Instrumen Fiskal untuk pengontrolan Limbah Industri Minyak dan Gas di Indonesia

Laporan Akhir

Maret 2015

Low Carbon Support Programme to Ministry of Finance, Indonesia

Kata Pengantar

Laporan akhir ini disiapkan oleh Tim dari Ametis Institute. Laporan ini dikelola oleh *The United Low Carbon Support Programme* (LCS) oleh Bp. Paul Butarbutar untuk disampaikan kepada Kementerian Keuangan Republik Indonesia. Pekerjaan penelitian ini terlaksana dengan kerjasama yang baik antara PKPPIM Badan Kebijakan Fiskal (BKF) Kementerian Keuangan Republik Indonesia, yang dipimpin oleh Direktur BKF Dr. Syurkani Ishak Kasim dengan supervisi manajemen oleh Dr. Syaifullah. Pimpinan mitra di PKPPIM adalah Dr. Hidayat Amir, dengan dukungan Dr. Joko Tri Haryanto, Windy Kurniasari, dan Adisti. Laporan akhir mendapat input yang sangat bernilai dari berbagai pihak seperti pihak-pihak swasta dan pemerintah melalui beberapa grup diskusi (Focus Group Discussion) yang dikoordinir bersama oleh LCS dan PKPPIM.

Disclaimer

Laporan akhir disiapkan oleh "*The Low Carbon Support Programme*" untuk Kementerian Keuangan Republik Indonesia untuk tujuan pengembangan kebijakan dan diskusi. Pandangan atau pendapat yang dituangkan dalam laporan akhir ini adalah semata-mata pendapat dari penulis dan tidak merefleksikan pendapat dari Kementerian Keuangan atau Pemerintah Indonesia.

Pertanyaan berkaitan dengan Laporan Akhir

Setiap pertanyaan mengenai Laporan Akhir ini atau laporan lain dari Program LCS dapat ditujukan kepada enquiries@lcs.or.id.

Ringkasan Eksekutif

Proses produksi minyak dan gas menghasilkan gas ikutan yang biasanya dibakar (*flared)* dan dibuang (*vented)*. Kegiatan ini tidak hanya menghamburkan gas alam yang mempunyai nilai ekonomi tinggi, tetapi juga berkontribusi terhadap perubahan iklim melalui emisi karbon dioksida. Sekitar 150 miliar meter kubik (bcm) gas alam dibakar dan dibuang setiap tahun di seluruh dunia, dan diperkirakan menambah sekitar 400 juta ton emisi CO2 secara global.

Indonesia sebagai salah satu negara yang berkontribusi terhadap produksi global gas suar sudah memprakarsai berdirinya "*the Indonesia Climate Change Sectoral Roadmap 2010 (ICCSR)*" yang dikoordinasikan oleh Bappenas untuk mengurangi *gas flaring*. Pemantauan pelaksanaan kebijakan penurunan volume emisi pembakaran gas, yang merupakan bagian dari Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi GHG (RAN-GRK), ditetapkan melalui Peraturan Presiden Nomor 61/2011 dengan target utama adalah tersedianya data volume *gas flaring* setiap tahun. Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral telah mengeluarkan Keputusan Menteri No. 31 Tahun 2012 tentang "Tata Kelola *Gas Flaring* dalam produksi minyak dan gas" pada bulan Desember 2012 yang mengharuskan produsen minyak dan gas meminta izin pemerintah untuk melakukan pembakaran gas (*flaring*).

Tujuan utama dari penelitian ini adalah (i) untuk mengumpulkan dan menganalisis data tentang gas suar bakar dan dibuang (*Flaring and Venting*) di Indonesia; (ii) untuk menganalisis kebijakan dan peraturan yang berkaitan dengan produksi gas yang dibakar (*flaring*); dan (iii) memberikan alternatif pemecahan masalah untuk mengurangi produksi *gas flaring*. Informasi dan data yang dipergunakandalam kajian ini diperoleh melalui interview dengan pemerintah dan praktisi minyak dan gas, melalui *focus group discussion* (FGD), dan melalui kajian literatur yang mendalam.

Hasil analisa terhadap data *gas flaring* menunjukkan bahwa sebagian besar gas *flaring* diproduksi di lepas pantai. Dari segi jumlah, lima emiter (produsen gas *flaring*) terbesar adalah BP Tangguh, Pertamina dan Partners, Petrochina International Jabung Ltd, CNOOC SES Ltd, dan Total Indonesie. Namun, berdasarkan nilai GFBOE (Rasio antara gas *flaring* dengan produksi minyak dan gas dalam *barrel oil equivalent* – BOE), emitter terbesar adalah PT Medco E&P Lematang, Camar Resources Canada, JOB Pertamina Salawati, JOB Pertamina-Medco Tomori, dan Petrochina International Jabung. GFBOE dianggap sebagai ukuran yang lebih baik untuk mengukur *gas flaring* dibandingkan dengan jumlah absolut gas *flaring*. Perusahaan-perusahaan dengan GFBOE tertinggi adalah perusahaan yang beroperasi di daratan (*onshore*).

Perkembangan teknologi memungkinkan komersialisasi dari *gas flaring* dan selanjutnya mengurangi emisi. Studi kasus di *PT Odira Energi Persada* menunjukkan bahwa pengurangan emisi melalui pemanfaatan gas ikutan (*associated gas*) selama 10 tahun mencapai 3,6 juta ton CO_2. Namun demikian, karena besarnya biaya yang diperlukan dalam investasi ini, diperlukan suatu insentif dan penetapan harga gas yang layak untuk memperoleh tingkat pengembalian investasi yang ekonomis.

Sejumlah peraturan yang terkait dengan isu-isu lingkungan telah disahkan menjadi undang-undang, termasuk: (i) Peraturan Pemerintah No. 28/2008, (ii) Undang-Undang Nomor 32/2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan, (iii) Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 5/2011, (iv) Peraturan Pemerintah No. 28/2008, (v) Peraturan Menteri Keuangan No. 130/2011, (vi) Peraturan Menteri Keuangan No. 76/2012; dan (vii) Peraturan Kementerian Lingkungan Hidup No. 5/2011. Bahwa instrumen ekonomi lingkungan dan langkah-langkah lain dari insentif fiskal ditemukan dalam peraturan-peraturan tersebut; tetapi tidak ada satupun dari peraturan tersebut yang mengatur secara khusus bagaimana instrumen ekonomi atau sistem fiskal tersebut harus diterapkan. Peraturan yang ada lebih bersifat normatif, sehingga diperlukan peraturan atau undang-undang yang lebih spesifik dalam mengatur lingkungan.

Agar peraturan menjadi efektif dan efisien, maka perlu dirumuskan mekanisme khusus dan nilai-nilai numerik yang berkaitan dengan instrumen ekonomi dan sistem fiskal lainnya. Hal ini mencakup apa dan bagaimana insentif atau disinsentif yang berlaku baik untuk produsen gas maupun prosesor gas secara rinci. Instrumen ekonomi dan fiskal harus dirancang secara hati-hati.

Tiga rekomendasi kebijakan pokok untuk meminimisasi gas suar bakar (*gas flaring*) diusulkan dalam kajian ini: (i) komersialisasi gas suar melalui peraturan, (ii) melaksanakan (*enforcing*) peraturan pemerintah kepada perusahaan migas, dan (iii) penggunaan fiskal dis-insentif. Ketiga rekomendasi ini dijabarkan secara rinci dalam laporan akhir ini.

Daftar Singkatan

AMDAL	:	Analisa Mengenai Dampak Lingkungan
APG	:	Associated Petroleum Gas (Asosiasi Gas Mnyak)
Bappenas	:	Badan Perencanaan Pembangunan Nasional
Bbl	:	Barrels (Barel)
Bcf	:	Billion cubic feet (Miliar kaki kubik)
Bcm	:	Billion cubic meters (Miliar meter kubik)
BOE	:	Barrel oil equivalent (Barel Setara Minyak)
Bpd	:	Barrel per day (barel per hari)
BOPD	:	Barrel Oil Per Day (barel minyak per hari)
BKF	:	Badan Kebijakan Fiskal
BPK	:	Badan Pemeriksa Keuangan
CASA	:	Clean Air Strategic Alliance (Aliansi Stratejik untuk Udara Bersih)
CASAX	:	Interstate Oil and Gas Compact Commissions (Komisi Minyak dan Gas antar Negara Bagian)
CCS	:	Carbon Capture and Storage (Penangkapan dan Penyimpanan Karbon)
CDIC	:	Carbon Dioxide Information Analysis Center (Pusat Analisa Informasi Karbon Dioksida)
CDM	:	Clean Development Mechanism (Mekanisme Pembangunan Bersih)
CNG	:	Compressed Natural Gas
CSR	:	Corporate Social Responsibility (Tanggungjawab Sosial Korporasi)
CWA	:	Clean Water Act (Peraturan Air Bersih)
DMSP	:	Defense Meteorological Satellite Program (Program Meteorologi Satelit untuk Pertahanan)
EIA	:	Energy Information Agency (Badan Informasi Energi)
EPA	:	Environmental Protection Agency (Badan Perlindungan Lingkungan)
EPEA	:	Environmental Protection and Enhancement Act (Peraturan Perlindungan dan Perbaikan Lingkungan)
ERCD	:	Energy Resource Conservation Board (Lembaga Konsrvasi Sumber Daya dan Energi)
E&P	:	Exploration & Production 9Eksplorasi dan Produksi)
EOR	:	Enhanced Oil Recovery
EUB	:	The Alberta Energy and Utilities Board (Lembaga Energi dan Utilitas Pemerintah Alberta)
FGD	:	Focus Group Discussion Diskusi Kelompok Terfokus)
GCB	:	Gas Conservation Board (Lembaga Konservasi Gas)
GCC	:	Gulf Cooperation Council (Lemabag Kerjasama Teluk)

GFBOE	**:**	Gas Flaring to Barrel Oil Equivalent Ratio (Rasio Gas Suar Bakar terhadap Barel Setara Minyak)
GFGR	**:**	Gas Flaring to Gas Production Ratio (Rasio Gas Suar Bakar terhadap Produksi Gas)
GFOR	**:**	Gas Flaring to Oil Production Ratio(Rasio Gas Suar Bakar terhadap Produksi Minyak)
GGFR	**:**	Global Gas Flaring Reduction (Pengurangan Gas Flaring Secara Global)
GHG	**:**	Greenhouse Gas (Gas Rumah Kaca)
GTL	**:**	Gas to Liquids
GOGII	**:**	Green Oil and Gas Industry Initiative (Inisiatif Hijau untuk Industri Minyak dan Gas)
IISD	**:**	International Institute for Sustainable Development (Lembaga Internasional untuk Pembangunan Berkelanjutan)
IOC	**:**	International Oil Company (Perusahaan Minyak Internasional)
IOGCC	**:**	Interstate Oil and Gas Compact Commissions (Komisi Minyak dan Gas antar Negara Bagian)
IRR	**:**	Internal Rate of Returns
JOB PSC	**:**	Joint Operating Body for Production Sharing Contracts
KESDM	**:**	Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral
LNG	**:**	Liquefied Natural Gas (Gas Alam Cair)
MEMR	**:**	Ministry of Energy and Mineral Resources (Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral)
MMAA	**:**	Ministry of Municipal Affairs and Agriculture (Kementerian Urusan Kota dan Pertanian)
Mmscfd	**:**	Million standard cubic feet per day (Jutaan kaki kubik per hari)
mscf	**:**	Thousand Standard Cubic Feet (Ribuan kaki kubik)
MSWLFs	**:**	Municipal Solid Waste Landfills (Tempat Pembuangan Sampah Solid Perkotaan)
NGDC	**:**	National Geophysical Data Center (Pusat Data Deofisik Nasional)
NGL	**:**	Natural Gas Liquids (Gas Alam Cair)
NOAA	**:**	National Oceanic and Atmospheric Administration (Badan Atmosfir dan Kelautan Nasional)
NORM	**:**	Normally Occurring Radioactive Materials (Bahan-bahan Radioaktif Alamiah)
NPD	**:**	Norwegian Petroleum Directorate (Direktorat Minyak Norwegia)
NPDES	**:**	National Pollutant Discharge Elimination System (Sistem Pembuangan Pencemaran Nasional)
OECD	**:**	Organization for Economic Cooperation and Development (Organisasi Kerjasama Ekonomi dan Pembangunan)
OPEC	**:**	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisasi Negara-negara Pengekspor Minyak)

PSC	**:**	Production Sharing Contracts (Kontrak Bagi Hasil)
PGN	**:**	Perusahaan Gas Negara (State-owned Gas Company)
PKPPIM	**:**	Pusat Kebijakan Pembiayaan Perubahan Iklim dan Multilateral (Centre for Climate Change Financing and Multilateral Policy)
POD	**:**	Plan of Development (Rencana Pengembangan)
PROPER	**:**	Program for Pollution Control, Evaluation, and Rating (Program Pengendalian, Evaluasi, dan Penilian Pencemaran)
PSC	**:**	Production Sharing Contract (Kontrak Bagi Hasil)
RAN-GRK	**:**	Rencana Aksi Nasional PenurunanEmisi Gas Rumah Kaca (National Action Plan on GHG Emission Reduction)
RPPLH	**:**	Rencana Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan Hidup (Plan of Environmental Protection and Management)
Tcf	**:**	Trillion Cubic Feet (Trilyun kaki kubik)
UKL	**:**	Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup
UPL	**:**	Upaya Pemantauan Lingkungan Hidup
WCI	**:**	Western Climate Initiative (Inisiatif Iklim Barat)
WP&B	**:**	Work Programs and Budget (Program Kerja dan Biaya)

Daftar Isi

Kata Pengantar ..... **i**

Ringkasan Eksekutif ..... **ii**

Daftar Singkatan ..... **iv**

1. PENDAHULUAN **1**
- 1.1 Latar Belakang 1
- 1.2 Pertanyaan Evaluasi 3
- 1.3 Instrumen Pengumpulan Data 3
- 1.4 Analisa Data dan Strategi Insentif/Disinsentif 4

2. INTERNATIONAL BEST PRACTICES **6**
- 2.1 Proses Produksi Minyak dan Gas 6
- 2.2 Jenis Limbah 9
- 2.3 Kebijakan Pengurangan Gas Suar 13
- 2.4 Kebijakan Pengurangan Limbah Padat dan Cair yang tidak Berbahaya 29

3. KEBIJAKAN, PERATURAN, DAN PRAKTEK PENGELOLAAN GAS SUAR DAN LIMBAH DALAM INDUSTRI MIGAS DI INDONESIA **33**
- 3.1 Kebijakan, undang-undang, dan peraturan yang terkait dengan insentif dan disinsentif fiskal 33
- 3.2 Kebijakan dan Kontrak Bagi Hasil yang Mencakup Cost Recovery 38
- 3.3 Kebijakan, Undang-Undang, dan Peraturan Tentang Lingkungan 42

4. PENGURANGAN EMISI RUMAH KACA MELALUI *RECOVERY* DAN PEMANFAATAN GAS SUAR **49**
- 4.1 Pemanfaatan Gas Suar 49
- 4.2 Estimasi gas rumah kaca dari volume gas suar 51
- 4.3 Studi Kasus: *Recovery* dan Pemanfaatan Gas Ikutan di Tambun Oleh PT Odira Energi Persada 52
- 4.4 Emisi CO_2 54
- 4.5 Emisi CH_4 dari *recovery* dan pengolahan gas 56
- 4.6 Emisi CH_4 dari transportasi gas dengan pipa dalam kondisi normal 57
- 4.7 Baseline 58
- 4.8 Kebocoran 58
- 4.9 Penurunan Tingkat Emisi 59
- 4.10 Perhitungan Pengurangan emisi secara Ex-ante 59

5. PRODUKSI MINYAK, GAS, DAN GAS SUAR DI INDONESIA **63**
- 5.1 Minyak, Gas, and Gas Suar Bakar di Indonesia 63
- 5.2 Minyak, Gas, dan Gas Suar Bakar Menurut Perusahaan 68

6. EMISI CO_2 DAN ALTERNATIF KEBIJAKAN UNTUK MEMINIMISASI GAS SUAR BAKAR DAN GAS BUANG **76**
- 6.1 Nilai Estimasi dari Emisi Gas Rumah Kaca (GHG) 76
- 6.2 Rekomendasi Kebijakan untuk Meminimasi Gas Suar Bakar 80

7. KESIMPULAN DAN REKOMENDASI 89
7.1 Kesimpulan 89
7.2 Rekomendasi Kebijakan 91

REFERENSI 95

LAMPIRAN 98

Daftar Gambar

Gambar 2. 1: Proses Produksi Minyak dan Gas 8
Gambar 2. 2: Produksi Minyak vs Global Flaring 1996-2012 14
Gambar 2. 3: Perkiraan Emisi Karbon Hitam dari Gas Flaring 15
Gambar 2. 4: Emisi Karbon dan Produksi Minyak Mentah di Norwegia 18
Gambar 2. 5: Emisi Karbon dari Gas Suar dan Produksi Minyak di Rusia 21
Gambar 2. 6: Produksi dan Pemanfaatan APG 23
Gambar 2. 7: Emisi Karbon dan Produksi Minyak di Kazakhstan 24
Gambar 2. 8: Gas suar dan Utilisasi di Kazakhstan 25
Gambar 2. 9: Emisi Karbon dari Gas Suar dan Produksi Minyak 27
Gambar 3. 1: Diagram Proses Produksi Minyak dan Gas 34
Gambar 3. 2: Alur fractional plant untuk NGL 35
Gambar 4. 1: Pemanfaatan Gas ikutan Tergantung pada Jenis Permasalahan Gas Suar 50
Gambar 4. 2: Flaring di Indonesia 51
Gambar 4. 3: Skema Pemanfaatan Gas PT Odira. 53
Gambar 5. 1: Produksi Minyak Mentah Indonesia 1994 – 2013 (Ribu Barel Per hari) . 64
Gambar 5. 2: Produksi Gas Alam Indonesia 1994-2013(Miliar Kaki Kubik) 65
Gambar 5. 3: Perkiraan Volume Gas Suar Bakar Data Satelit (Miliar meter kubik) Tahun 2011 66
Gambar 5. 4: Indonesia: Volume Gas Suar Bakar dan Produksi Minyak 68
Gambar 5. 5: Distribusi Produksi Minyak dan GasMenurut Lokasi: 2012 69
Gambar 5. 6: Kontribusi dari Produsen Utama Minyak dan Gas Terhadap Produksi Nasional: 2012 69

Daftar Tabel

Tabel 2. 1: Pajak Karbon di Norwegia, 1999 (USD per Ton CO2) 19
Tabel 2. 2: Pajak Karbon di Norwegia, 2007 (USD per Ton CO2) 20
Tabel 2. 3: Kebijakan Pengurangan Gas Suar di Beberapa Negara 28
Tabel 3. 1: Instrumen Fiskal untuk Perlindungan Lingkungan..... 36
Tabel 3. 2: Peraturan Instrument Fiskal yang Berhubungan dengan Pengurangan GHG 38
Tabel 3. 3: Kegiatan Bisnis dalam Sektor Minyak dan Gas (UU No. 22 Tahun 2001) .. 39
Tabel 3. 4: Jenis Usaha dan/atau Kegiatan Industri Minyak dan Gas Bumi yang harus Memiliki AMDAL 43
Tabel 3. 5: Beberapa Peraturan Terkait dengan Pengelolaan Limbah Berbahaya dan Beracun yang Diadopsi oleh Pemerintah Tingkat Provinsi 43
Tabel 3. 6: Peraturan Lainn Terkait Pengelolaan Pencemaran dan Lingkungan..... 44
Tabel 3. 7: Klasifikasi Lima Warna dalam Program PROPER 45
Tabel 3. 8: Insentif dan Disinsentif vsKlasifikasi Warna 46
Tabel 4. 1: Emisi GHG di Indonesia from Gas Flaring berdasarkan Volume Gas Suar 52
Tabel 4. 2: Rata-rata Faktor Emisi Minyak dan Gas 56
Tabel 4. 3: Perkiraan masa karbon untuk gas impor basah 60
Tabel 4. 4: Perkiraan masa karbon dari produk yang diekspor 60
Tabel 4. 5: Masa bersih CO_2dari pengunaan gas untuk bahan bakar dan flaring di lokasi 60
Tabel 4. 6: Ringkasan Perkiraan Pengurangan Emisi secara ex-ante 61
Tabel 5. 1: Proporsi Gas Suar Bakar Menurut Jenis kontrak (Persentase) 71
Tabel 5. 2: Produksi Gas Suar Bakar Menurut Perusahaan (Persen dari Total) 72
Tabel 5. 3: Rasio Gas Suar Bakar terhadap Produksi Minyak (GFOR): 15 Perusahaan Terbesar 73
Tabel 5. 4: Rasio Gas Suar terhadap Produksi Gas: 15 Perusahaan Teratas 74
Tabel 5. 5: Rasio Gas Suar Bakar terhadap BOE: 15 Perusahaan Teratas 74
Tabel 6. 1: Perkiraan Jumlah Emisi CO2 Menurut Jenis Kontrak 78
Tabel 6. 2: Nilai Perkiraan Emisi CO2Menurut Perusahaan 78
Tabel 6. 3: Hasil Estimasi Emisi CO2 Berdasarkan GFOR untuk 15 Perusahaan Minyak Teratas 79
Tabel 6. 4: Hasil Estimasi Emisi CO2 Menurut GFGR untuk 15 Perusahaan Gas Teratas 79
Tabel 6. 5: Hasil Estimasi Emisi CO2 Menurut GFBOE untuk 15 Perusahaan Teratas 80
Tabel 6. 6: Rasio Gas Suar Bakar terhadap BOE (GFBOE) menurut Kontrak dan Lokasi 86
Tabel 6. 7: Ambang Batas MaksimumMenurut Kategori dan Tahun 87

PENDAHULUAN

1

1.1 Latar Belakang

Kajian ini membahas instrumen fiskal untuk mengontrol berbagai bentuk limbah dalam industri minyak dan gas di Indonesia. Ulasan tentang limbah meliputi limbah padat dan cair dan gas alam yang dibakar *(flaring*) atau dilepas secara langsung *(venting)*. Pembahasan lebih banyak ditekankan kepada masalah *flaring* dan *venting* karena sumbangannya yang signifikan pada emisi gas rumah kaca. *Flaring* dan *venting* dari gas alam sering terjadi sebagai bagian dari proses produksi minyak dan gas, teruatama untuk alasan keamanan, dan juga untuk tujuan kesehatan dan lingkungan. Dalam situasi darurat, di mana peralatan atau pipa dalam keadaan kelebihan tekanan, *flaring* dan *venting* dilakukan untuk mengurangi risiko terjadinya ledakan. Selama pemeliharaan dan perbaikan peralatan, *flaring* juga digunakan untuk pembuangan gas.

Flaring and *venting* tidak hanya menghamburkan gas alam yang mempunyai nilai ekonomi tinggi, tetapi juga berkontribusi terhadap perubahan iklim karena menghasilkan karbon dioksida, terutama bila dilakukan secara berlebihan. Menurut laporan Bank Dunia, lebih dari 150 miliar meter kubik (bcm) gas alam dibakar dan dibuang setiap tahunnya dan menambah sekitar 400 juta ton CO_2 terhadap total emisi tahunan. Rusia adalah negara terbesar dalam *gas flaring* dengan produksi sebesar 37,4 bcm per tahun, diikuti oleh Nigeria dengan produksi tahunan sebesar 14,6 bcm (Bank Dunia, 2011). Indonesia menempati urutan keempat belas dalam hal produksi *gas flaring* tahunan sebesar 2,2 bcm pada tahun 2011.

Beberapa faktor menjadi alasan dilakukannya kegiatan *flaring* dan *venting* dalam industri minyak dan gas, termasuk kurangnya infrastruktur untuk memanfaatkan gas alam (Bappenas, 2010), kurangnya pasar, lemahnya kapasitas kelembagaan, kurangnya insentif keuangan dan ekonomi; dan tidak adanya kerangka regulasi yang sesuai (Indriani, 2003). Hilangnya potensi pendapatan dari *flaring* diperkirakan mencapai USD400-500 juta per tahun dan sekitar USD100 juta per tahun dari pembakaran yang dilakukan di fasilitas LNG baru (GGFR, 2010).

Beberapa inisiatif sudah diusulkan untuk mengurangi global *gas flaring*. Pada tahun 2002, misalnya, Bank Dunia meluncurkan program kemitraan antara pemerintah dan swasta untuk mencari solusi dalam mengurangi gas flaring. Inisiatif ini dinamakan Program Pengurangan Gas Flaring Global (*Global Gas Flaring Reduction* = GGFR Program) dengan anggotanya terdiri dari perwakilan pemerintah dan perusahaan minyak baik milik negara maupun swasta yang berkomitmen untuk mengurangi *flaring* dan *venting* secara global. Program tersebut dilaksanakan dengan memfokuskan pada usaha mengurangi flaring melalui promosi kerangka regulasi yang efektif dan menanggulangi kendala seperti infrastruktur yang tidak memadai.

Penurunan gas suar bakar (*flaring*) sudah lama menjadi pusat perhatian dalam diskusi-diskusi tentang mitigasi perubahan ikim dan energi; hal ini juga merupakan fokus utama dari "*the Indonesian Climate Change Sectoral Roadmap 2010*", yang dikoordinasikan oleh Bappenas. Pemantauan pelaksanaan kebijakan pengurangan

volume pembakaran gas yang dituangkan dalam Peraturan Presiden Nomor 61/2011 merupakan bagian dari Rencana Nasional Pengurangan Emisi GRK (RAN-GRK), dengan tujuan utama adalah untuk memiliki data Volume gas flaringsetiap tahun secara berkala. Kegiatan inimerupakan langkah awal yang signifikan untuk mengurangi emisi gas rumah kaca dari sektor energi. Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral telah mengeluarkan Keputusan Menteri No. 31 Tahun 2012 tentang "Pengelolaan Gas Suar Bakar padaIndustri Minyak dan Gas" yang mewajibkan kontraktor migas untuk meminta izindari pemerintah jikaingin melakukan *gas flaring*. Keputusan menteri ini juga menekankan bahwa pihak perusahaan secara berkalamengukur dan melaporkan kegiatan *gas flaring*. Peraturan ini mulai berlaku pada Desember 2013. Pemberlakukan peraturan ini dinilai sebagai kemajuan yang baik dalam upaya untuk meminimalkan *gas flaring*. Sementara itu,GGFR, suatu kolaborasi formal antara Bank Dunia dan Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, memberikan suatu metodologi untuk menilai keekonomian proyek pemanfaatan gas suar yang akan digunakan sebagai basis untuk memberi insentif dalam pemanfaatan gas atau untuk pemberian izin kegiatan flaring (Bank Dunia, 2013). Disamping itu, Bappenas dan Bank Dunia bersama-sama memulai Rencana Induk Pengembangan Gas (*Gas Development Master Plan*).

Pemerintah Indonesia mengumumkan "*The Green Oil and Gas Industry Initiative*" (GOGII) untuk mengurangi emisi gas rumah kaca yang berasal dari *gas flaring* dengan tujuan pengurangan 20 persen emisi dalam jangka pendek, pengurangan 40 persen pada tahun 2014, dan penghapusan segala jenis pembakaran yang tidak perlu secara berkelanjutan pada tahun 2025 (GGFR, 2010). Menurut data satelit dari NOAA, volume pembakaran (*flaring*) di Indonesia telah menurun dari 175 bcf[1] pada tahun 1997 menjadi sekitar 80 bcf pada tahun 2010, hampir 50 persen penurunan dalam waktu 13 tahun (EIA, 2013). Namun demikian, walaupun data nasional menunjukkan penurunan dikarenakan turunnya cadangan dan produksi minyak, emisi gas rumah kaca yang berasal dari blok-blok minyak yang aktif beroperasi masih tinggi dan memiliki potensi kerugian dan biaya lingkungan jika kegiatan flaring tetap dilaksanakan atau gas suar tidak dimanfaatkan. Perusahaan perlu melakukan penilaian yang lebih rinci yang mencakup analisa biaya dan manfaat dari pemanfaatan gas flaring dan pengontrolan di lapangan sebelum membuat keputusan-keputusan investasi.

Sebagai anggota GGFR, pemerintah Indonesia menyadari bahwa harus ada cara untuk mengatur dan menegakkan upaya pengurangan gas flaring untuk meningkatkan pemanfaatan gas alam, dan pada saat yang sama juga mengurangi emisi gas rumah kaca. Namun, pendekatan yang bersifat perintah dan kontrol saja tidaklah cukup. Oleh karena itu perlu dikombinasikan dengan instrumen ekonomi seperti pajak dan cukai dalam bentuk pemberian insentif/disinsentif kepada perusahaan untuk menciptakan lingkungan yang baik dan memberikan kontribusi rendah carbon. Meskipun cukai sebagai perangkat insentif dapat memberikan kontribusi pada pendapatan pemerintah, hal ini tidak akan menjadi tujuan utama dari kajian ini; tetapi kajian ini lebih memusatkan kepada pemberian insentif/disinsentif kepada perusahaan dalam rangka penurunan *gas flaring* dan penurunaan tingkat emisi gas rumah kaca.

[1]Billion cubic feet (Miliar kaki kubik)

1.2 Pertanyaan Evaluasi

Dalam kerangka acuan, yang tersedia dalam dokumen terpisah, disebutkan tentang pengkajian peraturan yang ada dan kemungkinan perubahannya untuk mengatasi masalah limbah; dan selanjutnya memberikan satu set pertanyaan untuk evaluasi. Petanyaan evaluasi tersebut lebih lanjut diuraikan sebagai berikut:

- Bagaimana kualitas dan ketersediaan data *gas flaring* di Indonesia;
- Apakah saat ini sudah ada kegiatan pengurangan *gas flaring* di industri minyak dan gas di Indonesia? Apakah kegiataan ini bervariasi menurut lapangan dan ukuran perusahaan? Seberapa besar kesenjangan (*gap*) dibandingkan dengan kegiatan yang dilakukan di dunia internasional;
- Apakah saat ini sudah ada hukum, peraturan, kontrak, dan kebijakan di Indonesia yang terkait dengan pengurangan *gas flaring* di sektor minyak dan gas; dan bagaimana lanskap yang ada saat ini apakah mendukung atau bertentangan dengan usaha pemberian fiskal insentif/disinsentif untuk pengendalian limbah di industri minyak dan gas;
- Insentif dan/atau disinsentif fiskal apakah yang dapat menurunkan tingkat *gas flaring* dalam industri minyak dan gas di Indonesia;
- Apakah manfaat dan biaya dari pelaksanaan skema insentif/disinsentif, dan apakah sistem penataan yang paling tepat untuk kondisi Indonesia saat ini; dan
- Apakah pengalokasikan pendapatan dari pajak merupakan pilihan yang sesuai (mengingat fleksibilitas anggaran) dan jika demikian, apa dan bagaimana cara pengaturan yang tepat.

