están intentando realizar contratos híbridos donde el agente que aporte la “garantía de la vida del proyecto” sea ECOPETROL S.A. El contrato consistirá en que ECOPETROL S.A. se compromete con un tercero a comprar gran parte de la energía por 10 años a precios convenientes, el socio aporta los recursos desperdiciados por 3 años y se beneficia con parte de la energía generada por el tercero, y el tercero realizará las inversiones y la operación, con la garantía de la compra de energía de ECOPETROL S.A. a 10 años. Una vez se decida cual es la nueva compañía que entrará a operar el campo después de que se termina el contrato dentro de tres años, ECOPETROL S.A. entrará en negociaciones con la nueva compañía operadora para que se beneficie de la generación que se tiene disponible en la región a precios favorables.

8. LOS OTROS TRES FACTORES DE COASE. Coase (1937, p. 393) menciona tres factores que según él inducen a la producción interna y que no reciben mucho desarrollo en los futuros trabajos académicos. Estos factores sí tienen una gran importancia en los casos bajo estudio del suministro de energía para el sector petrolero en Colombia. El primer factor son ciertos impuestos que se pagan cuando algunos productos se compran en el mercado, pero no se pagan cuando se producen internamente. El segundo son las cuotas de suministro que existen en algunos sectores industriales. Es decir a una empresa no se le suministra más

de un determinada cantidad de un cierto insumo o materia prima. Y el tercer factor es que ciertos productos o servicios no se pueden vender por debajo de un cierto precio regulado, ya que se incurriría en una posición ilegal. Al caso de la energía para los campos petroleros en Colombia se le aplican de manera clara estos tres factores. En primer lugar a la energía que se compra desde la red nacional se le aplican “diferentes impuestos” o cargos regulados, que pueden ascender al 200%. Suponiendo que la energía generada en las plantas, la mayoría hidráulicas, tiene un precio de \$50 pesos por Kilovatio – Hora, el valor final pagado por la energía en un campo petrolero puede llegar a ser de \$150, es decir un incremento del 200%. Por el contrario la energía térmica generada en el campo con su propio gas, puede tener un precio superior a la hidráulica del 50%, que equivale a \$75. Pero no paga ninguno de los cargos regulados. Por ello resulta conveniente generar en el campo, por precio total y por confiabilidad en el suministro. En segundo lugar, existen ciertas regiones en las cuales existen “cuotas de disponibilidad de capacidad de transformación”. Es decir la electrificadora local no le garantiza al campo la posibilidad de comprar energía de respaldo desde la red nacional por encima de un determinado nivel de potencia. En estos casos se han realizado contratos híbridos, no incluidos dentro de los casos de este estudio, con el fin de garantizar que se disponga de esta capacidad de transformación cuando se requiera. En varios de estos casos la ampliación de la capacidad se ha realizado en alianza con la electrificadora local con contratos a 10 y 25 años, incluyendo la construcción y el mantenimiento de los sistemas. Casi siempre la ampliación beneficia a la población de la región. Por último, al contar con ciertos recursos desperdiciados y equipos con costos hundidos, se han podido realizar ciertos proyectos con contratos híbridos internos que le permiten a ECOPETROL S.A. y a sus socios contar con energía por debajo del precio de mercado. Esto no se podría realizar si dichos proyectos se hubiesen enmarcados en un esquema de mercado abierto. Consideramos que con estos ejemplos se soporta el argumento teórico de Coase.

9. OTROS PROYECTOS DIFERENTES A LOS DE ENERGÍA. Un interrogante que es pertinente formular es si este modo de enfocar los proyectos se podría aplicar a proyectos diferentes a los de la energía para los campos petroleros. El autor considera que si se puede. Con base en la experiencia adquirida actualmente se adelanta la configuración de varios modelos de negocio para proyectos bajo el esquema de contratos híbridos que incluyen varias plantas de agua, calderas generadoras de vapor, compresores de aire comprimido y “una pequeña refinería”. ¿Que características deben tener los proyectos? Primero se debe garantizar un flujo de efectivo constante para ambas partes. Ya sea por medio de una demanda de energía o vapor, una producción de petróleo o gas, o unos cargos regulados de energía. Segundo, debe existir la intención de obtener el objetivo de manera rápida. Tercero, es importante reconocer que existen especialistas en cada sector. Por ejemplo, un operador petrolero debe buscar un especialista en construir y mantener líneas eléctricas, subestaciones y plantas de generación eléctrica. Así mismo es clave reconocer que existen compañías especializadas en diseñar, construir y operar calderas, plantas de agua y refinerías. Cuarto, se debe realizar un esfuerzo continuo por “ver de otra manera” los recursos y equipos desperdiciados en las diferentes instalaciones. Lo que para un agente es basura o un activo específico inútil, para otro agente puede ser una excelente oportunidad de negocio. Y por último se debe reconocer y aprovechar la tendencia mundial que cambia la importancia de los factores de producción. Siempre se requerirá del capital y del conocimiento tecnológico. Pero en los últimos años diferentes factores políticos, tecnológicos y demográficos, han conducido a que se presente un exceso de oferta de capital y crédito sin fronteras, y una sobrecapacidad instalada de equipos de producción a nivel global. Lo anterior ha hecho que tengan mayor preponderancia las demandas garantizadas y las configuraciones de modelos de negocios a la medida. Esto significa que los agentes que aporten estos últimos elementos, que serán cada vez más escasos, pueden y se deben quedar con la mejor parte de los beneficios del negocio.

