

KOMPARASI SKEMA PEMBIAYAAN PSC DAN TBS PROYEK LNG TERAPUNG DI INDONESIA

Dewi Marlitha

Manajemen Gas, Departemen Teknik Kimia, Fakultas Teknik, Universitas Indonesia

Email: dewimarlitha@yahoo.com

Abstrak

Tulisan ini membahas perbandingan skema pembiayaan yang dapat menghasilkan perhitungan keekonomian yang terbaik untuk diterapkan di proyek LNG Terapung (FLNG) di Indonesia, skema pembiayaan yang digunakan adalah skema *Production Sharing Contract* (PSC) dan *Trustee Borrowing Scheme* (TBS). Pemilihan skema pembiayaan proyek FLNG memperhatikan nilai investasi nilai operasi, harga gas dan peraturan yang berlaku di Indonesia, dibutuhkan untuk meningkatkan pendapatan negara, pendapatan kontraktor dan aspek makroekonomi di Indonesia. TBS ialah skema pembiayaan yang menggunakan bantuan dana *trustee* dari pihak bank dan mekanisme pembayaran pembiayaan dipotong langsung dari pendapatan kotor. PSC ialah skema bagi hasil yang diterapkan di Indonesia, dimana kontraktor diyakini telah mampu secara keuangan, teknologi dan pengetahuan. Metode yang digunakan untuk memperhitungkan nilai keekonomian ialah analisa arus kas dari skema PSC dan TBS. Estimasi perhitungan CAPEX dan OPEX FLNG menggunakan *rule of thumb* yang biasa digunakan untuk *conceptual design*, sedangkan perhitungan keekonomian menggunakan aturan yang digunakan PSC dan TBS di Indonesia. Studi kasus yang dipakai pada tulisan ini adalah proyek pada Kontraktor Kontrak Kerja Sama A yang memiliki lapangan produksi di daerah Maluku. Hasil dari perhitungan keekonomian menunjukkan skema pembiayaan yang terbaik adalah dengan menggunakan skema TBS dimana menghasilkan IRR sebesar 30.4%, NPV US\$ 3,498 Juta, POT selama 7 tahun, Pendapatan Negara US\$ 34,575 Juta dan Pendapatan Kontraktor US\$ 21,682 Juta. Pada skema TBS tidak terdapat nilai investasi pada awal tahun yang membuat arus kas bernilai negative terlalu dalam yang berdampak pada tingginya unrecovered cost, skema recovery nilai investasi lebih menguntungkan karena menggunakan persentase yang flat dan dipotong dari pendapatan kotor, sedangkan PSC menggunakan persentase 25% dengan metode *declining balance*. Dampak ekonomi makro yang diakibatkan dari berjalannya proyek ini untuk Indonesia ialah meningkatkan lapangan kerja, berkembangnya industri dalam negeri, karena dapat bermitra dengan KKKS A, perbankan Indonesia dapat berkembang dan bersaing dengan Bank luar negeri, dan secara umum dapat membuat perekonomian di Indonesia tumbuh secara bertahap dan berkelanjutan.

Kata Kunci: Pembiayaan, FLNG, Keekonomian, PSC, Trustee Borrowing Scheme

1. Pendahuluan

Dengan harga gas secara global sedang di bawah tekanan dari kedua sisi yaitu harga minyak yang rendah dan situasi pasokan yang sangat kompetitif, pengembang proyek mencari cara-cara inovatif dan efektif secara biaya untuk mendapatkan gas ke pasar, baik secara cepat dan efisien.

Konsep LNG terapung atau Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) bukanlah sebuah ide baru. Sudah terdengar dari 15 tahun yang lalu dan telah terdapat 25 proyek yang menggunakan pendekatan FLNG, 20 proyek diantaranya mencapai tahap pra-FID dan 5 proyek dalam tahap pembangunan, dan sampai saat ini belum terdapat proyek yang beroperasi.

Cara-cara pembiayaan tradisional untuk perusahaan swasta atau public termasuk di dalamnya adalah pinjaman, modal ventura, saham umum dan saham preferen, dan instrumen hutang. Proyek minyak atau gas bumi dapat dibiayai dengan menggunakan instrumen pembiayaan tradisional, seperti proyek pembiayaan (project financing), ekuitas swasta, usaha patungan (joint venture), dan dalam situasi yang melibatkan negara-negara berdaulat, pinjaman minyak, dan pinjaman multilateral melalui organisasi internasional.

FLNG telah menjadi salah satu opsi metode dalam mengelola proyek LNG di dunia dan juga di Indonesia. FLNG masih memiliki perhitungan CAPEX (Capital Expenditure) yang tinggi, tingkat resiko yang besar, dikarenakan seluruh rangkaian LNG berada di dalam suatu kapal dan terapung di tengah laut, kemudian masih terbatasnya benchmarking pembuatan konsep FLNG di Indonesia maupun di dunia, membuat konsep FLNG perlu untuk di perhitungkan secara matang untuk dapat di terapkan di Indonesia.

Tingginya tingkat resiko dalam penerapan konsep FLNG dan ditunjang juga dengan nilai CAPEX yang besar, maka para kontraktor mengajukan skema pembiayaan kepada pemerintah, skema pembiayaan di tujukan agar para kontraktor memiliki perlindungan dari resiko yang tinggi dan dari nilai investasi yang besar dalam menerapkan proyek FLNG. Skema pembiayaan yang di coba di terapkan di proyek FLNG merupakan skema pembiayaan yang telah di terapkan di proyek LNG pada umumnya, yaitu skema pembiayaan yang berupa pinjaman dana dari pihak ketiga, trustee, dalam hal ini lebih dikenal dengan TBS (Trustee Borrowing Scheme) dan skema pembiayaan PSC (Production Sharing Contract).

Skema pembiayaan TBS di Indonesia telah diterapkan pada proyek LNG Tangguh dimana LNG Tangguh mendapatkan bantuan dana dari JBIC (Japan Bank International Cooperation) dan biaya bunga pinjaman kepada JBIC dimasukan kepada komponen cost recovery proyek Tangguh, 100% pendapatan yang diperoleh dari penjualan LNG akan masuk secara langsung kerekening JBIC di luar negeri, kemudian 75% dari pendapatan akan dialokasikan untuk perhitungan dalam pembayaran hutang pokok dan bunga, dan 25% akan dialokasikan untuk perhitungan bagi hasil antara kontraktor dengan pemerintah Republik Indonesia.

Skema perhitungan bagi hasil yang di terapkan di Indonesia adalah PSC dimana para kontraktor yang datang ke Indonesia adalah yang telah berkecukupan dan mampu dalam hal financial, technology, dan skill. Sehingga diharapkan kontraktor tidak memerlukan pendanaan dari pihak luar selain dari perusahaannya sendiri, hal ini disebutkan dengan skema pembiayaan PSC.

Konsep dasar kilang LNG terapung (FLNG).