1.3 Instrumen Pengumpulan Data

- Produksi minyak dan gas per perusahaan selama 5 tahun; dan]
- *Gas flaring* per perusahaan selama 5 tahun.

Data lainnya mencakup:aspek lingkungan minyak dan gas

- Hukum dan peraturan yang berkaitan dengan aspek lingkungan minyak dan gas;
- *Best practices*;
- Wawancara dengan *stakeholders*; dan
- Masukan dari *stakeholders* (*Focus Group Discussions* - FGD).

Data sekunder yang digunakan meliputi hukum, peraturan, dan keputusan yang berkaitan dengan *gas flaring* dan cukai yang tersedia dan diterapkan di Indonesia, data *best practices* dari beberapa negara lain. Data sekunder juga mencakup daftar perusahaan yang memproduksi *gas flaring* dan kemungkinan akan menjadi target untuk cukai. Selanjutnya, data *gas flaring* ini harus mencakup data menurut blok atau serinci mungkin, dan juga harus mencakup beberapa tahun untuk tujuan analisa tren. Data produksi minyak yang terkait dengan data *gas flaring* juga merupakan target data yang akan dijaring dalam penelitian ini. Data ini dapatdigunakan untuk pengujian hipotesis dari Direktur Jenderal Minyak dan Gas yang menyatakan bahwa *gas flaring* berhubungan positif dengan produksi minyak dan gas itu sendiri, sehingga penerapan disinsentif akan berpengaruh (negatif) kepada kegiatan produksi minyak.

Data primer dikumpulkan melalui wawancara pribadi dan *Focus Group Discussion* (FGD) dengan pejabat pemerintah, termasuk BKF (yaitu staf kebijakan PKPPIM), ahli kebijakan lingkungan dan ahli kebijakan perubahan iklim dan keseimbangan fiskal, pajak, dan cukai serta perwakilan dari perusahaan-perusahaan minyak dan gas.

1.4 Analisa Data dan Strategi Insentif/Disinsentif

Metodologi utama mencakup: (i) evaluasi terhadap kebijakan domestik dan *international best practices* mengenai gas suar bakar; (ii) analisis terhadap data gas suar, produksi minyak, dan produksi gas; (iii) mengembangkan alternatif kebijakan untuk meminimalkan gas suar bakar berdasarkan poin (i) dan (ii). Langkah-langkah untuk menentukan disinsentif adalah sebagai berikut:

- Melakukan estimasi *gas flaring* menurut jenis kontrak dan lokasi (*onshore dan offshore*) dan menurut perusahaan;

- Menghitung rasio antara *gas flaring* terhadap produksi minyak/gas, baik secara runut waktu (*over time*) maupun antar perusahaan (*cross section*) beserta standar deviasinya;

- Menentukan formula untuk ambang batas maksimum setiap tahun dan menurut jenis kontrak;ambang batas maksimum untuk jenis kontrak dan tahun tertentu adalah rata-rata rasio gas flaring terhadap produksi minyak dan gas dalam barel setara minyak (*BOE: barell oil equivalent*) ditambah satu standard deviasi;

- Menentukan perusahaan-perusahaan yang memproduksi *gas flaring* melebihi ambang batas maksimum dan menentukan kelebihan *gas flaring* diatas ambang batas maksimum; dan

- Menghitung (estimasi) emisi CO_2 dari kelebihan *gas flaring* seperti ditunjukkan pada langkah sebelumnya dan mengalikannya dengan harga pasar CO_2 untuk menghitung besaran denda (disinsentif).

Alternatif kebijakan untuk insentif dan komersialisasi didasarkan pada wawancara pribadi dengan prosesor gas dan *Focus Group Discussion* (FGD).

INTERNATIONAL BEST PRACTICES

2

*Bab ini menjelaskan tahapan produksi minyak dan gas dan produksi limbah terkait. Jenis limbah dan metode pengelolaan limbah juga dibahas dalam bab ini yang mencakup limbah padat, limbah cair, limbah gas yang sering dibakar (*flared*), dan limbah yang tidak berbahaya. Pembahasan khusus terutama diberikan pada* internasional best practices *untuk pengurangan gas flaring dengan studi kasus di Kanada, Norwegia, Rusia dan Kazakhstan. Temuan kunci dari bab ini adalah bahwa limbah gas merupakan salah satu jenis limbah yang banyak dihasilkan oleh industri hulu dalam proses produksi minyak dan gas. Limbah gas dihasilkan oleh gas suar, berbeda dengan limbah padat dan cair. Gas suar menghasilkan emisi gas rumah kaca, yaitu karbon hitam yang merupakan polutan udara lokal dan ikut mempengaruhi perubahan iklim, dan polutan udara lainnya, seperti sulfur dioksida. Limbah gas berbeda dari limbah-limbah lainnya karena memiliki nilai ekonomis, artinya dapat dimanfaatkan secara produktif dan bukan hanya dibakar (*flared*). Langkah pertama untuk mengurangi gas suar di dunia adalah dengan memperoleh izin (*permit*) untuk melakukan flaring dan memantau aktivitas flaring. Dari studi kasus diperoleh bahwa insentif ekonomi diberlakukan di Kanada dan Norwegia dalam bentuk pajak Karbon. Negara-negara lain lebih banyak memberlakukan peraturan yang mendorong pemanfaatan limbah gas. Hal ini menunjukkan bahwa beberapa cara dapat dilakukan untuk mengelola gas flaring; tetapi pengalaman di dunia internasional mengenai pengelolaan gas flaring tidak memberikan secara jelas apa yang terbaik buat Indonesia. Hubungan antara produksi minyak dan gas flaring tidak selalu stabil dari waktu ke waktu; hal ini menunjukkan bahwa gas flaring dapat diturunkan tanpa harus mengurangi produksi minyak.*

2.1 Proses Produksi Minyak dan Gas

Produksi minyak dan gas dari hulu ke hilir melibatkan proses panjang dan rumit. Fasilitas dan sistem industri minyak dan gas didefinisikan secara luas, tergantung pada penggunaannya dalam aliran produksi. Tahapan produksi minyak dan gas adalah sebagai berikut (Lihat Gambar 2.1[2]):

- **Eksplorasi:** Mencakup kegiatan prospeksi, seismik, dan pengeboran yang terjadi sebelum pengembangan lapangan. Saat ini, perusahaan minyak menghabiskan banyak waktu pada analisis model dari data eksplorasi yang terukur dan hanya akan melakukan pengeboran ketika model memberikan indikasi yang dapat diandalkan bahwa peluang untuk menemukan minyak atau gas cukup tinggi;

- **Hulu:** Biasanya mengacu pada semua fasilitas untuk produksi dan stabilisasi minyak dan gas. Komunitas reservoar dan pengeboran sering menggunakan

[2]Data disarikan dari: Oil and Gas Production Handbook, An Introduction to Oil and Gas Production, Transport, Refining and Petrochemical Industry. 2006-2013 ABB Oil and Gas.

istilah hulu hanya untuk wellhead, well completion, dan reservoir; sedangkan untuk hilir mencakup proses produksi atau pengolahan. Eksplorasi dan hulu, atau produksi, bersama-sama disebut sebagai eksplorasi dan produksi (E&P);

- ***Midstream*:** Didefinisikan secara luas sebagai pengolahan gas, produksi LNG, dan regasifikasi dan sistem pipa minyak dan gas;

- **Pengilangan (*Refining*):** Prosedur dimana minyak dan kondensat diproses menjadi produk yang bisa dipasarkan dengan spesifikasi tertentu seperti bensin, solar, dan bahan baku untuk industri petrokimia. Alat perlengkapan pengilangan seperti tangki penyimpanan dan terminal distribusi termasuk dalam proses pengilangan atau biasanya juga menjadi bagian dari operasi terpisah;

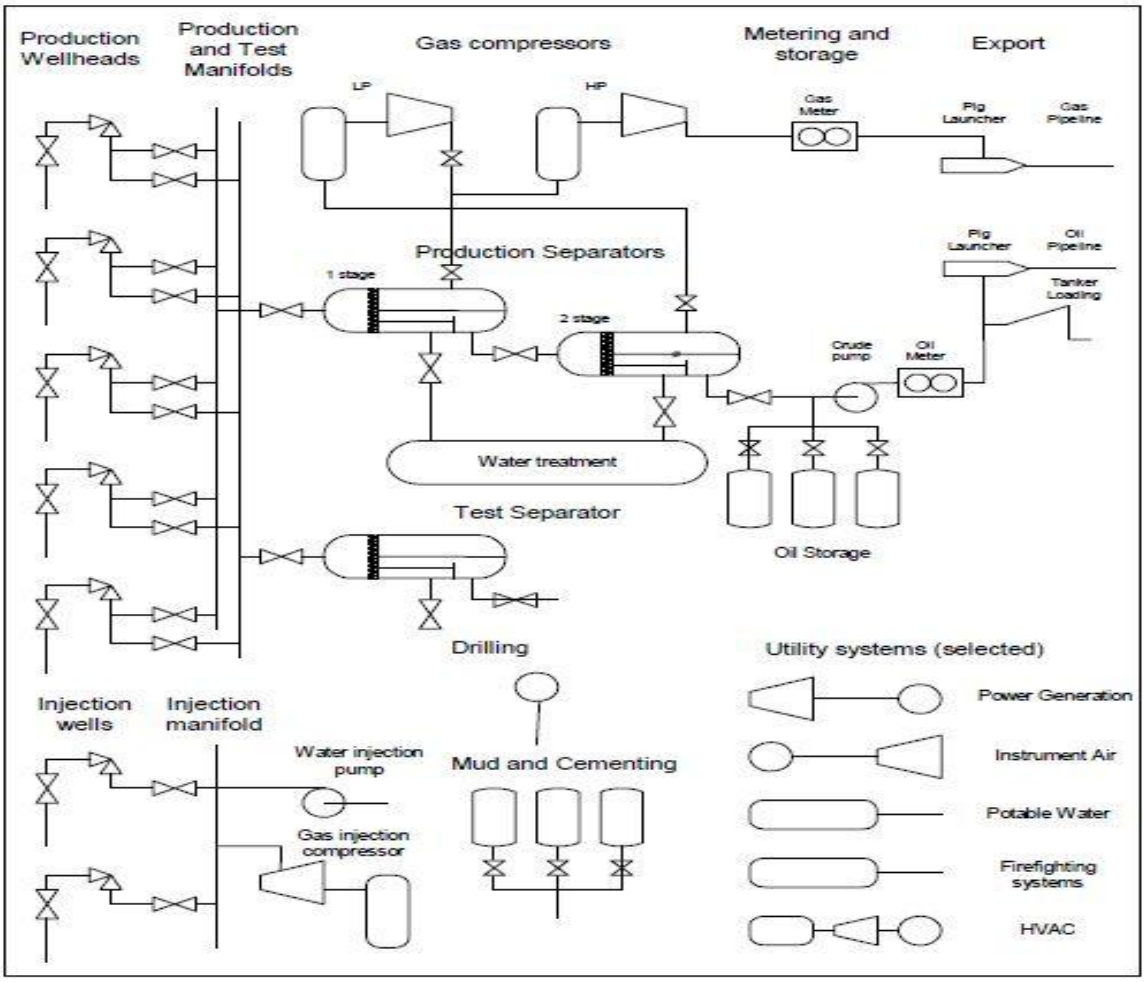
- **Petrokimia:** produk kimia yang bahan baku utamanya adalah hidrokarbon. Contohnya adalah plastik, pupuk, dan berbagai bahan industri kimia.

Dalam setiap tahap proses produksi minyak dan gas bumi dihasilkan limbah[3]. Berbagai limbah dihasilkan selama proses produksi minyak dan gas, mulai dari eksplorasi dan pengeboran, produksi dan pemurnian (pengilangan).

Bahan kimia yang digunakan selama proses pengeboran sumur minyak atau gas bisa mengandung radio aktif dalam tingkat yang rendah yang kemungkinan dapat berdampak pada pembuangan hasil pengeboran. Kegiatan pengeboran juga memproduksi lumpur sebagai limbah cair.

[3]BCEIA, Crude oil, Natural Gas & Chemical Manufacturing Fact Sheet: Hazardous Waste Management in BC, 2013. BCEIA British Columbia Environtment Industry Association

Gambar 2. 1: Proses Produksi Minyak dan Gas



Sumber: Oil and Gas Production Handbook, An Introduction to Oil and Gas Production, Transport, Refining and Petrochemical Industry. 2006-2013 ABB Oil and Gas

Dalam produksi limbah sering dihasilkan sisa-sisa dari bahan kimia yang tidak terpakai. Proses produksi juga sering menghasilkan lumpur yang terkontaminasi bahan kimia berbahaya. Limbah tertentu dari pengujian pipa bor, pipa, dan lumpur barium sulfat kemungkinan mengandung radio aktif dalam level yang rendah.

Beberapa pabrik gas atau minyak berat; dan kilang yang mengolah limbah air yang dihasilkan dalam produksi lumpur (*sludge*) dapat dikategorikan sebagai limbah berbahaya. Kilang minyak juga memproduksi air yang mengandung minyak dan lemak, suspense padat, fenol, sulfida, dan amonia nitrogen. Lumpur dari berbagai aliran proses dapat mengandung benzena, fenol, poli-aromatik hidrokarbon dan metal.

Dalam operasi sehari-hari, perusahaan juga memproduksi limbah yang berasal dari pemeliharaan kendaraan, pompa, kompresor, dan peralatan produksi lainnya. Kegiatan ini dapat menghasilkan limbah minyak, filter, kain berminyak, pelarut, baterai, dan limbah lainnya.

2.2 Jenis Limbah

2.2.1. Jenis Limbah Yang Dihasilkan Dari Lokasi E&P

Proses E&P meliputi beberapa langkah (seperti identifikasi hidrokarbon, pengeboran eksplorasi, konstruksi, pengembangan dan produksi, dekomisioning, dan pemeliharaan umum). Porsi terbesar berasal dari bahan yang dipindahkan dari permukaan. Bahan limbah dari E&P dalam industri minyak dan gas dikelompokkan menjadi tiga kategori utama[4]:

Bahan limbah yang secara unik terkait dengan E&P (E&PW), termasuk lumpur pengeboran, potongan bor, cairan dari sumur, cairan stimulasi, material untuk bahan pengujian (*hydrostatic test water*), campuran air yang terkontaminasi, pasir, bahan radioaktif, *gas flaring* dan *gas venting*, tangki atau pit, dek drainase, dan sebagainya.

Material sampah Industri (*Industrial Waste*: IW) yang dihasilkan darilokasi E&P, tetapi tidak secara unik atau spesifik terkait dengan operasional E&P adalah bahan bangunan, palet kayu, kardus, material berinsulasi, peralatan pabrik, lumpur, baterai, lampu neon, limbah industri, pendingin dan antibeku, filter, selang, garis dan kabel, limbah kendaraan, ban, sisa bahan kimia dari pengeboran, kontainer penyimpanan bahan bakar, unit daya dan limbah transportasi, besi tua, minyak pelumas, kertas amplas, cat, dan pelarut.

Material sampah lainnya (*Other* waste: OW) berasal dari kegiatan manusia mencakup limbah sanitasi, limbah domestik (misalnya, sampah dapur, limbah cucian, boklam, wastafel, dan shower), limbah medis, dan sampah kota.

Sebagian besar *best practices* dalam pengelolaan sampah terdapat di Amerika Utara dan Eropa Barat. Undang-Undang di Indonesia Nomor 32/2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan membuka pintu untuk pemberian fiskal insentif dan disinsentif seperti pajak, retribusi, dan subsidi lingkungan. Perusahaan yang melakukan konservasi lingkungan dapat menerima insentif dan perusahaan yang mengabaikan peraturan dan standar lingkungan akan mendapat dendahingga Rp3 miliar (sekitar USD250,000). Namun, ketentuan-ketentuan khusus mengenai pelaksanaan insentif dan disinsentif dalam bentuk denda belum dikeluarkan.

2.2.2. Jenis Limbah Dari Industri Minyak dan Gas

Limbah Padat

Menurut PeraturanKonservasi Sumberdaya dan Recovery Amerika Serikat (*The United States Resource Conservation and Recovery Act*: RCRA) yang diundangkan pada tahun 1976, Limbah padat adalah setiap sampah, lumpur dari limbah dan pabrik pengelolaan air dan limbah atau fasilitas pengontrolan polusi udara dan material

[4]Punder, M. G., Veil, J. A., Review of Waste Management Regulations and Requirements from Selected Jurisdictions. U.S. Department of Energy

buangan lainnya - termasuk material padat, cair, semi padat, atau mengandung gas, yang dihasilkan dari industri, komersial, pertambangan, kegiatan pertanian, dan dari kegiatan masyarakat; Definisi ini tidak memasukkan bahan padat atau material yang larut dalam limbah domestik, atau limbah industri kedalam limbah padat.

Limbah padat dibagi menjadi tiga jenis: campuran air yang terkontaminasi, cairan pengeboran, dan limbah yang terkait lainnya[5].

Cairan adalah campuran air yang terjadi secara alami dalam formasi geologi akibat pengeboran, secara alami berasal konstituen seperti benzeme dan radionuklida, dan bahan kimia yang ditambahkan untuk perlakuan produksi (misalnya, korosi inhibitor). Campuran cairan ini mengandung 96-98 persen campuran minyak dan gas dari semua limbah;dan harus dipisahkan dari produk minyak dan gassebelum dimasukan ke pipa minyak atau pipa gas alam.

Cairan hasil pengeboran termasuk potongan-potongan pengeboran (*drilling cuttings*; misalnya batu-batuan dari sisa pengeboran) dan lumpur (air atau cairan berbasis minyak dengan aditif yang dipompa ke pipa pengeboran untuk mengimbangi formasi tekanan, memberikan lubrikasi, menutup lubang lubang sumur untuk menghindari kontaminasi berbagai lapisan geologi, dan membuang sisa-sisa). Cairan pengeboran tersebut mengandungsekitar 2 sampai 4 persen dari limbah minyak dan gas.

Limbah ikutan (*associated waste*) biasanya diproduksi dalam jumlah yang lebih sedikit. Limbah ini mencakup *well completion, treatment*, cairan untuk stimulasi;sedimen danair endapan; kotoran berlemak; tanah yang terkontaminasi, dan pasir. Limbah ini mencakup sekitar 0,1 dari limbah minyak dan gas. Selain itu, bahan alami radioaktif (NORM) seperti radium, juga terbawa ke permukaan bersama sama dengan minyak mentah.

Limbah Cair

Dalam industri pengeboran, lumpur dipompa ke permukaan untuk menghilangkan kotoran. Lumpur terbawa ke permukaan tanah sebagai aliran limbah cair, membawa puing-puing pengeboran. Lumpur pengeboran ini merupakan campuran kompleks dari cairan, material padat dan bahan kimia.

Limbah Gas

Pada saat minyak mentah diekstrak dan diproduksi baik di ladang-ladang di daratan atau di lepas pantai, gas alam mengalir ke permukaan bersama-sama dengan minyak. Perusahaan yang hanya fokus pada E&P minyak biasanya membuanggas alam ini secara cuma-cuma.

[5]Managing Industrial Solid From Manufacturing, Mining, Oil and Gas Production, and Utility Coal Combustion

2.2.3. Dampak Terhadap Kesehatan dan Lingkungan

Minyak dan gas dari E&P dapat berbahaya bagi kesehatan dan lingkungan karena menghasilkan limbah berbahaya maupun yang tidak berbahaya. Ada beberapa limbah berbahaya, seperti air yang terkontaminasi, polusi udara, kerusakan sungai dan landskap.

Dalam studi laboratorium yang dilakukan EPA, tiram terbukti mengeluarkan akumulasi hidrokarbon setelah dimasukkan ke dalam air yang bebas kontaminan. Penemuan ini sangat penting karena tiram biasanya dimakan langsung setelah panen, dan tidak ada proses pembersihan yang signifikan. Mengkonsumsi ikan dan kerang yang terkontaminasi adalah berbahaya untuk kesehatan manusia.

EPA mendokumentasikan 62 kasus kerusakan akibat pelanggaran dalam pengelolaan limbah E&P, dimana sebagian besar merupakan pelanggaran terhadap persyaratan yang ditetapkan pemerintah pusat maupun negara bagian. Kasus-kasus ini antara lain:

1. Kerusakan pada lahan pertanian, tanaman, sungai, kehidupan air, dan sumber daya lainnya sebagai akibat dari cairan pengeboran (termasuk kontaminan potensial terhadap ekosistem laut dari metal, hidrokarbon dari pembuangan limbah tersebut);

2. Degradasi tanah dan air tanah akibat erosi dan saluran pengolahan, pembuangan, lubang-lubang cadangan dan lubang proses pembuangan;

3. Kerusakan keasaman air tanah, lahan pertanian, air rumah tangga dan irigasi karena kadar garam yang disebabkan oleh rembesan air asin dari sumur yang ditinggalkan (*abondened wells*);

4. Degradasi air tanah karena kesalahan dalam injeksi sumur; dan

5. Kerusakan vegetasi akibat *roadspreading* buangan lumpur pengeboran yang tinggi kandungan *chloride*-nya, atau akibat rembesan dari lubang cadangan.

2.2.4. Bagaimana Mengurangi Dampak dari Limbah

Dokumen kriteria teknis dan panduan tentang pengelolaan limbah minyak dan gas dikeluarkan oleh API dan IOGCC (*Interstate Oil and Gas Compact Commission* atau Komisi Minyak dan Gas Antar Negara Bagian) dalam upaya meningkatkan manajemen pengelolaan limbah minyak dan gas. Kedua dokumen merupakan pedoman penerapan untuk mengelola limbah padat dan berbahaya lainnya dalam pengelolaan limbah minyak dan gas[6]: i) sumber penurunan; ii) daur ulang dan penggunaan ulang; iii) perlakuan untuk mengurangi volume atau kadar bahaya limbah; dan iv) pembuangan

[6] Managing Industrial Solid From Manufacturing, Mining, Oil and Gas Production, and Utility Coal Combustion http://serc.carleton.edu/NAGTWorkshops/health/case_studies/hydrofracking_w.html diakses tanggal 4 Maret, 2014

sisa limbah yang meminimalkan dampak buruk terhadap lingkungan dan kesehatan manusia.

Air yang dihasilkan dapat dikelola, dengan atau tanpa perlakuan melalui injeksi pada sumur bawah tanah, penguapan dan perkolasi dari pembuangan terbuka, penggunaan di jalan-jalan, atau pembuangan ke permukaan air. Injeksi dapat berlangsung di lokasi (*onsite*), di luar lokasi (*offsite*), atau pusat-pusat fasilitas.

Cairan pengeboran bisa dibuang di lokasi (baik secara langsung maupun setelah perlakuan) di kolam pembuangan (*surface impoundments*), di ruang melingkar dari sumur injeksi, di darat, atau ke permukaan air. Pilihan metode pembuangan di lokasi tergantung pada faktor-faktor seperti: formasi geologi, biaya dan peraturan, komposisi cairan pengeboran, dan jenis sumur dan kondisi sekitarnya.

Limbah terkait dapat disimpan, diperlakukan (*treatment*), dimasukkan ke dalam tanah, dibuang di tempat pembuangan (*landfilled*), atau didaur ulang. Pada tahun 1985, sekitar 48 persen dari limbah terkait diangkut ke luar lokasi untuk *treatment* terpusat atau dibuang di lokasi baik dalam lubang tertentu atau dikubur, atau dengan *roadspreading* dan *landspreading*; sekitar 4 persen di daur ulang; 1 persen disuntikkan ke bawah tanah; dan 19 persen dikelola dengan metoda lainnya.

2.2.5. Teknologi Pengelolaan

Kolam Pembuangan (*Surface Impoundments*)

Kolam pembuangan, adalah jenis pembuangan, yang digunakan untuk menyimpan sementara cairan pengeboran dalam kegiatan pengeboran atau untuk membuang limbah. Hampir 90 persen dari seluruh material yang dimasukkan kedalam kolam pembuangan adalah cairan pengeboran (kebanyakan dalam bentuk lumpur pengeboran dan cairan akhir produksi) dan sisa potongan (*cuttings*). Lubang cadangan biasanya ditutup setelah kegiatan pengeboran selesai. Setelah lubang cadangan ditutup, padatan di pitdapat ditebar di lahan darat atau dikubur di lokasi; cairan dapat menguap, dibuang ke dalam tanah atau masuk ke permukaan air, atau diinjeksikan kembali dalam sumur bawah tanah. Namun demikian, pengelolaan yang tepat masih menjadi pertimbangan terutama dilokasi yang sensitif seperti lahan basah.

Landfilling dan *Land Application*

Penimbunan (*landfilling)* adalah menyimpan limbah dan menguburnya di bawah lapisan tanah. Sebagian besar *landfill* untuk limbah minyak dan gas tidak ditutup. IOGCC merekomendasikan adanya perlindungan dibagian dasar *landfill* atau pemadatan, fiksasi, atau metode enkapsulasi diperlukan saat kandungan garam atau kandungan hidrokarbon limbah melebihi standar yang berlaku; terkecuali jika lokasi tersebut tidak memiliki kandungan air bawah tanah atau secara alami dilindungi dari risiko kontaminasi. IOGCC menyatakan bahwa *landfilling* cocok untuk lumpur

pengeboran dan *cuttings* seperti besi, pipa dengan kadar radioaktif rendah, katalisator gas, dan bahan molekuler.

Land application, di dalam industri migas dikenal sebagai *landspreading* atau *landfarming* adalah penyebaran atau pencampuran limbah ke tanah untuk proses biodegradasi alami dari konstituen organik dan pengenceran atau redaman logam. Nitrogen dan nutrisi lainnya dapat ditambahkan ke dalam tanah untuk meningkatkan proses biodegradasi. IOGCC merekomendasikan bahwa limbah yang tidak mengandung lebih dari 1 persen campuran tanah dan minyak; dan limbah bebas minyak, dapat dihilangkan dengan *skimming* atau penyaringan sebelum disebarkan ke tanah. Limbah cair perlu dinetralisasi untuk menghindari penumpukan limbah.

Membuang ke Permukaan Air

Pembuangan limbah ke permukaan air diizinkan di bawah NPDES (*National Pollutant Discharge Elimination System*) dalam kondisi tertentu: i) ke daerah pesisir atau air pasang surut; ii) untuk pemanfaatan pertanian dan satwa liar; dan iii) untuk sumber air yang dihasilkan dari sumur minyak ke aliran air permukaan. Perlakuan diperlukan untuk mengontrol kadar pH dan meminimalkan minyak dan lemak, larutan padat, sulfat, serta polutan lainnya sebelum proses pembuangan. Faktor radiasi dan benzene atau bahan kimia organik lainnya tidak dicakup dalam peraturan ini.

Pencegahan Polusi atau Pengurangan Limbah

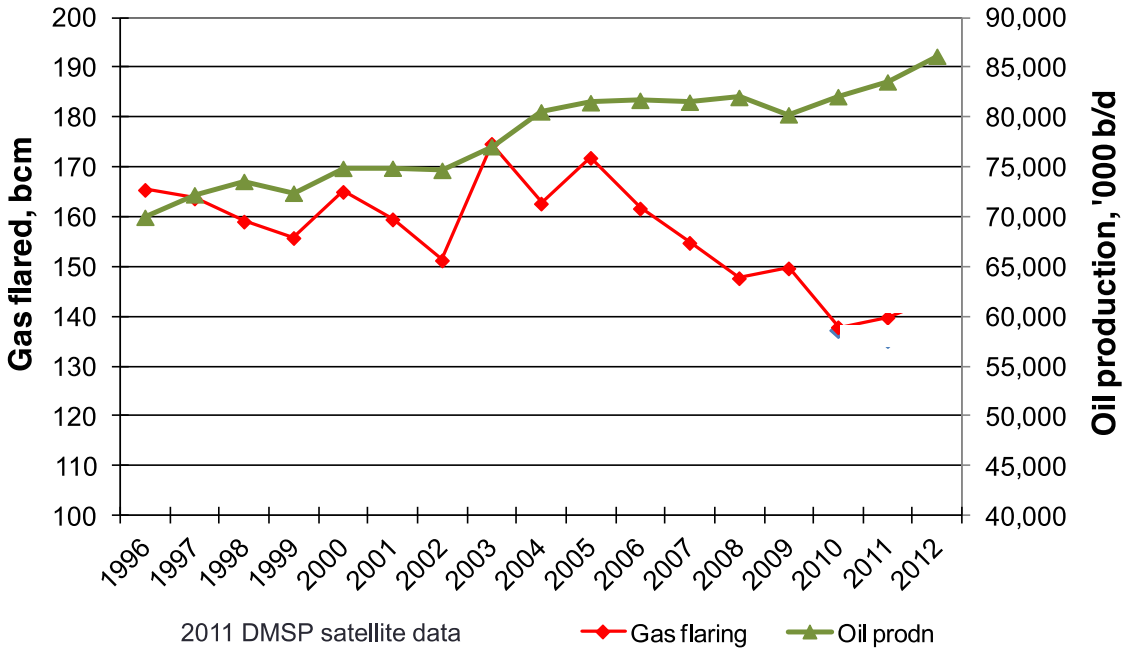
Pencegahan polusi (mengurangi volume dan toksisitasi limbah) dan upaya daur ulang adalah alternatif yang mungkin untuk mengatasi ketiga jenis limbah minyak dan gas. Karena adanya kecenderungan meningkatnya liabilitas dari cara-cara pembuangan/pengelolaan limbah yang ada, insentif untuk mengurangi dan mendaur ulang limbah dari minyak dan gas semakin meningkat. Keberhasilan pengurangan atau mendaur ulang limbah sangat tergantung pada dukungan manajemen atas, inventarisasi lengkap dan pengelompokan/karakterisasi limbah dan zat kimia aditif yang digunakan dalam proses produksi; dan fleksibilitas dalam mengatasi keadaan di lokasi kegiatan produksi. EPA tidak menyarankan jenis daur ulang tertentu, khususnya yang mencampuradukkan limbah berbahaya dan tidak berbahaya atau mengabaikan limbah minyak dan gas.

2.3 Kebijakan Pengurangan Gas Suar

Bank Dunia memperkirakan lebih dari 140 miliar meter kubik gas alam dibakar setiap tahun[7]. Jumlah ini setara dengan 25% dari konsumsi gas Amerika atau 30% dari konsumsi gas Uni Eropa. Sementara itu, pembakaran gas alam tahunan di Afrika mencapai 40 bcm (atau 1,4 triliun kaki kubik) atau kurang lebih setara dengan setengah dari konsumsi energi benua Afrika.