10. RESUMEN DE ACCIONES PARA APROBAR PROYECTOS DE ENERGÍA

ECOPETROL S.A. y sus compañías asociadas tienen influencia en las decisiones organizacionales y contractuales de más de 100 centros de consumo de energía en Colombia. Anteriormente estos centros obtenían su energía de manera independiente. Pero desde hace 6 años se ha ido coordinando la gestión e información sobre el suministro de energía en forma centralizada. Sin embargo, es importante reconocer que esto no hubiera sido posible sin la desregulación del mercado eléctrico en Colombia. Algunos centros producen la energía internamente, otros la obtienen externamente y otros en forma combinada. Pero aún dentro de estas tres grandes clasificaciones existen muchas modalidades de transacción. Esta variedad de enfoques es valiosa porque en muchos casos los administradores de una determinada instalación petrolera han podido haber encontrado, en forma consciente o inconsciente, una forma organizacional más eficiente o un esquema de contratación más favorable en algunos aspectos. Es decir, hay la posibilidad de que existan 100 maneras diferentes de realizar el proceso de suministro de energía para una instalación petrolera y ECOPETROL S.A. tiene la posibilidad de conocer en forma detallada todas estas maneras. Cuando ECOPETROL S.A. confirma que un determinado modelo para obtener la energía es el mejor, bajo determinadas condiciones operacionales, lo intentará replicar en otras instalaciones del país donde resulte conveniente ponerlo en práctica. Parte del objeto de este estudio era tratar de explicar las bases de las conductas observadas y explicar por qué algunos comportamientos eran más efectivos que otros. Paul H. Rubin (1990, p. XV) comenta que algunos economistas piensan que cuando los principios descubiertos han sido usados al menos por algunas firmas, y puede parecer que ya son conocidos, a veces argumentan que no vale la pena explicarlos. Rubin (1990, nota de pie de página XV) afirma que en estos casos, los economistas asumen que “el comportamiento real es el óptimo, de forma que podrán aprender como se comportan las firmas, pero no podrán mejorar dicho comportamiento”. Pero lo que hay que entender es

que si sistematizamos este conocimiento, podremos aprender y enseñar lo que se podría considerar como suerte o intuición.

4.5. Formas híbridas y supuestos de conducta

En la Tabla 8 se muestra una presunta relación entre los supuestos de conducta: la racionalidad limitada, la posibilidad de comportamiento oportunista y la utilización de activos de propósito específico.

Tabla 8. Relación entre organización y supuestos de conducta

Nombre del caso de suministro de energía para una instalación petrolera	Forma Organizacional	Racionalidad Limitada	Oportunismo	Específicos
1. Sistema eléctrico para el campo J	1	5	6	8.2
2. Puesta en Operación de la Planta O para los Campos A y C	1	8	1	9.2
3. Electrificación del Campo D.	1	4	7	8.0
4. Puesta en operación de la Planta G para Campos D y S	0	9	8	8.8
5. Energía adicional autogenerada en Campo CI	0	10	9	9.4
6. Energía para el nuevo campo Gb.	1	3	4.5	7.4
7. Energía autogenerada en el Campo CI con gas del campo Gb	1	6	8.3	9.6
8. Energía para el Campo Pv.	1	1	5	7.0
9. Energía para Refinería B, Campos E y Ca, y Estación G.	1	2	4	5.0
10. Suministro de energía para 35 Estaciones y Campos.	2	1	2	0.0
11. Energía integrada para 65 Campos en Cs.	1	7	7.5	7.2

En todos los casos siempre se supone que existe una incertidumbre importante, ya que se trata del suministro de energía para el sector petrolero en Colombia.

A continuación se seguirá el enfoque de Williamson quien aboga por la elaboración de una lógica comparativa de la organización económica, basándose

en el ahorro de los costos de transacción. Joskow (1991, p. 126) advierte que no es una tarea trivial “medir las variaciones de la importancia de la especificidad de los activos” y que nunca se irá a encontrar esta información en “un libro de estadísticas industriales”. Sin embargo indica que si podemos aspirar a obtener “información cualitativa sobre las variaciones de la importancia de la especificidad de los activos”. Este enfoque es el que se utiliza en la mayoría de los trabajos publicados sobre pruebas empíricas de la relación que existe entre los costos de transacción y el tipo de organización, reseñados en el numeral 1.4. de este trabajo. Por ejemplo en el trabajo de Monteverde y Teece (1982) que se resume en el numeral 1.4.B. para valorar la especificidad de los activos específicos utilizados en la fabricación de 133 partes de automóviles General Motors y Ford, “la fuente fue un ingeniero de diseño de uno de los mayores fabricantes automotrices de Estados Unidos... la confiabilidad de esta valoración fue confirmada obteniendo otra valoración independiente de otro ingeniero automotriz” (1982, p. 267). En el artículo de Anderson y Schmittlein (1984) sobre componentes electrónicos y en el de Masten, Meehan y Zinder (1991) sobre la construcción de barcos, la evaluación cualitativa se realiza mediante una encuesta enviada a los agentes que realizan las actividades respectivas.

Esta misma metodología se utilizará en las líneas siguientes donde se explicará el razonamiento seguido por el autor para asignar la evaluación cualitativa para los supuestos de conducta y el esquema organizacional adecuado, para cada uno de los 11 casos bajo estudio.

COLUMNA 1. NOMBRE DEL CASO.

Refiriéndonos a la Tabla 8, en la columna 1 se describe el nombre de cada uno de los 11 casos analizados en este estudio.

COLUMNA 3. RACIONALIDAD LIMITADA.

En la columna 3 se tiene una valoración subjetiva de la racionalidad limitada. Un 1 significa que se conocen la mayoría de los hechos y datos requeridos para tomar

una buena decisión. Un 10 significa que está muy limitada la racionalidad es decir no se conoce mucha de la información que sería pertinente conocer. El extremo inferior es el caso de compra de energía, que se valora en 1, donde se supone que se conocen la mayoría de los datos importantes para tomar una buena decisión. De todas formas recuerde que siempre existe la incertidumbre. El extremo superior lo tiene con un valor de 10 el caso de la energía de autogeneración adicional para el campo CI. En este caso se estaban tomando decisiones sin saber si el país le confirmaba al operador X la ampliación del contrato de asociación. Al final el operador X obtuvo la ampliación de la vigencia del contrato pero durante el desarrollo del proyecto no sabía cual iba a ser el desenlace. Al proyecto de la energía para el campo Pv también se le asigna un valor de 1, en la racionalidad limitada, porque casi todas las variables de la decisión son conocidas. El caso de la energía para la Refinería y los campos de producción cercanos, se le asignó un valor de 2, mientras que al caso de las dos plantas de generación se les asignó un valor de 9 y 8. La de mayor racionalidad limitada es la que debía ser negociada con un tercero y la de menor valor la que se negocia internamente. Para los otros casos se asignan valores utilizando el mismo enfoque.

COLUMNA 4. POSIBILIDAD DE COMPORTAMIENTO OPORTUNISTA.