Dari *design & engineering*, disain FLNG merupakan integrasi dari konsep-konsep disain yang sudah terbukti dan dikembangkan pada kilang LNG (terutama pada bagian *topside*), FPSO terutama pada bagian sistem perkapalannya (*marine system*), dan LNG Carrier (LNGC, kapal tanker LNG) terutama pada bagian *hull* dimana terdapat tangki kargo LNG. Dalam hal ini, *code & standard* yang berlaku untuk disain di industri *offshore* akan diintegrasikan dengan kode dan standar yang biasa digunakan untuk disain kilang LNG. Gambar 2.1 mengilustrasikan integrasi disain dari ketiga sistem ini.



Gambar 2.1 Konsep Pengembangan FLNG dari sudut pandang Konstruksi dan Rancang Bangun dan Perekrasan (diolah dari berbagai sumber)

Karakteristik Gas FLNG. Cadangan stranded gas merupakan cadangan gas yang belum dapat dikomersialkan karena memiliki hambatan ekonomis dan/atau teknis. Hambatan ekonomis terutama berhubungan dengan lokasi cadangan gas yang berada di daerah remote yang jauh dari daerah pemasaran, sementara menghubungkan keduanya membutuhkan biaya yang sangat besar.

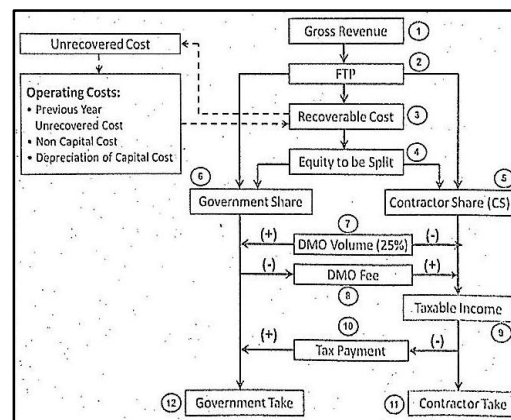
Proses FLNG. Secara umum, proses yang terjadi di FLNG tidak berbeda jauh dengan LNG darat, dengan beberapa penyesuaian khusus terhadap lingkungan laut/lepas pantai, seperti adaptasi terhadap *sloshing* atau pergerakan laut (*sea motion*), dan

pendekatan keamanan pada kilang LNG di lepas pantai (FLNG) yang cenderung lebih ketat dibandingkan dengan kilang LNG darat.

Teori Dasar Pembiayaan Proyek Minyak dan Gas Bumi

Kontrak Bagi Hasil atau PSC

Production Sharing Contract (PSC) ialah sistem bagi hasil dimana kedua pihak yang terlibat (antara Pemerintah sebagai tuan rumah dan perusahaan minyak asing) berbagi hasil produksi minyak dan gas yang dihasilkan, bukan berbagi hasil penjualan minyak dan gas bumi sebagaimana dilakukan pada sistem sistem sebelumnya. PSC merupakan bentuk kerjasama usaha pertambangan minyak dan gas bumi antara pemegang manajemen dengan perusahaan minyak asing maupun nasional.



Gambar 2.2 Alur Perhitungan Penerimaan Pemerintah dan Kontraktor Berdasarkan PSC Indonesia (Lubiantara, 2012)

Project Financing

Project Financing atau Pembiayaan proyek adalah transaksi yang melibatkan mobilisasi dari hutang, ekuitas, sekumpulan ekuitas, lindung nilai dan beraneka jaminan terbatas melalui perusahaan yang baru terorganisir, rekanan atau berkontrak joint venture (atau project vehicle).

Peserta dalam kesepakatan proyek pembiayaan terdiri dari (Khan,2003):

Sponsor.Proyek sponsor dapat terdiri dari individual tetapi lebih sering dalam suatu perusahaan. Sponsor biasanya sudah berpengalaman dalam mengerjakan pembangunan serta pengoperasian fasilitas yang akan dibangun atau dioperasikan

Project Vehicle. Sponsor biasanya membentuk suatu special purpose vehicle (SPV) yang terdaftar pada suatu negara host untuk tujuan mengimplementasikan dalam mengoprasikan proyek. Sponsor dibutuhkan untuk membuat investasi capital pada SPV sesuai dengan terminologi di dalam perjanjiannya. Dalam hal suatu corporate joint venture, lead sponsor akan menjadi pimpinan konsorsium dan dalam hal kemitraan akan menjadi mitra yang dominan pada perjanjian joint operation.

Construction Contractor. Adalah entitas yang membangun proyek atas EPC Contract (Engineering, Procurement dan Construction)

Pemberi Pinjaman (Lenders). Beberapa tipe lender antara lain :

- Multilateral dan Bilateral Agencies contohnya World Bank, International Finance Corporation, Multilateral Investment Guarantee Agency.
- Commercial Lenders biasanya private banks, perusahaan asuransi,credit corporation dan lembaga keuangan lainnya.
- Export Credit Agencies contohnya Export Import Bank, Japan Bank for International Cooperation.
- Private Placement dan Bond Market. Penghimpunan dana melalui penerbitan surat utang kepada public.

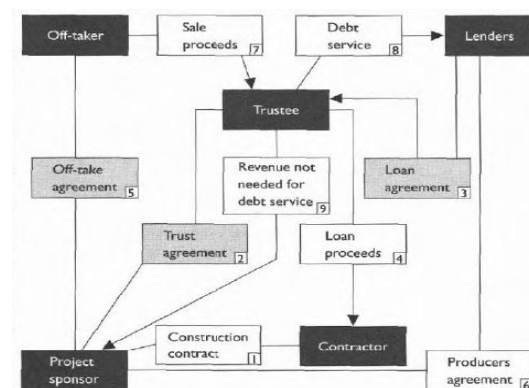
Insurance Provider. Project sponsor akan memperoleh seluruh coverage asuransi yang dibutuhkan berdasarkan hukum. Sebagai

tambahan untuk memproteksi investasi mereka, sponsor atau lender biasanya juga mencari tambahan coverage asuransi seperti asuransi untuk risiko politik.

Model Pembiayaan Proyek

Trustee Borrowing Scheme

Menggunakan Trustee yang dipilih oleh lender untuk mengatur arus kas dari project vehicle, menulis cek dan membayar tagihan. Selain itu, juga termasuk melakukan pembayaran dividen dari project vehicle kepada perusahaan induk jika telah disetujui akan serangkaian tes keuangan dan operasi kegiatan. Kebanyakan perusahaan menggunakan metode ini untuk menjamin keamanan dari arus kas yang akan diterima oleh lender dimana lender membiayai pembangunan proyek-proyek dalam skala besar dan masih sangat berisiko. Metode TBS dapat digambarkan sebagai berikut.