[7] Slide dari Bjorn Hamso, GGFR Program Manager dalam Workshop di Roma, Tanggal 9 Oktober 2013

Gambar 2. 2 Produksi Minyak vs Global Flaring 1996-2012



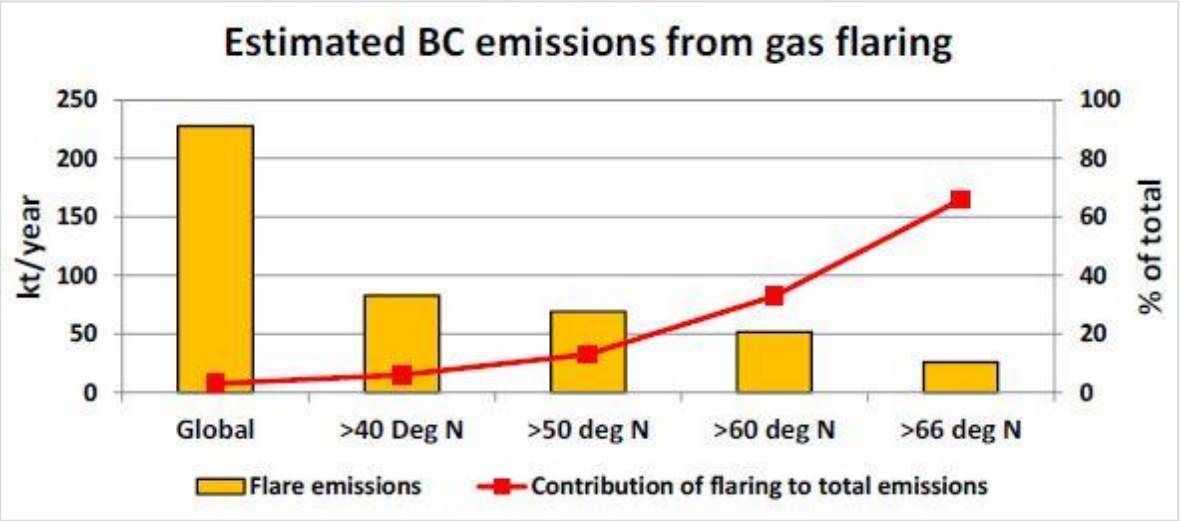
Sumber: NOOA dan BP Statistical Review

Karena gas alam mempunyai nilai ekonomis tinggi, perusahaan akan berusaha memanfaatkan gas alam tersebut daripada membakarnya (*flaring*). Pembakaran dalam bentuk gas suar selain membuang sumber daya alam, juga menghasilkan emisi CO_2, yaitu gas rumah kaca. Pembakaran gas suar turut berkontribusi pada perubahan iklim global dengan menambah sekitar 350 juta ton CO_2 setiap tahun. Jumlah ini masih lebih tinggi dari proyeksi pengurangan emisi tahunan yang diajukan melalui mekanisme Kyoto[8].

Pembakaran gas suar (*gas flaring*) juga ikut berkontribusi terhadap konsentrasi karbon hitam di daerah Kutub Utara (*Arctic*) yang jumlahnya lebih dari 40% dari rata-rata tahunan. Tetapi estimasi tersebut tidak terlalu akurat karena kurangnya pengukuran di lapangan (dari pembakaran gas suar), yang seharusnya dilakukan dalam berbagai macam kondisi. Mengingat dampak yang ditimbulkan dari karbon hitam ini, pengukuran yang lebih baik sangat diperlukan[9].

[8]GGFR (2008), Towards a World Free of Flares, World Bank
[9]Hamso, B.,IPIECA Workshop.2013.GGFR

Gambar 2. 3: Perkiraan Emisi Karbon Hitam dari *Gas Flaring*



Sumber: "Arctic haze: The role of emissions", Stohl et al, 2013

Di bawah ini disajikan praktik pengurangan gas suar yang dilakukan di Kanada, Norwegia, Kazakhtan, dan Qatar sebagai bahan perbandingan dan pembelajaran. Negara-negara ini dipilih karena alasan geografis, volume gas suar, dan pengurangan gas suar yang cukup signifikan yang telah terjadi di negara-negara tersebut.

2.3.1. Kanada

Gas Suar (*Flaring*)

Kanada adalah salah satu dari lima produsen energi terbesar di dunia dan merupakan sumber utama energi impor untuk Amerika Serikat. Pada tahun 2011, Kanada memproduksi 3,7 juta barel minyak per hari (bbl/d), meningkat hampir 200 ribu bbl/d dari tahun 2010. Dari jumlah tersebut, 2,9 juta bbl/d terdiri dari minyak mentah dan sejumlah kecil kondensat[10]. Menurut jurnal Minyak dan Gas (OGJ), Kanada memiliki 173,6 miliar barel cadangan minyak pada awal 2012, yang merupakan cadangan minyak terbesar ketiga di dunia.

Total emisi gas rumah kaca Kanada pada tahun 2011 adalah 702 megaton (Mt) setara karbon dioksida, kurang lebih 19% di atas emisi tahun 1990 (dari 591 juta ton)[11]. Dari 2007 sampai 2009, pembakaran gas Kanada menurun dari 2,0 bcm menjadi 1,8 bcm. Penurunan pembakaran gas suar ini disebabkan oleh penurunan produksi minyak pada periode tersebut. Dari tahun 2009 sampai 2010, Pembakaran gas di Kanada meningkat disebabkan oleh peningkatan produksi minyak mentah yang baru dan harga gas yang rendah. Rendahnya harga gas ini memaksa Kanada untuk memperhitungkan nilai keekonomian dari pemanfaatan gas dibandingkan dengan melakukan *flaring*.

[10] http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CA Diakses pada 5 Maret 2014
[11] http://www.ec.gc.ca/indicateurs-indicators/default.asp?lang=en&n=FBF8455E-1#ghg1

Regulasi Gas Suar Bakar (*Flaring*) di Kanada

Flaring dan *venting* adalah dua konsekuensi negatif terhadap lingkungan dari proses produksi minyak dan gas; dan masyarakat prihatin dengan potensi kerusakan lingkungan, risiko kesehatan dan dampak perubahan iklim global yang ditimbulkannya. *Flaring* adalah pembakaran gas alam terkontrol dan *venting* adalah pembuangan gas alam secara langsung ke udara. Kedua hal tersebut, *flaring* dan *venting*, mengeluarkan gas rumah kaca ke atmosfer, termasuk diantaranya metana dan sulfur dioksida (SO_2).

Flaring dan *venting* di Kanada merupakan kewenangan pemerintahdaerah (*provinsi*). *The Environmental Protection and Enhancement Act* (EPEA) memberikan pedoman dan sasaran mutu lingkungan untuk provinsi Alberta. Pedoman kualitas udara (*Alberta Ambient Air Quality Guidelines*) ini dikelola di bawah EPEA.

Kanada adalah salah satu negara pelopor yang secara sistematis mengurangi gas *flaring* secara sukses. Setelah pembakaran gas besar-besaran di ladang minyak di dekat Calgary di tahun 1930-an, Provinsi Alberta menciptakan badan pengawas - Badan Konservasi Gas/*Gas Conservation Board* (GCB) - pada tahun 1938, yang kemudian dimasukkan ke dalam Dewan Konservasi Sumber Daya Energi/*Energy Resource Conservation Board* (ERCB), sebagai independen dan badan quasi-judicial dari pemerintah provinsi Alberta. Pada tahun 1949, ERCB diberi wewenang untuk mengatur penghapusan gas *flaring* dari Alberta. Kanada juga merupakan negara pertama yang mengajukan rencana implementasi negara (*Country Implementation Plan*) ke GGFR.

Pada tanggal 1 Januari 2008, Dewan Energi dan Utilitas Alberta dibagi menjadi dua lembaga: *The Energy Resources and Conservation Board* dan *the Alberta Utillities Commision*, yang memusatkan pada dua segmen berbeda yang berkaitan dengan ekonomi di Alberta[12]. Pemerintah Alberta mengeluarkan undang-undang tentang pengawasan industri dan pembentukan ERCB. Lembaga pengatur Regulasi ini sekarang memiliki 75 tahun pengalaman dalam hal regulasi dan beranggotakan lebih dari 900 staf yang memiliki keahlian teknis tinggi[13].

Tingkat pembakaran di Alberta berkurang secara signifikan –yaitu lebih dari 70% antara tahun 1996 dan 2003. Industri juga bekerja sama dengan Komisi Minyak dan Gas British Columbia (*British Columbia's Oil and Gas Commission*) untuk membuat Pedoman *Flaring, Incineration* and *Venting* untuk British Columbia. Pedoman yang dicanangkan adalah untuk menurunkan 50 persen pembakaran gas rutin dalam tahun 2011 dan eliminasi total pada tahun 2016[14]. Namun sebaliknya, pada periode 2009-2012, gas suar bakar justru terus meningkat.

[12] http://www.albertacanada.com/business/invest/energy-resources-and-conservation-board.aspxDi akses pada 5 Maret 2014

[13] GGFR: Eynon, G., Critical Success Factors in Flaring & Venting Reduction: The Alberta/Canada Experience

[14] http://www.capp.ca/environmentCommunity/airClimateChange/Pages/FlaringVenting.aspx

ERCB menerapkan secara ketat konservasi gas yang dilaksanakan industri atas petunjuk dewan. Keterlibatan pemangku kepentingan merupakan faktor yang menentukan keberhasilan dan memainkan peran besar dalam menetapkan peraturan dan kebijakan *flaring* dan *venting* di Kanada. Pemangku kepentingan seperti *Clean Air Strategic Alliance* (CASA) mempunyai komitmen untuk mengembangkan dan menerapkan sistem manajemen kualitas udara yang komprehensif untuk Alberta; dukungan dari organisasi tersebut mempermudah dalam membuat konsensus-konsensus maupun untuk kepentingan umum.

ERCB perlu menyesuaikan perhitungan ekonomi untuk menyelesaikan masalah gas jika tidak terjadi kemajuan yang berarti. Dewan ini mempertimbangkan dua fase tes ekonomi dengan rasio gas atau minyak dan nilai/harga aliran minyak: Pertama, tes akan menghitung nilai ekonomi untuk minyak dan gas, dan kedua, hanya untuk gas. Jika NPV dari dua perhitungan jatuh dalam kisaran yang telah ditentukan, maka gas akan dilestarikan. Nilai dan produksi minyak dipergunakan untuk mensubsidi konservasi gas.

Aturan pengelolaan *flaring* yang baik tidak akan efektif tanpa adanya monitoring dan pelaksanaan (*enforcement)*. Badan energi dan utilitas Alberta (*Energy and Utilities Board* - EUB dan sekarang bernama ERCB) memeriksa dan mengaudit fasilitas sumur dan produksi minyak apakah telah mendapat lisensi. Badan ini juga merespon terhadap keluhan masyarakat terkait dengan operasi industri minyak. EUB bertanggung jawab untuk memeriksa lebih dari 110.000 sumur yang beroperasi, 15,911 baterai minyak dan satelit terkait, 456 pabrik gas manis (*sweet gas plant*), 247 pabrik gas asam, dan lebih 300.000 km pipa[15].

EUB telah membentuk "sistem tangga penegakan (*enforcement ladder system*)" untuk mengatasi ketidakpatuhan terhadap ketentuan yang berlaku. Tangga penegakan didasarkan respon yang tepat terhadap tingkat pelanggaran (*non-compliance*) dan memberikan konsekeunsi lanjutan jika aksi remediasi tidak dilakukan atau pelanggaran terus berlanjut.

2.3.2. Norwegia

Tren Gas Suar

Norwegia adalah produsen minyak mentah terbesar di Eropa , dengan produksi minyak mentah pada 2010 sebesar 1.869 ribu barel per hari (bph), setelah mencapai puncaknya pada tahun 2001 yaitu 3.226 ribu barel per hari[16]. Sekitar 90% dari minyak Norwegia diekspor ke negara-negara OECD (*Organization for Economic Co-operation and Development*) dimana Inggris menguasai 52% dari ekspor minyak tersebut, diikuti oleh Belanda, Amerika Serikat, Perancis, dan Jerman. Sektor minyak bumi sangat

[15]The World Bank. Regulation of Associated Gas Flaring and Venting: A Global Overview and LessonsFromInternational Experience, Report No 3. The World Bank Group.

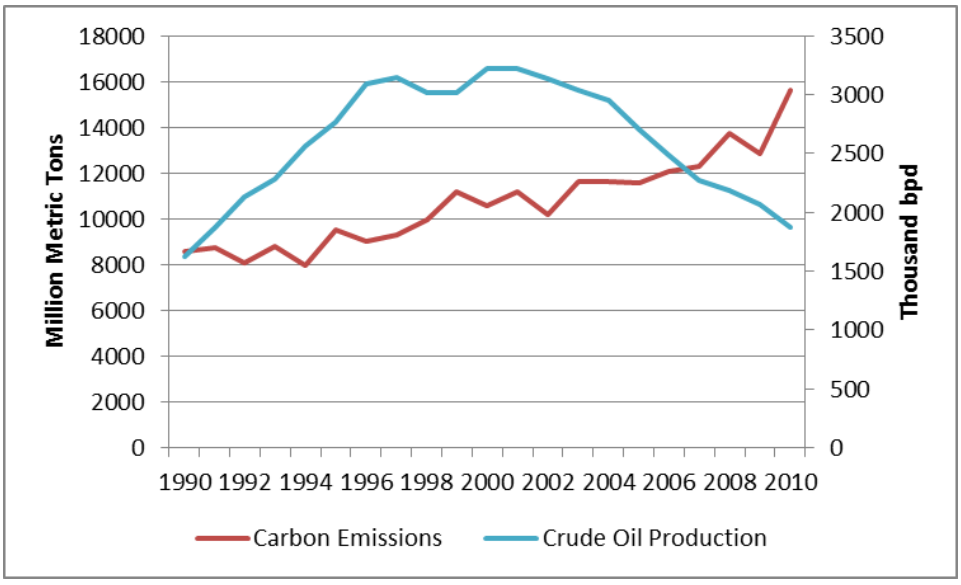
[16] Data diekstrasidari EIA: Country Analysis available online at http://www.eia.gov/countries/country-data.cfm?fips=NI. Diaksespadatanggal 25Februari, 2014.

penting bagi perekonomian Norwegia yang pada tahun 2010 menyumbang sekitar 21% dari Produk Domestik Bruto[17].

Emisi karbon dioksida di Norwegia meningkat selama dua dekade terakhir meskipun Norwegia telah menerapkan pajak karbon sejak tahun 1991. Gambar 2.4 menunjukkan emisi karbon dari gas suar di Norwegia dari tahun 1990 sampai 2010. Sumbu vertikal sebelah kiri menunjukkan volume emisi karbon dalam jutaan metrik ton dan sumbu vertical sebelah kanan adalah produksi minyak mentah dalam ribuan barel per hari. Total emisi karbon berasal dari dua sumber yaitu pembakaran gas suar dan konsumsi bahan bakar. Emisi dari gas suar kurang dari 3% dari total emisi karbon; dan sebagian besar emisi karbon di Norway berasal dari konsumsi bahan bakar.

Seperti ditunjukkan dalam Gambar 2.4, total emisi karbon di Norwegia meningkat secara konsisten dan mendapat kritikan negatif. Data menunjukkan bahwa emisi dari gas suar relatif stabil selama dua dekade terakhir, dengan pengecualian dari tahun 2007 dan 2008. Hal ini menunjukkan bahwa emisi dari konsumsi bahan bakar memberikan kontribusi terbesar terhadap peningkatan emisi. Dari perspektif ini, meskipun tren produksi minyak cenderung naik, volume gas suar tahunan (yang diukur dalam emisi karbon) tidak meningkat secara proporsional terhadap peningkatan produksi minyak.

Gambar 2. 4: Emisi Karbon dan Produksi Minyak Mentah di Norwegia



Sumber: Crude Oil Production: EIA; Gas Flaring Emission: CDIAC (Carbon Dioxide Information Analysis Center)

[17] Norwegian Petroleum Directorate. Tersedia online http://www.npd.no/en/Publications/Facts/Facts-2012/Chapter-3/. Diaksespada25 Februari, 2014.

Regulasi Gas Suar di Norwegia

Karbon dioksida yang dihasilkan oleh pembakaran gas suar adalah gas rumah kaca sehingga terdapat kemungkinan diterapkannya perangkat aturan untuk mengatur kandungan karbon dari setiap bahan bakar. Salah satu perangkat tersebut adalah penetapan pajak lingkungan untuk mengatur pembakaran gas oleh perusahaan-perusahaan minyak, biasanya disebut pajak lingkungan atau pajak karbon. Pajak karbon sudah dilaksanakan secara internasional selama lebih dari 20 tahun. Finlandia mengadopsi pajak karbon pada tahun 1990 diikuti oleh Belanda pada tahun yang sama dan Norwegia pada tahun 1991 (Sumner, Bird, and Smith, 2009).

Dua lembaga otoritas utama mengawasi emisi udara dan kegiatan perminyakan di bawah Pakta Minyak dan Polusi (*Petroleum and Pollution Act*): *The Norwegian Petroleum Directorate (NPD)* dan *Norwegian Pollution Control Authority (SFT)*. NPD bertanggung jawab untuk efisiensi energi dan keamanan di instalasi, serta kegiatan *flaring* dan *venting*. Lembaga otoritas ini juga menegakkan undang-undang tentang pajak karbon dioksida di NCS. Sedangkan SFT memiliki tanggung jawab keseluruhan untuk emisi laut.

Pemerintah Norwegia tidak mengatur kegiatan *flaring* dan *venting* dengan target tertentu, namun izin untuk pembakaran gassangat dibatasi. Beberapa instrumen kebijakan yang digunakan oleh pemerintah untuk membatasi dampak lingkungan dari pembakaran gas suar selama fase operasi termasuk kondisi yang melekat pada rencana pengembangan dan pengoperasian, penerapn pajak karbon, dan izin pembakaran. Setelah reformasi pajak hijau di negara-negara Nordik pada tahun 1990, Norwegia secara resmi mengadopsi pajak karbon dioksida (atau

Tabel 2. 1: Pajak Karbon di Norwegia, 1999 (USD per Ton CO2)

CATEGORY	USD PER TON
Maximum Taxes by Fuels	
Gasoline	51
Coal for energy purpose	24
Auto diesel and light fuel oils	22
Heavy fuel oils	19
Coke for energy purposes	19
Taxes by Sectors and Fuels North Sea Petroleum Extraction	
Natural gas for burning	49
Oil for burning	43
Pulp and Paper Industry, Herring Flour Industry	
Light fuel oils, transport oils	11
Heavy fuel oils	10
Average tax for all sources	**21**

Sumber: Bruvoll and Larsen (2002)

Pada tahun 2007, Pemerintah Norwegia memodifikasi dan menyesuaikan tarif pajak karbon minimal USD 15,93 per metrik ton CO_2 dan maksimal USD 61,76 per metrik ton

CO_2 (Tabel 2.2).Dari Tabel 2.2 terlihat bahwa hanya bahan bakar minyak berat yang memiliki pajak paling rendah (USD 15,93) dan bensin (*gasoline*) memiliki pajak paling tinggi.

Tabel 2. 2: Pajak Karbon di Norwegia, 2007 (USD per Ton CO2)

CATEGORY	USD PER TON
Petrol (Gasoline)	61.76
Fuel Oil	
Light fuel oil, diesel	36.34
Heavy fuel oils	30.79
Mineral Oil, lower rate	
Light fuel oil, diesel	18.8
Heavy fuel oils	15.93
Use of Gas in Norway	
Natural gas	35.98
LPG	35.8
Continental Shelf	
Light fuel oil, diesel	53.7
Heavy fuel oils	45.65
Natural gas	61.22

Sumber: Sumner, Bird, and Smith (2009)

Manfaat dari Pajak Karbon

Tujuan dari pajak karbon adalah dalam rangka mengurangi emisi, dan secara bersamaan menghasilkan pendapatan pemerintah dan membuat energi terbarukan lebih kompetitif. Namun, beberapa pihak berpendapat bahwa pajak karbon tidak menjamin adanya pengurangan emisi. Mereka lebih percaya kepadapembatasan emisi. Menurut Gambar 2.4 jelas bahwa emisi karbon di Norwegia telah meningkat dalam dua dekade terakhir meskipun pajak karbon telah diberlakukan sejak tahun 1991. Studi juga menunjukkan bahwa pajak karbon di Norwegia tidak memiliki dampak yang cukup pada penurunan gas suar, atau dampaknya tidak jelas, karena pengurangan emisi yang signifikan pernah dicapai justru pada saat pajak karbon baru diperkenalkan (GGFR).

Selain dari turunnya emisi, Norwegia memperoleh pendapatan dari pelaksanaan pajak karbon. Menurut data Badan Lingkungan Eropa, pendapatan yang dihasilkan dari pajak karbon pada tahun 2010 mencapai USD1.162 juta,meningkat sebesar 87% sejak tahun 1994 di mana pendapatan hanya sekitar USD620,9 juta[18].

[18] Pendapatan berasal dari: (1) *CO2 tax* untuk *mineral products*, (2) *Environmental tax* untuk GHG, dan (3) *Tax* untuk emisi CO2 dalamkegiatan petroleum di *continental shelf*.

2.3.3. Rusia

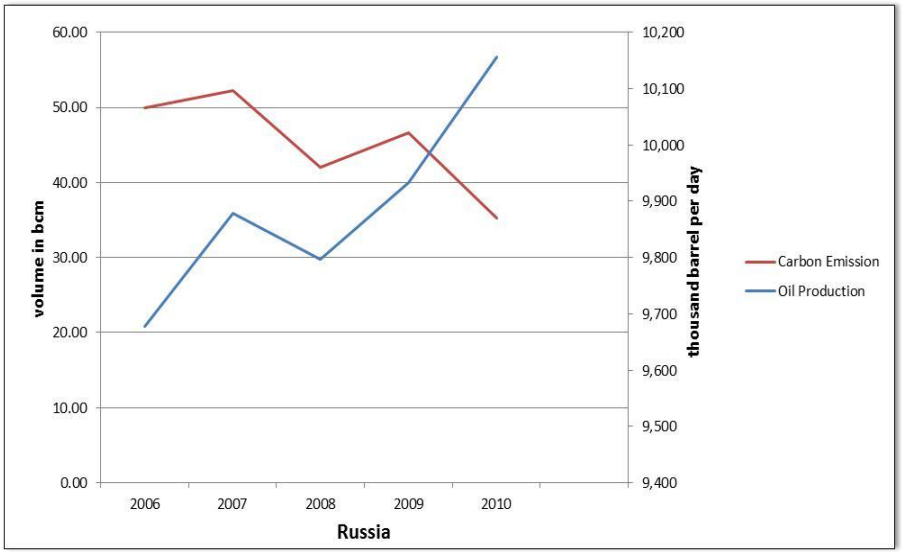
Gas Suar

Rusia adalah produsen kedua terbesar gas alam kering dan ketiga terbesar bahan bakar cair di dunia. Pada tahun 2013 Rusia adalah produsen peringkat ketiga dari total cairan (*liquids*), dengan rata-rata produksi sebesar 10,5 juta barel per hari (bbl/d). Minyak dan gas menyumbang 52% dari pendapatan anggaran federal dan lebih dari 70% dari total ekspor pada tahun 2012, menurut *PFC Energy*[19].

Menurut Journal Minyak dan Gas, Rusia memiliki cadangan gas alam terbesar di dunia yaitu sebesar 1.688 triliun kaki kubik (TFC), per 1 Januari 2013. Sebagian besar cadangan ini terletak di Siberia, di mana ladang Yamburg, Novy, dan Medvezh'ye menguasai lebih dari 40% dari total cadangan Rusia. Sementara itu, cadangan penting lainnya berada di daerah Rusia bagian utara.

Pada tahun 2011, Rusia merupakan negara yang paling banyak melakukan pembakaran gas alamnya. Menurut *US National Oceanic and Atmospheric Administration*, pembakaran gas suar di Rusia mencapai 1.320 Bcf pada tahun 2011, jauh melebihi negara-negara lain. Jumlah ini mencakup 27% dari total volume gas *flaring* di seluruh dunia. Sejumlah inisiatif dan kebijakan pemerintah Rusia menetapkan target pengurangan pembakaran gas, dan pada periode 2009-2010, gas pembakaran di Rusia sudah terlihat menurun.

Gambar 2. 5: Emisi Karbon dari Gas Suar dan Produksi Minyak di Russia



Sumber: U.S. Energy Information Administration & GGFR, 2012. Global Gas Flaring Reduction US-Indonesia Energy Investment

[19] http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=RS

Regulasi Gas Suar di Rusia

Persyaratan lisensi standar yang ditentukan oleh *Federal Mineral Act* tidak memerlukan kondisi tertentu yang berhubungan dengan gas terkait dan penggunaannya dalam perjanjian perijinan dalam produksi minyak, sehingga menyebabkan pembatasan gas suar di Rusia bervariasi dari satu tempat ke tempat lainnya. Hanya beberapa daerah yang secara spesifik mencantumkan aturan mengenai gas suar dan penggunaannya dalam pakta mineral regional (*Regional Mineral Acts*). Sebagai contoh, di bawah Pakta Mineral dari Khanty-Mansijsk dan Yamalo-Nenetz, dua daerah dengan hasil utama minyak dan gas di Siberia Barat, mewajibkan bahwa batas penggunaan gas terkait dimasukkan kedalam persetujuan lisensi produksi minyak. Lisensi pembatasan dan penggunaan gas suar tersebut harus disetujui sebelum lisensi produksi minyak ditandatangani.

Secara teori, operator berlisensi diawasi oleh Kementerian Sumber Daya Alam dan pemerintah daerah, dimana salah satu dari kedua lembaga ini dapat melakukan penarikan lisensi dalam kasus ketidakpatuhan dengan ketentuan yang tercantum dalam lisensi. Sampai saat ini, baik pemerintah daerah maupun kementerian belum pernah mencabut lisensi karena adanya pembakaran gas yang berlebihan. Hal ini karena kurangnya wewenang yang jelas maupun belum adanya pembagian peranan dan tanggungjawab yang jelas diantara lembaga pengawas pemerintah. Kurangnya pelaporan yang berstandar, pemantauan, dan prosedur pelaksanaan menyebabkan tugas-tugas untuk memonitor lisensi semakin sulit.

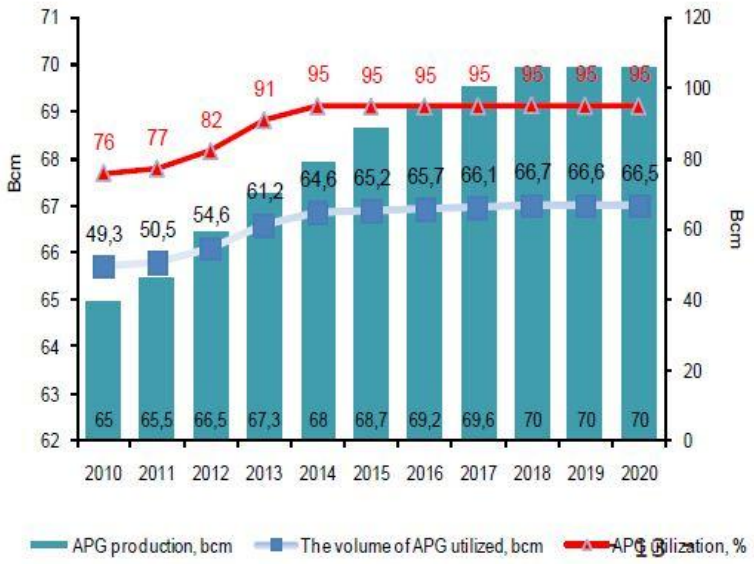
Terdapat satu kebijakan pemerintah yang berkaitan dengan peningkatan pemanfaatan *Associated Petroleum Gas (APG)*. Sebuah Rancangan Resolusi Pemerintah Rusia untuk menurunkan polusi udara yang berasal dari pembakaran gas suar dikembangkan pada tahun 2012. Program Pengembangan Industri Minyak sampai tahun 2020 dan Program Pengembangan Industri Gas sampai tahun 2030 telah disetujui pada tahun 2012.

Resolusi ini berisi standar yang bertujuan untuk mencegah emisi atmosfer dari zat atau polutan berbahaya, dan mengurangi emisi gas rumah kaca yang dihasilkan dari gas suar, termasuk[20] :

- Menetapkan target APG *flaring* tidak lebih dari 5% dari APG *output*;
- Memperkenalkan faktor penimbang K1 (100), untuk jumlah yang melebihi; dan
- Memperkenalkan faktor penimbang K2 (1000), jika tidak melaksanakan pengukuran dan pencatatan sesuai dengan peralatan yang ditetapkan.

[20] GGFR: *Associated Petroleum Gas (APG) utilization in Russia: Issues and Prospects. 2012*

Gambar 2. 6: Produksi dan Pemanfaatan APG



Sumber: GGFR: Associated Petroleum Gas (APG) utilization in Russia: Issues and Prospects.2012

Sampai saat ini, kemajuan mengenai APG di Rusia sangat lambat. Hal ini disebabkan oleh beberapa faktor[21]:

- Belum adanya transparansi dan ketidak konsistenan data tentang volume gas suar;
- Kerangka peraturan masih memerlukan perbaikan; dan
- Kurangnya kondisi pendukung yang diperlukan untuk mencapai tingkat gas ikutan sebesar 95%.

2.3.4. Kazakhstan

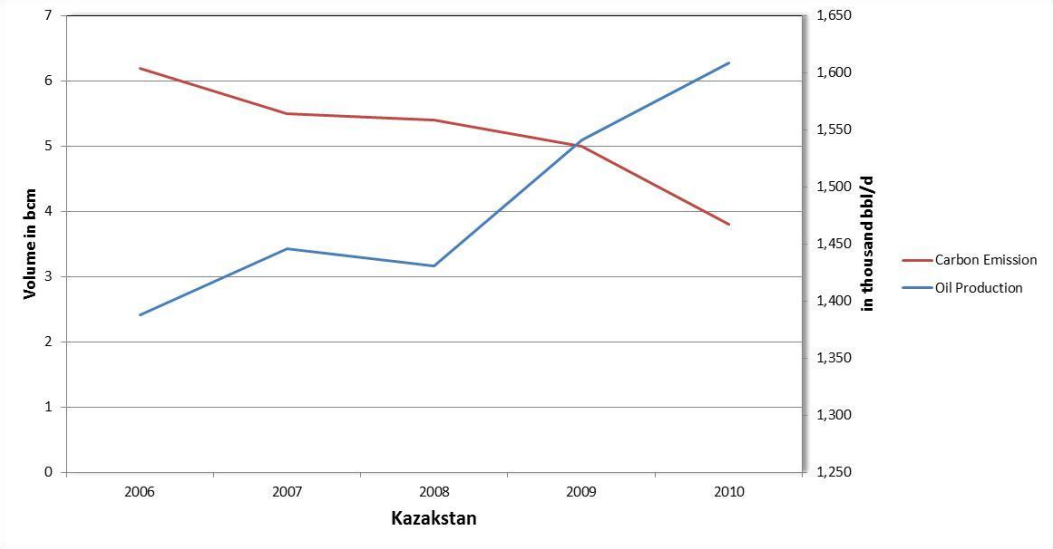
Gas Suar

Kazakhstan menjadi negara produsen minyak sejak tahun 1911 dan memiliki cadangan minyak terbesar kedua serta produksi minyak terbesar kedua di antara bekas Republik Soviet (Uni Soviet). Sebagai salah satu produsen minyak utama di dunia, Kazakhstan menghasilkan 1,64 juta barel per hari (bbl/d) pada tahun 2013[22]. Sejak tahun 1995, produksi minyak Kazakhstan telah menunjukkan perkembangan yang mengesankan, terutama setelah mendapat bantuan dari perusahaan minyak asing. Produksi minyak Kazakhstan melampui 1,0 juta barel per hari pada tahun 2003 dan terus berkembang dan mencapai posisi kedua setelah Rusia.