En la columna 4 se tiene una valoración subjetiva del posible comportamiento oportunista que se podría presentar en la transacción. Cuando el mismo agente es el responsable de operar, mantener la planta y también es el mismo consumidor es difícil que se presente un comportamiento oportunista como sucede con el operador A, quien quedó a cargo de la Planta O. En este caso se le asigna una calificación de 1. La compra de energía a un comercializador puede prestarse para un posible comportamiento oportunista como por ejemplo alegando que se presentó un desbalance económico en el contrato y solicitando un reajuste en el mismo. Por eso se calificó con 2. La energía autogenerada en el campo CI recibió la nota mas alta de 9 ya que el operador X aprovechó su estrategia de presionar

para obtener la prórroga del contrato de asociación. El caso del gas del pozo Gb para generar en el campo Ci recibió otra calificación alta, 8.3, porque los diferentes agentes que participan en el proyecto temen que se pueda presentar un comportamiento oportunista por las contrapartes. Para los otros casos se califica siguiendo el mismo procedimiento.

COLUMNA 5. UTILIZACIÓN DE ACTIVOS DE PROPÓSITO ESPECÍFICO.

En la columna 5 se tiene una valoración subjetiva de los activos específicos implicados en la transacción. Un valor de 0 significa que no se tienen muchos activos específicos implicados, como cuando se compra la energía de la red. Por el contrario cuando se utiliza alguna de las dos plantas, G o O, se tiene una valoración de 8.8 y 9.2. Las calificaciones más altas las tienen los proyectos de generación adicional del campo Ci y el proyecto de generación con gas del pozo Gb. En ambos proyectos están implicados activos de propósito muy específico: motores generadores que consumen crudo de ese campo como combustible y por otro lado gasoductos y generadores a gas especiales. Los otros casos reciben una calificación para los activos específicos con un análisis similar.

COLUMNA 2. FORMA ORGANIZACIONAL.

En la columna 2 se tiene una valoración subjetiva de la posible forma organizacional que se adapta mejor a los supuestos de conducta de la transacción. Un valor de 0 es equivalente a un esquema organizacional interno o jerárquico. Un valor de 2 indica que lo que más conviene es un esquema organizacional de mercado. Y una valoración de 1 es un esquema organizacional híbrido. Es decir la organización que mejor se adapta, la que tiene menores costos de transacción, es una organización híbrida.

Aunque la incertidumbre, la racionalidad limitada y el comportamiento oportunista tienen bastante influencia en la definición de el esquema organizacional más adecuado, los trabajos académicos se concentran principalmente en la influencia

que tienen la especificidad de los activos con el costo de la Gobernación, que representa la forma organizacional que más conviene.

Con el fin de seguir esta línea de estudio se han discriminado los activos específicos de cada uno de los 11 casos, con las valoraciones de la Tabla 8 pero normalizándolos a 1, y el costo de la gobernación que se tendría en cada una de las tres formas organizacionales, con el fin de ilustrar la lógica comparativa organizacional. Recuerde que esto es solo una ilustración de lógica comparativa organizacional, los valores son ilustrativos, no son cantidades exactas y los valores absolutos no significan nada.

Tabla 9. Relación entre activos específicos y organización

Caso	Específicos	Híbrido	Mercado	Jerarquía
C1	0.82	68	524	68
C2	0.92	84	716	79
C3	0.80	66	491	67
C4	0.88	78	634	74
C5	0.94	88	759	81
C6	0.74	58	398	62
C7	0.96	92	804	84
C8	0.70	54	344	60
C9	0.50	39	146	53
C10	0.00	30	20	50
C11	0.72	56	370	61

Con base en la anterior información se obtiene la Figura 27, donde se muestra la ubicación de cada uno de los casos estudiados, con fines meramente comparativos.

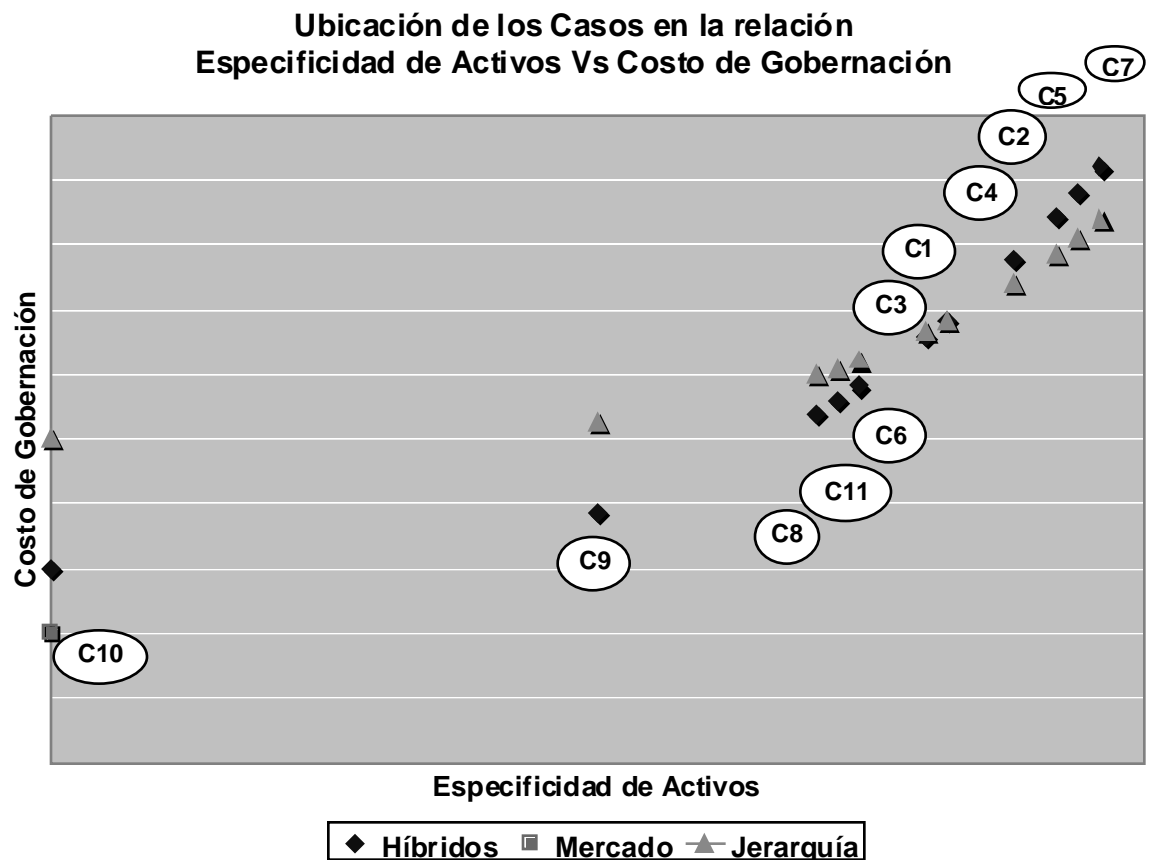


Figura 27. Ubicación de casos en Especificidad de Activos.