Gambar 2.4 Struktur Trustee Borrowing (Khan, 2003)

Penandatanganan pendanaan untuk Tangguh LNG di tahun 2006 memperlihatkan kepercayaan diri dan ketertarikan komunitas keuangan internasional di Indonesia pada sector minyak dan gas bumi sejak terbitnya Undang Undang Migas No 22 tahun 2001 (Indonesian Project Finance, 2006) pendanaan pada Tangguh LNG menggunakan TBS dimana pinjaman

[illegible]

Skema TBS seperti skema yang dipakai oleh Tangguh merupakan skema TBS tradisional, dimana tidak ada campur tangan dari Bank Indonesia hal ini tergambar dari keseluruhan trustee agent dipegang oleh Bank Asing, dalam hal ini JBIC (Japan Bank for International Cooperation) selain JBIC bank yang biasa dijadikan Bank Trustee adalah New York Trust.

Di dalam Pedoman Tata Kerja (PTK) 059 SKKMIGAS tentang Kebijakan Akuntansi terdapat pengaturan mengenai Perolehan asset melalui mekanisme pendanaan Trustee Borrowing dimana pada umumnya terjadi dalam kegiatan konstruksi fasilitas pengolahan LNG. Dengan skema ini pelunasan pokok pinjaman yang digunakan untuk mendanai konstruksi beserta bunganya (debt service costs), dibayarkan dengan menggunakan penerimaan dari penjualan LNG yang diproduksi dari fasilitas

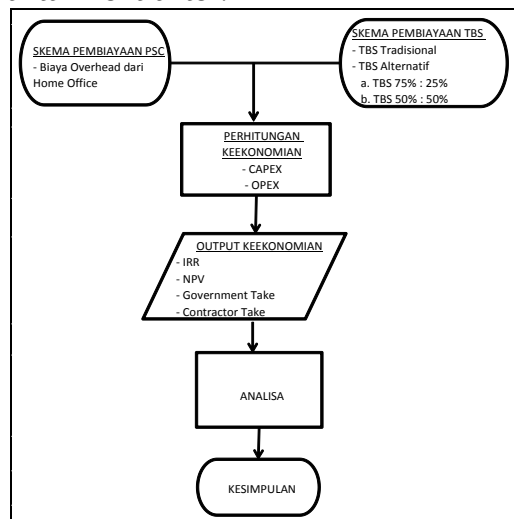
Perbankan Indonesia

2. Metodologi

Data CAPEX dan OPEX di dapatkan dari secara keseluruhan yang di dapat dari POD atau studi kasus di beberapa KKKS.

Kemudian, setelah melakukan simulasi arus kas akan di dapatkan output keekonomian yaitu NPV, IRR pemerintah, IRR kontraktor, GT dan CT, Hasil output keekonomian akan berbeda – beda sesuai dengan skenario skema pembiayaanya itu dengan skema pembiayaan PSC, TBS tradisional, dan TBS alternatif.

Skema pembiayaan yang menghasilkan nilai tertinggi dalam output keekonomian akan disimpulkan menjadi skema pembiayaan yang terbaik untuk metode FLNG dan pada penulisan ini penulis lebih mengutamakan hasil yang terbaik untuk pemerintah, dalam hal ini dapat dilihat melalui besaran GT, namun selain untuk pemerintah penulis juga akan memberikan beberapa analisa mengenai skema pembiayaan yang terbaik untuk kontraktor.



Gambar 3.1 Diagram alir metodologi penelitian

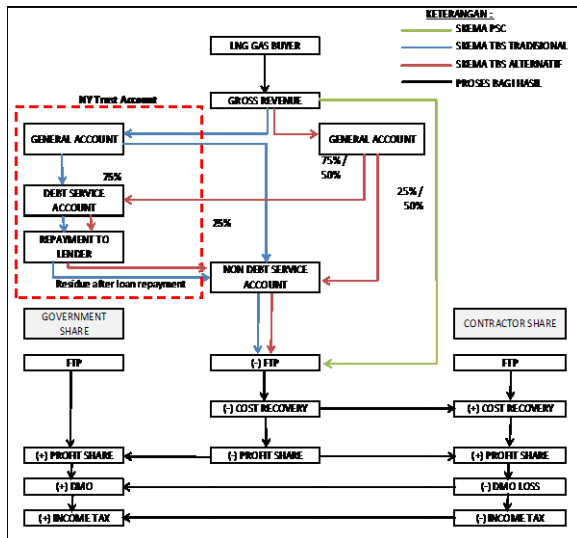
Pada gambar 3.2 digambarkan aliran arus kas pada ketiga skema pembiayaan yaitu PSC, TBS tradisional dan TBS alternatif. Aliran arus kas PSC yang berasal dari skema pembiayaan PSC akan lebih sederhana jika dibandingkan dengan aliran arus kas pada TBS, dikarenakan biaya yang digunakan kontraktor adalah murni menggunakan biayanya sendiri tanpa bantuan dari pihak

manapun. Aliran arus kas pada skema TBS yang berasal dari skema pembiayaan TBS terbagi menjadi 2, yaitu TBS tradisional dan TBS alternatif atau TBS yang sejalan dengan PBI 14/17/PBI/2012 yang telah di jelaskan di sub bab 2.3.5 Aliran arus kas pembiayaan skema TBS tradisional adalah:

- Penjualan kotor di bayar melalui rekening umum di Bank New York
- Biaya hutang di bayar melalui rekening jasa hutang. Jika ada selisih antara biaya hutang dengan yang ada di rekeningnya maka di transfer kerekening pembayaran.
- Non debt service digunakan untuk membayar seluruh biaya lainnya dan menjadi perhitungan bagi hasil
- Jumlah nilai untuk transfer dana di administrasikan/ di catat melalui New York Trustee dan paying agent.
- Yang berlaku sebagai yang meminjamkan dana dan Paying Agent adalah NY Trustee
- Pada proyek tangguh FTP menjadi prioritas yang paling tinggi sehingga di bayarkan terlebih dahulu di waterfall.