[21]GGFR: Associated Petroleum Gas (APG) utilization in Russia: Issues and Prospects. 2012
[22]http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=KZ

Sebagai salah satu negara penghasil minyak utama di Asia Tengah, data satelit menunjukkan bahwa Kazakhstan telah berhasil menurunkan gas suaryang berasal dari minyak sebesar kurang lebih 33% dari 2006 hingga 2010. Hal ini berarti Kazakhtan berhasil mengurangi emisi CO_2 tahunan hampir enam juta ton; jumlah ini kurang lebih setara dengan volume emisi gas rumah kaca darisatu juta mobil.

Gambar 2. 7: Emisi Karbon dan Produksi Minyak di Kazakhstan



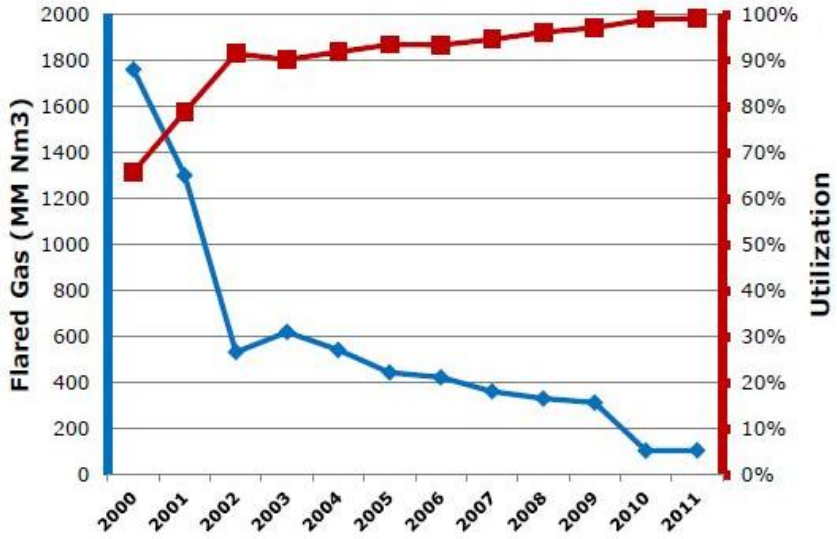
Sumber: U.S. Energy Information Administration

Dalam Program Pemanfaatan Gas dari TCO disebutkan bahwa salah satu tujuannya adalah menghilangkan pembakaran rutin secara total pada akhir tahun 2009. Dari tahun 2006 sampai 2010, flaring di Kazakhstan menurun setiap tahun. Pada tahun 2006, jumlah gas suar sekitar 6 bcm; tetapi pada tahun 2010, jumlah tersebut menurun drastis sampai dibawah 4 bcm. Keberhasilan ini tidak mungkin tercapai tanpa adanya komitmen yang tinggi dan transparan dan kerjasama antara TCO dan mitranya, serta pemerintah Kazakhstan dalam rangka menggapai solusi teknologi dan pelaksana proyek kelas dunia.

Rusia yang telah berusaha menurunkan pembakaran gas bahkan tertinggal karena prestasi yang luar biasa dari Kazakhstan. Kedua negara sebagai negara minyak pada tahun 2010 bekerja bersama untuk mengurangi emisi gas rumah kaca melalui penurunan gas suar bakar. Kazakhstan berhasil mencapai tujuannya dalam mengurangi flaring melalui proyek-proyek seperti yang dilakukan oleh Tengizchevroil (TCO). Pada tahun 2010 perusahaan menyelesaikan empat tahun proyek pemanfaatan gas bernilai USD 258 juta, dan berhasil mengeliminasi *flaring* di ladang minyak raksasa Tengiz.

Seperti ditunjukkan dalam Gambar 2.8 bahwa sejak tahun 2000 telah terjadi kenaikan produksi minyak dan gas sebesar 250 persen dan pengurangan gas suar sebesar 94 persen (garis biru); dan pemanfaatan gas (garis merah) sebesar 99,2 persen pada tahun 2011[23].

Gambar 2. 8: Gas suar dan Utilisasi di Kazakhstan



Sumber: GGFR: Tengizchevroil: A journey to Routine Flaring Elimination, 2012

Regulasi Gas Suar

Izin untuk melakukan flaring dari gas yang tidak terpakai atau terjual hanya disetujui oleh Kementerian Energi dan Sumber Daya Alam. Persetujuan hanya diberikan kasus - per kasus. Dalam kontrak baru-baru ini telah disepakati hal-hal berikut: jika, menurut pendapat kontraktorpatungan, reservoir yang mengandung gas ikutan memiliki nilai komersial, maka rencana pengembangan untuk reservoar harus menyertakan rencana untuk pengembangan dan pemasaran dari gas ikutan. Jika reservoar empunyai nilai komersial tetapi gas terkait tidak dapat digunakan secara komersial, maka rencana pembangunan setidaknya harus mencakup ketentuan untuk pengumpulan, pembuangan, pemanfaatan, reinjeksi , atau membuang gas ikutan[24] .

Sejak tahun 2001, TCO telah merancang, mengembangkan dan melaksanakan proyek-proyek utama berikut untuk membantu mencapai eliminasi gas suar secara permanen[25]:

- Ekspansi pengolahan gas pada tahun 2001;

[23] GGFR: Tengizchevroil: A journey to Routine Flaring Elimination, 2012
[24] http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTOGMC/EXTGGFR/0,,contentMDK:21106120~isCURL:Y~menuPK:2912270~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:578069~isCURL:Y,00.html
[25] GGFR: Tengizchevroil: A journey to Routine Flaring Elimination, 2012

- Peningkatan kapasitas pipa gas pada tahun 2002;
- Penjualan pipanisasi gas baru (GEEP) pada tahun 2005;
- Penggantian metode pembakaran pada tahun 2007;
- Proyek pembuatan tanki untuk minyak ikutan (*associated crude*) maupun minyak (crude); dan
- Proyek pemanfaatan gas, *recovery* gas buang dan kompresi untuk gas asam (*sour gas*) pada tahun 2009.

Dengan demikian, beberapa proyek telah dirancang, dikembangkan, dan dilaksanakan oleh TCO sebagai bagian dari program pengurangan kegiatan *flaring*.

2.3.5. Qatar

Pembakaran Gas

Qatar adalah eksportir terbesar gas alam cair (LNG) di dunia; ekspor untuk produk LNG, minyak mentah, dan produk minyak bumi menghasilkan sebagian besar pendapatan pemerintah. Pendapatan Qatar dari sektor hidrokarbon menyumbang 60% dari total pendapatan pemerintah selama lima tahun fiskal terakhir (sampai tahun fiskal 2012-13) dan QNB (*Qatar National Bank*) memperkirakan bahwa sektor minyak dan gas bumi dari Qatar menyumbang 57,8% dari produk domestik bruto pada tahun 2012[26]. Pada tahun yang sama Qatar menghasilkan lebih dari 1,5 juta bbl/d. Pada awal 2014, Qatar memiliki lebih dari 25 miliar kaki kubik cadangan terbukti dan pada 2013, cadangan terbukti gas alam mencapai 885 miliar kaki kubik.

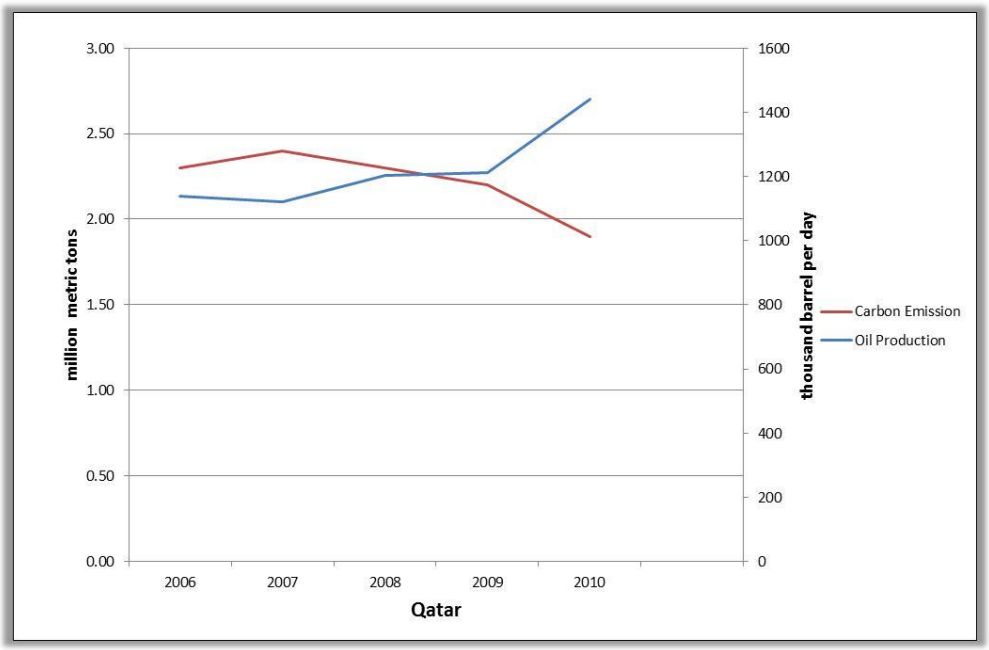
Selama beberapa tahun terakhir, Pemerintah Qatar secara proaktif mengurangi pembakaran gas dalam kondisi produksi minyak dan gas meningkat secara dramatis. Strategi Pembangunan Nasional Qatar 2011-2016, misalnya, menetapkan untuk mengurangi separuh gas *flaring* antara tahun 2008 dan 2016; Strategi tersebut juga menyebutkan secara rinci pengembangan alat monitoring untuk *flaring* sebagai salah satu dari sepuluh prioritas strategi lingkungan untuk 2016[27].

Menurut perkiraan satelit, sejak tahun 2000, sementara produksi minyak dan gas di Qatar hampir empat kali lipat, pembakaran gas menurun 50%. Produksi gas suar di Qatar kurang lebih 9 meter kubik gas per barel setara minyak (bsm) pada tahun 2000, dan hanya 1,1 meter kubik per bsm pada tahun 2011. Hal ini dicapai melalui pelaksanaan sejumlah proyek pengurangan gas *flaring* di berbagai ladang minyak dandi pabrik gas raksasa Ras Laffan. Dengan demikian, dari 2007 sampai 2010, pembakaran gas di Qatar mengalami penurunan meskipun produksi minyak terus

[26] http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=QA
[27] http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=QA

meningkat (dari hampir 2,5 bcm pada tahun 2007 menjadi di bawah 2 bcm pada tahun 2010).

Gambar 2. 9: Emisi Karbon dari Gas Suar dan Produksi Minyak



Sumber: U.S. Energy Information Administration & GGFR, 2012. Global Gas Flaring Reduction US-Indonesia Energy Investment

Regulasi Gas Suar

Standar Pengelolaan dan Perlindungan Lingkungan dari Kementerian Urusan Kota dan Pertanian (*The Ministry of Municipal Affairs and Agriculture = MMAA*) menyatakan bahwa kegiatan *flaring* diatur pada saat pengeluaran atau penerbitan izin; di samping itu, kegiatan harus tanpa asap dan efisien sehingga kriteria kualitas udara ambien tidak dilanggar. Pengendalian pembakaran ditetapkan dalam Lampiran 8 dari standar manual QGPC. Untuk kegiatan di darat (*onshore*), *flaring* harus dilakukan di bawah (*ground level*) dan harus tertutup. Semua *flare* (*onshore* dan *offshore*) harus bebas asap kecuali dalam kondisi darurat. Kecuali untuk operasi pengeboran, gas asam tidak boleh dibakar, kecuali dalam kondisi darurat dan tetap harus dilakukan untuk jangka waktu yang terbatas saja. Lampiran 8 juga menetapkan bahwa[28]:

- Emisi selama operasi normal harus bebas dari asap, dan emisi jelaga asam harus dicegah setiap saat;
- Emisi hidrogen sulfida tidak boleh melebihi 5mg/m^3;

[28] http://web.worldbank.org/WBSITE/EXTERNAL/TOPICS/EXTOGMC/EXTGGFR/0,,contentMDK:21102969~isCURL:Y~menuPK:2912270~pagePK:64168445~piPK:64168309~theSitePK:578069~isCURL:Y,00.html Diakses pada tanggal 5 Maret 2014

- Semua emisi harus bebas dari bau menyengat; dan

- Pembakaran lainnya juga dilarang (misalnya membakar pits dan pembuangan limbah).

2.3.6. Analisa Perbandingan Antar-Negara

Pada pembahasan sebelumnya, disajikan studi kasus di Amerika Utara (Kanada), Eropa Barat (Norwegia), Rusia, Asia Tengah (Kazakshtan) dan Timur Tengah (Qatar). Tabel 2.3 merangkum hasil studi kasus tersebut. Secara umum dapat dikatakan bahwa semua negara mempunyai sistem pemantauan dan pelacakan dan target pengurangan emisi. Kanada dan Norwegia memiliki pajak karbon sementara tiga negara lainnya bergantung pada "*non-economic carrots and stick"*. Karena semua sudah melakukan pengurangan gas suar, yang terpenting bagi negara-negara tersebut adalah komitmen yang kuat dari pemerintah dalam menetapkan dan memonitor target pengurangan dan kebijakan yang mendukungnya. Pilihan instrumen tidak lebih penting dari komitmen yang kuat untuk menindak lanjuti komitmen tersebut.

Tabel 2.3: Kebijakan Pengurangan Gas Suar di Beberapa Negara

Policy	Canada	Norway	Russia	Kazakshtan	Qatar	Indonesia
Monitoring & Pelacakan	Ya	Ya	Ya	Ya	Ya	Ya
Target Pengurangan	Ya	Ya	Ya	Ya	Ya	Tidak
Insentif Ekonomi	Pajak karbon	Pajak karbon	Tidak ada	Tidak ada	Tidak ada	Tidak ada
Non-Economic Carrots and Sticks	- konservasi gas; - sistem pelaksanaan bertangga untuk mengatasi *non-compliance.*	-	- provisi di regulasi daerah untuk *flaring* dan pemanfaatan gas; - pemerintah pusat mendorong pemanfaatan gas.	- ekspansi pengolahan gas; - penambahan pipa gas; - penjualan pipa gas baru; - penggantian metode penangan minyak mentah ikutan dan proyek tank untuk minyak mentah; - proyek penggunaan gas yang dibuang atau *recovery* dan proyek kompresi gas asam.	- Emisi pada operasi normal harus bebas dari asap; - pembatasan hidrogen sulfida (5 mg /m^3); -seluruh emisi harus bebas dari bau yang menyengat; - Pelarangan terhadap kombustion tak terbatas.	- Ladang dengan gas suar lebih tinggi dari target harus melakukan studi optimisasi pemanfaatan gas dan harus melapor ke Kementerian ESDM.
Program Pengurangan Gas Suar	Tidak (hanya untuk ladang baru)	Ya	Ya	Ya	Ya	Ya

Sumber: U.S. Energy Information Administration & GGFR, 2012. Global Gas Flaring Reduction US-Indonesia Energy Investment

2.4 Kebijakan Pengurangan Limbah Padat dan Cair yang tidak Berbahaya

Pada umumnya, pengelolaan limbah yang tidak berbahaya dalam industri minyak dan gas di bawah kerangka peraturan yang sama dengan industri ekstraktif lainnya.

Di Amerika Serikat, Badan Perlindungan Lingkungan (EPA) memiliki peran utama dalam regulasi industri minyak dan gas Amerika Serikat untuk memastikan bahwa fasilitas yang ada cukup memadai untuk menanggapi keadaan darurat lingkungan. Pada tahun 2004, hal ini menjadi tanggung jawab Kantor Manajemen Darurat (*Office of Emergency Management = OEM*), yang didirikan sebagai bagian dari Kantor Limbah Padat dan Tanggap Darurat (*Office of Solid Waste and Emergency Response = OSWER*). Program Manajemen Darurat OEM meliputi beberapa peraturan yang terutama dikembangkan melalui tiga bagian utama dari undang-undang: *Clean Air Act (CAA), Clean Water Act (CWA)*, dan UU Pencemaran Minyak (*Oil Pollution Act = OPA*).

EPA memiliki beberapa peraturan yang ditujukan untuk membantu mencegah kecelakaan di industri minyak dan gas. Provisi (Ketentuan) Pencegahan Kecelakaan Kimia meliputi peraturan yang dikeluarkan oleh EPA dibawah amandemen dari *Clean Air Act* tahun 1990. Fitur yang paling signifikan dari peraturan ini adalah Rencana Peraturan Manajemen Risiko yang diadopsi pada tahun 1996. Berdasarkan peraturan ini, fasilitas yang berisi zat dengan batas ambang tertentu yang berbahaya bagi kesehatan manusia atau lingkungan harus mengembangkan Rencana Manajemen Risiko (RMP). RMP membantu fasilitas mencegah kecelakaan dengan meminta mereka untuk menyerahkan penilaian yang komprehensif mengenai hal yang berbahaya yang mencakup sejarah kecelakaan selama lima tahun dan evaluasi skenario terburuk. Fasilitas ini juga harus menunjukkan bahwa ada tindakan pencegahan keselamatan yang tepat untuk mencegah kecelakaan zat kimia dan memiliki prosedur untuk mengatasi keadaan darurat (40 CFR 68).

Clean Water Act memberikan kewenangan kepada EPA untuk secara khusus mengatur industri minyak dan gas di bawah peraturan Pencegahan Pencemaran Minyak. Peraturan mengenai pencegahan tumpahan, pengendalian, dan penanggulangan (SPCC) membutuhkan fasilitas untuk mengembangkan dan mengimplementasikan Rencana SPCC untuk membantu mencegah kecelakaan baik di fasilitas darat maupun lepas pantai yang dapat mempengaruhi perairan. Serupa dengan RMP, SPCC membutuhkan fasilitas untuk menunjukkan bahwa tindakan pencegahan yang tepat diambil untuk mencegah pembuangan minyak termasuk, pemeliharaan, penilaian risiko, drainase, dan penyimpanan. Rencana SPCC harus disertifikasi dan diperiksa oleh seorang insinyur profesional untuk memastikan bahwa rencana tersebut secara penuh sesuai dengan peraturan. Fasilitas yang lebih kecil yang tidak memiliki sejarah kecelakaan yang berarti bisa secara otomatis memperoleh sertifikasi perencanaan dengan catatan harus tetap memenuhi pedoman dan kualifikasi tertentu (40 CFR 112) .

Penimbunan (landfilling) tetap menjadi metode utama pengelolaan limbah tidak berbahaya di Amerika Serikat. Tempat penimbunan adalah area tanah atau penggalian

di mana limbah dibuang secara permanen, tetapi bukan merupakan unit pemanfaatan tanah, lokasi pembuangan, sumur injeksi, atau tumpukan sampah. *Resource Conservation and Recovery Act (RCRA) Subtitle D* mendorong negara-negara bagian untuk mengembangkan rencana komprehensif untuk mengelola sampah tidak berbahaya industri dan limbah padat perkotaan, menetapkan kriteria federal (pemerintah pusat) mengenai penimbunan (tempat pembuangan) sampah kota (MSWLFs) dan fasilitas pembuangan limbah padat lainnya, dan melarang pembuangan limbah padat secara terbuka.

Resource Conservation and Recovery Act (RCRA) mengatur produsen limbah berbahaya, transporter limbah berbahaya, dan pengolahan limbah berbahaya, penyimpanan, dan fasilitas pembuangan (TSDFs). RCRA mendorong metode ramah lingkungan untuk mengelola limbah komersial dan industri serta rumah tangga dan sampah kota. *Water Pollution Control Act*, biasanya sisebut sebagai *Clean Water Act (CWA*), adalah program federal yang dirancang untuk memulihkan dan menjaga integritas permukaan air. CWA mengontrol pembuangan langsung ke permukaan air (misalnya, melalui pipa) dari proses industri atau sistem *stormwater* yang berhubungan dengan kegiatan industri.

CWA telah membentuk struktur dasar untuk mengatur pembuangan polutan ke perairan Amerika Serikat. Hal ini memberi EPA kewenangan untuk melaksanakan program pengendalian pencemaran seperti pengaturan standar air limbah bagi industri. CWA juga terus menjaga persyaratan untuk menetapkan standar kualitas air untuk semua kontaminan di permukaan air. Kegiatan apapun untuk melepaskan polutan dari titik sumber ke perairan yang dapat dilayari dianggap melanggar hukum, kecuali memperoleh izin sesuai ketentuan berlaku.

Uni Eropa memiliki lembaga yang mengatur limbah disebut *Waste Framework Directive (WFD)* yang bertugas menentukan apa saja yang berada di bawah lingkup peraturan (petunjuk). Konsep WFD mengenai limbah mempengaruhi Uni Eropa dalam pengelolaan sampah. WFD juga mempunyai peran dalam menentukan ruang lingkup dan penerapan instrumen lainnya di Uni Eropa secara langsung tentang pengelolaan sampah, misalnya petunjuk tentang TPA (*landfill*) (1999/31 / EC) dan petunjuk emisi Industri (2010/75 / EC).

WFD menggabungkan konsep limbah akhir (*end-of-waste: EOW*) dengan menetapkan kondisi dimana zat atau benda yang memenuhi definisi limbah dapat menjadi bukan limbah setelah menjalani proses*recovery* (termasuk daur ulang) sehingga selanjutnya berada di luar lingkup undang-undang limbah. Khusus untuk industri minyak dan gas, setiap minyak yang mengandung PCB di atas 50 ppm harus dibuang sesuai dengan ketentuan Uni Eropa *PCB/PCT Directive 96/59/EC* dan karena itu dianggap sebagai limbah.

Klasifikasi tumpahan minyak sebagai limbah mempunyai konsekuensi hukum, termasuk penerapan aturan WFD dan Petunjuk Kewajiban Lingkungan (*Environmental Liability Directive*) 2004/35/EC. Menurut prinsip "*pencemar membayar"*, biaya pengelolaan limbah tersebut harus ditanggung oleh produsen limbah asli atau oleh

pemegang limbah saat ini atau sebelumnya. CJEU, dalam kasus *Commune de Mesquer*, dinyatakan dalam konteks ini bahwa Penerapan prinsip “pencemar membayar (*polluter pays*)” (...) akan frustasi jika (...) orang yang terlibat dalam pencemaran meninggalkan kewajiban keuangannya sebagaimana difasilitasi oleh petunjuk yang ada, meskipun asal muasal hidrokarbon yang tumpah di laut, meskipun tidak sengaja, dan menyebabkan pencemaran wilayah pesisir dari suatu negara anggota jelas-jelas diberikan".

Pasal 21 (1) (a) WFD mengharuskan negara anggota untuk memastikan bahwa jika secara tekni layak, limbah minyak dikumpulkan secara terpisah. Konsep ini lebih ketat dari pada apa yang diungkapkan dalam Pasal 10 dan 11 yang menyebutkan 'secara teknis, lingkungan dan ekonomi’ dapat diterapkan. Akibatnya, negara anggota dapat memperoleh pengecualian hanya jika pengumpulan tidak layak dilakukan karena alasan teknis. Pasal 44 WFD menjelaskan bahwa alasan utama untuk pengumpulan limbah minyak secara terpisah adalah pentingnya untuk pengelolaan limbah minyak yang tepat dan pencegahan kerusakan lingkungan yang berasal dari pembuangan limbah minyak yang tidak tepat.

Tambahan persyaratan pengumpulan limbah minyak secara terpisah dari karakteristik yang berbeda terdapat dalam Pasal 21 (1) (c) WFD. Ide dari ketentuan ini adalah bahwa mencampurkan limbah minyak dari karakteristik yang berbeda menghambat daur ulang limbah minyak.

Beberapa negara Arab telah mengejar strategi pengelolaan sampah terpadu, yaitu penanganan limbah sebagai sumber daya dipulihkan (*recoverable resources)* melalui serangkaian link yang saling terintegrasi yang melibatkan tahap berturut-turut (seperti siklus hidup: lahir sampai mati), dimulai dengan generasi asal (di mana limbah berkurang secara kuantitatif, kualitatif dan mempertimbangkan unsur bahaya – hazard-wise), diikuti dengan penyimpanan di rumah, dan kemudian pengumpulan multi-sumber; dan transportasi ke lokasi yang sesuai untuk fase perlakuan dan penimbunan. Strategi ini memberi kemungkinan dikembangkannya daur ulang untuk bahan yang dapat dipulihkan dan pembuangan akhir yang aman secara lingkungan. Namun demikian, masalah masih tetap ada khususnya bagaimana membuat sitem menjadi operasional.

Negara-negara anggota dari GCC (*The Gulf Cooperation Council*) merancang suatu sistem pengelolaan limbah seragam yang diadopsi pada Desember 1997 untuk menyusun pengolahan limbah (baik domestik, komersial atau industri, tidak aktif atau berbahaya), untuk mengurangi penanganan serampangan, dan dimasukkan ke dalam sistem mekanisme monitoring untuk produksi limbah, penyimpanan, transportasi, perlakuan, dan pembuangan dengan menerapkan teknik penghambat efek yang merugikan kesehatan, keselamatan, dan kesejahteraan manusia, dan memastikan perlindungan lingkungan baik untuk jangka pendek maupun jangka panjang.

Indonesia memiliki Undang-Undang Nomor 32 Tahun 2009 tentang lingkungan dan perlindungan sumber daya alam. Dalam Pasal 4, perlindungan dan pengelolaan lingkungan dilakukan melalui perencanaan, pemanfaatan, pengendalian,

pemeliharaan, pengawasan, dan penegakan hukum. Pasal 20 menyatakan bahwa penentuan pencemaran lingkungan diukur dengan Baku Mutu Lingkungan. Baku mutu lingkungan yang ditetapkan mencakup air, air limbah, air laut, udara ambien (PP 41/99), emisi, dan gangguan atau gangguan seperti kebisingan (Kepmen LH 48/96), getaran (Kepmen LH 49/96), dan bau (Kepmen 49/96). Namun, peraturan-peraturan tersebut tidak mengandung sanksi khusus untuk tingkat pelanggarantertentu dan banyak standar sudah tertinggal sehingga melemahkan efek jera.

KEBIJAKAN, PERATURAN, DAN PRAKTIK PENGELOLAAN GAS SUAR DAN LIMBAH DALAM INDUSTRI MIGAS DI INDONESIA

3

*Bab ini menjelaskan kerangka regulasi yang dapat digunakan untuk mendorong pengurangan gas suar di industri minyak dan gas di Indonesia. Pertama, bab ini menyajikan pembahasan tentang instrumen fiskal untuk perlindungan lingkungan dan pengurangan gas rumah kaca. Kemudian, pembahasan diteruskan pada kesepakatan bagi hasil (*production sharing arrangements*) di industri minyak dan gas di Indonesia. Pembahasan ditutup dengan peraturan lingkungan untuk industri minyak dan gas baik yang sudah ada maupun yang sedang dipersiapkan. Temuan utama dari bab ini adalah bahwa kerangka peraturan di Indonesia yang saat ini ada tidak cukup untuk mendorong pengurangan suar (*flaring*); tetapi dapat memberikan dasar untuk penyusunan peraturan di masa depan. Saat ini terdapat dua peraturan untuk mengelola gas suar di Indonesia, yaitu (i) peraturan mengenai izin untuk melakukan gas* flaring*, dan (ii) peraturan yang menerapkan pemantauan tingkat gas suar (*flaring*). Standard umum undang-undang perlindungan lingkungan dalam industri minyak dan gas Indonesia terutama dikelola melalui serangkaian pemberian sertifikat untuk kinerja yang sangat baik dan pemberian denda untuk kinerja yang buruk. Sebuah rancangan peraturan baru-baru ini sudah memberikan dasar untuk instrumen ekonomi yang lebih substansial dalam rangka perlindungan lingkungan, tetapi detail dari peraturan masih perlu dikembangkan. Aturan yang ada tidak mencakup rincian secara spesifik untuk diterapkan pada pembakaran gas (*gas flaring*), tetapi bisa menjadi dasar untuk regulasi di masa depan. Secara khusus, belum ada insentif bagi industri yang akan memanfaatkan gas buang. Sebagian besar produksi minyak dan gas dilakukan di bawah kontrak bagi hasil yang tidak memberikan insentif kepada perusahaan hulu untuk mengeluarkan biaya untuk perlindungan lingkungan, kecuali jika biaya tersebut diperhitungkan dalam* cost recovery*. Biaya yang terkait dengan pengurangan gas suar, untuk saat ini, tidak dapat dimasukkan ke dalam* cost recovery*.*

3.1 Kebijakan, undang-undang, dan peraturan yang terkait dengan insentif dan disinsentif fiskal

Di daerah-daerah atau wilayah penghasil minyak dimana investasi yang cukup belum tersedia, kegiatan *flaring* dilakukan untuk membuang gas ikutan agar terpisah dari minyak dan air. Pembakaran gas sering dilakukan jika volume produksi dan komposisinya dinilai tidak menguntungkan; namun, *flaring* (dalam industri minyak dan gas) memberikan kontribusi yang signifikan terhadap gas rumah kaca di atmosfer. Re-injeksi gas ke dalam sumur bawah tanah merupakan alternatif untuk mengurangi perubahan iklim akibat emisi gas rumah kaca.