En la Figura 28 se muestran las tres curvas donde se muestran los límites en que un tipo de organización es más conveniente que otra.

Más que la exactitud de las anteriores dos figuras lo que se desea mostrar es el siguiente concepto: cuando no existen activos específicos implicados es preferible elegir un esquema organizacional de mercado, como en el Caso 10, de la compra de energía para 35 centros no regulados. En este caso el costo de gobernación de la forma organizacional de mercado es inferior a los costos de gobernación de los esquemas híbridos y jerárquicos.

Cuando los activos específicos están entre k_1 y k_2 , lo mejor es un esquema híbrido, como en el Caso 9 que trata sobre el sistema de energía para la Refinería B y los campos E y Ca.

Relación Especificidad de Activos Vs Costo de Gobernación

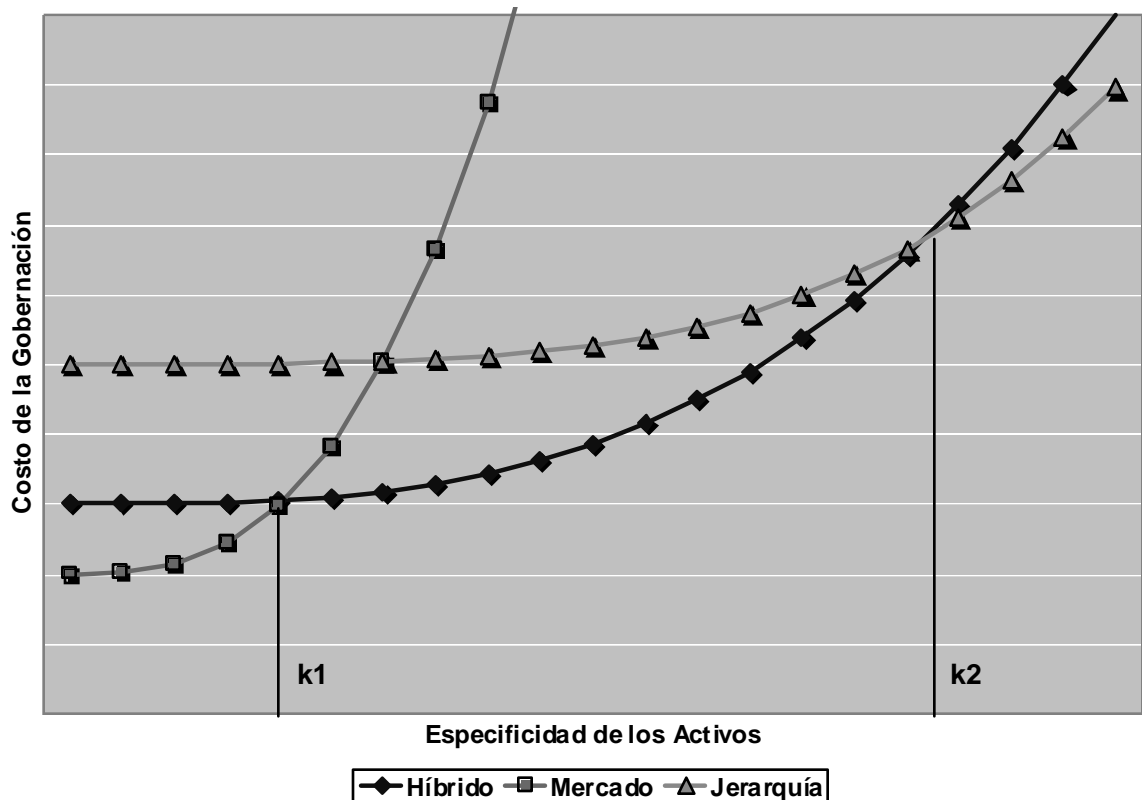


Figura 28. Relación Especificidad de Activos y costos de gobernación.

Dentro de los casos que resultan ser más convenientes organizarlos como formas híbridas está el caso 8, energía para el campo Pv, el caso 11, energía integrada para los 65 campos del Departamento Cs, y el caso 6, energía para el campo Gb con la línea que cruzaba la reserva indígena. Cuando los activos están por encima de un valor k_2 de especificidad de los activos lo más recomendable es una forma organizacional jerárquica, es decir que se recomienda realizar el proyecto en forma interna. Los casos donde se presenta esta situación son el caso 2 que considera la puesta en operación de la planta O para los campos A y C, el caso 4 sobre la puesta en operación de la planta G para los campos D y S, el caso 5 que consistía en la energía adicional autogenerada para el campo CI y el caso 7 que trata de utilizar el gas del pozo Gb para generar energía en el campo CI.

Por último en la Figura 27 aparecen dos casos con igual valoración de los costos de gobernación para las formas organizacionales híbridas o jerárquicas. Estos casos son el 1, sobre la línea que cruza el río para el sistema eléctrico del campo J, y el caso 3 sobre la electrificación del campo D. Tenga en cuenta que esta curva comparativa es una simplificación de la teoría de costos de transacción expuesta por Williamson ya que sólo tiene en cuenta el aspecto de los activos específicos implicados, sin tener en cuenta la incertidumbre, la racionalidad limitada y el posible comportamiento oportunista. Por ejemplo, este esquema comparativo organizacional no tiene en cuenta que el activo específico puede ser aportado por un tercero en forma inmediata sin requerir hacer ninguna inversión. Tampoco tiene en cuenta que el activo específico puede ser aportado por una electrificadora local que está regulada y que no le está permitido presentar un comportamiento oportunista ya sea aumentando los precios o no permitiendo el uso de sus redes por parte del operador petrolero. Mucho menos tiene en cuenta el papel de catalizador que tiene ECOPEL S.A., que le conviene por estrategia nacional que cada una de las compañías petroleras que operan en Colombia obtenga cada vez mejores beneficios con el fin de que se realicen inversiones adicionales en exploración y producción y se mantenga la autosuficiencia petrolera del país.

En la Tabla 10 se observa una clasificación final de las formas organizacionales que asumieron los casos estudiados para poder hacerlos viables. De los once casos, seis se configuraron como formas organizacionales híbridas. Tres casos inicialmente que denominamos de transición, se plantearon inicialmente como formas híbridas y luego mutaron a otra forma organizacional. Por ejemplo, la utilización de la planta O para los campos A y C, inicialmente requirió de una forma híbrida para confirmar su confiabilidad, pero posteriormente asumió una forma organizacional jerárquica. De no ser por la forma híbrida inicial no se hubiera obtenido la forma jerárquica posterior.