Dan untuk aliran kas skema TBS alternatif atau yang di usungkan sesuai dengan terbitnya Peraturan Bank Indonesia no 14/17/PBI/2012, dimana

- Penjualan kotor dibayarkan melalui Rekening umum di Indonesia
- Nilai dari Debt service (75 % atau 50%) di transfer kerekening umum di New York
- Saldo sisa (25% atau 50%) di bayarkan kerekening pembayaran di Indonesia
- Nilai dari tiap transfer di administrasikan / dicatat oleh Bank Indonesia dan paying agent.
- Bank Indonesia berlaku sebagai Paying Agent
- Yang meminjamkan dana New York Trustee



Gambar 3.2 Aliran Arus Kas Skema PSC, TBS Tradisional dan TBS Alternatif

Menentukan beberapa asumsi dan basis perhitungan yang akan digunakan dalam penelitian ini, antara lain :

- Jumlah Cadangan Gas, diasumsikan jumlah cadangan gas yang dijadikan perhitungan di penelitian ini adalah sebesar 10 TCF
- Masa Produksi, perkiraan masa produksi sesuai dengan data KKKS adalah 30 tahun.
- Harga Produk LNG, yang dijadikan patokan adalah sebesar 11% ICP (Indonesian Crude Price). Berdasarkan harga ICP per Oktober 2016 sebesar US\$ 48.00/barrel, maka harga LNG yang digunakan sebagai basis untuk analisa keekonomian adalah sebesar US\$ 5.28/MMBTU.
- Harga Produk Kondensat, harga patokan untuk kondensat diasumsikan sama dengan harga minyak mentah yang mengikuti ICP yaitu sebesar US\$ 48.00/ barrel
- Fuel Gas Cost, harga patokan fuel gas adalah US\$ 2/MMBTU
- Discount Rate, Persentasi diskon yang digunakan diasumsikan sebesar 10% yang biasa digunakan sebagai acuan migas di Indonesia

Analisis Hasil Penelitian

Hasil komparasi skema pembiayaan yang diharapkan dapat memberikan output keekonomian (IRR, NPV, GT, dan CT) yang paling baik untuk pemerintah Negara Indonesia, dan secara konteks makro ekonomi diharapkan mendapatkan dampak yang positif bagi pemerintah, hal ini dapat dilihat dari nilai GT yang tinggi pada hasil pengolahan arus kas, dan dalam konteks makro dapat dilihat dari devisa Negara dari industri minyak dan gas bumi yang meningkat, menguatnya nilai kurs rupiah, meningkatnya keinginan investor untuk menanamkan investasinya di Indonesia, dan pada akhirnya dapat berdampak kepada semakin membaiknya perekonomian Indonesia di masa depan.

3. Hasil dan Diskusi

Perhitungan perbandingan arus kas dengan skema pembiayaan PSC dan TBS tradisional yang mempertimbangkan beberapa batasan yaitu pembiayaan dengan bantuan dana dari TBS hanya mencakup pembiayaan untuk biaya CAPEX FLNG, dan adapun batasan lainnya dari perhitungan keekonomian seperti, IRR sebesar MARR 15%, Investment Credit minimum 10% , Biaya bunga Bank untuk TBS sebesar 7% dan nilai NPV yang bernilai positif.

CAPEX untuk kapasitas 2.5 MTPA sebesar USD 4,715 juta dengan porsi pembagian biaya yang digambarkan di Tabel 4.1 dan biaya OPEX sebesar USD 2.812 Juta yang digambarkan di Tabel 4.2. Untuk menampilkan detail pembagian biaya tiap-tiap proses yang terjadi pada FLNG dapat dilihat pada Tabel 4.3. Dan data harga yang dipakai sebagai inputan ialah berdasarkan harga ICP yaitu US\$ 48/bbl dengan asumsi nilai x kilang LNG sebesar 11% harga ICP yaitu US\$ 5,28/MMBTU dan harga x kilang LNG yang dijual ke domestik sebesar 50%

dari harga x kilang LNG sebesar USD 2.64/MMBTU, dan untuk porsi DMO ialah 25% dari gross revenue. Harga – harga produk diasumsikan akan mengalami pengingkatan sebesar 7% secara komulatif setiap tahunnya.

Tabel 4.1 Persentase Pembagian CAPEX

FLNG Facility Component	%Dist. Cost	2.5 MTPA
FLNG Vessel	80%	3,750.0
SURF	8%	379.1
Wellhead	9%	413.6
LSB	4%	172.3
Total CAPEX		4,715.0
Project Life Time		30
Total CAPEX / tahun		157.2

Tabel 4.2 Breakdown Biaya OPEX

OPEX Breakdown	Unit	2.5 MTPA
LNG Capacity	1e6 MMBTU / tahun	128
Uptime	Day	347
Make-up Ethane	ton / tahun	750
Refrigerant	Juta US\$ / tahun	1
Make-up Propane	ton / tahun	150
Refrigerant	Juta US\$ / tahun	0
Fuel Gas	1e6 MMBTU / tahun	15
	Juta US\$ / tahun	29
Refrigeration Duty (Cost)	kW	55,190
	Juta US\$ / tahun	18
Compression Power (Energy Cost)	kW	22,710
	Juta US\$ / tahun	8
CO2 Cost	ton CO2 / tahun	769,582
	Juta US\$ / tahun	8
O&M	Juta US\$ / tahun	6
Manning	People	120
	Juta US\$ / tahun	3.6
Tugs	Juta US\$ / tahun	10
Base Support	Juta US\$ / tahun	10
Total OPEX	Juta US\$ / tahun	93.73
	Juta US\$	2,812

Tabel 4.3 Breakdown Biaya FLNG

FLNG Vessel Component	% Cost Dist.	2.5 MTPA
Topside		
Separation Process	7.42%	278.3
Pretreatment Process	3.71%	139.1
Fractionation Process	5.57%	208.7
Liquefaction Process	20.41%	765.2
Utility System	15.90%	596.3
Hull	30.00%	1,125.0
Turret & Mooring	8.00%	300.0
Integration	9.00%	337.5
Total	100.00%	3,750.0

nilai investasi CAPEX FLNG yang diperhitungkan memiliki porsi sebesar 80% dari nilai CAPEX secara keseluruhan yaitu USD 3,750 Juta pada perhitungan skema pembiayaan TBS akan dialihkan kepada pihak Trustee, sehingga di dalam perhitungannya tidak termasuk kedalam nilai CAPEX, sehingga nilai CAPEX pada skema pembiayaan TBS akan lebih rendah sebesar USD 3,750 Juta yang tercantum pada Table 4.4.

Tabel 4.4 Komparasi Perhitungan Keekonomian CAPEX dan OPEX

Parameter	Unit	PSC	TBS 75 :25
CAPEX imposed to Government & Contractor	US\$ (Juta)	4,715	965
- CAPEX Capital (FLNG)	US\$ (Juta)	3,750	3,750
- CAPEX Non Capital	US\$ (Juta)	965	965
OPEX	US\$ (Juta)	3,904	3,904
Operating Day per Year (Uptime)	Day	347	347
Production Year (Max)	Year	30	30

Tabel 4.5 menjelaskan, dari sudut pandang besarnya total penerimaan negara selama masa operasi selama 30 tahun, dapat disimpulkan bahwa proses skema pembiayaan dengan cara PSC memiliki keunggulan dengan prediksi penerimaan sekitar USD 36 milyar, sedangkan skema pembiayaan dengan TBS memberikan pendapatan kepada negara lebih rendah 5.4% yaitu sebesar USD 34 milyar, hal ini dikarenakan Gross Revenue pada pembiayaan PSC lebih besar dibandingkan dengan pembiayaan TBS yang menyebabkan perhitungan FTP dan Equity to be split pada pembiayaan PSC lebih besar dibandingkan TBS yang mengakibatkan Gross Revenue dan nilai Tax pada pembiayaan PSC akan bernilai lebih besar di bandingkan dengan perhitungan menggunakan skema TBS.