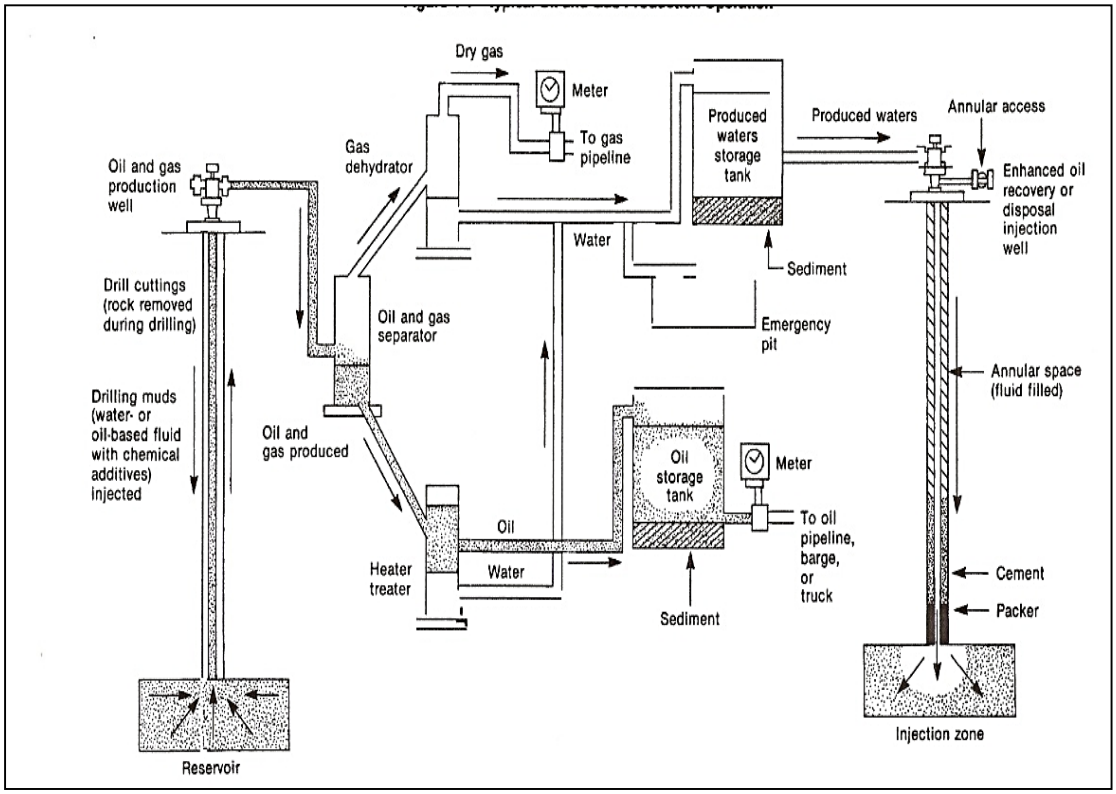
Dalam rangka mendorong perlindungan lingkungan dari kerusakan serta untuk memfasilitasi pengurangan emisi gas rumah kaca akibat aktivitas hulu sektor minyak dan gas, perlu dirumuskan peraturan yang mengandung fiskal insentif maupun disinsentif. Sayangnya di Indonesia belum tersedia instrumen fiskal tertentu yang jelas

sampai saat, terutama untuk isu-isu lingkungan (meskipun beberapa ketentuan umum telah dibuat).

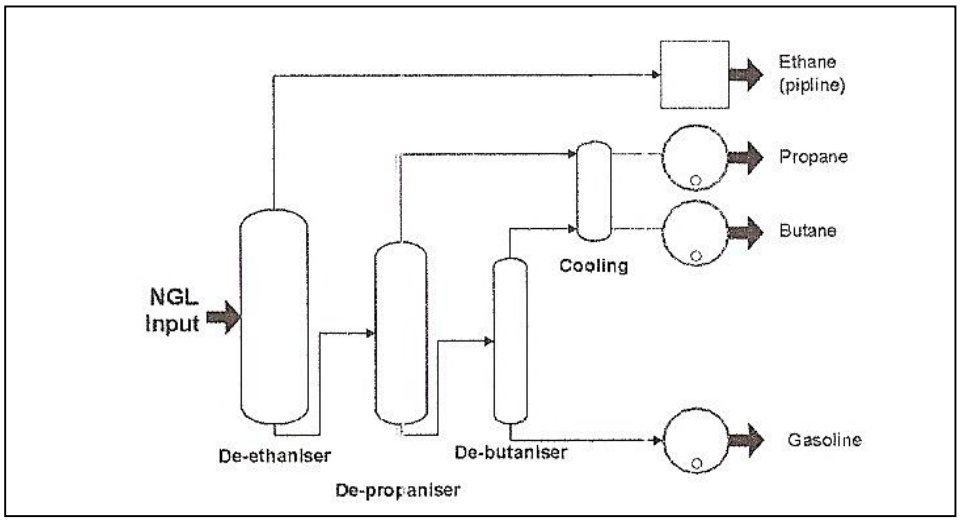
Industri minyak dan gas menghasilkan beberapa jenis limbah selama kegiatan eksplorasi dan produksi. Limbah utama terdiri dari cairan pengeboran dan campuran air. Campuran air tersebut harus dipisahkan dari minyak dan gas ikutan (gas alam) sebelum masuk ke dalam jaringan pipa minyak dan gas. Cairan pengeboran setelah perlakuan (*treatmen*t) dapat dibuang di tempat lubang cadangan yang disiapkan atau di tanah-tanah melalui *land filling* atau metode aplikasi lahan (*land application*). Gas ikutan yang telah dipisahkan dari minyak dapat dimurnikan menjadi NGL dan LPG (Indriani G., 2005) melalui pabrik fraksinasi. Pabrik fraksinasi ini membutuhkan investasi yang tinggi; jika alternatif tersebut tidak tersedia, gas ikutan dapat dibakar sebagai *flare*.

Diagram alur dalam produksi minyak dan gas dan pabrik fraksional (*fractional plant)* untuk NGL masing-masing ditunjukkan pada Gambar 3.1 dan Gambar 3.2.

Gambar 3. 1: Diagram Proses Produksi Minyak dan Gas



Gambar 3. 2: Alur fractional plant untuk NGL



3.1.1 Instrumen Fiskal yang mungkin Cocok untuk Perlindungan Lingkungan dan Pengurangan Emisi GRK

Berdasarkan identifikasi peraturan dan perundang-undangan yang ada, terdapat beberapa pokok-pokok pikiran yang dapat digunakan sebagai dasar kebijakan untuk melaksanakan reformasi melalui insentif dan disinsentif fiskal.

Instrumen Fiskal untuk Perlindungan Lingkungan

Penjelasan mengenai peraturan tentang instrumen fiskal yang mungkin berguna untuk perlindungan lingkungan dapat dilihat pada Tabel 3.1. Peraturan Pemerintah No. 28/2008 tentang Kebijakan Industri Nasional berisi ketentuan tentang pemberian insentif fiskal bagi industri yang melindungi dan melestarikan lingkungan dan mematuhi aturan yang ada. Namun, peraturan ini tidak menjelaskan secara spesifik jenis insentif fiskal apa yang dapat diterapkan untuk industri tertentu.

Demikian pula, UU No. 32/2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan menawarkan ruang untuk pemberlakuan insentif dan disinsentif fiskal seperti: pajak, retribusi, dan subsidi lingkungan. Insentif diberikan kepada perusahaan yang telah melakukan pelestarian lingkungan; di sisi lain, hukuman atau denda yang besarnya kurang dari Rp3 miliar dapat diterapkan pada perusahaan-perusahaan yang mengabaikan peraturan lingkungan yang ada. Namun, ketentuan-ketentuan khusus mengenai penerapan insentif dan disinsentif dalam bentuk hukuman belum diterbitkan. Akibatnya, peraturan tersebut tidak dapat dimanfaatkan dengan baik. Oleh karena itu, beberapa analis (ahli lingkungan dan fiskal) merekomendasikan kepada pemerintah pusat dan daerah untuk mengembangkan Rencana Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan (RPPLH), yang memuat konservasi atmosfer dan mitigasi perubahan iklim[29].

[29]Martawardaya, B., et.al., 2012

Selain itu, pemerintah juga disarankan menyiapkan peraturan tentang insentif dan disinsentif yang dapat dengan mudah diimplementasikan.

Tabel 3.1: Instrumen Fiskal untuk Perlindungan Lingkungan

No.	Regulasi	Subjek	Fiskal Insentif	Persyaratan
1.	Peraturan Pemerintah No. 28/2008	Kebijakan Industri Nasional	Fiskal Insentif	Pelestarian Lingkungan
2.	Undang-undang No. 32/2009	Pengelolaan dan Perlindungan Lingkungan	Insentif/disinsentif i.e. pajak retribusi dan Subsidi lingkungan	Pelestarian Lingkungan
3.	Peraturan Kementerian Lingkungan No. 5/2011	Program untuk pengendalian, evaluasi, dan penilian polusi (PROPER)	Insentif / disinsentif	Pelestarian Lingkungan

Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 5/2011 adalah Program Pengendalian, Evaluasi, dan Penilaian Polusi (PROPER). PROPER merupakan program perlindungan lingkungan di mana setiap perusahaan dimungkinkan mendapatkan insentif atau disinsentif tergantung pada kinerjanya. Ada lima kategori warna yang digunakan untuk penilian kinerja lingkungan: peringkat emas diberikan kepada perusahaan yang berkomitmen dalam mencapai pelestarian lingkungan secara konsisten, hijau bagi perusahaan yang telah melakukan pengelolaan lingkungan melebihistandard kepatuhan (*compliance*), biru bagi perusahaan yang telah melakukan pengelolaan lingkungan secara konsisten, merah untuk perusahaan yang gagal memenuhi peraturan dan undang-undang lingkungan yang berlaku, dan hitam untuk setiap perusahaan yang mengabaikan peraturan lingkungan yang ada. Tingkat emas, hijau, dan biru akan mendapatkan insentif berupa sertifikat dan piala; untuk kategori merah dan hitam akan menerima disinsentif berupa sanksi administratif (merah) dan hukuman (hitam). Selain sertifikat dan piala, instrumen fiskal yang lebih menarik tersedia sebagai insentif. Tetapi jenis instrumen fiskal tersebut belum dijelaskan dan dijabarkan secara detail dalam PP No. 28/2008 dan UU No. 32/2009. Peralatan dan teknologi untuk pengolahan limbah seperti campuran air dan lumpur harus selalu diperbaharui dan dikembangkan. Pengembangan teknologi pengolahan limbah biasanya sangat mahal. Oleh karena itu, kerja sama antara Kementerian Lingkungan Hidup dan Kementerian Keuangan sangat dianjurkan untuk merumuskan insentif dan disinsentif fiskal.

Instrument Fiskal yang terkait dengan Pengurangan GHG

Seperti dijelaskan sebelumnya, campuran minyak, gas dan air serta zat lainnya yang dihasilkan dari sumur minyak dan gas harus dipisahkan melalui alat pemisah. Produk-produk tersebut selanjutnya diperlakukan untuk keperluan lanjutan atau dibuang. Gas ikutan yang dihasilkan harus diproses menjadi LPG atau disuntikkan kembali ke

reservoir bawah tanah dan bukan untuk dibakar (*flared*) karena akan menghasilkan gas rumah kaca. Beberapa peraturan mengenai instrumen fiskal yang berhubungan dengan pengurangan emisi GRK tercantum dalam Tabel 3.2.

Menurut Undang-Undang Nomor 25/2007 dan Peraturan Menteri Keuangan Nomor 76/2012 tentang investasi modal, instrumen fiskal diberikan kepada industri yang dikategorikan sebagai industri pionir. Industri tersebut harus menyerap banyak tenaga kerja, harus terletak di daerah terpencil, mempunyai komitmen untuk pertukaran atau alih teknologi; dan menunjukkan kepedulian terhadap perlindungan dan konservasi lingkungan.

Peraturan Menteri Keuangan Nomor 130/2011 menyatakan bahwa insentif fiskal seperti *tax holiday* seperti yang ditunjukkan pada Tabel 3.2, disediakan untuk industri pionir dengan nilai tambah yang tinggi, memperkenalkan teknologi baru, mempunyai nilai strategis bagi perekonomian nasional dan mematuhi aturan perlindungan lingkungan. Selain itu, untuk digolongkan sebagai industri pionir meliputi industri dasar logam, industri mesin, industri kilang minyak dan/atau bahan kimia organik dasar yang berasal dari minyak dan gas alam, industri di bidang sumber daya terbarukan dan/atau alat komunikasi industri[30]. Dalam sektor minyak dan gas, yang diklasifikasikan sebagai industri pionir adalah kilang minyak dan bahan kimia organik dasar yang berasal dari minyak dan gas alam. Industri LPG adalah industri gas dasar yang berasal dari gas alam. Pengolahan gas alam melalui LPG (bukan pembakaran gas) akan mengurangi emisi gas rumah kaca. Tetapi Peraturan No. 130/2011 tidak mengkategorikan industri LPG sebagai industri pionir. Akibatnya, bisnis LPG belum menerima insentif fiskal, seperti *tax holiday* seperti ditunjukkan pada Tabel 3.2. Oleh karena itu, reformasi instrumen fiskal, terutama dalam bisnis LPG, sangat diperlukan. Selain itu, LPG adalah energi bersih yang digunakan sebagai bahan bakar industri dan rumah tangga. Saat ini, permintaan LPG di Indonesia cukup tinggi, namun untuk memenuhi kebutuhan itu, produksi domestik masih belum mampu memenuhinya sehingga sebagian masih diimpor. Konsumsi LPG di Indonesia pada tahun 2013 adalah 5,7 juta metrik ton, sementara impor LPG 2,6 juta metrik ton pada tahun 2012. Pembangunan pabrik LPG termasuk pabrik LPG mini (<5 MMSCFD) yang menggunakan gas ikutan (*associated gas*) sebagai bahan baku sangatlah penting.

[30] Anonymous, 2013

Tabel 3. 2: Peraturan Instrument Fiskal yang Berhubungan dengan Pengurangan GHG

No.	Regulasi	Subjek	Insentif Fiskal	Persyaratan
1.	Undang-undang No. 25/2007	Investasi	Pembebasan/pengurangan import duty untuk barang-barang kapital /mesin/peralatan dan bahan mentah; VAT/pembebasan pajak pendapatan untuk kapital yang diimpor/mesin/peralatan	Industri pionir dan konservasi lingkungan
2.	Peraturan Pemerintah No. 28/2008	Kebijakan Industri Nasional	Insentif Fiskal	Konsrvasi lingkungan
3.	Peraturan Kementerian Keuangan No. 130/2011	Tax Holiday: pembebasan/pengurangan fasilitas pajak badan atau perusahaan	Pajak pendapatan perusahaandari 5 to 10 years. Pengurangan pajak badan/perusahaan sebesar 50% selama 2 tahun setelah tax holiday berakhir	Industri pionir/ konservasi lingkungan
4.	Peraturan Kementerian Keuangan No. 76/2012	Investasi, pembebasan import duty untukmesin dan barang-barang & material untuk konstruksi dan pengembangan industri	Pembebasan import duty untuk mesin yang diimpor selama 4 tahun (dapat diperpanjang maks 2 tahun jika kapasitas dinaikkan minimal 30% atau sesuai dengan dokumen investasi)	- Mesin belum diproduksi lokal/domestik atau tidak kompatibel dengan spesifikasi/kebutuhan tidak mencukupi - Menggunakan mesin lokal (kandungan lokal) ≥ 30% dari nilai total mesin.
	Undang-undang No. 32/2009	Pengelolaan dan Perlindungan Lingkungan	Insentif/disinsentif i.e. retribusi pajakdan subsidi lingkungan	Pelestarian lingkungan
5.	Peraturan Kementerian Lingkungan No. 5/2011	Program untuk Pengendalian, Evaluasi, dan Penilaian Polusi (PROPER)	Insentif/disinsentif	Pelestarian lingkungan

3.2 Kebijakan dan Kontrak Bagi Hasil yang Mencakup Cost Recovery

Sektor minyak dan gas bumi di Indonesia diatur oleh Undang-Undang No. 22/2001 tentang minyak dan gas bumi (Tabel 3.3).

Usaha hulu di industri minyak dan gas seperti eksplorasi, pengembangan dan produksi dilakukan oleh perusahaan-perusahaan minyak dan gas asing atau dalam negeri yang bertindak sebagai kontraktor pemerintah (Kontraktor Kontrak Kerjasama = KKKS). Kontrak kerjasama bisa dalam bentuk Kontrak Bagi Hasil (PSC) atau kontrak jasa.

PSC merupakan kontrak kerjasama yang paling umum dalam bisnis hulu migas di Indonesia.

Tabel 3. 3: Kegiatan Bisnis dalam Sektor Minyak dan Gas (UU No. 22 Tahun 2001)

Hulu	Hilir
Eksplorasi dan Eksploitasi: Kegiatan ini dilakukan melalui badan pelaksana pemerintah (BPMIGAS/SKKMIGAS) atas dasar Kontrak Bagi Hasil	Pemurnian, Transportasi, Penyimpanan dan Perdagangan: kegiatan ini dilakukan oleh entitas bisnis setelah mendapat ijin atau lisensi .
Peraturan Pemerintah No.35 Tahun 2004, seperti diamandemenkan dalam Peraturan Pemerintah No. 55 Tahun 2009	Peraturan Pemerintah No. 36 Tahun 2004, seperti diamandemenkan dalam Peraturan Pemerintah No. 30 Tahun 2009

Kegiatan usaha di sektor minyak dan gas dimulai ketika pemerintah menawarkan wilayah kerja yang dirancang untuk eksplorasi dan pengembangan. Wilayah kerja minyak dan gas adalah wilayah yang direncanakan untuk dieksplorasi dan dieksploitasi. Daerah ini biasanya ditawarkan kepada perusahaan-perusahaan minyak oleh pemerintah. Hak untuk mengeksplorasi wilayah kerja minyak dan gas diatur dalam Peraturan Pemerintah Nomor 35 Tahun 2008. Menteri ESDM bertanggung jawab atas kebijakan pemerintah yang terkait dengan pengelolaan wilayah kerja migas. Tim untuk melaksanakan PP 35 terdiri dari: Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi dan wakilnya, SKK MIGAS, perwakilan dari Kementerian Keuangan, beberapa universitas, dan Badan Pengawasan Keuangan (BPK)[31].

Pada dasarnya, PP 35 mengatur 3 kegiatan utama yaitu: persiapan, penetapan dan penawaran wilayah kerja minyak dan gas. Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi harus menyiapkan wilayah kerja minyak dan gas. Wilayah ini adalah wilayah terbuka yang tidak sedang dieksplorasi oleh perusahaan-perusahaan minyak lain atau wilayah yang kontraknya telah berakhir. Atas masukan dan rekomendasi dari Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Menteri ESDM yang telah berkonsultasi dengan pemerintah daerah di mana wilayah kerja terletak, menentukan wilayah kerja minyak dan gas. Direktorat Jenderal Minyak dan Gas melakukan penawaran wilayah kerja minyak dan gas melalui mekanisme pengadaan. Pengadaan dilakukan dengan menerbitkan dokumen tender yang setidaknya berisi prosedur tender, informasi mengenai geologi dan potensi minyak dan gas, estimasi produksi dan konsep kontrak kerja sama.

Dalam hal cadangan minyak dan gas yang menguntungkan di wilayah kerja minyak dan gas ditemukan, pengembangan wilayah kerja selanjutnya adalah berupa penyusunan desain teknik dan model pembangunan untuk mengangkat (*lifting*) cadangan minyak dan gas. Kegiatan tersebut kemudian diikuti dengan rencana pengeboran dan proses produksi, yang umumnya dilengkapi dengan fasilitas produksi yang canggih. Pada akhir kontrak, kepemilikan peralatan, termasuk fasilitas produksi, dikembalikan kepada pemerintah kecuali kontrak diperpanjang.

[31]Pudyantoro A.R., 2014

3.2.1. Kontrak Bagi Hasil (PSC)

Kontrak bagi hasil (PSC) mendominasi dunia dalam kegiatan eksplorasi dan pengembangan sektor hulu minyak dan gas, dengan pengecualian dibeberapa negara seperti di Eropa, Amerika Serikat, Australia, dan beberapa negara Amerika Latin. PSC diperkenalkan pada 1960-an di Indonesia yang konsepnya dikembangkan dari model bagi hasil di sektor pertanian (*sharecropping*).

Berdasarkan PSC, negara melakukan kontrak dengan perusahaan minyak internasional (IOC) atau nasional (NOC). Dalam model PSC hak akan sumber daya alam (minyak dan gas) dikuasai oleh negara. IOC/NOC menyediakan pembiayaan dan ketrampilan teknis yang diperlukan dalam eksplorasi minyak dan/atau gas. Di Indonesia, badan pemerintah mewakili negara atau badan pelaksana (sebelumnya dikenal sebagai BP MIGAS kemudian digantikan oleh SKK MIGAS) adalah lembaga yang akan mengelola kontrak bagi hasil tersebut. IOC/NOC diberikan hak eksklusif untuk mengeksplorasi dan memproduksi minyak dan gas dalam area atau kontrak area tertentu (Allen & Ovary, 2013). Minyak dan gas alam yang dihasilkan dari kegiatan produksi ini dibagi antara kontraktor dan pemerintah dalam proporsi yang dijelaskan dalam kontrak kerja sama. Kontraktor bertanggung jawab atas semua risiko keuangan. Namun, berdasarkan Peraturan Pemerintah Nomor 79 tahun 2010, kontraktor dapat mengklaim biaya operasional melalui mekanisme *cost recovery* sesuai dengan Program Kerja dan Anggaran (WP&B) yang disetujui oleh kepala badan pelaksana sektor hulu, setelah wilayah kerja mencapai produksi komersial. Namun, jika eksplorasi terbukti gagal dan tidak menguntungkan, semua biaya operasi tidak dapat diklaim. Biaya operasional didefinisikan sebagai biaya eksplorasi, biaya eksploitasi, dan biaya lainnya. Peraturan Pemerintah Nomor 79 menetapkan bahwa biaya operasi dapat diklaim dalam perhitungan bagi hasil dan pajak penghasilan jika memenuhi sekitar 24 persyaratan[32]. Pajak penghasilan sendiri telah diatur sejak tahun 2008 berdasarkan Undang-Undang Nomor 36.

Keuntungan dari model PSC bagi negara adalah meminimalkan risiko. Negara mungkin tidak memiliki teknologi canggih yang dibutuhkan untuk eksplorasi dan produksi minyak dan/atau gas. Model PSC bisa sangat menguntungkan secara finansial bagi negara. Dalam sistem PSC secara umum berlaku bahwa dengan meningkatnya produksi, proporsi yang diterima oleh negara juga meningkat. Jadi secara teoritis model PSC lebih menguntungkan bagi negara daripada IOC/NOC; Namun, hal ini sepenuhnya tergantung pada negosiasi terutama yang berkaitan dengan masalah keuangan. Dimungkinkan IOC/NOC untuk melakukan negosiasi PSC untuk memperoleh kontrak keuangan yang lebih menarik.

Menurut skema PSC, setelah wilayah kerja atau kontrak wilayah mencapai produksi komersial, kontraktor harus menyiapkan Rencana Pembangunan (POD) sesuai dengan Tata Kerja POD No. 39. Rancangan POD harus dievaluasi terlebih dahulu oleh badan pelaksana, khususnya dalam aspek teknis dan ekonomis. Aspek teknis terutama terdiri dari validasi dan konfirmasi dari skenario pengembangan produksi dan

[32]Fitriana et.al., 2014

penggunaan fasilitas *subsurface* dan produksi, sedangkan tujuan evaluasi ekonomi adalah untuk memastikan bahwa proyek ini akan memberikan manfaat dan keuntungan sesuai dengan kriteria investasi yang diharapkan. POD kemudian disampaikan kepada Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) untuk mendapatkan persetujuan. Kementerian ESDM wajib untuk membahas usulan POD dengan pemerintah daerah di mana wilayak kerja berada. Persetujuan oleh Kementerian ESDM diberikan kepada kontraktor melalui badan pelaksana.

Pada akhir tahun 2012, karena dalam beberapa hal dianggap tidak sesuai dengan Konstitusi, beberapa ketentuan dalam Undang-undang Nomor 22 Tahun 2001 dibatalkan dan BPMIGAS dibubarkan melalui Mahkamah Konstitusi Indonesia Putusan Nomor 36/PUU-X/2012. Menanggapi putusan MK, Presiden Indonesia kemudian mengeluarkan Peraturan Presiden Nomor 95 Tahun 2012, yang menyatakan bahwa tanggung jawab BPMIGAS dialihkan kepada Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) karena peraturan baru belum diterbitkan. Peraturan ini (PP 95) menyatakan bahwa PSC yang ada tetap berlaku sampai jangka waktu berakhirnya kontrak. Pada tahun 2013, berdasarkan Peraturan Presiden Nomor 9 tahun 2013, pengelolaan kegiatan usaha hulu migas didelegasikan oleh Kementerian ESDM ke badan pelaksana baru bernama SKK Migas.

3.2.2. *Cost Recovery*

Cost recovery adalah pengembalian investasi untuk kontraktor setelah mereka mengeluarkan semua biaya untuk kegiatan eksplorasi dan produksi minyak dan gas. Struktur dasar dari PSC dirancang untuk menangkap sebanyak mungkin keuntungan ekonomi. Sistem fiskal PSC terdiri dari dua kategori, yaitu *cost recovery (cost oil)* dan bagi hasil (*profit oil split*), dimana berbagai sistem pajak dapat diberlakukan[33]. Dalam PSC pada umumnya, *cost recovery* dirancang agar IOC/NOC dapat memperoleh (*recover*) biaya eksplorasi, pengembangan, produksi, dan biaya lainnya dari bagi hasil atau pendapatan kotor. Batas maksimum *cost recovery* biasanya dikenal sebagai *ceiling cost recovery*, yang bervariasi tergantung pada negara dan kontrak; umumnya berkisar antara 30% sampai 60%. *Profit oil* adalah alokasi produksi setelah dikurangi *cost recovery* dan dibagi antara kontraktor dan pemerintah. Persentase bagi hasil juga bervariasi tergantung pada negara dan kontraknya.

Secara normatif, *cost recovery* telah disahkan melalui Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 tentang biaya operasional yang dapat diklaim (*recovery)* dan pelaksanaan pajak penghasilan di sektor hulu minyak dan gas (UU Pajak No. 41 Tahun 2008). Biaya yang termasuk dalam *cost recovery* adalah semua pengeluaran kontraktor, yang berhubungan langsung dengan biaya operasional untuk eksplorasi dan produksi minyak dan gas di Indonesia, sebagaimana dimaksud dalam Pasal 12 PP 79/2010.

[33]Marcia Ashong

Ada 3 komponen utama dari *cost recovery*:

1. Biaya operasional dalam tahun berjalan: biaya tidak berwujud atau *intangible costs* (biaya non-kapital) yang mencakup biaya operasional dan administrasi untuk eksplorasi dan pengembangan minyak dan gas di wilayah kerja, gaji karyawan (lokal dan asing), biaya administrasi kantor, pelatihan dan keselamatan dan biaya kesehatan;

2. Biaya penyusutan aset (*tangible asset*) dalam tahun berjalan: termasuk biaya penyusutan barang-barang investasi, peralatan, eksplorasi, dan fasilitas produksi; dan

3. *Carry over/unrecovered costs* dari tahun-tahun sebelumnya.

3.3 Kebijakan, Undang-Undang, dan Peraturan Tentang Lingkungan

Untuk melindungi kerusakan lingkungan akibat limbah minyak dan gas, pemerintah Indonesia telah mengeluarkan berbagai peraturan disertai dengan peraturan dan keputusan menteri.

Undang-Undang yang terkait dengan kewajiban pengelolaan lingkungan hidup di industri minyak dan gas di Indonesia adalah Undang-undang Nomor 22 Tahun 2001. Menurut Pasal 40, industri atau badan usaha harus memastikan bahwa keselamatan dan kesehatan serta pengelolaan lingkungan harus dilakukan secara efektif. Tepatnya, industri atau badan usaha tersebut harus mematuhi hukum dan peraturan yang berlaku untuk kegiatan usaha minyak dan gas bumi. Pengelolaan lingkungan hidup adalah kewajiban untuk mencegah dan mengendalikan pencemaran, dan untuk memperbaiki kerusakan lingkungan, termasuk kewajiban untuk pemulihan atau restorasi pasca penambangan.

Pemerintah Indonesia juga telah mengeluarkan peraturan lain mengenai perlindungan lingkungan, yaitu Undang-Undang Nomor 32 Tahun 2009. Dalam Pasal 4, perlindungan dan pengelolaan lingkungan dilakukan melalui perencanaan, pemanfaatan, pengendalian, pemeliharaan, pengawasan, dan penegakan hukum; dan Pasal 20 menyatakan bahwa penentuan pencemaran lingkungan diukur dengan Baku Mutu Lingkungan. Baku mutu lingkungan yang ditetapkan mencakup air, air limbah, air laut, udara ambien, emisi, dan gangguan seperti: kebisingan, getaran, dan bau.

Selain itu, Pasal 22 UU Nomor 32 tahun 2009 memuat aturan tentang analisis dampak lingkungan (AMDAL). Setiap usaha dan/atau kegiatan yang berdampak penting terhadap lingkungan harus memiliki analisis mengenai dampak lingkungan (AMDAL). Selanjutnya, Pasal 34 menyatakan bahwa setiap usaha dan/atau kegiatan yang tidak termasuk dalam kriteria wajib AMDAL harus memiliki UKL-UPL; dan mengacu pada Pasal 36, setiap bisnis dan/atau kegiatan yang memiliki AMDAL dan UKL-UPL diwajibkan untuk memiliki ijin lingkungan. Jenis usaha dan/atau kegiatan di industri minyak dan gas yang harus memiliki AMDAL yang tercantum dalam Tabel 3.4.

Pengelolaan limbah berbahaya dan beracun banyak memperoleh perhatian pemerintah selama dua dekade terakhir. Pada tahun 1994, Pemerintah Indonesia mengeluarkan Peraturan Pemerintah No. 19 tentang pengelolaan limbah berbahaya dan beracun.

Peraturan lainnya yang terkait dengan pengelolaan limbah berbahaya dan beracun diadopsi oleh Pemerintah Daerah Tingkat Satu (Provinsi) ditunjukkan dalam Tabel 3.5.

Tabel 3.4: Jenis Usaha dan/atau Kegiatan Industri Minyak dan Gas Bumi yang harus Memiliki AMDAL

No.	Jenis Kegiatan	Skala
1.	Eksplorasi dan Eksploitasi	
	a. Daratan	
	Lapangan minyak	≥ 5000 BOPD
	Lapangan gas	≥ 30 MMSCFD
	b. Lepas Pantai	
	Lapangan minyak	≥ 15000 BOPD
	Lapangan gas	≥ 90 MMSCFD
2.	Transmisi Minyak dan Gas Lepas Pantai	
	Lapangan minyak	
	Pnjangatau	≥ 100 km
	Tekanan	≥ 16 bar
3.	Konstruksi Kilang	
	LPG	≥ 50MMSCFD
	LNG	≥ 550 MMSCFD
	Minyak	≥ 10000 BOPD
4.	Terminal Gasifikasi LNG (onshore/offshore)	≥ 550 MMSCFD
5.	Pengembangan CBM/ Gas Metana	Semua skala

Sumber : Peraturan Kementerian Lingkungan No. 05 Tahun 2012

Peraturan yang diadopsi oleh pemerintah provinsi (Daerah Tingkat 1) tercantum dalam Tabel 3.5 hanya mengelola limbah bahan berbahaya dan beracun (Limbah B3) dari industri selain dari usaha minyak dan gas. Usaha-usaha tersebut mencakup percetakan dan penerbitan, *workshop*, pengolahan dan pengumpulan sisa minyak, rumah sakit, laboratorium, *laundry*, dan *dry cleaning*. Selain itu, beberapa pemerintah provinsi juga mengeluarkan peraturan tentang perlindungan lingkungan, seperti: Kalimantan Timur (Peraturan Provinsi No.1 tahun 2014), Jawa Barat (Peraturan Provinsi No.1 tahun 2012), Jambi (Peraturan Provinsi No. 6 tahun 2012), dan Batam (Peraturan Daerah Nomor 8 Tahun 2003).