Tabla 10. Formas organizacionales de los casos

Caso	Forma Organizacional
1. Sistema Eléctrico para el Campo J.	H
3. Electrificación del Campo D.	H
6. Energía para el nuevo Campo Gb.	H
8. Energía para el Campo Pv.	H
9. Energía para Refinería B, campos E y Ca, y estación G.	H
11. Energía integrada para 65 campos del departamento Cs.	H
7. Energía autogenerada en el Campo Cl a partir del gas del campo Gb.	H/J?
2. Puesta en operación de la Planta O Para campos A y C.	HJ
10. Suministro de energía para 35 estaciones y campos.	HM
5. Energía adicional autogenerada en campo Cl.	J
4. Puesta en operación de la Planta G para campos D y S.	X

Significado de las formas organizacionales. H: Híbrida, J: Jerárquica; HJ: Híbrida primero y después jerárquica. HM: Híbrida primero y después de mercado. X: No realizada. HJ?: Aún no se sabe si será Híbrida o Jerárquica.

Así mismo se presentó el proyecto de compra de energía de la red para 35 centros. Primero se utilizó una forma híbrida, porque se realizó alianza con las electrificadoras regionales y después se utilizó una forma organizacional de mercado. De no ser por la forma híbrida de transición no se hubiera podido

obtener el buen resultado que se obtuvo cuando se aplicó el enfoque de mercado. Como un tercer caso de forma híbrida de transición está el caso de la energía autogenerada para el campo CI a partir del gas del pozo GB. En este caso aún no sabemos si el proyecto se mantendrá como una forma híbrida o se convertirá después en una forma jerárquica.

Uno de los casos estudiados que no fue híbrido es el caso de autogeneración adicional para el campo CI, que asumió una forma organizacional jerárquica a pesar de que era rentable la forma híbrida. La no ejecución del proyecto se utilizó más como parte de una gran estrategia para conseguir la prórroga del contrato de asociación por parte del Gobierno Nacional.

Por último el proyecto de la utilización de la planta G para los campos D y S no se realizó bajo ninguna forma organizacional.

CAPÍTULO 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

En este trabajo se estudiaron las formas organizacionales híbridas, “es decir estructuras que no son ni de mercados, ni jerárquicas” (Ménard, 1996). Para soportar esto, se utilizaron extensamente las contribuciones académicas de la economía de los costos de transacción, particularmente aquellas de Williamson. Se enfocó la atención en el análisis de la estructura organizacional híbrida tomando como base 11 casos de suministro de energía para los campos petroleros en Colombia.

Se observó que varios proyectos rentables que no se ejecutaban se hicieron viables al enfocarlos desde el punto de vista de los costos de transacción y se configuraron y se ejecutaron utilizando los contratos híbridos. Estos contratos híbridos normalmente requirieron de la participación de nuevos agentes que aportaron un “ingrediente crítico”. Este ingrediente crítico estaba relacionado con capacidades especiales que aportaron los nuevos agentes al proyecto. Algunas de estas capacidades eran: economías de escala, dominio geográfico de un agente local, utilización de subproductos no comerciales, habilidad o conocimiento especializado, activos específicos, capacidad financiera, horizontes de tiempo diferentes y los otros tres factores propuestos por COASE (1937, p. 393): impuestos que se pagan cuando se compra en el mercado, pero no se pagan cuando se produce internamente; cuotas de suministro y prohibición de comprar un producto por debajo de un precio regulado.

ECOPETROL S.A. y sus compañías asociadas tienen influencia en las decisiones organizacionales y contractuales de más de 100 centros de consumo de energía en Colombia. Algunos centros producen la energía internamente, otros la obtienen externamente y otros en forma combinada. Esta variedad de enfoques es valiosa porque los diferentes administradores de las instalaciones petroleras han podido

haber encontrado, en forma consciente o inconsciente, una forma organizacional más eficiente o un nuevo esquema de contratación. El estudio trata de explicar las bases de las conductas observadas, bajo el enfoque de los costos de transacción, y explica porqué algunos comportamientos son más efectivos que otros con el fin de replicarlos en otras instalaciones petroleras. De esta forma ECOPETROL S.A. asume la responsabilidad de servir de “vaso comunicante” de las mejores prácticas de conocimiento operacional, entre todas las empresas del sector petrolero en Colombia y el sector eléctrico nacional.

Debido a esta posición una de las primeras y exclusivas maneras de impulsar proyectos que inicialmente no son aceptados por los socios es la de utilizar los antecedentes o referentes de proyectos similares realizados previamente con el fin de facilitar que los nuevos proyectos sean aceptados.

Con la globalización de los mercados de capitales y con el fácil acceso al conocimiento tecnológico, se está presentado una gran megatendencia que desplaza la importancia de los factores tradicionales de producción como son: capital, tierra, fuerza laboral y conocimiento tecnológico especializado, hacia otros nuevos factores como son: la garantía de la demanda, las operaciones duraderas y previsibles, y sobre todo la habilidad para configurar modelos de negocios novedosos que aprovechen los amplios recursos disponibles adaptados “al tiempo y al lugar”. Los agentes que aporten estos últimos factores deberían tener una mayor participación en los beneficios de los proyectos que se configuren bajo el enfoque de los contratos híbridos.

El estudio sostiene que este enfoque se podría aplicar a proyectos diferentes a los de la energía para los campos petroleros. Se menciona que actualmente se adelanta la configuración de otros modelos de negocio para proyectos bajo el esquema de contratos híbridos que incluyen varias plantas de agua, calderas generadoras de vapor, compresores de aire comprimido y “una pequeña refinería”.

BIBLIOGRAFÍA

ALCHIAN, Armen. 1961. *Some Economics of Property*. RAND D-2316. Santa Monica, California. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

_____. 1965. *The basis of some recent advances in the theory of management of the firm*. In *Journal of Industrial Economics*, 14 (December), p. 30-41. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

_____. 1982. *First National Maintenance vs. National Labor Relations Board*. Manuscrito inédito. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 63).

AMRAM, Martha y KULATILAKA, Nalin. 1998. *Disciplined Decisions: Aligning Strategy with the Financial Markets*. *Harvard Business Review*. January – February 1999.