Pendapatan Negara rata – rata per tahunnya untuk skema PSC ialah sebesar IDR 15.8

Triliun sedangkan untuk skema TBS sebesar IDR 15 Triliun.

Tabel 4.5 Penerimaan Negara dan Kontraktor

Parameter	Unit	PSC	TBS 75 :25
Total Government Take (GT)	US\$ (Juta)	36,495	34,624
- 1 USD = IDR 13.000	IDR (Juta)	474,439,604	450,117,793
Total Contractor Take (CT)	US\$ (Juta)	22,265	21,694
- 1 USD = IDR 13.000	IDR (Juta)	289,451,445	282,017,249
Government Take Ratio (%GT)	%	62.1%	61.5%
Government Take Ratio (%GT)	%	37.9%	38.5%

Tabel 4.6 memperlihatkan keunggulan menggunakan skema pembiayaan TBS dibandingkan dengan PSC terletak pada cara menempatkan perhitungan CAPEX FLNG nya, untuk skema pembiayaan TBS cara perhitungan CAPEX akan langsung mengurangi nilai Gross Revenue, sedangkan pada skema pembiayaan PSC nilai CAPEX akan diperhitungkan pada depresiasi. Perbedaan ini menyebabkan nilai IRR, NPV dan Net Cash Flow skema pembiayaan TBS lebih tinggi dibandingkan dengan PSC.

Jika ditinjau dari tingkat kelayakan proyek untuk dijalankan, proyek ini sudah layak dijalankan hal ini dibuktikan dari nilai NPV untuk masing masing skema pembiayaan yang bersifat positif.

Tabel 4.6 Komparasi Perhitungan Rasio Keekonomian

Parameter	Unit	PSC	TBS 75 :25
IRR	%	13.0%	27.3%
NPV@10%	US\$ (Juta)	1,265	3,342
Total Cost Recovery	US\$ (Juta)	8,619	8,619
Net Cash Flow (NCF)	US\$ (Juta)	22,265	25,444

Batasan nilai IRR untuk PSC biasanya di bandingkan dengan nilai MARR dan untuk TBS dapat dibandingkan juga dengan MARR dan unsur-unsur pertimbangan perusahaan tersendiri, dan pada penelitian inimembandingkan kedua skema pembiayaan dengan MARR untuk IRR nya .

IRR untuk PSC walaupun di bawah nilai MARR tetapi masih cukup baik karena diatas asumsi Bunga Bank yang 10%.

Namun jika disimulasikan kembali untuk meningkatkan nilai IRR pada skema PSC menjadi 15% maka salah satunya dengan ditingkatkannya harga jual produksi, dari harga awal tahun 2017 kondensat US\$48/bblx kilang LNG US\$ 5.28/MMBTU, dan harga domestic LNG US\$ 2.64/MMBTU, dengan kenaikan 7% pertahunnya, perlu untuk dinaikan sebesar 30% untuk harga-harga produk tersebut sehingga menjadi harga awal di tahun 2017 untuk kondensat menjadi US\$ 61.49/bbl, harga x kilang gas US\$ 6.76/MMBTU dan harga jual ke domestik US\$ 3.38/MMBTU, dengan kenaikan 7% pertahunnya.

Pada Tabel 4.7, untuk skema TBS Pay Out Time, atau periode waktu yang diperlukan untuk menutup kembali pengeluaran investasi akan menempuh waktu yang lebih singkat dibandingkan jika menggunakan skema pembiayaan PSC. Dan Investment Credit merupakan kredit investasi yang diperlukan pada saat pengembangan fasilitas produksi minyak dan gas bumi yang baru, untuk nilai ini penulis mengasumsikan untuk proyek ini layak diberikan IC sebesar 10%. Hasil perhitungan Gross Revenue untuk skema pembiayaan PSC lebih tinggi dibandingkan TBS dikarenakan Gross Revenue PSC pendapatan dari penjualan minyak dan gas bumi tidak dikurangi untuk pembayaran hutang dan bunga dari Bank.

Tabel 4.7 Komparasi Perhitungan Keekonomian IC, GR, dan POT

Parameter	Unit	PSC	TBS 75 :25
Investment Credit	%	10.0%	10.0%
Gross Revenue (GR)	US\$ (Juta)	67,379	64,937
Payout Time (POT)	Year	10.0	9.0

Perbandingan Share Pembayaran Trustee

Perbandingan TBS 75 : 25 dan TBS 50 : 50

di Indonesia skema pembiayaan TBS pada umumnya memakai rumusan 75 : 25 dimana memiliki arti 75% dari pendapatan gross revenue akan disisihkan kontraktor untuk membayar hutang TBS ke Bank dan 25% dari pendapatan gross revenue akan di alokasikan untuk perhitungan cost recovery, di dalam penelitian ini penulis ingin memperlihatkan bagaimana jika porsi 75:25 di ganti menjadi porsi 50:50, bagaimana pengaruhnya terhadap perhitungan keekonomian.

Tabel 4.8 Hasil perhitungan pendapatan Negara akan lebih tinggi jika menggunakan skema 75 : 25 hal ini diakibatkan dari semakin lama hutang dilunasi, karena porsi pengalokasian pendapatan untuk membayar hutang lebih sedikit, maka akan semakin tinggi pula bunga Bank yang harus ditanggung, sehingga pendapatan bagi Negara dan bagi kontraktor lebih tinggi jika menggunakan skema TBS dengan skenario 75 : 25.

Tabel 4.8 Komparasi Perhitungan GT dan CT TBS 75 :25 dengan TBS 50 : 50

Parameter	Unit	TBS 75 :25	TBS 50:50
Total Government Take (GT)	US\$ (Juta)	34,624	34,575
- 1 USD = IDR 13.000	IDR (Juta)	450,117,793	449,477,019
Total Contractor Take (CT)	US\$ (Juta)	21,694	21,682
- 1 USD = IDR 13.000	IDR (Juta)	282,017,249	281,860,367
Government Take Ratio (%GT)	%	61.5%	61.5%
Government Take Ratio (%GT)	%	38.5%	38.5%

Tabel 4.9 Hasil perhitungan IRR untuk skema TBS dengan Skenario 50 : 50 lebih tinggi dibandingkan dengan TBS skenario 75: 25 hal ini dikarenakan tingkat unrecovered cost di tahun sebelumnya lebih rendah dibandingkan TBS skenario 75:25 disebabkan dengan tingkat Gross revenue yang dari tahun ketahun tetap meningkat

sedangkan pembayaran hutang dan bunga tetap 50%. Hal ini juga mengakibatkan jangka waktu untuk pengembalian investasi pada TBS skenario 50:50 juga menjadi lebih singkat dibandingkan skema TBS skenario 75:25 yang dijelaskan pada Tabel 4.10.