Tabel 3.5: Beberapa Peraturan Terkait dengan Pengelolaan Limbah Berbahaya dan Beracun yang Diadopsi oleh Pemerintah Tingkat Provinsi

No.	Nama Peraturan	Subjek
1.	Keputusan Kepala Badan pengendalian Dampak Lingkungan (*Bapedal*) No. 02/BAPEDAL/01/1998	Prosedur supervisi Pengelolaan Limbah Berbahaya dan Beracun yang berlaku di Tingkat Provinsi/Wilayah Daerah
2.	Peraturan Kementerian Lingkungan No. 30 Tahun 2009	Prosedur Supervisi dan Perijinan untuk Pengendalian dan PengelolaanLimbah Berbahaya dan Beracun dari polusi dari limbah berbahaya

No.	Nama Peraturan	Subjek
		yang disebabkan dari restorasi limbah berbahaya dan beracun yang dilakukan di Pemerintahan Daerah.
3.	Peraturan Kementerian Lingkungan No. 12 of 2010	Implementasipengendalian Polusi Udara Ambien di tingkat ProvinsidanwWlayah Daerah
4.	Keputusan Menteri Lingkungan No. 04/BAPEDAL/01/1998	Penentuan Prioritas terhadap Provinsi yang melakukan program kolaborasi untuk pengelolaan limbah berbahaya dan beracun

Selain itu, peraturan penting lainnya yang dibuat oleh Pemerintah Pusat tercantum dalam Tabel 3.6 menunjukkan bahwa terdapat dua peraturan yang tersedia untuk mengelola pembakaran gas (*gas flaring*) di industri minyak dan gas di Indonesia. Peraturan-peraturan tersebut diperlukan karena pemrosesan gas ikutan melalui sistem pembakaran (*flaring*) menghasilkan gas berbahaya dan gas rumah kaca, yang menyebabkan polusi udara dan perubahan iklim. Pemerintah Indonesia telah menetapkan Rencana Aksi Nasional Pengurangan Emisi GRK (RAN-GRK) yang dikukuhkan melalui Peraturan Presiden Nomor 61 tahun 2011. Tujuannya adalah untuk memperoleh atau mendokumentasikan data volume pembakaran gas *(gas flaring)* setiap tahun untuk penentuan penurunan target. Bagian dari kebijakan RAN-GRK meliputi pemantauan pelaksanaan pengurangan volume pembakaran gas (*gas flaring*). Selain itu, Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM) telah mengeluarkan Keputusan Menteri Nomor 31 Tahun 2012 tentang pengelolaan *flare* dalam sektor minyak dan gas bumi. Keputusan mewajibkan kepada kontraktor minyak dan gas untuk meminta izin pemerintah dalam melakukan pembakaran gas (*gas flaring*).

Tabel 3. 6: Peraturan Lain Terkait Pengelolaan Pencemaran dan Lingkungan

No.	NamaPeraturan	Subjek
1.	Peraturan Pemerintah No. 85 Tahun 1999	Pengelolaan Limbah B3
2.	Peraturan Pemerintahan No. 27 Tahun 2012	Ijin Lingkungan
3.	Peraturan Kementerian Lingkungan No. 18 Tahun 2009	Ijin B3
4.	Peraturan Kementerian Lingkungan No. 13 Tahun 2010	Upaya Pengelolaan Lingkungan Hidup (UPL) dan Rencana Pemantauan Lingkungan (RPL)
5.	Peraturan Kementerian Lingkungan No. 5 Tahun 2011, diperbaharui dengan Peraturan Kementerian Lingkungan No. 6 Tahun 2013	Program untuk Pengendalian, Evaluasi, dan Penilaian Pencemaran (PROPER)
6.	Peraturan Presiden No. 61 Tahun 2011	Rencana Aksi Nasional untuk Pengurangan Emisi GRK (RAN-GRK)
7.	Keputusan Menteri ESDM No. 31 Tahun 2012	Pengelolaan flare dalam Kegiatan Minyak dan Gas
8.	Peraturan Kementerian Industri No. 05 Tahun 2011	Program untuk Industri Hijau

Pada tahun 2011, Kementerian Lingkungan Hidup mengeluarkan Peraturan No. 5 tentang Program Pengendalian, Evaluasi, dan Penilaian Polusi (Pencemaran), lebih dikenal sebagai PROPER (lihat Tabel 3.6). Peraturan ini telah diperbarui melalui

Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No.6 tahun 2013. PROPER dilakukan melalui mekanisme pengawasan dimana industri atau badan usaha dapat memperoleh insentif atau disinsentif berdasarkan kinerja mereka. Tujuan dari peraturan tersebut adalah untuk mendorong perusahaan untuk mematuhi peraturan pengelolaan lingkungan dan mencapai keunggulan lingkungan dengan menerapkan sistem manajemen lingkungan, melakukan prinsip 4R, dan menerapkan efisiensi energi serta konservasi sumber daya dan melaksanakan tanggung jawab sosial perusahaan (CSR) sebaik mungkin.

Penghargaan diberikan tergantung pada kinerja perusahaan dalam hal pencegahan pencemaran dan/atau kerusakan lingkungan, mitigasi pencemaran dan/atau kerusakan lingkungan, dan restorasi pencemaran dan/atau kerusakan lingkungan. Terdapat lima kategori warna yang digunakan untuk menilai kinerja lingkungan yaitu: emas, hijau, biru, merah, dan hitam.

Kriteria untuk mengevaluasi perusahaan yang mengikuti program PROPER terdiri dari dua kategori: ketaatan pada peraturan perlindungan lingkungan untuk peringkat biru, merah dan hitam, dan pencapaian yang melampaui standar kepatuhan dengan diberi peringkat warna hijau dan emas. Kelima warna dan standar tingkat kinerjanya disajikan dalam Tabel 3.7.

Seperti dijelaskan sebelumnya, perusahaan dapat menerima insentif atau disinsentif berdasarkan kinerja dan usaha mereka dalam menjagakerusakan lingkungan. Tabel 3.8 menunjukkan bahwa tingkat emas, hijau, dan biru layak untuk menerima insentif; Sedangkan kategori merah dan hitam diberikan disinsentif[34]. Insentif diberikan dalam bentuk piala dan sertifikat, sedangkan disinsentif diberikan dalam bentuk peringatan, sanksi administratif atau hukuman seperti pembatalan izin usaha perusahaan, penahanan selama maksimal tiga tahun, atau denda sebesar maksimal Rp 3 miliar.

Tabel 3. 7: Klasifikasi Lima Warna dalam Program PROPER

Emas	Perusahaan yang telah menunjukkan keunggulan lingkungan secara konsisten dalam proses produksi dan/atau jasa, dan melakukan bisnis berdasarkan etika bisnis serta bertanggung jawab terhadap masyarakat
Hijau	Perusahaan yang telah melakukan pengelolaan lingkungan yang melebihi tingkat kepatuhan melalui penerapan sistem manajemen lingkungan, penggunaan sumber daya secara efisien melalui prinsip 4R, dan melaksanakan tanggung jawab sosial perusahaan (CSR) secara baik.
Biru	Perusahaan yang telah melakukan pengelolaan lingkungan yang sesuai dengan peraturan dan hukum yang ada
Merah	Perusahaan yang gagal untuk memenuhi peraturan dan undang-undang yang berlaku tentang pengelolaan lingkungan
Hitam	Perusahaan yang dengan sengaja atau sembarangan membuat polusi yang menyebabkan kerusakan lingkungan atau melanggar peraturan dan hukum yang berlaku atau tidak melaksanakan sanksi administratif

[34]Ginting S., 2014

Kolaborasi antara Kementerian Lingkungan Hidup dan Kementerian Keuangan diperlukan untuk merumuskan instrumen insentif dan disinsentif berdasarkan program PROPER.

Tabel 3. 8: Insentif dan Disinsentif vs Klasifikasi Warna

Klasifikasi Warna	Penghargaan	Bentuk Penghargaan
Emas	Insentif	Piala dan Sertifikat
Hijau	Insentif	Piala dan Sertifikat
Biru	Insentif	Sertifikat
Merah	Disinsentif	Penanggung Jawab harus mengikuti program pelatihan untuk merestorasi dan meningkatkan kinerja dalam pengelolaan lingkungan
Hitam	Disinsentif	Companies get either administrative sanctions, are closed or criminal offence recommendations can be made Perusahaan mendapatkan sanksi administratif, ditutup atau rekomendasi tindak pidana

Peraturan dan Instrumen Ekonomi

Peraturan dan Instrumen ekonomi memberikan alternatif untuk pendekatan perintah dan kontrol (*command and control approach*) terhadap pengendalian polusi dan limbah. Dalam beberapa tahun terakhir, banyak negara telah mengadopsi berbagai instrumen ekonomi untuk lebih memperkenalkan fleksibilitas, efisiensi dan efektivitas biaya dalam upaya pengendalian pencemaran (Jenis Bernstein, INU-79).

Sebuah rancangan Peraturan Pemerintah tentang instrumen ekonomi untuk masalah lingkungan dikeluarkan secara tidak resmi pada tanggal 22 September 2014. Instrumen ekonomi lingkungan merupakan kebijakan ekonomi untuk mendorong pemerintah pusat dan daerah, individu dan industri untuk melindungi dan melestarikan sumber daya alam melalui penerapan sistem harga terhadap penggunaan sumber daya alam. Pemerintah pusat dan daerah bertanggung jawab terhadap pengembangan dan penerapan instrumen ekonomi untuk lingkungan. Sebagian besar instrumen ini beroperasi sebagai insentif/disinsentif, retribusi/subsidi, pajak lingkungan dan mekanisme pendanaan.

Tujuan dari Pemerintah dalam mempersiapkan peraturan ini adalah agar pengelolaan lingkungan di Indonesia dapat dilakukan dengan lebih efisien, fleksibel, dan dengan biaya operasional yang lebih rendah. Aplikasi strategi ekonomi ini di Indonesia berkaitan dengan prinsip pembangunan berkelanjutan.

Artikel Penting mengenai rancangan peraturan pemerintah tentang instrumen ekonomi untuk lingkungan tercantum di Kotak 1.

Kotak 1: Tinjauan Tentang Rancangan Peraturan Pemerintah untuk Instrumen Ekonomi

Pasal 50 dan 51

Insentif lingkungan diberikan oleh Pemerintah Pusat dan Daerah kepada individu, industri dan perusahaan dalam bentuk penghargaan moneter dan/atau non-moneter yang memenuhi kriteria tertentu. Insentif lingkungan dapat dicapai melalui *eco-labeling*, pembebasan pajak, subsidi lingkungan dan dukungan keuangan untuk investasi lingkungan. Di sisi lain disinsentif adalah denda dalam bentuk monetermaupun non-moneter ditujukan kepada individu, industri dan perusahaan yang melakukan kegiatan yang menyebabkan dampak negatif terhadap sumber daya alam dan kualitas lingkungan.

Pasal 56

Subsidi dapat diberikan oleh Pemerintah Pusat dan Daerah kepada individu atau industri di mana kegiatan mereka menghasilkan dampak positif terhadap restorasi fungsi lingkungan. Kegiatan-kegiatan tersebut meliputi pengembangan atau inovasi teknologi yang dapat dipergunakan untuk memperbaiki fungsi lingkungan, menghasilkan produk ramah lingkungan; dan mencegah pencemaran dan kerusakanlingkungan.

Pasal 71 dan 72

Perdagangan lisensi untuk pembuangan limbah dan emisi dapat dilakukan berdasarkan penilaian kapasitas lingkungan. Dalam kasus di mana standar ambang beban pencemaran belum terlampaui, perbedaan antara standar ambang beban pencemaran dan tingkat polusi yang sebenarnya dianggap sebagai kuota lingkungan yang dapat diperdagangkan/dijual. Perdagangan lisensi untuk pembuangan limbah dan emisi juga dapat dilakukan oleh badan usaha yang memiliki kinerja lingkungan melebihi standar ambang tingkat polusi. Di sini proses perdagangan dilakukan dengan membeli kuota yang dimiliki oleh badan usaha yang kinerja lingkungannya lebih rendah dari ambang batas.

Pasal 100

Pembiayaan terhadap biaya neto pelaksanaan instrumen ekonomi dibebankan kepada Anggaran Pemerintah Pusat (APBN) untuk skala nasional dan Anggaran Pemerintah Daerah (APBD) untuk skala lokal.

Beberapa kesimpulan dan rekomendasi mengenai Rancangan Peraturan Pemerintah tentang instrumen ekonomi lingkungan adalah sebagai berikut:

- Keuntungan dari pendekatan ekonomi antara lain adalah untuk mempromosikan pendekatan biaya-efektif (*cost-effective*) untuk mencapai tingkat polusi tertentu, untuk merangsang pengembangan teknologi pengendalian pencemaran; dan untuk memberikan fleksibilitas dalam penggunaan teknologi pengendalian pencemaran;

- Instrumen fiskal seperti insentif dan disinsentif serta subsidi dan perdagangan lisensi sudah tersedia. Namun, dalam hal instrumen ekonomi, pengendalian polusi dan pengelolaan lingkungan dalam industri minyak dan gas seperti pembuangan limbah dan emisi karbon tidak dibahassecara spesifik di dalam rancangan;

- Badan usaha dapat melakukan perdagangan kuota tergantung pada tingkat kinerja lingkungan dari perusahaan;

- Semua kegiatan yang berhubungan dengan pengendalian polusi dan pelestarian lingkungan dan sumber daya alam dapat dibiayai oleh Pemerintah melalui Anggaran Pemerintah Pusat (APBN) dan Anggaran Pemerintah Daerah (APBD).

Oleh karena itu Pemerintah Pusat dan Pemerintah Daerah harus mengalokasikan anggaran yang diperlukan setiap tahun;

- Rancangan Peraturan Pemerintah tentang instrumen ekonomi untuk lingkungan harus sesegera mungkin dikeluarkan secara resmi;

- Aturan implementasi/peraturan di tingkat yang lebih rendah dari Peraturan Pemerintah ini juga harus dikeluarkan segera, jika tidak maka peraturan tersebut tidak dapat dimanfaatkan dengan baik; dan

- Kerjasama yang dekat antara Kementerian Lingkungan Hidup dan Kehutanan; Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral dan Kementerian Keuangan sangat dianjurkan untuk menyelesaikan regulasi menegenai instrumen ekonomi di tingkat kementerian.

PENGURANGAN EMISI RUMAH KACA MELALUI *RECOVERY* DAN PEMANFAATAN GAS SUAR

4

*Bab ini menjelaskan berbagai cara bagaimana limbah gas dapat dimanfaatkan; kemudian menyajikan informasi tentang pembakaran gas (*gas flaring*) di Indonesia dan studi kasus proyek recovery dan pemanfaatan gas di Indonesia. Temuan pokok dari bab ini adalah bahwa terdapat banyak cara untuk memanfaatkan limbah gas; dan bahwa jika variabel pendapatan dimasukkan dalam analisa proyek melalui monetisasi CO_2 sebesar USD10 per ton, nilai ekonomi dari pemanfaatan gas cukup menarik dan gas suar berkurang.*

Pemanfaatan gas ikutan dapat dilakukan melalui cara-cara yang berbeda, dimana masing-masing mempunyai keunikan sendiri berdasarkan lokasi (baik *onshore* maupun *offshore)*, fasilitas, infrastruktur, dan teknologi. Ada berbagai macam teknologi untuk *recovery* atau memanfaatkan gas ketimbang dibakar (*flared)*, seperti mengalirkan ke pipa gas, re-injeksi gas dan mengubah gas menjadi cair (GTL: *gas to liquid*).

4.1 Pemanfaatan Gas Suar

Terdapat beberapa opsi untuk memanfaatkan atau *recovery gas flaring*. Pilihan teknologi akan tergantung pada beberapa faktor, seperti profil produksi, investasi, kematangan teknologi, transportasi ke pasar, komposisi gas, energi dan efisiensi karbon, pertimbangan keselamatan, dan saling ketergantungan masyarakat (GGFR, 2012).

Gas ke Listrik

Dari segi pengurangan emisi, pembakaran gas dengan suhu tinggi dengan insinerator dinilai lebih baik dari pada f*laring*. Teknologi tertentu dapat menangkap panas dari gas ikutan di sumur minyak, pabrik produksi, danpengilangan, dan mengubahnya menjadi listrik. Alternatif lain yang mungkin adalah membangkitkan listrik menggunakan turbin mikro.

Gambar 4. 1: Pemanfaatan Gas ikutan Tergantung pada Jenis Permasalahan Gas Suar

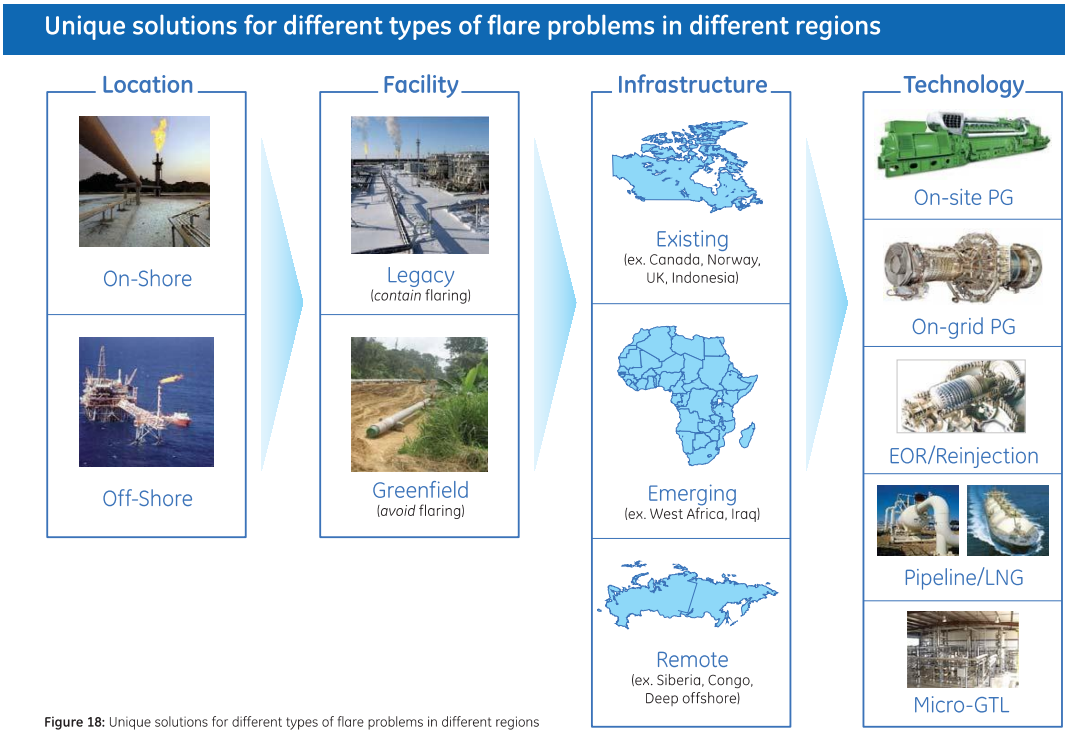


Figure 18: Unique solutions for different types of flare problems in different regions
Source: GE Energy

Sumber: Farina, M. 2010. Flare Gas Reductions: Recent Global Trends and Policy Considerations. GE Energy

Dijual ke PGN Melalui Pipa Gas

Gas dapat dimanfaatkan dalam sistem pipa gas. Dalam kasus di Indonesia, gas dapat dijual ke PGN (Perusahaan Gas milik Negara). Sejauh ini pipa gas adalah metode paling sederhana untuk mendistribusikan gas ikutanke pasar.

Re-injeksi Gas

Re-injeksi gas alam ke reservoar biasanya dilakukan untuk *enhanced oil recovery (EOR)* atau pembuangan gas yang terkontaminasi. Gas tersebut dapat kembali disuntikkan ke reservoar minyak yang ada, atau ke reservoar gas yang belum dikembangkan atau perangkap berisi air (*water-filled trap*). Metode ini merupakan pilihan jika infrastruktur gas tidak tersedia (misalnya di daerah terpencil).

Compressed Natural Gas (CNG)

Gas dapat dikonversi menjadi CNG dengan menggunakan teknologi baru yang handi (*mobile technology system*). Piranti dengan ukuran kontainer standar digunakan untuk mengkompres gas ikutan. CNG yang dihasilkan kemudian digunakan untuk bahan bakar rigs dan peralatan. Emisi gas rumah kaca dari *flare* gas berkurang secara

signifikan melalui metode ini. Selain itu, CNG bisa menggantikan diesel yang memiliki emisi GRK yang tinggi dan biayanya lebih mahal.

LNG Skala Kecil

LNG mikro berskala kecil dengan kapasitas hingga 0,05 mtpa, dan mini LNG (0,1 sampai 0,5 mtpa) merupakan alternatif yang tepat untuk memanfaatkan gas ikutan (*associated gas)*. LNG adalah pengganti yang baik untuk diesel atau LPG di pembangkit listrik atau sebagai bahan bakar transportasi.

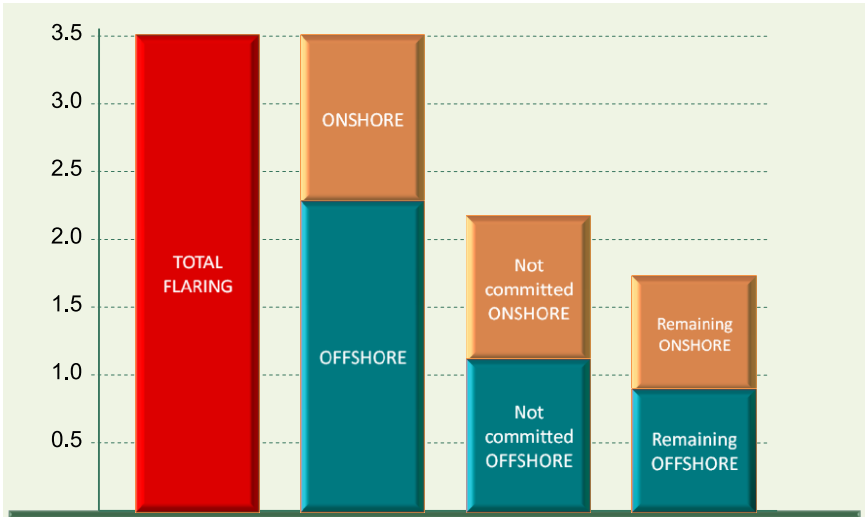
Gas to Liquid (GTL)

Pabrik GTL skala kecil baru-baru telah terbukti kehandalannya di lapangan. GTL skala kecil akan menghasilkan minyak mentah sintetis yang dapat ditambahkan ke dalam aliran minyak mentah utama sehingga tidak memerlukan biaya evakuasi tambahan. Jika dilakukan proses tambahan dalam proses akan menghasilkan produk yang bernilai lebih tinggi seperti diesel sintetis, DME, dan bahan bakar lainnya.

4.2 Estimasi gas rumah kaca dari volume gas suar

Gambar di bawah ini memberikan ilustrasi pembakaran gas (*flaring*) berdasarkan lokasi di Indonesia pada tahun 2009.

Gambar 4. 2: *Flaring* di Indonesia (BCM/year)



Sumber: Svensson (GGFR), 2012

Menurut data satelit, pada tahun 2012 Indonesia menghasilkan 2,5 bcm atau 0,3 bcm lebih dari tahun sebelumnya[35]. Berdasarkan metodologi yang dikembangkan oleh *American Petroleum Institute*, volume emisi gas rumah kaca dapat diperkirakan

[35]NOAA Satellite Data in Svensson, 2013

dengan menggunakan volume gas suar sebagai berikut:

$$CO2 = Volume\ flared\ .\ molar\ volume\ .\ \sum \frac{mole\ Hydrocarbon}{mole\ gas} . \frac{X\ mole\ Carbon}{mole\ Hydrocarbon}\ .combustion\ efficiency\ .\ .\left(\frac{0.98}{\frac{mole\ CO2\ formed}{mole\ C\ combusted}}\right).MW\ CO2$$

Emisi gas rumah kaca dari 2,5 miliar meter kubik gas suar diperkirakan menghasilkan 5.686.476 tCO2 dalam satu tahun (2012).

Berdasarkan data yang sama dari NOAA, seperti dikutip GGFR, emisi gas rumah kaca antara tahun 2007 dan 2012 dapat dilihat pada Tabel 4.1 di bawah ini.

Tabel 4. 1: Emisi GHG di Indonesia from Gas Flaring berdasarkan Volume Gas Suar

	2007	2008	2009	2010	2011	2012
Volume gas suar (bcm)	2.6	2.5	2.9	2.2	2.2	2.5
Estimasi emisi GHG (tCO2/yr)	5,913,935	5,686,476	6,596,312	5,004,098	5,004,098	5,686,476

Sumber: Estimasi penulis berdasarkan Svensson, 2013

4.3 Studi Kasus: *Recovery* dan Pemanfaatan Gas Ikutan di Tambun Oleh PT Odira Energi Persada

Karena setiap kasus pemanfaatan gas adalah unik, dalam bab ini, studi kasus digunakan untuk menggambarkan potensi pengurangan emisi gas rumah kaca. PT Odira Energi Persada adalah contoh dari sebuah kisah sukses Indonesia di *Clean Development Mechanism* (CDM), di mana PT Odira berhasil menjaga kredit karbon. Tidak hanya CDM memberikan tambahan pendapatan dalam proyek-proyek pengurangan emisi, tetapi juga membuka akses ke pembiayaan.

Proyek ini melibatkan instalasi pabrik LPG Mini dekat lapangan minyak Tambun dan Pondok Tengah milik Pertamina dengan tujuan untuk memanfaatkan gas suar. Lapangan minyak Tambun terletak di wilayah Bekasi, Provinsi Jawa Barat, sekitar 40 km barat Jakarta. Wilayah kerja ini ini mulai berproduksi pada tahun 2003 dengan produksi 4.000 barel minyak per hari. Sumur menghasilkan gas ikutan 6 sampai 7 mmscfd, yang meningkat menjadi 12 sampai 15 mmscfd, pada saat produksi minyak meningkat menjadi 8.000 barel per hari pada tahun 2006. Wilayah kerja lapangan Pondok Tengah, yang terletak sekitar 10 km sebelah utara dari Tambun, menghasilkan sekitar 3.000 hingga 4.000 barel minyak per hari dengan aliran gas terkait di sekitar 5 mmscfd, yang diproyeksikan meningkat hingga 25 mmscfd.

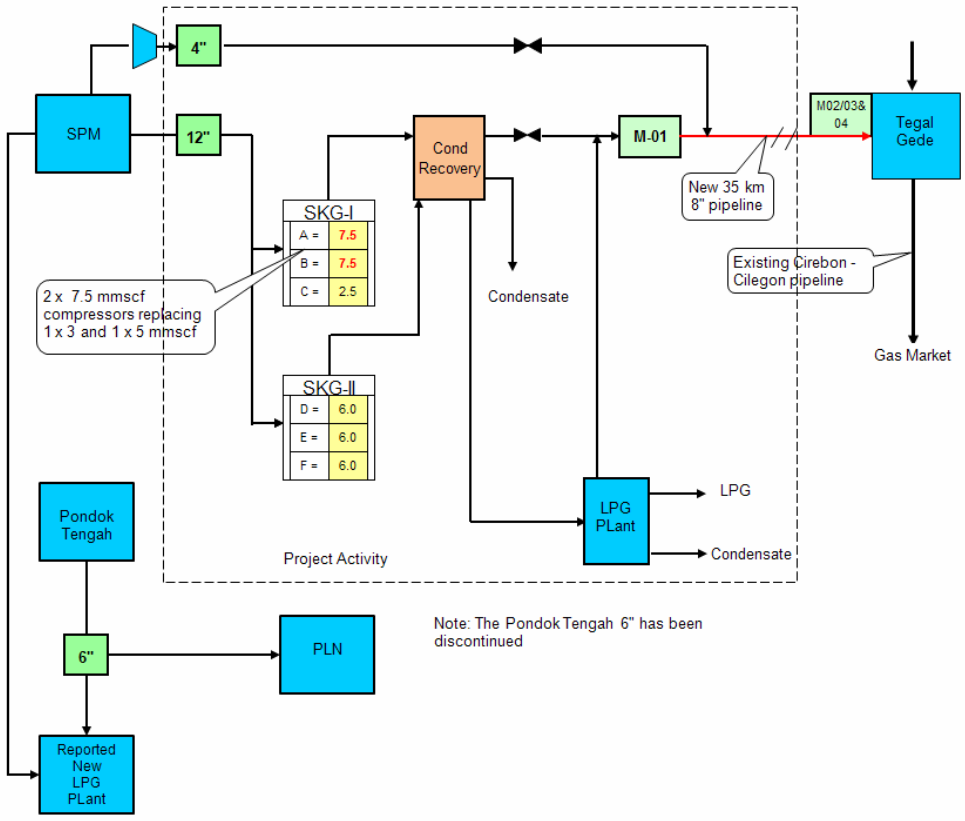
Piranti teknologi ini terdiri dari pabrik LPG mini dengan kapasitas masukan 15 mmscf per hari, fasilitas penghapusan kondensat dan pipa baja 8" sepanjang 35 km dilengkapi dengan kompresor, stasiun meter (pengukuran), dan katup pengaman. Pabrik LPG dirancang untuk menghasilkan 151 ton LPG per hari, menghasilkan 12 mmscfd gas yang dapat diangkut ke pasar dan dijual.

Lapangan minyak Tambun dan Pondok Tengah adalah sumur minyak milik dan dioperasikan oleh PT Pertamina E&P. Gas ikutan diangkut ke Tambun melalui titik pengukuran A, yang terdiri dari lubang meter pada tiga baris yang terpisah untuk mengukur volume gas basah. Jumlah produksi yang terdiri dari volume LPG dan gas kondensat kering diukur di titik pengukuran B. Karena tidak ada sumur lain atau mitra pipa di luar batas proyek, pengukuran pada titik C dan Xi, seperti yang ditunjukkan pada AM0009, tidak diperlukan.

Pengukuran titik A menentukan karbon yang masuk batas proyek; sementara pengukuran titik B mengukur karbon yang meninggalkan batas proyek dalam bentuk produk yang dapat digunakan. Emisi proyek dari pembakaran gas untuk kompresi, pengolahan, dan suar ditentukan dari keseimbangan ini.

Metodologi CDM yang digunakan untuk memperkirakan penurunan emisi GRK adalah: AM 0009.

Gambar 4. 3: Skema Pemanfaatan Gas PT Odira.