ANDERSON, Erin y SCHMITTLEIN, David C. 1984. *Integration of the Sales Force: An Empirical Examination*, en *Rand Journal of Economics*, Vol. 15, n. 3, p.385-395.

ANDREWS, Edmund L. 2005. *Su doctrina era no tener doctrina*. En la separata del *The New York Times*, en el periódico *El Tiempo*, del domingo 11 de septiembre de 2005, p. 5, Bogotá.

ARIAS, Jorge Enrique y JIMÉNEZ, Luis Miguel. *Estudio de conveniencia y oportunidad de la disponibilidad de capacidad de respaldo de energía eléctrica para la Refinería de Barrancabermeja*. ECOPETROL S.A. Gerencia Complejo

Barrancabermeja y Gerencia Centro Oriente. Barrancabermeja, septiembre 8 de 2003. 29 páginas.

ARROW, Kenneth. 1959. *Toward a theory of price adjustment, in Moses Abramowitz and others, comp. The Allocation of Resources, Stanford, California. Stanford University Press, p. 41 – 51.* Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 29).

BAIN, Joe. 1956. *Barriers to New Competition.* Cambridge, Mass.: Harvard University Press. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

BARNARD, Chester I. 1964. *The Functions of Executive.* Harvard University Press. Cambridge, Massachusetts. Sixteenth Printing. 334 p.

BEN – AKIVA, Moshe and LERMAN, Steven R. 2000. *Discrete Choice Analysis.* MIT Press. Cambridge, Massachusetts. 390 p.

BONILLA, Fernando. 2002. *La infraestructura eléctrica de la asociación Cravo Norte.* Conferencia presentada en la Reunión a Nivel de Expertos para el Manejo de la Energía en ECOPETROL y sus compañías asociadas. Bogotá, 30 y 31 de mayo de 2.002.

BRASS, Daniel J. 1984. *Being in the Right Place: A Structural Analysis of Individual Influence in an Organization.* Administrative Science Quarterly, 29 (1984): 518-539.

BRANDENBURGER, Adam M. and NALEBUFF, Barry J. 1997. *The Added Value Theory of Business.* Strategic and Business, 9 (4), 4 - 6.

BURKE, Kenneth. 1957. *The Philosophy of Literary Forms*. New York: Vintage Books, 1957, pp.94-97.

CALDERÓN, Alberto y SANDOVAL, Marbel. 2002. *Petróleo Colombiano. Más futuro que pasado*. Editorial Planeta. Bogotá. 138 p.

CEPAL y NACIONES UNIDAS. 2005. *La inversión extranjera en América Latina y el Caribe en 2004*. Santiago de Chile. 208 p.

CHO, Youngha. 2003. *The organizational boundaries of house building firms in Korea*. *Construction Management and Economics* (October 2003) 21, 671–680

COASE, Ronald H. 1937. *The Nature of the Firm*. *Economica*, Noviembre 1937, páginas 386 – 405.

COPELAND, Tom y ANTIKAROV, Vladimir. 2001. *Real Options: A Practitioner's Guide*. Texere. New York. 371 p.

COSTANTINO, Nicola, PIETROFORTE, Roberto y HAMILL, Peter. 2001. *Subcontracting in commercial and residential construction: an empirical investigation*. *Construction Management and Economics* (2001) 19, 439–447.

DAGANZO, Carlos. 1979. *Multinomial Probit. The Theory and its Application to Demand Forecasting*. Academic Press. New York. 222 p.

DÁVILA Vides, Eric Jesús. 2001. *Concepto sobre la compra de energía para los campos Teca y Nare Sur de la asociación Cocorná*. ECOPETROL. Vicepresidencia Adjunta Técnica. Gerencia de Proyectos. Bogotá, 1 de octubre de 2001. 22 páginas.

_____. 2002. *Estrategia para el Suministro de Energía para el Campo Caño Limón*. ECOPETROL. Vicepresidencia Adjunta Técnica. Gerencia de Proyectos. Bogotá, junio de 2.002. 30 páginas.

_____. 2002. *Project Finance para Energía de respaldo en Caño Limón*. ECOPETROL. Vicepresidencia Adjunta Técnica. Gerencia de Proyectos. Bogotá, 30 de diciembre de 2.002. 68 páginas.

_____. 2003a. *Bases para la Negociación de Energía en el área Magdalena Medio y resultado final*. Estrategia de Energía de ECOPETROL - E3. Bogotá, noviembre 21 de 2003. 36 páginas.

_____. 2003b. *Bases para la Negociación de Energía en el área de Neiva y resultado final*. Estrategia de Energía de ECOPETROL - E3. Bogotá, diciembre 9 de 2003. 18 páginas.

_____. 2003c. *Estrategia para el Suministro de Energía para los campos de Apiay y Castilla utilizando la Planta de Ocoa*. Estrategia de Energía de ECOPETROL - E3. Bogotá, diciembre 20 de 2003. 46 páginas.

DE GREIFF, Carlos y VÁSQUEZ GÓMEZ, Carlos. 1990. *Las compañías extranjeras en Colombia*. Centro de Información de la Industria Petrolera. Bogotá.

DE LARA, Alfonso. 2004. *Medición y control de riesgos financieros*. Limusa Noriega Editores. México.

DEMSETZ, Harold. 1967. *Toward a theory of property rights*. In *American Economic Review*, 57 (May): 347 – 359. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

_____. 1969. *Information and efficiency: Another point of view*. In *Journal of Law and Economics*, 12 (April), p. 1 - 22. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

_____. 1991. *The Theory of the Firm revisited*. In *The Nature of the firm. Origins, Evolution, and Development*. Edited by Oliver E. Williamson and Sydney G. Winter. Oxford University Press. New York: p. 159 -178.

DIRECTOR, Aarón y LEVI, Edward. 1956. *Law and the future: Trade Regulation*. *Northwestern University Law Review*, 10: 281-316. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

DIXIT, A. 1979. *A model of duopoly suggesting a theory of entry barriers*. *Bell Journal of Economics*, 10 (Primavera): 20-32. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

DUNNING, J. 1988. *The eclectic paradigm of international production: a restatement and some possible extensions*, *Journal of International Business Studies*, vol. 19, N° 1.

_____.1980. *Toward an eclectic theory of international production: some empirical test*, *Journal of International Business Studies*, vol. 11, N° 1.

DYER, Jeffrey H. 1997. *Effective Interfirm collaboration: How firms minimize transactions costs and maximize transaction value*. *Strategic Management Journal*. Vol. 18:7, p. 535 – 556.