Tabel 4.9Komparasi Perhitungan IRR dan NPV TBS 75 :25 dengan TBS 50 : 50

Parameter	Unit	TBS 75 :25	TBS 50 : 50
IRR	%	27.3%	30.4%
NPV@10%	US\$ (Juta)	3,342	3,498
Total Cost Recovery	US\$ (Juta)	8,619	8,619
Net Cash Flow (NCF)	US\$ (Juta)	25,444	25,432

Tabel 4.10Komparasi Perhitungan GR dan POT TBS 75 :25 dengan TBS 50 : 50

Parameter	Unit	TBS 75 :25	TBS 50 : 50
Investment Credit	%	10.0%	10.0%
Gross Revenue (GR)	US\$ (Juta)	64,937	64,875
Payout Time (POT)	Year	9.0	7.0

Perbandingan TBS 50 : 50 dengan dan tanpa Biaya Bunga di dalam Cost Recovery

Dengan hasil perhitungan skema pembiayaan TBS skenario 50 : 50 memberikan nilai IRR, NPV, dan POT yang lebih tinggi dibandingkan dengan skema pembiayaan TBS skenario 75 : 25 walaupun hasil Government Take dan Contractor Take sedikit lebih tidak unggul dari 75 : 25, kita akan mengkaji sedikit lebih dalam mengenai TBS 50 : 50, membandingkan antara skema TBS yang sudah diterapkan di Indonesia, dimana nilai bunga dari TBS akan di masukan kedalam perhitungan Cost Recovery sebagai penambah biaya OPEX dengan jika biaya bunga dari TBS tidak diperhitungkan sebagai biaya Cost Recovery.

Pada Tabel 4.11 perhitungan skema TBS sebelumnya biaya bunga dan pokok TBS akan ditanggung sepenuhnya oleh pihak kontraktor, pada simulasi ini akan terjadi perbedaan OPEX dikarenakan jika skema TBS dengan biaya bunga di masukan kedalam unsur Cost Recovery maka akan

masuk kedalam biaya OPEX per tahunnya, maka secara otomatis biaya OPEX akan lebih tinggi jika dibandingkan dengan skema yang tidak di masukan unsur bunga kedalam Cost Recovery.

Tabel 4.11 Komparasi Perhitungan CAPEX dan OPEX TBS 50:50 dengan dan tanpa Interest di dalam CR

Parameter	Unit	TBS 50 :50	TBS 50 :50 (Bunga sebagai komponen Cost Recovery)
CAPEX imposed to Government & Contractor	US\$ (Juta)	965	965
- CAPEX Capital (FLNG)	US\$ (Juta)	3,750	3,750
- CAPEX Non Capital	US\$ (Juta)	965	965
OPEX	US\$ (Juta)	3,904	4,378
Operating Day per Year (Uptime)	Day	347	347
Production Year (Max)	Year	30	30

Kemudian, untuk hasil perhitungan pendapatan Negara dan pendapatan kontraktor yang dijelaskan di Tabel 4.12 akan lebih besar jika biaya bunga bank TBS di perhitungkan kedalam cost recovery hal ini dikarenakan meningkatnya Gross Revenue yang berakibat pada peningkatan FTP dan peningkatan Pajak

Tabel 4.12 Komparasi Perhitungan GT dan CT TBS 50:50 dengan dan tanpa Interest di dalam CR

Parameter	Unit	TBS 50 :50	TBS 50 :50 (Bunga sebagai komponen Cost Recovery)
Total Government Take (GT)	US\$ (Juta)	34,575	34,583
- 1 USD = IDR 13.000	IDR (Juta)	449,477,019	449,585,309
Total Contractor Take (CT)	US\$ (Juta)	21,682	21,684
- 1 USD = IDR 13.000	IDR (Juta)	281,860,367	281,886,268
Government Take Ratio (%GT)	%	61.5%	61.5%
Government Take Ratio (%GT)	%	38.5%	38.5%

Tingkat pengembalian atas investasi yang dibandingkan dengan tingkat suku bunga MARR, untuk skema pembiayaan TBS skenario 50 : 50 dengan memperhitungkan bunga sebagai komponen Cost Recovery memiliki IRR yang lebih rendah sebesar 4% dikarenakan biaya expenditurnya lebih tinggi yang disebabkan oleh meningkatnya masuknya biaya bunga Bank kedalam OPEX, yang dijelaskan di Tabel 4.13.

Sehingga nilai cost recovery nya pun akan lebih tinggi dibandingkan jika biaya bunga tidak diperhitungkan kedalam cost recovery.

Tabel 4.13 Komparasi Perhitungan IRR dan NPV TBS 50:50 dengan dan tanpa Interest di dalam CR

Parameter	Unit	TBS 50 : 50	TBS 50 :50 (Bunga sebagai komponen Cost Recovery)
IRR	%	30.4%	26.4%
NPV@10%	US\$ (Juta)	3,498	3,352
Total Cost Recovery	US\$ (Juta)	8,619	9,093
Net Cash Flow (NCF)	US\$ (Juta)	25,432	25,434

Tabel 4.14 menjelaskan jangka waktu pengembalian nilai investasi jika memperhitungkan bunga dalam komponen cost recovery akan lebih lama dibandingkan dengan bunga TBS yang ditanggung langsung oleh kontraktor hal ini dikarenakan biaya expenditure yang lebih tinggi jika bunga dimasukan ke dalam komponen cost recovery. Dan untuk biaya OPEX otomatis akan lebih tinggi dikarenakan biaya bunga di perhitungkan pada biaya OPEX untuk skema TBS 50:50 dan bunga dimasukan ke dalam komponen cost recovery.

Tabel 4.14 Komparasi Perhitungan GR dan POT TBS 50:50 dengan dan tanpa Interest di dalam CR

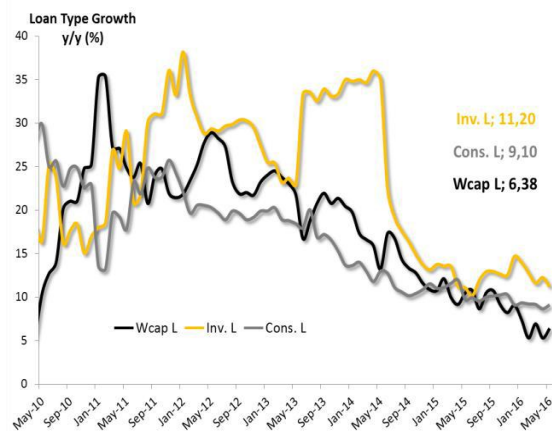
Parameter	Unit	TBS 50 : 50	TBS 50 :50 (Bunga sebagai komponen Cost Recovery)
Investment Credit	%	10.0%	10.0%
Gross Revenue (GR)	US\$ (Juta)	64,875	65,360
Payout Time (POT)	Year	7.0	8.0

Dampak Makroekonomi

Penerapan Peraturan Bank Indonesia no 14/17/PBI/2012 mengenai Trust akan berdampak pada penerimaan devisa Negara dalam industri migas. Kegiatan hulu migas memiliki *multiplier effect* terhadap perekonomian Indonesia. Hal itu pun diperkuat Peraturan Bank Indonesia (PBI) Nomor 14/17/PBI/2012 tentang Kegiatan Usaha Bank Berupa Penitipan Dengan

Pengelolaan (*Trust*). Bank BUMN, BNI siap menampung dana kelolaan layanan trustee industri migas yang di 2014 mencapai US\$ 3,5 miliar (Rp 48,3 triliun). Di 2015, BNI menargetkan naik 43% menjadi sekitar US\$ 5 miliar (Rp 69 triliun).