Sumber: Dokumen Desain Proyek LPG Tambun untuk Rocoveri dan Pemanfaatan Gas Ikutan

Beberapa skenario yang digunakan untuk menganalisa proyek adalah sebagai berikut:

- Skenario 1: Gas dilepas langsung dari lokasi produksi (*venting);*
- Skenario 2: Melakukan prosedur *gas flaring* di lokasi produksi;
- Skenario 3: Konsumsi di lokasi;
- Scenario 4: Diinjeksikan ke dalam reservoar minyak;
- Scenario 5: *Recovery*, transportasi, proses, dan distribusi ke konsumen akhir; dan
- Scenario 6: *Recovery* dan transportasi ke konsumen akhir tanpa diproses terlebih dahulu.

Pilihan ini dianalisis berdasarkan persyaratan hukum serta kelayakan teknis dan ekonomi. Skenario 1 adalah praktek yang sedang berjalan dan skenario 2 juga merupakan bisnis seperti biasa (BAU). Skenario 5, kegiatan pengembangan proyek, adalah skenario yang ideal karena skenario ini tidak hanya meminimalkan pembakaran tapi juga mengkomersilkan penggunaan gas ikutan. Namun, skenario 5 ini bukan pilihan alternatif paling murah karena skenario ini melibatkan lebih banyak kegiatan dari skenario lain dan karena itu memerlukan lebih banyak modal. Untuk memenuhi syarat sebagai proyek CDM, kegiatan proyek yang dipilih adalah bukan kegiatan BAU dan adalah yang paling murah di antara pilihan yang ada. Ukuran biaya bukan hanya didasarkan pada nilai investasi total (*absolute*) melainkan didasarkan pada ukuran keuangan relatif seperti laba atas investasi; dan/atau *internal rate of return*.

4.4 Emisi CO_2

4.4.1. Emisi Proyek

Emisi CO_2 dari pembakaran bahan bakar, kebocoran, *flaring* dan *venting* selama transportasi dan pengolahan gas alam tidak dihitung dari sumber emisi tunggal; melainkan berdasarkan keseimbangan massa karbon antara titik A dan B pada Gambar 4.3. Jumlah emisi CO_2adalah perbedaan karbon antara produk-produk dari pabrik pengolahan gas (titik B) dan karbon yang dihasilkan dari kegiatan proyek (titik A). Dalam pengukuran ini diasumsikan bahwa semua karbon dari gas *recovery* yang dilepas, dibakar (*flared)* atau dilepas langsung (*vented*), teroksidasi sepenuhnya menjadiCO_2. Pendekatan ini dinilai cocok karena metodologi ini hanya berlaku untuk proyek-proyek di mana energi yang dibutuhkan untuk pengangkutan dan proses *recovery* gas dihasilkan dari gas dan bukan dari sumber energi lainnya.

Perhitungan-perhitungan berdasarkan atas rumus berikut ini:

$$PE_{CO2,gas,y} = \frac{m_{carbon,A,y}}{m_{carbon,A,y} + m_{carbon,X,y}} \cdot \left(m_{carbon,A,y} + m_{carbon,X,y} - m_{carbon,B,y}\right) \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000} \quad \textbf{(1)}$$

Dimana:

$m_{carbon\ A,y}$ = $V_{A,y} \cdot w_{carbon\ A,y}$ **(2)**

$m_{carbon\ B,y}$ = $V_{B,dry\ gas,y} \cdot w_{carbon,dry\ gas,B,y} \cdot + m_{LPG\ ,B,y} \cdot w_{carbon,LPG,B,y} + m_{condensate,B,y} \cdot w_{carbon,condensate,B,y}$ **(3)**

$m_{carbon,Xi,y} - \sum_i V_{Xi,y} \cdot w_{Carbon,Xi,y}$ **(4)**

$PE_{CO2,gas,y}$ = Emisi CO_2dari aktivitas proyek karena pembakaran, flaring, atau venting dari gas yang di *recovery* pada periode y dalam ton CO_2.

$m_{carbon\ A,y}$ = Jumlah karbon dalam gas yang di *recovery* dari proyek di lokasi A Gambar 2 di periode y dalam kg.

$m_{carbon\ B,y}$ = Jumlah karbon dalam produk (gas kering, LPG, kondensat) yang meninggalkan pabrik pengolahan gas pada titik B pada Gambar 1 di y dalam kg.

$m_{carbon,Xi,y}$ = Jumlah karbon dalam gas yang di *recovery* dari sumur minyak lainnya di semua titik Xi pada Gambar 2 diperiode ydalam kg = 0.

$V_{B,dry\ gas,y}$ = Jumlah gas kering yang diproduksi di pabrik pengolahan gas (titik B pada Gambar 1) selama periode y dalam m3.

$m_{LPG\ ,B,y}$ = Jumlah LPG yang diproduksi di pabrik pengolahan gas (titik B Gambar 1) selama periode y dalam kg.

$m_{condensate,B,y}$ = Jumlah kondensat diproduksi di pabrik pengolahan gas (titik B Gambar 1) selama periode y kg.

$V_{A,y}$ = Volume gasyang di *recovery* pada titik A Gambar 1 selama periode y dalam m3.

$V_{Xi,y}$ = Volume gas yang di*recovery* dari sumur minyak i pada titik X pada Gambar 1 selama periode y dalam m3 = 0.

$w_{carbon\ A,y}$ = Konten rata-rata karbon dalam gas yang di*recovery* pada titik A pada Gambar 1 selama periode y dalam kg-C / m3.

$w_{carbon,dry\ gas,B,y}$ = Konten rata-rata karbon dalam gas kering pada titik B Gambar 1 selama periode y dalam kg-C / m3.

$w_{carbon,LPG,B,y}$ = Konten rata-rata karbon di LPG di titik B Gambar 1 selama periode y dalam kg-C / kg.

Wcarboncondensate,B,y = Konten rata-rata karbon dalam kondensat di titik B Gambar 1 selama periode y dalam kg-C / kg.

$w_{Carbon,Xi,y}$ = Konten rata-rata karbon dalam gas yang di*recovery* dari sumur minyak pada titik Xi Gambar 1 selama periode y dalam kg-C / m3.

4.4.2. Konsumsi bahan bakar lainnya

Jika bahan bakar fosil selain gas yang di*recovery* dikonsumsi di sumur minyak, dan jika konsumsi ini merupakan hasil dari kegiatan proyek (misalnya substitusi gas di lokasi pembangkit atau digunakan dalam stasiun kompresor), maka emisi CO_2 dari pembakaran juga harus diperhitungkan.

Kegiatan proyek di sumur minyak juga menggunakan bahan bakar fosil selain gas yang di*recovery*. Untuk memperkirakan emisi CO_2 yang dihasilkan dari pembakaran bahan bakar fosil, rumus yang digunakan adalah sebagai berikut:

$$PE_{CO2,other\ fuels,y} = \frac{1}{1000} \cdot \sum_{fuels} m_{fuel,y} \cdot NCV_{fuel} \cdot EF_{CO2,fuel} \textbf{(5)}$$

Dimana:

$PE_{CO2,other\ fuels,y}$ = Emisi CO_2yang dihasilkan dari konsumsi bahan bakan lainnya selain gas yang di*recovery* dari kegiatan proyek selama periode y dalam CO_2.

$m_{fuel,y}$ = Jumlah bahan bakar dari jenis tertentu yang dikonsumsi karena kegiatan proyek selama periode y dalam kg .
NCV_{fuel} = Nilai kalori bersih dari jenis bahan bakar yang sesuai dalam kJ / kg
$EF_{CO2,fuel}$ = Faktor Emisi CO_2, dari masing masing jenis bahan bakar dalam kg CO_2 / kJ

4.5 Emisi CH_4 dari *recovery* dan pengolahan gas

Recovery dan pengolahan gas dapat menghasilkan sejumlah emisi CH4 yang harus diperhitungkan juga. Sumber-sumber emisi lainnya dari semua kegiatan dan peralatan (katup, segel pompa, konektor, flensa, dll) yang relevan juga dipertimbangkan.

$$PE_{CH4,plants,y} = GWP_{CH4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{equipment} w_{CH4,stream} \cdot EF_{equipment} \cdot T_{equipment,plants} \textbf{(6)}$$

Dimana:

$PE_{CH4,plants,y}$ = Emisi CH_4 dari kegiatan proyek di fasilitas gas *recovery* dan pabrik pengolahan gas selama periode y dalam ton setara CO_2.
GWP_{CH4} = Potensi Global Warming untuk metana = 21
$w_{CH4,stream}$ = Fraksi berat metana rata-rata dalam aliran diukur dalam kg- CH_4 / kg
$EF_{equipment}$ = Faktor emisi yang sesuai dari Tabel 4.2 di bawah ini dalam kg/jam peralatan
$T_{equipment,plants}$ = Waktu pengoperasian peralatan dalam jam.

Tabel 4. 2 Rata-rata Faktor Emisi Minyak dan Gas

Jenis Perlatan	Servis	Faktor Emisi (kg/hr/source)
Valves	Gas	4.5 e-03
	Heavy Oil	8.4 e-06
	Light Oil	2.5 e-03
Pump seals	Gas	2.4 e-03
	Heavy Oil	N/A
	Light Oil	1.3 e-02
Others	Gas	8.8 e-03
	Heavy Oil	3.2 e-05
	Light Oil	7.5 e-03
Connectors	Gas	2 e-04
	Heavy Oil	7.5 e-06
	Light Oil	2.1 e-04
Flanges	Gas	3.9 e-04
	Heavy Oil	3.9 e-07
	Light Oil	1.1 e-04
Open-ended lines	Gas	2.0 e-03
	Heavy Oil	1.4 e-04
	Light Oil	1.4 e-03

Sumber: US-EPA -453/R-05-017 Table 2.4 page 2-15

4.6 Emisi CH_4 dari transportasi gas dengan pipa dalam kondisi normal

Emisi CH_4 dapat dipancarkan oleh transportasi gas pipa. Hal ini biasanya diabaikan, akan tetapi untuk pendekatan konservatif, hal tersebut harus diperhitungkan dalam estimasi emisi proyek.

$$PE_{CH4,pipeline,y} = GWP_{CH4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \sum_{equipment} w_{CH4,pipeline} \cdot EF_{pipeline} \cdot T_{equipment,pipeline} \textbf{(7)}$$

Dimana:

$PE_{CH4,pipeline,y}$	=	Emisi CH_4darikegiatan proyek selama pengangkutan gas didalam pipa, pada kondisi operasi normal selama periode y dalam ton setara CO_2
GWP_{CH4}	=	Potensi Pemanasan Global yang disetujui untuk metana = 21
$w_{CH4,pipeline}$	=	Fraksi berat metana rata-rata dalam pipa dikukur dalam kg- CH_4 / kg.
$EF_{pipeline}$	=	Faktor emisi yang tepat dalam kg/jam/pipa
$T_{equipment,pipeline}$	=	Waktu pengoperasian peralatan dalam jam

Dari peserta diskusi kelompok terfokus (FGD) yang diselenggarakan oleh LCS dan PKPPIM. Jika terjadi kecelakaan yang dapat menyebabkan kebocoran gas dari pipa, maka volumenya harus diperhitungkan dan ditambahkan dalam menghitung emisi proyek.

$$PE_{CH4,pipeline,accident} = GWP_{CH4} \cdot \frac{1}{1000} \cdot \left(V_{A,accident} + V_{remain,accident}\right) \cdot w_{CH4,pipeline,accident} \textbf{(8)}$$

Dimana:

$$V_{A,accident} = t_{accident} \cdot F = (t_2 - t_1).F \textbf{(9)}$$

$$V_{remain,accident} = d^2 \cdot \pi \cdot L \cdot \frac{P_p}{P_s} \cdot \frac{T_s}{T_p} \cdot \frac{V_{A,d,accident}}{\sum_i V_{Xi,d,accident}} \textbf{(10)}$$

$PE_{CH4,pipeline,accident}$	=	Emisi CH_4 dari kegiatan proyek selama pengangkutan gas di pipa dalam operasi normal selama periode y, dalam ton setara CO_2.
GWP_{CH4}	=	Potensi global Warming untuk metana.
$V_{A,accident}$	=	Volume gas yang dipasok ke pipa baik melalui gas meteran M01 dan 4" HP meteran pada Gambar 1 dari waktu kebocoran gas sampai katup menutup pipa dalam m.
$V_{remain,accident}$	=	Volume gas yang tersisa di pipa setelah katup menutup pipa dalam m^3.
$w_{CH4,pipeline,accident}$	=	Fraksi berat metana rata-rata dalam gas yang di*recovery* dititik A pada Gambar 1 dalam kg- CH_4 / m3.
$t_{accident}$	=	Perbedaan waktu antara t1 dan t2 yang ditentukan sebagai "waktu retensi" dalam hitungan detik.
t_1	=	Waktu kebocoran gas yang disebabkan oleh kecelakaan itu terjadi. "t1" ditentukan berdasarkan pemantauan data secara terus menerus seperti tekanan, dll.
t_2	=	Waktu saat penutup katup tertutup yang menutup kedua pipa hulu dan hilir. "t2" ditentukan berdasarkan data operasi.
F	=	Laju aliran gas yang dipasok dari sumur minyak di titik A pada Gambar 1 dalam m^3/detik.

D	=	Radius dari pipa dalam meter.
Π	=	Rasio dari lingkaran terhadap diamaternya.
L	=	Panjang pipa dalam meter.
Pp	=	Tekanan dalam pipa ketika katup penutupmenutup pipa hulu dan hilir, dalam satuan atmosfer (atm).
Ps	=	Tekanan standar dalam atm.
Tp	=	Suhu di dalam pipa aliran ketika katup penutupbaik hulu dan hilir pipa ditutup, dalam derajat Celcius.
Ts	=	Suhu standar dalam Celcius.
$V_{A,d,accident}$	=	Volume gas yang dipasok ke pipa dari sumur minyak di titik A pada Gambar 1 sebelum kecelakaan terjadi selama periode hari dalam m^3.
$V_{Xi,d,accident}$	=	Volume gas yang dipasok ke pipa dari sumur minyak i pada titik X pada Gambar 1 sebelum kecelakaan terjadi selama periode hari dalamm^3.

4.7 Baseline

Dalam menghitung emisi *baseline*, diasumsikan bahwa gas yang di*recovery* akan dibakar (*flared*) jika tidak ada proyek. Sebagian kecil mungkin dapat digunakan sebagai pembangkit energi di lokasi. Dalam hal ini diasumsikan juga bahwa seluruh karbon teroksidasi secara sempurna menjadi karbon dioksida. Dalam prakteknya, *flaring* sering dilakukan dalam kondisi pembakaran yang sub-optimal dan sebagian dari gas tidak dibakar, melainkan dilepaskan sebagai metana dan gas-gas yang mudah menguap lainnya. Namun, mengukur jumlah metana yang dilepaskan dari pembakaran sangat sulit; oleh karena itu, untuk tujuan menentukan emisi *baseline*, diasumsikan bahwa seluruh karbon dalam gas diubah menjadi karbon dioksida. Asumsi ini adalah konservatif karena pada dasarnya emisi metana dari pembakaran akan meningkatkan emisi *baseline*. Emisi *baseline* dihitung sebagai berikut:

$$BL_y = V_{A,y} \cdot w_{carbon,A,y} \cdot \frac{44}{12} \cdot \frac{1}{1000} \quad \textbf{(11)}$$

Dimana :

BL_y	=	Emisi dasar selama periode y dalam ton setara CO_2
$V_{A,y}$	=	Volume gas yang di*recovery* dari ladang minyak di titik A pada Gambar 1 selama periode y dalam m.
$w_{carbon,A,y}$	=	Kandungan rata-rata karbon dalam gas yang di*recovery* pada titik A pada Gambar 1 selama periode y dalam kg-C/m^3.

Kandungan metana rata-rata dari gas $w_{CH4,A,y}$ ditentukan dari pengukuran rutin komposisi gas, dengan mempertimbangkan berat molekul dari semua fraksi gas.

4.8 Kebocoran

Emisi kebocoran dapat berasal dari:

1. Emisi CO_2akibat pembakaran bahan bakar untuk transportasi dan pengolahan gas, di mana transportasi dan pengolahan gas tidak berada di bawah kendali peserta proyek;

2. Emisi CH_4 and CO_2dari kebocoran venting dan flaring selama pengangkutan dan pengolahan gas yang di*recovery*, di mana transportasi dan pengolahan tidak di bawah kendali peserta proyek; dan

3. Perubahan emisi CO_2 akibat substitusi bahan bakar atau konsumsi bahan bakar tambahan pada konsumen akhir.

4.9 Penurunan Tingkat Emisi

Penurunan tingkat emisi dihitung dari selisih antara *baseline* dan emisi proyek dengan menghitung beberapa penyesuaian yang diakibatkan kebocoran, dengan menggunakan formula berikut:

$$EF_y = BL_y - PE_{CO2,gas,y} - PE_{CO2,other\ fuels,y} - PE_{CH4,plant,y} - PE_{CH4,pipeline,y} - PE_{CH4,pipeline,accident} - L_y \textbf{(12)}$$

Dimana:

EF_y	=	Pengurangan emisi dari kegiatan proyek yang mempertimbangkan kebocoran selama periode y dalam ton CO_2 ekuivalen.
$BL_y -$	=	Emisi dasar selama periode y dalam ton CO_2 ekuivalen.
$PE_{CO2,gas,y}$	=	Emisi CO_2dari kegiatan proyek karena pembakaran, pembakaran,flaring atau venting dari gas yang di*recovery* selama periode y dalam ton CO_2.
$PE_{CO2,other\ fuels,y}$	=	Emisi CO_2karena konsumsi bahan bakar lainnya selaingas yang di*recovery* dari kegiatan proyek selama periode dalam ton CO_2.
$PE_{CH4,plant,y}$	=	Emisi CH_4dari aktifitas proyek di fasilitas *recovery* dan pabrik pengolahan gas selama periodey dalam ton CO_2.
$PE_{CH4,pipeline,y}$	=	Emisi CH_4 dari aktifitas proyeksaat mengangkut gas di dalam pipa selama periode y dalam ton CO_2.
$PE_{CH4,pipeline,accident}$	=	Emisi CH_4dari aktifitas proyek saat mengangkut gas di dalam pipa ketika terjadi kecelakaan, dalam satuan ton CO_2
L_y	=	Kebocoran emisi lainnya dalam satuan ton CO_2.

4.10 Perhitungan Pengurangan emisi secara Ex-ante

Di Indonesia terdapat sekitar 400 ladang minyak. Ladang minyak tersebut dapat dikategorikan besar (dengan cadangan minyak antara 100 - 500 juta barel), menengah (antara 50 - 100 juta barel minyak), dan kecil (kurang dari 50 juta barel minyak). Cadangan minyak rata-rata di ladang minyak kecil adalah 22 juta barel (daratan) dan 30 juta barel (lepas pantai). Kedua ladang minyak di Tambun dan Pondok Tengah dapat diklasifikasikan sebagai ladang kecil. Analisa Penghitungan pengurangan emisi dapat dilakukan dengan ekstrapolasi. Namun metoda ini dapat diterima secara ekonomis jika diberlakukan pada skala besar.

$$M_{carbon,A,y} = V_{A,y} \cdot w_{carbon,A,y}$$

Tabel 4. 3: Perkiraan masa karbon untuk gas impor basah

Tahun	Tambun Feed (tCO2)	PDT Feed (tCO2)	McarbonA (tCO2)
2007	380,067	0	380,067
2008	380,067	253,910	633,977
2009	380,067	218,539	598,606
2010	380,067	0	380,067
2011	380,067	0	380,067
2012	316,723	0	316,723
2013	316,723	0	316,723
2014	316,723	0	316,723
2015	316,723	0	316,723
2016	316,723	0	316,723
2017	316,723	0	316,723
Total			**3,956,397**

Massa karbon dari dari produk yang diekspor berdasarkan produksi saat ini dan data yang dianalisa adalah:

$$M_{carbonB,y} = V_{dry\ gas,y} * W_{carbon,dry\ gas,y} + M_{LPG,y} * W_{carbon\ LPG,y} + M_{condensate,y} * W_{carbon,condensate,y}$$

Tabel 4. 4: Perkiraan masa karbon dari produk yang diekspor

Tahun	Gas kering (tCO2)	LPG (tCO2)	Kondensat (tCO2)	MCarbonB (tCO2)
2007	261,933	63,084	30,464	355,482
2008	440,921	78,855	51,282	571,085
2009	412,545	78,855	47,982	539,381
2010	261,933	63,084	30,464	355,482
2011	261,933	63,084	30,464	355,482
2012	218,278	52,570	25,387	296,235
2013	218,278	52,570	25,387	296,235
2014	218,278	52,570	25,387	296,235
2015	218,278	52,570	25,387	296,235
2016	218,278	52,570	25,387	296,235
Total				**3,658,057**

Masa bersih CO_2 dari penggunaan gas untuk bahan bakar dan flaring di lokasi

$$PE_{CO2,gas,y} = M_{carbonA,y} - M_{carbon,B,y}$$

Tabel 4. 5: Masa bersih CO_2dari pengunaan gas untuk bahan bakar dan flaring di lokasi

Tahun	McarbonA	McarbonB	PECO2gas
2007	380,067	355,482	24,585
2008	633,977	571,058	62,920

Tahun	McarbonA	McarbonB	PECO2gas
2009	598,606	539,381	59,224
2010	380,067	355,482	24,585
2011	380,067	355,482	24,585
2012	316,723	296,235	20,488
2013	316,723	296,235	20,488
2014	316,723	296,235	20,488
2015	316,723	296,235	20,488
2016	316,723	296,235	20,488
Total			**298,340**

Ringkasan Perkiraan pengurangan emisi secara ex-ante

$$EFy=BL_y-PE_{CO2,gas,y} - PE_{CO2,other\ fuels,y} - PE_{CH4,plants,y}-PE_{CH4,pipeline,y}-PE_{CH4,pipeline,accident}-L_y \ldots\ldots (12)$$

Tabel 4. 6: Ringkasan Perkiraan Pengurangan Emisi secara ex-ante

Tahun	Dasar (tCO2)	PECO2 gas (tCO2)	PECO2 Other fuel (tCO2)	PECH4 Plant (tCO2)	PECH4 Pipeline (tCO2)	PECH4 Accident (tCO2)	Pengurangan emisi (tCO2)
2007	380,067	24,585	86	297	3	0	355,095
2008	633,977	62,920	86	297	3	0	570,671
2009	598,606	59,224	86	297	3	0	538,995
2010	380,067	24,585	86	297	3	0	355,095
2011	380,067	24,585	86	297	3	0	355,095
2012	316,723	20,488	86	297	3	0	295,849
2013	316,723	20,488	86	297	3	0	295,849
2014	316,723	20,488	86	297	3	0	295,849
2015	316,723	20,488	86	297	3	0	295,849
2016	316,723	20,488	86	297	3	0	295,849
Total							**3,654,196**

Pengurangan emisi dicapai melalui pemanfaatan dan *recovery* gas ikutanselama 10 tahun adalah sekitar 3,6 juta ton CO2. jika pengurangan emisi per ton CO_2 ditetapkan USD 10, maka potensi pendapatan diperkirakan sekitar USD 36,5 juta, lebih tinggi dari biaya modal awal.

Pembangunan pabrik LPG mini dengan kapasitas 15 mmscf per hari memerlukan total investasi USD29.980.586. Dengan kontrak penjualan gas ke Pertamina, perusahaan menjual gas pada dua harga yang berbeda. Analisis Rasio Tingkat Investasi menunjukkan negatif Net Present Value dan IRR sebesar -9,26%, jauh lebih rendah dari batas minimum (*hurdle rate*). Pendapatan dari CDM dapat memberikan kontribusi yang signifikan, yang akan meningkatkan NPV menjadi positif dan IRR sebesar 10%. CDM tidak hanya menghasilkan aliran pendapatan baru, tetapi juga membuka akses ke pembiayaan melalui pinjaman lunak, jaminan, dan skema lainnya. Model bisnis yang dibangun PT Odira juga telah terbukti berhasil, melibatkan Pertamina sebagai

pembeli gas dan menguntungkan pemerintah daerah (Pemda Bekasi) sebagai salah satu pemegang saham.

Belajar dari studi kasus ini, investasi dalam pemanfaatan gas suar tanpa intervensi pemerintah memang merupakan beban besar bagi perusahaan, meskipun manfaatnya sangatsignifikan bagi lingkungan. Pengurangan emisi yang dapat dicapai melalui kegiatan ini merupakan aspek penting, meskipun tidak bisa menjadi satu-satunya motivasi karena membutuhkan modal yang besar.

Karena menurunnya pasar karbon, alternatif insentif atau disinsentif sangat diperlukan untuk mendukung investasi pemanfaatan gas suar. Peranan pemerintah, khususnya Kementerian Keuangan, perlu diperluas untuk menyiapkan dan memberikan skema insentif yang menarik sehingga perusahaan berminat memanfaatkan dan menggunakan gas dari ladang minyak. Sebagai alternatif adalah sistem disinsentif untuk kegiatan *flaring* atau *venting* yang disusun secara strategis sehingga perusahaan akan lebih beruntung memanfaatan gas suar dibandingkan membayar denda karena tidak memenuhi peraturan yang ada (*non-compliance*).

PRODUKSI MINYAK, GAS, DAN GAS SUAR DI INDONESIA

5

*Bab ini, pertama-tama, menyajikan data tentang produksi minyak dan gas di Indonesia yang selanjutnya digunakan sebagai dasar untuk membahas data gas suar bakar di Indonesia. Data gas suar bakar disajikan dan dibandingkan dengan data dari negara-negara lain, dan dirinci atas dasar lokasi dan perusahaan di Indonesia. Gas suar bakar dituangkan dalam bentuk relatif karena tingkat pembakaran gas (*flaring*) meningkat seiring dengan meningkatnya produksi minyak dan gas di Indonesia. Gas suar bakar diukur dalam ukuran per unit miyak atau gas yang diproduksi maupun dalam ukuran total minyak dan gas yang diproduksi atau sering disebut* Barrel Oil Equivalent *(Barel Setara Minyak). Data ini digunakan untuk mengidentifikasi perusahaan mana yang memproduksi gas suar bakar terbesar baik secara absolut maupun relatif. Hasil utama dari bab ini adalah bahwa perusahaan yang paling tinggi memproduksi gas suar bakar relatif terhadap produksi minyak dan gas adalah perusahaan dimana minyak sebagai hasil utama (perusahaan minyak). Produksi minyak sebagian besar terjadi di darat sementara gas alam lebih banyak diproduksi di lepas pantai. Kondisi ini menunjukkan bahwa transportasi darat untuk gas ikutan dari ladang minyak ke pasar belum berkembang, oleh karena itu pembakaran gas suar bakar terus berlangsung. Sebagian besar minyak dan gas diproduksi oleh beberapa produsen miyak/gas, sehingga program untuk mengurangi gas suar bakar hanya perlu menargetkan pada beberapa perusahaan tersebut. Variasi yang signifikan atas produksi gas suar bakar juga ditemukan diantara perusahaan. Dengan keterbatasan data yang ada, selanjutnya dapat disimpulkan bahwa secara umum pembakaran gas ikutan di Indonesia berkaitan erat dengan produksi minyak.*

5.1 Minyak, Gas, and Gas Suar Bakar di Indonesia

Indonesia telah aktif di sektor minyak dan gas selama lebih dari satu abad dan terus menjadi pemain penting dalam industri minyak dan gas dunia. Dari negara pengekspor minyak, Indonesia kini menjadi negara pengimpor (*net importer*), dengan impor minyak mentah dan produk minyak bumi lebih dari 500 ribu barel per hari. Dengan terus menurunnya produksi minyak, produksi gas suar bakar juga menunjukkan tren yang menurun. Disisi lain, produksi gas alam menunjukkan kecenderungan yang meningkat. Dengan cadangan terbukti 2,9 triliun meter kubik, Indonesia merupakan salah satu produsen gas alam terkemuka di dunia. Dimana hampir separuh dari produksi diekspor.

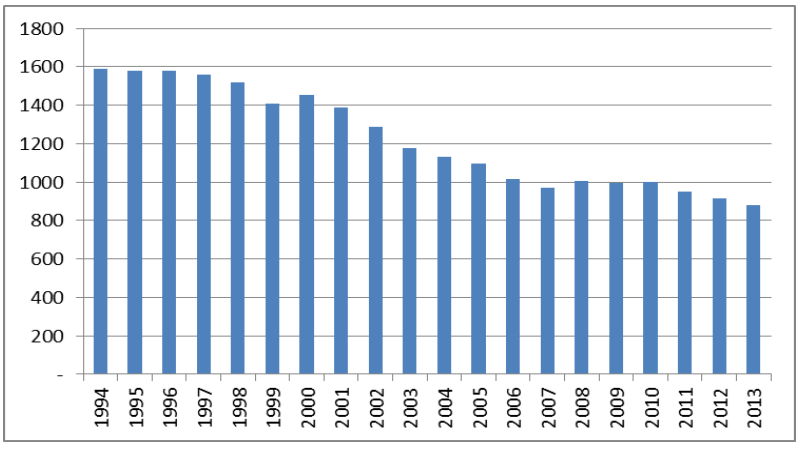
5.1.1. Produksi Minyak dan Gas

Produksi minyak mentah Indonesia mengalami penurunan secara terus menerus selama dua dekade terakhir, dari produksi puncak sebesar 1.589 ribu barel per hari (bph) pada 1994 menjadi 882 ribu bph pada tahun 2013 – hampir 50% (Gambar 5.1). Sejumlah faktor diidentifikasi menjadi penyebab penurunan ini seperti semakin tuanya usia ladang minyak, rendahnya *reserve replacement rate*, dan semakin menurunnya

atau kurangnya kegiatan eksplorasi dan pengembangan (PWC, 2012). Laporan LM FEUI (Lembaga Manajemen Fakultas Ekonomi Universitas Indonesia) menunjukkan bahwa sekitar 90% dari ladang minyak dikategorikan sebagai tua dan memberikan kontribusi yang signifikan terhadap produksi minyak di masa lalu. *Reserve replacement ratio* cukup rendah; misalnya, pada tahun 2012, *reserve replacement ratio* adalah 52,2%, jauh dari kondisi ideal yang dibutuhkan untuk mengoperasikan dalam jangka panjang[36]. Sementara itu, kegiatan eksplorasi melambat. Hal ini ditunjukkan oleh fakta bahwa Indonesia memiliki sekitar 128 cekungan yang memberikan potensi minyak yang cukup besar, namun hanya 38 cekungan yang dieksplorasi. Saat ini, sebagian produksi minyak dan kegiatan eksplorasi dilakukan di cekungan Barat Indonesia, karena sebagian besar cadangan minyak Indonesia berada di darat dan lepas pantai Sumatera bagian tengah dan Kalimantan Timur. Cadangan minyak terbukti turun dari 5,6 miliar barel pada tahun 1992 menjadi 4,7 miliar pada tahun 2002, dan terus menurun mencapai 3,7 miliar barel pada akhir tahun 2013 (BP Statistical Review).