ECCLES, R.G. 1981 *The quasifirm in the construction industry*. *Journal of Economic Behavior and Organization*, 2, 335–57.

ECOPETROL S.A. 2001 *Informe Anual*. Bogotá.

_____.2002. *Informe Anual*. Bogotá.

_____.2003. *Informe Anual*. Bogotá.

_____.2004. *Informe Anual*. Bogotá.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION: *"The Changing Structure of the Electric Power Industry 2000: An Update*. October 2000. U.S. Department of Energy, Washington, DC. 143 p.

FOSS, Nicolai J. 2001. *Selective Intervention and Internal Hybrids: Interpreting and learning from the rise and decline of the Oticon Spaghetti Organization*. DRUID Working Paper No 01-16.

GHOSH, Mrinal and JOHN, George. 1999. *Governance Value Analysis and Marketing Strategy*. In *Journal of Marketing*, Vol. 63, p. 131 – 145.

GHOSHAL, Sumantra and MORAN, Peter. 1996. *Bad for Practice: A Critique of the Transaction Cost Theory*. In *Academic of Management Review*, Vol. 21, No. 1, p. 13 – 47.

GIDDENS, Anthony. 1995. *La Constitución de la Sociedad. Bases para la Teoría de la estructuración*. Amorroutu editores. Buenos Aires. 412 p.

GOLDBERG, Victor P. y ERICKSON, John R. 1987. *Quantity and price adjustment in long term contracts: A case study of petroleum coke*. *Journal of Law and Economics*. Vol. 30, p. 369 – 398.

GRANDORI, Anna and SODA, Giuseppe. 1995. *Interfirm Networks: Antecedents, Mechanisms and Forms*. *Organization Studies*, 16/2, p. 183 – 214.

GRANDORI, Anna. 1997. *An Organizational Assessment of Interfirm Coordination Modes*. *Organization Studies*, 18/6, p. 897 – 925.

GREENE, William H. 1997. *Econometric Analysis*, 3rd Edition, Prentice Hall.

GROSSMAN Sanford J. and HART, Oliver D. 1986. *The Costs and Benefits of Ownership: A Theory of Vertical and Lateral Integration*. *Journal of Political Economy*, 94 (4), August, 691 – 719. In *The Economics of Transactions Costs*. Edited by Oliver E. Williamson and Scott Masten. Edward Elgar Publishing Ltd. Cheltenham, UK.

GUJARATI, Damodar N. 2004. *Econometría*. Cuarta Edición. McGraw Hill. México. 972 p.

HAGSTROM, Robert Jr. 1998. *Warren Buffet*. Gestión 2000. Bogotá. 300 p.

HART, Oliver D. 1991. *Incomplete Contracts and the Theory of the Firm*. In *The Nature of the Firm. Origins, Evolution, and Development*. Edited by Oliver E. Williamson and Sidney G Winter. Oxford University Press. New York.

HODGSON, Geoffrey M. 2002. *The Legal Nature of the Firm and the Myth of the Firm Market Hybrid*. In *Journal of the Economics of Business*, Vol.9, No.1, p.37–60.

HODGSON, Geoffrey M. and KNUDSEN, Thorbjorn. 2003. *Firm – Specific Learning and the Nature of the Firm: Why Transactions Costs Theory may provide an Incomplete Explanation..* AMR manuscript number 03-0068.

HUNT, Shelby D. and MORGAN, Robert M. 1995. *The Comparative Advantage Theory of Competition*. In *Journal of Marketing*, Vol. 59, p. 1 – 15.

HURWICZ, Leonid. 1972. *On Informational decentralized systems*. In C. B. McGuire and R. Radner, Comp. *Decision and Organization*, Amsterdam: North Holland Publishing company, p. 297 – 336. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

_____. 1973. *The design of mechanisms for resource allocation*. In *American Economic Review*, 63 (May), p. 1 - 30. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

JENSEN, Michael and William MECKLING. 1976. *Theory of the firm: managerial behavior agency costs, and capital structure*. In *Journal of Finance Economics*, 3 (October): 305 – 360. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

JOHNSTON, Jack and DINARDO, John. 1997. *Econometrics Methods*, Fourth Edition. McGraw Hill. New York. 531 p.

JOSKOW, Paul L. 1987. *Contract Duration and Transactions Specific Investment: Empirical Evidence from Coal Markets*. In *American Economic Review*, Vol. 77, n. 1, p. 168 - 185.

_____. 1991. *Asset Specificity and the Structure*. In *Nature of the Firm. Origins, Evolution, and Development*, p. 117-137. Edited by Oliver Williamson and Sydney G. Winter. Oxford University Press. New York. 235 p.

JOSKOW, P.L. and KLEVORICK, A. K.1979. *A framework for analyzing predatory prices policy*. *Yale Law Journal*, 89 (Diciembre): 213 – 270. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

KING, Jack . 2001. *Operational Risk*. John Wiley & Sons, Ltd. Chichester, England. 260 p.

KLEIN, Benjamin, CRAWFORD, Robert and ALCHIAN, Armen A. 1978. *Vertical Integration, Appropriable Rents, and the Competitive Contracting Process*. Journal of Law and Economics, XXI (2). October: 297 – 326.

KNOEBER, Charles R. 1989. *A Real Game of Chicken: Contracts, Tournaments, and the Production of Broilers*. Journal of Law, Economics and Organization 5 (Fall 1989): 271 – 292.

KUHN, Thomas S. 1962. *La Estructura de las Revoluciones Científicas*, Fondo de Cultura Económica. Bogotá. 320 p.

LAFFONT, Jean - Jacques and Jean Tirole. 1993. *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. The MIT Press. Cambridge, Massachusetts. 704 p.

LE BON, Gustavo. 1962. *Psicología de las Multitudes*. Editorial Divulgación. México. 156 p.

MADDALA, G. S. 1983. *Limited Dependent and Qualitative Variables in Econometrics*. Cambridge University Press. New York. 401 p.

MARSCHAK, J. 1968. *Economics of inquiring, communicating, deciding*, en American Economic Review, 58 (May): 1 – 18. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

MARSHALL, Alfred. 1948. *Principles of Economics, 8^o Edition*, New York. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 62).

MASTEN, Scott E. 1984. *The Organization of Production: Evidence of Industry Aerospace Industry*. In Journal of Law and Economics, n. 27, p. 403.

MASTEN, Scott E., MEEHAN, James W. and SNYDER, Edward A. 1991. *The Costs of Organization*. In *Journal of Law and Economics*. Vol. 7, n. 1, p. 1- 25.