Fungsi bank sebagai lembaga perantara keuangan (*financial intermediary*) memiliki karakteristik khusus, di mana sebagian besar kewajibannya bersifat jangka pendek, sementara sebagian besar asetnya bersifat jangka panjang. Sementara itu dalam menjalankan bisnisnya perbankan sangat dipengaruhi oleh ekspansi pertumbuhan ekonomi yang sedang berjalan. Kredit investasi perbankan dengan porsi 26% dari total kredit tumbuh sebesar 11.20%. Secara keseluruhan kredit investasi dan kredit konsumsi merupakan penopang pertumbuhan kredit perbankan. Jika dilihat dari pertumbuhan kredit investasi mengalami kenaikan di tahun 2013 awal hal ini membuktikan adanya kontribusi yang positif dari terbitnya peraturan PBI 14.



Gambar. 4.1 Pertumbuhan Kredit Berdasarkan Jenis dan Sektor

Pada tahun 2013, Bank Rakyat Indonesia menjadi bank pertama yang memperoleh izin Layanan Jasa Trust dari Bank Indonesia, pada bulan pada tahun 2013 BRI mengelola IDR 9.1 Triliun asset trustee dari

Sembilan proyek besar dan 75% nya merupakan dari sector migas. Berdasarkan data dari Badan Pusat Statistik (BPS), hingga semester pertama tahun 2-13 Indonesia berhasil membukukan US\$ 16 juta transaksi ekspor dari sector migas, dan sebanyak 16% proceed ekspor masih di tempatkan di luar negeri. Jika Proyek KKKS A di implementasikan, maka di tahun 2017 akan terjadi penambahan kredit investasi untuk wilayah migas sebesar USD 3,750 Juta atau sebesar IDR 48.75 Triliun.

Langkah ini merupakan salah satu bentuk kontribusi industri hulu migas dalam rangka meningkatkan peran serta industri perbankan nasional, khususnya bank BUMN. Harapannya, semakin meningkatnya jumlah dan jenis transaksi di sektor hulu migas yang turut berputar dalam gerak ekonomi masyarakat dan mampu menjadi stimulator bagi penggerak perekonomian Indonesia.

Dengan nilai transaksi yang sangat besar, industri hulu minyak dan gas bumi memiliki peran krusial terkait kestabilan ekonomi Indonesia. Apabila seluruh Kontraktor KKS minyak dan gas bumi menjalankan kebijakan Trust di bank dalam negeri, manfaatnya akan signifikan bagi perekonomian, baik secara makro maupun mikro.

Manfaatnya antara lain, meningkatkan kesinambungan pasokan devisa yang pada akhirnya dapat memperkuat nilai kurs rupiah terhadap mata uang asing. Selain itu, meningkatkan peran serta industri perbankan nasional untuk berbuat lebih banyak dan dapat disejajarkan dengan perbankan internasional.

4. Kesimpulan

- Skema pembiayaan dengan cara TBS merupakan skema pembiayaan yang lebih menarik untuk di implementasikan untuk

proyek FLNG dibandingkan PSC, dikarenakan dengan CAPEX FLNG yang di bebaskan kepada pihak Trustee dapat meningkatkan nilai IRR, NPV, dan mempersingkat waktu POT. Hal ini dikarenakan, pada skema TBS gross revenue kontraktor akan disisihkan di awal perhitungan sebanyak 75% atau 50% secara flat dari tahun ketahun untuk membayar hutang dan bunga trustee sampai hutang dapat tertutupi dengan pendapatan akumulatif kontraktor.

- Proyek FLNG pada KKKS A dengan Kapasitas 2.5 MTPA memiliki Biaya investasi Kontraktor sebesar USD 7,527 Juta terdiri dari biaya Kapital untuk FLNG sebesar USD 3,750 Juta dan investasi non capital sebesar USD 965 Juta dan biaya operasi selama kontrak produksi 30 tahun sebesar USD 2,812 Juta atau USD 93.73 Juta per tahun.

- CAPEX dan OPEX pada skema PSC akan sama seperti poin no 2 diatas, namun untuk CAPEX dan OPEX skema pembiayaan TBS memiliki perbedaan. Pada skema TBS, CAPEX FLNG akan menjadi hutang trustee kontraktor kepada bank sehingga nilai CAPEX FLNG sebesar USD 3,750 Juta akan mengurangi nilai total CAPEX, sehingga menjadi USD 965 Juta yang terdiri dari biaya investasi non capital. Nilai OPEX pada skema TBS akan lebih tinggi dibandingkan skema PSC dikarenakan biaya bunga trustee sebesar 7% yang terakumulasi pertahunnya sampai hutang dan bunga tersebut dilunasi di masukan kedalam biaya OPEX.

- Skema pembiayaan PSC menghasilkan penerimaan Negara dan penerimaan kontraktor yang lebih tinggi di bandingkan dengan skema TBS, hal ini dikarenakan net gross revenue yang merupakan unsur equity to be split PSC lebih tinggi dibandingkan dengan TBS yang disebabkan dari

pemotongan pembayaran hutang kepada pihak trustee.

- Nilai keekonomian proyek KKKS A yang telah di perhitungkan dengan skema pembiayaan PSC dan TBS dapat disimpulkan layak untuk dijalankan, dikarenakan nilai NPV yang positif untuk PSC sebesar USD 1,265 Juta dan untuk skema TBS sebesar USD 3,342Juta. Nilai IRR yang untuk PSC 13% masih diatas asumsi interest bank 10% dan untuk skema TBS sebesar 27.3% yang melampaui nilai MARR.

- Jangka waktu pengembalian nilai investasi jika diperhitungkan dari pergerakan arus kas dapat disimpulkan perhitungan dengan cara skema TBS dengan skenario 50 : 50 memiliki jangka waktu POT paling cepat yaitu 7 tahun, dan yang paling lama adalah jika menggunakan skema PSC yaitu 10 tahun.