MCFADDEN, Daniel. 1974. *Conditional Logit Analysis of Qualitative Choice Behavior*, in Paul Zarembka. ed., *Frontiers in econometrics*. New York: Academic Press, pp. 105-42.

_____. 1981. *Econometric Models of Probabilistic Choice*, in Charles Manski and Daniel McFadden. eds.. *Structural Analysis of discrete data with econometric applications*. Cambridge. MA: MIT Press, 1981, pp. 198-272.

_____. 2001. *Economic Choices*. *The American Economic Review*. Jun 2001, p. 351-378. Discurso al recibir el Premio Nóbel de Economía en Estocolmo en el año 2000.

MCKINSEY GLOBAL INSTITUTE. 2003. *New Horizons: Multinational Company Investment in Developing Countries* [en línea] <http://www.mckinsey.com>.

MÉNARD, Claude. 1996. *On Clusters, Hybrids, and Other Strange Forms: The Case of the French Poultry Industry*. *Journal of Institutional and Theoretical Economics*, Vol. 52 (1996).

_____. 2002. *The Economics of Hybrid Organizations*. *International Society for New Institutional Economics*. MIT, September 29, 2002.

MIRRELES, James A. 1976. *The Optimal Structure of Incentives and Authority within and organization*. In *Bell Journal of Economics*, 7 (Spring): 105 – 131. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

MIWA, Yoshiro and RAMSEYER, Mark. 2000. *Rethinking Relationship-Specific Investments: Subcontracting in the Japanese Automobile Industry*. Michigan Law Review. Vol. 98, p. 2636 - 2667.

MONTEVERDE, Kirk y David Teece. 1982. *Supplier Switching Costs and Vertical Integration in the Automobile Industry*. In Bell Journal of Economics, n. 13, p. 206.

NIXON, Richard M. 1982. *Líderes*. Editorial Planeta. Barcelona. 349 p.

OUCHI, W. G.. *A Conceptual Framework for the Design of organizational Control Mechanism*. Management Science. Vol. 25 (1979), p. 833 – 848.

OLIVER, Amalya L. and EBERS, Mark. 1998. *Networking Network Studies: An Analysis of Conceptual Configurations in the Study of Inter-Organizational Relationships*. Organization Studies, 19/4, p. 549 – 583.

PEARCE, W. Barnett.1994. *Nuevos modelos y metáforas comunicacionales: el pasaje de la teoría a la praxis, del objetivismo al construccionismo social y de la representación a la reflexividad*, en Dora Fried Schnitman. Nuevos paradigmas, Cultura y Subjetividad. Buenos Aires: Editorial Paidos, p. 265 – 283.

POLANYI, Michael. 1962. *Personal Knowledge: Towards a Post – Critical Philosophy*. Harper and Row. New York. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 62).

POPPER, Karl R. 1953. *La Sociedad abierta y sus enemigos*. Editorial Paidos. Barcelona. 693 p.

POPPO, Laura, ZHOU, Kevin Zheng and ZENGER, Todd. 2003. *The Economics and Social Embeddedness of Relational Governance: An Empirical Study exploring*

origins and Effectiveness. Academy of Management Best Conference Paper 2003
BPS: M1.

PORTER, Michael E. 1991. *Toward a Dynamic Theory of Strategy*. Strategic Management Journal, 12, p. 95 - 117.

POSNER, Richard. 1979. *Natural Monopoly and its regulation*. Stanford Law Review, 21 (February): 548-643. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

RINDFLEISCH, Aric y HIEDE, Jan B. 1997. Transactions Cost Analysis: Past, Present, and Future Applications. Journal of Marketing. Vol. 61. October 1997. p. 30 -54.

ROSS, Stephen. 1973. *The Economic Theory of Agency: The principal's problem*. In American Economic Review, 63: 134 - 139. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

RUBIN, Paul H.. 1990. *Managing Business Transactions*. The Free Press. New York. 494 p.

SHANE, Scott A. 1996. *Hybrid Organizational Arrangements and their implications for firm growth and survival: A study of new franchisers*. Academic of Management Journal. 1996. Vol. 39, No. 1, 216-234.

SIMON, Herbert A. 1957. *Models of Man*. John Wiley and Sons, Inc. New York.

_____. 1962. *El Comportamiento Administrativo*. Editorial Aguilar. Madrid.

SPENCE, Michael and Richard ZECKHAUSER. 1971. *Insurance, Information, and individual action*. In *American Economic Review*, 61 (May): 380 – 387. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

STIGLER, George. 1963. *United States v. Loew's Inc. A note on block booking*. *Supreme Court Review*, p. 152 164. Citado por Oliver E. Williamson (1989, p. 35).

TIROLE, Jean.1988. *The Theory of Industrial Organizations*, MIT Press: Cambridge, MA.

VON NEUMANN, John and MORGENSTERN, Oskar. 1944. *Theory of Games and Economic Behavior*. John Wiley & Sons, Inc. New York.

WILLIAMSON, Oliver E. 1971. *The vertical Integration of Production: Market Failure Considerations*. *American Economic Review*. LXI (2), May, 112 - 123.

_____. 1979. *Transactions Costs Economics: The Governace of Contractual Relations*. *Journal of Law and Economics*, 22, p. 3.

_____. 1983. *Credible Commitments: Using Hostages to Support Exchange*. *American Economic Review*. 73 (4), Sep, 519 - 540.

_____. 1985. *The Limits of Firms: Incentives and Bureaucratic Features*, in Oliver E. Williamson, *The Economics Institutions of Capitalism*, Chapter 6, New York: Free Press, 131 -162.

_____. 1985. *The Economics Institutions of Capitalism*, Free Press. New York.

_____. 1989. *Las Instituciones Económicas del Capitalismo*. Fondo de cultura económica. México.

_____. 1991. *Comparative Economic Organization: The Analysis of discrete Structural Alternatives*. American Science Quarterly, 36 (2), June, 269 -296.

_____. 1996. *The Mechanism of Governance*. Oxford University Press. New York. 428 p.

WILLIAMSON, Oliver E. and MASTEN, Scott Editors. 1999. "The Economics of Transaction Costs". Edward Elgar Publishing, Inc. Cheltenham, UK.

ZAJAC, Edward J., OLSEN Cyrus P. 1993. *From Transaction Cost to Transactional Value Analysis: Implications for the study of interorganizational strategies*. Journal of Management Studies, 30:1, p. 130 – 145.