- TBS scenario 50:50 denganhutangbunga yang perhitungkan di cost recovery menghasilkan IRR 26.4%, NPV USD 3,352 Juta, Governement Take USD 34,575 Juta, Contractor Take USD 21,682 Jutadan POT 8 tahun. Maka dapat disimpulkan yang menghasilkan nilai IRR tertinggi adalah skema TBS dengan skenario 50 : 50 dan tidak memperhitungkan bunga bank pada nilai cost recovery.

- Skema pembiayaan TBS dengan cara menggunakan bank dalam atau pun luar negeri tidak berdampak signifikan terhadap perhitungan keekonomian, sepanjang nilai bunga TBS antara bank dalam dan luar negeri diasumsikan sama sebesar 7%. Namun, hal ini berdampak pada perputaran uang bank di dalam negeri, maka skema pembiayaan TBS dengan menggunakan bank dalam negeri akan membuat industri perbankan Indonesia menjadi lebih berkembang, dapat bersaing dengan perbankan luar negeri, meningkatkan GDP

Indonesia, menghasilkan penerimaan devisa Negara yang tinggi dan akan membuat perekonomian Indonesia menjadi lebih baik lagi setiap tahunnya, hal ini dibuktikan terjadi peningkatan sebesar 10% pada awal 2013 dalam kredit investasi perbankan.

5. Daftar Pustaka

1. Aronsson, Erik (2012), FLNG compared to LNG carriers. Chalmers University. Sweden.
2. Aixin, James (2015), Financing in Oil and Gas Project. Oklahoma
3. Bank Indonesia (2016), BI Rate (<http://www.bi.go.id/id/moneter/bi-rate/penjelasan/Contents/Default.aspx>)
4. Barchart, treasury (2016), US treasury rate(<http://www.barchart.com/economy/treasuries.php>)
5. Bulama, Bitrus Joseph (2005), Is Project Financing Non- Contracted LNG Ships A Risk Taken Too Far ?, University Of Dundee, UK
6. Clay, Jones (2016), Floating LNG is Coming, Are you Ready? Monetizing Offshore Gas Reserves, Honfleur LLC.
7. Culp, Chistopher (2010), Chapter 21:Structured financing techniques in oil and gas project finance. Oxford. New York
8. Duncan, Andrew (2015), Focus on FLNG. Gaffney Cline & Associates.
9. Ernst and Young (2014), Funding Challenge in oil and gas sector. New York
10. Fjeld, Philip (2011) Presentation of FLNG economics and market potential. Singapore
11. Fisho, Alache (2011), What is the effect of sponsor co-lending on the tradisional structure of project finance.University of Dundee. Scotland
12. Hill International, Inc. (Aug 2004) "Evaluation of investment option for the development of oil and gas infrastructure in Afganistan".
13. Habibullah, Arif , Peter Lardi (2009), LNG Conceptual Design Strategies. Worley Parsons. USA
14. INPEX Corporation(2015), Presentation of concept select. Indonesia
15. INPEX Corporation (2011), e-presentation Two LNG Projects – Ichtyos and Abadi. Japan
16. INPEX Corporation (2014), Seminar: Why trustee borrowing scheme. Indonesia
17. International Gas Union (2015), World LNG report: committed to better energy. Fornebu
18. Ioannis, Glinavos. (2002), MPRA Paper No. 845: An introduction to international factoring and project finance. University of Kent at Canterbury. Munich Personal RePEcArchive.
19. JBIC (2014), Project Financing for LNG Project in Indonesia. Japan
20. Jennings, Dennis R (2000), Petroleum Accounting: Principle, Procedures & Issues 5th edition. University of Texas
21. Kargbo, David M (2010), Natural Gas Plays in theMarcellus Shale: Challenges and Potential Opportunities, Environmental Science and Technology, 44, 5679–5684.USA
22. Khan,M. Kabir, F. Parra, R.J (2003). Financing large project : using project finance techniques and practices. Singapore : Pearson Prectice Hall.
23. KPMG International (2014), Floating LNG: revolution and evolution for the global industri. Swiss
24. Kane, Steven (2009), PNG LNG : A World Class Financing Venture. Exxon Mobile.
25. LembagaSimpanPinjam (2016), Perekonomian dan Perbankan. Jakarta. Indonesia
26. Liana, Lita (2011), Analisis metode pendanaan Trustee Borrowing Scheme:

- studi kasus pada Production Sharing Contract X. Universitas Indonesia. Indonesia.
27. Lubiantara, Benny (2012), Ekonomi Migas Tinjauan Aspek Komersil Kontrak Migas. Indonesia. PT. Gramedia Widiasarana Indonesia.
 28. Pedoman Tata Kerja (PTK) (2015), Tentang Kebijakan Akuntansi Kontrak Kerja Sama untuk Kegiatan Hulu Minyak dan Gas Bumi. Indonesia
 29. Peraturan Pemerintah Nomor 79 (2010). Biaya Operasi yang dapat Dikembalikan dan Diperlakukan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi. Indonesia
 30. Peraturan Bank Indonesia 14/17/PBI/2012. Kegiatan usaha bank berupa penitipan dengan pengelolaan (trust). Indonesia
 31. Price Waterhouse Coopers (2010). Oil and gas Indonesia: investment and taxation guide. Indonesia
 32. Pudjo Utomo, Sutadi. (2010), Kedaulatan Migas dan Production Sharing Contract Indonesia. Indonesia. Reforminer Institute
 33. Ruester, Sophia (2015), Financing LNG Projects and the Role of Long-Term Sales and Purchase Agreement. Berlin. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
 34. Rose, Ben (2013), 5 Things you need to know about FLNG. Norton Rose Fulbright. Australia
 35. Songhurst, Brian (2014), Oies Paper: NG 83, LNG Plant Cost Escalation. Oxford
 36. SKKMIGAS (2016), Presentation of Liquefied Natural Gas Technology, Indonesia
 37. Tjia, Clarinda (2006), Gas landmark. Indonesian Project Finance.
 38. Uwaifo, Ifueko (2001), LNG Financing: is floating LNG concept a more bankable option than traditional onshore LNG projects. Berlin. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung.
 39. Vance, David (2009), Project Financing of the LNG Supply Chain. Paul Hastings
 40. Weeden, Scott (2014), Shell's Prelude Development Open FLNG Floodgate, Hart Energy. Houston
 41. Weems, Philip R (2000), Volume 6, Issue 4, Page 267-299: Overview of issues common to structuring, negotiating and documenting LNG projects. King & Spalding.
 42. Yumurtaci, Zehra, Erdem, Hasan Huseyin (2006), Economical analyses of build-operate-transfer model in establishing alternative power plants. Energy Conversation & Management. Turkey
 43. Financial Times Market. (2016) Data Market Minyak dan Gas Bumi, <http://markets.ft.com/data/equities/tear-sheet/summary?s=HDY:LSE>,
 44. Premium Risk Indonesia (2016). Data Resiko Premium di Indonesia, www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/ctryprem.xls