Memudarnya produksi minyak Indonesia ditambah dengan meningkatnya permintaan domestik dalam beberapa tahun terakhir telah menyebabkan meningkatnya impor minyak mentah dan produk minyak bumi dan mengubah Indonesia menjadi negara pengimpor minyak (*net oil importer*) pada 2004. Puncak dari semua ini adalah keluarnya Indonesia dari keanggotaan Organisasi Negara-negara Pengekspor Minyak (OPEC) lima tahun kemudian. Kebijakan di bidang energi telah menelan biaya pemerintah sekitar 20% dari belanja APBN untuk keperluan subsidi bahan bakar dalam 3 tahun terakhir, sehingga mendesak pemerintah untuk mengurangi subsidi BBM. Pengurangan subsidi ini mungkin dilakukan pada akhir 2014 karena adanya penurunan yang signifikan dalam harga minyak dunia dan keputusan pemerintah untuk menghilangkan subsidi BBM.

Gambar 5. 1: Produksi Minyak Mentah Indonesia 1994 – 2013 (Ribu Barel Per hari)



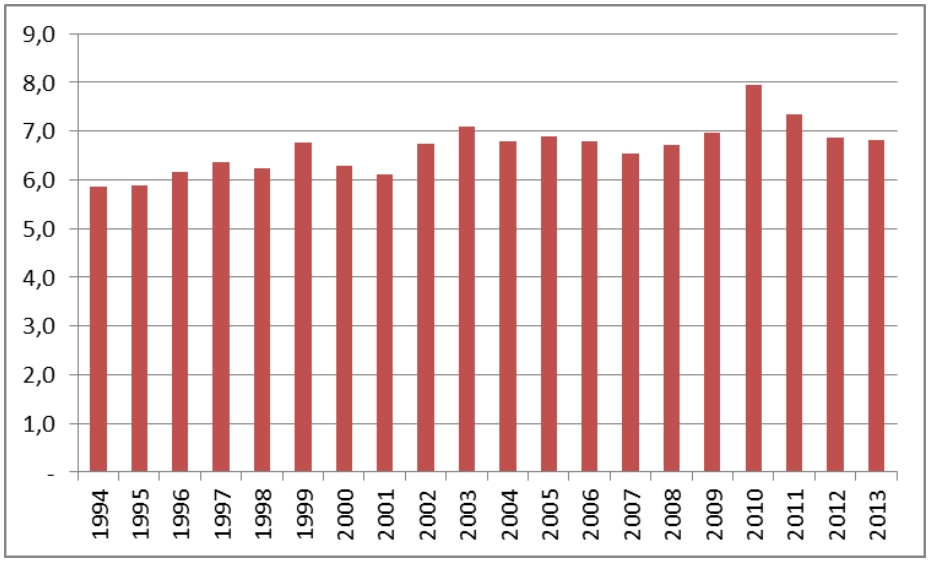
Sumber: BP Statistical Review, 2014.

[36]Finance Today 21 November 2013: Rasio Pengggantian Cadangan Minyak Belum Optimal. Available online athttp://www.indonesiafinancetoday.com/read/54405/Rasio-Penggantian-Cadangan-Minyak-Belum-Optimal. Accessed on October 28, 2014.

Tidak seperti minyak, produksi gas alam menunjukkan peningkatan secara bertahap selama dua dekade terakhir, dengan produksi harian mencapai 6,8 miliar kaki kubik pada tahun 2013 (Gambar 5.2). Secara keseluruhan, produksi gas alam Indonesia pada tahun 2013 menyumbang sekitar 2,6% dari produksi gas alam dunia dan menduduki peringkat ke-11 secara global. Sekitar setengah dari produksi gas alam diekspor ke negara-negara Asia seperti China, Jepang, dan Korea. Pada 2013, cadangan terbukti gas tercatat sebesar 2,9 triliun meter kubik (TCM), menduduki ranking ke sebelas di dunia dan merupakan cadangan terbesar di kawasan Asia Pasifik. Berdasarkan tingkat produksi saat ini, cadangan gas dapat memasok kebutuhan Indonesia selama 41 tahun.

Industri gas Indonesia juga telah berubah menjadi pemasok gas alam cair (LNG) dan menjadikan Indonesia sebagai eksportir LNG terkemuka. Namun, pergeseran kebijakan energi yang lebih banyak memanfaatkan produksi gas alam untuk kepentingan domestik, telah membuat status Indonesia dari eksportir LNG terbesar dunia pada tahun 2005 menjadi yang kedua pada tahun 2010. Bahkan, saat ini posisi Indonesia adalah eskportir LNG terbesar keempat setelah Qatar, Malaysia, dan Australia, dimana sebagian besar ekspor LNG ditujukan ke Jepang, Korea Selatan, dan Taiwan. Tiga fasilitas LNG utama Indonesia terletak di Arun, Aceh; Bontang, Kalimantan Timur; dan Tangguh, Papua. Proyek Tangguh, yang memulai produksi pertamanya pada pertengahan 2009, telah memperluas basis pelanggan LNG Indonesia ke China dan pantai barat Amerika Serikat.

Gambar 5. 2: Produksi Gas Alam Indonesia 1994-2013(Miliar Kaki Kubik)



Sumber: BP Statistical Review, 2014

5.1.2. Produksi Gas Suar Bakar

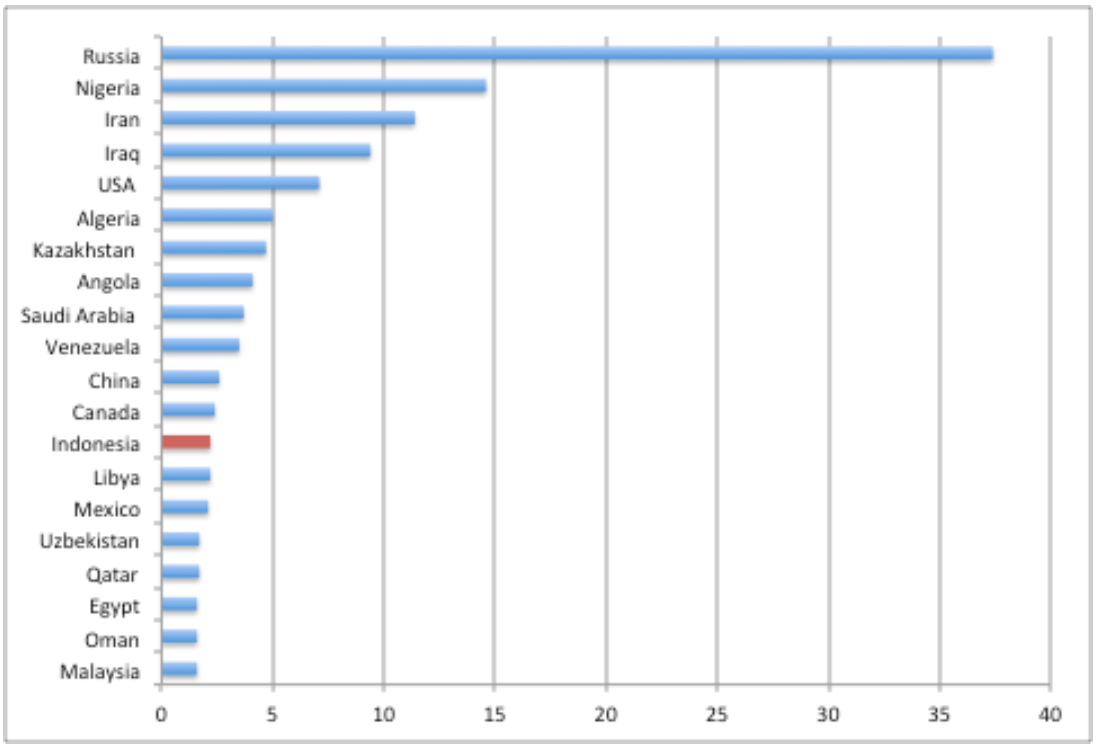
Menurut NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*), Indonesia menduduki peringkat ketiga belas dalam produksi gas suar bakar, dimana produksi tahun 2011 adalah sebesar 2,2 miliar meter kubik (bcm) (Gambar 5.3). Angka ini

merupakan 1,6% dari produksi gas suar bakar dunia, yang tercatat sebesar 140 bcm (Laporan GGFR). Pada tahun yang sama, produksi gas alam domestik menyumbang sekitar 2,31% dari produksi gas alam global (*BP Statistical Review*). Oleh karena itu, gas suar bakar Indonesia mencakup sekitar 0,07% dari total produksi gas alam di seluruh dunia.

Produsen utama gas suar bakar adalah Rusia, diikuti oleh Nigeria, Iran, dan Irak. Arab Saudi yang merupakan produsen minyak utama dunia menduduki peringkat kesembilan dan Amerika Serikat di peringkat kelima. Sepuluh produsen utama gas suar bakar menyumbang sekitar 72% dari produksi global. Di antara negara-negara ASEAN, Indonesia masih mendominasi produksi gas suar bakar yaitu sekitar 48% dari total produksi ASEAN. Malaysia berada di urutan kedua dengan produksi tahunan sebesar 1,6 bcm, atau sekitar 31,1% dari total produksi ASEAN. Dengan demikian Indonesia dan Malaysia memberikan kontribusi sebagian besar dari produksi gas suar bakar di kawasan ASEAN.

Gambar 5.4 menunjukkan tren produksi gas suar bakar Indonesia dari tahun 1994 hingga 2012. Data produksi minyak diperoleh dari *BP Statistical Review*. Flaring 1 merupakan estimasi volume gas suar bakar menurut *National Geophysical Data Center*, NOAA. Data tersebut tersedia sampai dengan tahun 2011. Flaring 2 adalah data volume gas suar bakar yang diperoleh dari Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral (ESDM).

Gambar 5. 3: Perkiraan Volume Gas Suar Bakar Data Satelit (Miliar meter kubik) Tahun 2011



Sumber: NOAA – National Geophysical Data Center; GGFR

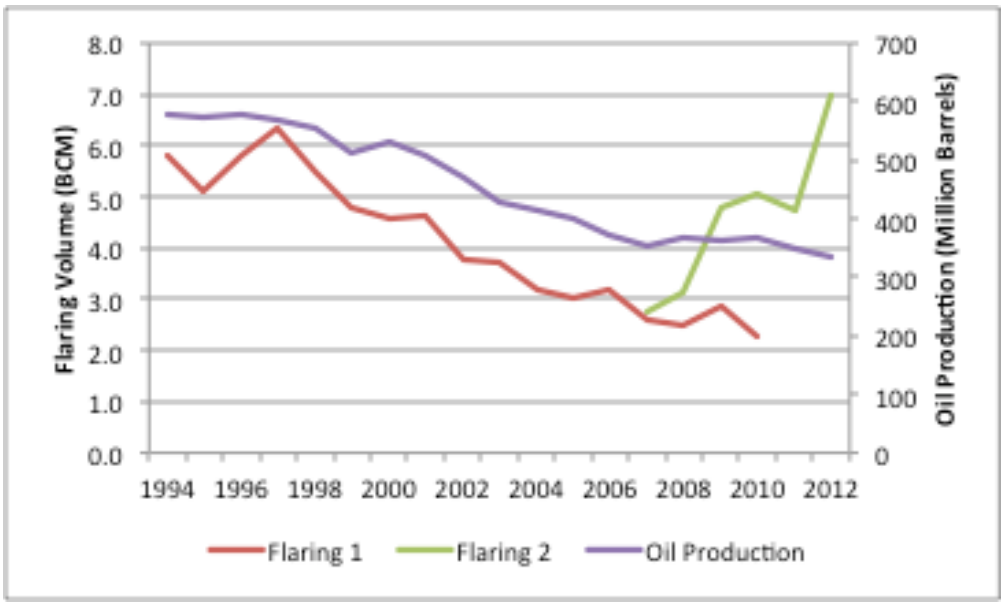
Gambar 5.4 menunjukkan, berdasarkan data NOAA, produksi gas suar bakar bergerak sejalan dengan arah produksi minyak, dimana gas suar bakar menurun jika produksi minyak menurun. Dari tahun 1994 hingga 2011, produksi minyak turun dari 580 juta barel menjadi 347 juta barel; selama periode yang sama, gas suar bakar juga mengalami penurunan dari 5,8 bcm menjadi 2,2 bcm. Gambar 5.4 menunjukkan, berdasarkan data NOAA, produksi gas suar bakar bergerak sejalan dengan arah produksi minyak, dimana gas suar bakar menurun jika produksi minyak menurun. Dari tahun 1994 hingga 2011, produksi minyak turun dari 580 juta barel menjadi 347 juta barel; selama periode yang sama, gas suar bakar juga mengalami penurunan dari 5,8 bcm menjadi 2,2 bcm.

Data tersebut menunjukkan bahwa pembakaran gas menurun pada kecepatan yang jauh lebih cepat dibandingkan dengan penurunan produksi minyak. Oleh karena itu, dengan menggunakan data NOAA, secara teoritis semakin tinggi produksi minyak, maka produksi gas ikutan akan semakin tinggi, dan secara umum akan meningkatkan gas suar bakar. Demikian juga berlaku sebaliknya.

Namun, data dari KESDM menunjukkan sebaliknya. Seperti ditunjukkan dalam Gambar 5.4, jumlah gas suar bakar meningkat antara tahun 2007 dan 2012, dari 2,74 bcm pada 2007 menjadi 6,97 bcm pada tahun 2012. Sementara itu pada periode yang sama, produksi minyak turun dari 338 juta barel menjadi 306 juta barel.

Ada dua faktor yang dapat menjelaskan mengapa terjadi perbedaan antara data NOAA dan data KESDM. Pertama, data NOAA diperkirakan menggunakan data pencitraan cahaya rendah (*low light imaging data*) yang diambil oleh *DMSP (Defense Meteorological Satellite Program)*. Di sisi lain, data KESDM didasarkan pada laporan gas suar bakar dari perusahaan. Kedua, gas suar bakar yang dilaporkan oleh KESDM tidak selalu konsisten. Dari 2007 sampai 2009 dan pada tahun 2012, KESDM melaporkan total gas yang hilang yang diperkirakan terdiri dari *flaring* (gas suar bakar), *venting* (gas yang dilepas langsung), dan *srinkage* (gas yang menyusut). Namun, pada tahun 2010 dan 2011, KESDM memerinci laporan gas yang hilang menjadi tiga kelompok yaitu: *flaring, venting, dan shrinkage*, dimana *venting* dan *shrinkage* masing-masing menyumbang sekitar 40% dan 1% dari total gas yang hilang. Dengan mempertimbangkan jumlah *venting* dan *shrinkage*, data gas suar bakar yang dilaporkan KESDM masih di atas tingkat yang dilaporkan oleh NOAA. Jelas kiranya bahwa kedua faktor tersebut menyebakan terjadianya perbedaan yang besar antara data NOAA dan data KESDM. Rincian lebih lanjut tentang gas suar bakar akan disajikan pada bagian selanjutnya.

Gambar 5. 4: Indonesia: Volume Gas Suar Bakar dan Produksi Minyak



Sumber: Flaring 1: NOAA – National Geophysical Data Center; Flaring 2: KESDM; Produksi Minyak: BP Statistical Review

5.2 Minyak, Gas, dan Gas Suar Bakar Menurut Perusahaan

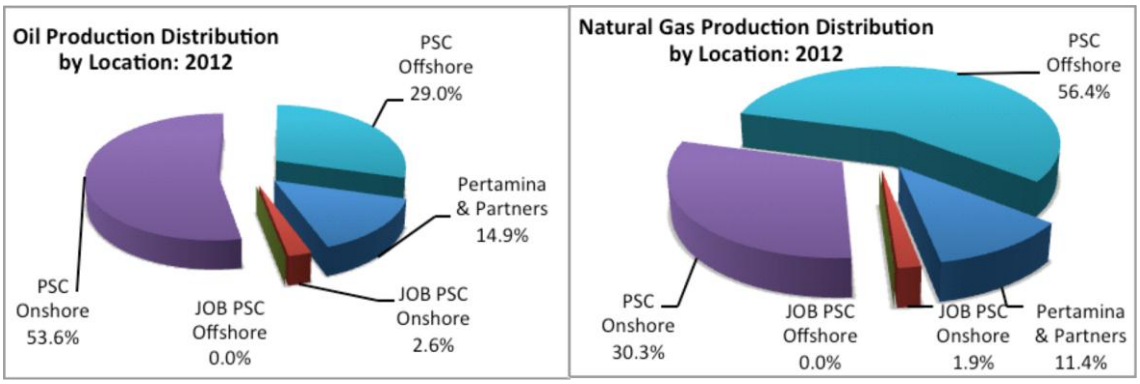
5.2.1. Produksi Minyak dan Gas Menurut Perusahaan

Sebagian besar produksi minyak adalah di di darat, sementara produksi gas alam lebih banyak di lepas pantai, dan dalam kedua kasus, PSC mendominasi produksi minyak dan gas. Seperti ditunjukkan dalam Gambar 5.5, sekitar 82,6% dari minyak diproduksi oleh PSC, dimana 54% berada di darat dan 29% di lepas pantai. Pertamina & Partners memberikan kontribusi hampir 15% dari total produksi minyak nasional. Tidak seperti minyak, gas alam lebih banyak diproduksi di lepas pantai (sekitar 57%) dan didominasi oleh PSC (86,7%). Pertamina & Partners memberikan kontribusi sekitar 12% dari total produksi nasional gas alam[37].

Gambar 5.6 menunjukkan kontribusi dari perusahaan minyak dan gas kelas atas (teratas) terhadap produksi minyak dan gas nasional. Seperti ditunjukkan, kelima dan kesepuluh perusahaan teratas masing-masing menyumbang sekitar 70% dan 85% dari produksi nasional pada tahun 2012. Demikian pula untuk perusahaan gas, kelima perusahaan teratas memproduksi sekitar 65% dari total produksi nasional dan kelima belas perusahaan gas teratas memasok sekitar 93% dari produksi gas nasional.

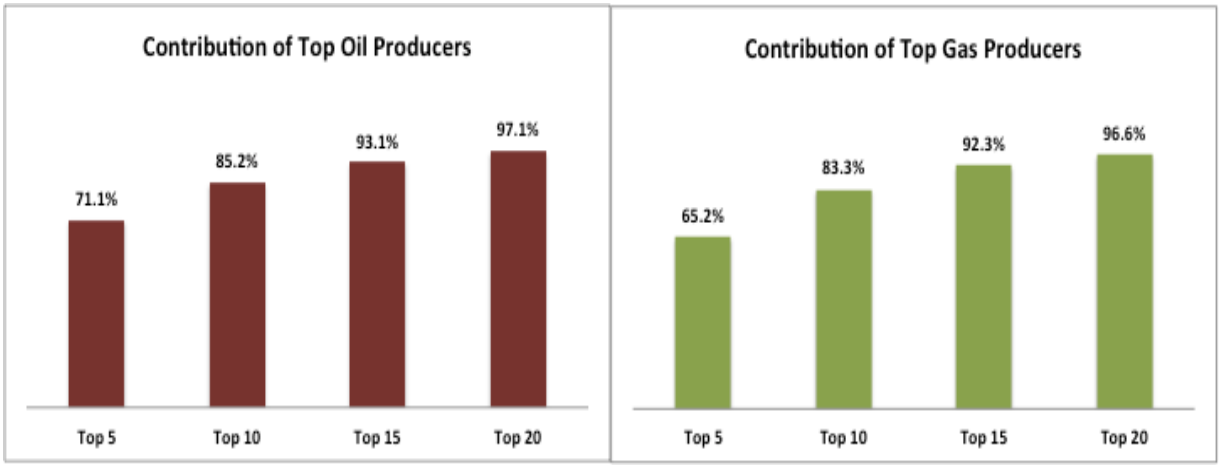
[37]Pertamina's natural gas production does not include that produced by Pertamina TAC – Technical Assistant Contract.

Gambar 5. 5: Distribusi Produksi Minyak dan GasMenurut Lokasi: 2012



Sumber: Estimasi dari penulis berdasarkan data KESDM

Gambar 5. 6: Kontribusi dari Produsen Utama Minyak dan Gas Terhadap Produksi Nasional: 2012



Sumber: Estimasi penulis berdasarkan data KESDM

Data runut waktu untuk produksi minyak dan gas berdasarkan perusahaan dari 2007 hingga 2012 disajikan dalam Lampiran 1 dan Lampiran 2, dimana data dikelompokkan menurut jenis kontrak dan lokasi. Seperti dapat dilihat pada Lampiran 1, sebagian besar dari produksi minyak di Indonesia terjadi di darat (*onshore*) (sekitar 70%) daripada di laut (*offshore*) (sekitar 30%). Produksi minyak didominasi oleh Kontrak bagi hasil (*PSC*) yang mencapai lebih dari 80% dari total produksi minyak nasional. Tetapi persentasi kontribusi PSC sedikit menurun dari 86% pada tahun 2007 menjadi 83% pada tahun 2012. Hal ini karena produksi minyak melalui sistem PSC secara konsisten menurun dan, pada saat yang sama, produksi minyak dari sistem non-PSC menunjukkan produksi yang relatif stabil. Produksi minyak dari Pertamina & Partners, misalnya, meningkat dari 39,5 juta barel pada tahun 2007 menjadi sekitar 42 juta barel pada tahun berikutnya, dan produksi pada tahun-tahun selanjutnya konsisten di atas 45 juta barel. Sebaliknya produksi minyak yang berasal dari seluruh perusahaan pemegang PSC terus menurun, dengan pengecualian Mobil Cepu Ltd, yang baru saja mulai memproduksi pada beberapa tahun terakhir.

PT Chevron Pacific Indonesia (CPI) adalah produsen terbesar minyak mentah Indonesia, meyumbang sekitar 40% dari total produksi minyak nasional. Sebagian besar produksi CPI dari *onshore* di ladang minyak Duri dan Minas di Sumatera. Total Indonesie merupakan produsen terbesar kedua yang beroperasi di lepas pantai, dengan produksi mencapai 29,8 juta barel pada tahun 2012.Produsen minyak utama lainnya adalah Conoco Phillips Indonesia Ltd, Chevron Indonesia Company, PHE/BP West Java Ltd, PT Medco E&P Indonesia, Petrochina International, dan PT Vico Indonesia. Sementara itu, PT Mobil Cepu Ltd mulai memproduksi minyak pada tahun 2008 dengan produksi seribu barel. Produksi kemudian melonjak menjadi 1,2 juta barel dalam tahun berikutnya dan terus meningkat setelah itu dan mencapai 8,2 juta barel pada tahun 2012.

Tidak seperti minyak, sebagian besar gas alam diproduksi di lepas pantai (57%) dan presentasi produksi lepas pantai cenderung terus menerus. Total Indonesie merupakan produsen terbesar gas alam nasional. Tetapi, produksi dan persentase kontribusinya menurun selama periode 2007 - 2012. Pada tahun 2007, Total Indonesie menghasilkan lebih dari 1 triliun kaki kubik (tcf) gas alam, sekitar 36% dari total produksi nasional; namun pada tahun 2012, produksi turun menjadi 0,7 tcf (sekitar 23%) dari produksi nasional gas alam. Produsen utama lainnya adalah Pertamina & Partners, Exxon Oil Indonesia Ltd, Conoco Phillips (Grissik) Ltd, PT Vico Indonesia, dan Petrochina International Jabung, yang secara keseluruhan menyumbang 35% dari total produksi.

5.2.2. Produksi Gas Suar Bakar Menurut Perusahaan

Data yang dilaporkan dan digunakan dalam analisis ini diperoleh dari situs KESDM. Berdasarkan pengamatan, ternyata KESDM tidak melaporkan data gas suar bakar secara konsisten. Dari 2007 sampai 2009 dan pada tahun 2012, KESDM menggunakan istilah gas hilang (*gas losses*) untuk merujuk pada produksi gas yang tidak terpakai yang mencakup gas susut (*shrinkage*), gas suar bakar (*flaring)*, dan gas yang dilepas langsung (*venting*). Sementara itu, di tahun 2010 dan 2011, KESDM secara jelas memisahkan dan melaporkan gas yang tidak terpakai menjadi tiga jenis secara terpisah yaitu gas susut (*shrinkage*), gas lepas (*venting)*, dan gas suar bakar (*flaring*). Gas susut biasanya sangat kecil dan dapat diabaikan. Pada tahun 2010, misalnya, gas susut mencakup 0,6% dari total gas hilang. Sebagian besar gas hilang terdiri dari gas suar bakar dan gas lepas. Pada tahun 2010, persentase gas hilang sebagai gas suar bakar adalah 59% dan gas yang lepas mencapai 40%. Dua produsen utama gas yaitu Petrochina International Jabung dan BP Berau Tangguh memberikan kontribusi lebih dari 95% dari gas lepas.

Flaring dan *venting* merupakan kegiatan yang penting dalam industri minyak dan gas untuk melepaskan gas ke atmosfer, terutama untuk alasan keamanan. Karena sifat dari data, yang mengabungkan *venting* dan *flaring*, dan memperhatikan pentingnya dan kesamaan dari kedua proses ini, analisis terhadap gas hilang (*gas losses*) seharusnya mencakup *venting* dan *flaring*.

Tabel 5.1 memberikan gambaran umum tentang distribusi atau persentase gas suar bakar menurut jenis kontrak dalam industri migas. Seperti terlihat dalam tabel, *PSC Offshore* memberikan kontribusi tertinggi dengan rata-rata sebesar 48,2% antara tahun 2007 dan 2012. Bahkan untuk tahun 2010 dan 2011, kontribusi *PSC Offshor*e jauh diatas rata-rata. *PSC Onshore* dan Pertamina & Partners menduduki peringkat kedua dan ketiga dengan kontribusi masing-masing sebesar 25,6% dan 21,2%. Sementara itu, *JOB PSC* memberikan kontribusi terendah dimana kontribusi *PSC JOB Onshore* adalah 5,0% dan kontribusi *PSC JOB Offshore* hampir tidak ada.

Tabel 5. 1: Proporsi Gas Suar Bakar Menurut Jenis kontrak (Persentase)

COMPANY	Gas Flaring/Losses (percent of total)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average
Pertamina and Partners	25.5%	18.6%	23.7%	21.9%	23.6%	25.8%	21.2%
JOB PSC Onshore	10.5%	7.0%	5.3%	4.0%	5.9%	4.0%	5.0%
JOB PSC Offshore	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
PSC Onshore	25.1%	35.8%	22.4%	24.3%	22.1%	37.2%	25.6%
PSC Offshore	38.8%	38.5%	48.6%	49.7%	48.4%	33.0%	48.2%
Total	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Sumber: Estimasi Penulis

Tabel 5.2 memberikan informasi 15 kontributor teratas untuk gas suar bakar. BP Tangguh berada di tempat tertinggi dengan kontribusi rata-rata antara 2007 sampai 2012 adalah 28,9%, diikuti oleh Pertamina & Partners dan Petrochina International Jabung yang masing-masing memberikan kontribusi 21,2% dan 15,5%. Sementara itu, 3 kontributor utama selanjutnya masing-masing memproduksi sekitar 5% dari total produksi gas suar bakar dan kontribusi dari perusahan lainnya dibawah 2%. Berdasarkan data tersebut, jelas bahwa target pemerintah untuk mengurangi produksi gas suar bakar sebaiknya pada 6 (enam) perusahaan teratas yang secara bersama-sama memproduksi 81,3% dari total gas suar bakar. Data secara lebih lengkap dan rinci disajikan pada Lampiran 6.

Data lebih rinci tentang gas suar bakar menurut perusahaan dari tahun 2007 sampai 2012 disajikan dalam Lampiran 3. Ada beberapa poin yang dapat disimpulkan dari tabel tersebut. Pertama, tidak ada pola yang pasti dalam hal tren selama periode sampel. Beberapa perusahaan mengalami tren menurun dan beberapa menunjukkan tren yang meningkat. Kedua, ada lompatan besar dalam gas suar bakar yang dihasilkan oleh Pertamina & Partners dan Exxon Oil Indonesia dari 2011 hingga 2012. Seperti ditunjukkan, gas suar bakar dari Pertamina & Partners meningkat dari 40,7 miliar kaki kubik menjadi 64,8 miliar kaki kubik. Demikian pula, produksi gas suar bakar dari Exxon Oil Indonesia meningkat sangat tajam dari nol pada tahun 2011 menjadi 52.1 miliar kaki kubik pada tahun 2012. Peningkatan yang signifikan dalam gas suar bakar di dua perusahaan tersebut sangat mengejutkan mengingat produksi minyak dan gas di dua perusahaan ini mengalami penurunan pada periode yang sama (2011-2012). Ketiga, PT Chevron Indonesia dan JOB Pertamina-Golden Spike tidak menghasilkan gas suar bakar dari tahun 2008 sampai 2012. Salah satu penjelasan yang mungkin adalah bahwa semua gas ikutan digunakan dalam proses produksi minyak atau disuntikkan *(re-injected*) ke dalam reservoir.

Tabel 5. 2: Produksi Gas Suar Bakar Menurut Perusahaan (Persen dari Total)

COMPANY	Gas Flaring/Losses (Percent of Total)						Average
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
BP Tangguh	0.0%	0.0%	24.7%	31.3%	31.9%	22.2%	28.9%
Pertamina and Partners	25.5%	18.6%	23.7%	21.9%	23.6%	25.8%	21.2%
Petrochina International Jabung Ltd	12.2%	29.1%	18.4%	19.2%	16.2%	12.2%	15.5%
CNOOC SES LTD	11.9%	15.5%	4.8%	3.8%	4.2%	3.1%	5.4%
Total Indonesie	8.2%	10.5%	7.2%	6.3%	4.7%	2.9%	5.4%
Exxon Oil Indonesia Ltd	0.0%	0.0%	0.0%	0.8%	0.0%	20.7%	4.9%
JOB Pertamina - Salawati	6.7%	3.7%	2.7%	1.6%	1.1%	0.6%	2.0%
Star Energy (Kakap) Ltd	5.5%	2.5%	2.0%	1.3%	0.7%	0.3%	1.5%
Conoco Phillips Indonesia Ltd	3.3%	2.8%	1.8%	1.7%	1.1%	0.5%	1.4%
PHE / BP West Java Ltd	1.8%	1.5%	1.9%	1.2%	2.4%	0.6%	1.3%
JOB Pertamina - Petrochina East Java	2.8%	2.2%	1.6%	1.4%	1.2%	0.4%	1.2%
Kondur Petroleum SA	1.5%	2.5%	3.1%	0.8%	0.7%	0.5%	1.2%
PT Medo E&P Lematang	0.1%	0.0%	0.0%	1.3%	3.5%	1.9%	1.2%
Chevron Indonesia Company	2.9%	1.4%	0.9%	0.9%	0.6%	0.9%	1.0%
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	1.8%	2.3%	1.9%	0.9%	0.4%	0.3%	1.0%

Sumber: Estimasi Penulis

5.2.3. Rasio Gas Suar Bakar terhadap: Produksi Minyak (GFOR), Produksi Gas (GFGR), dan Barel Setara Minyak (GFBOE)

Alternatif lain dalam menganalisis produksi gas suar adalah dengan melihat rasio gas suar bakar terhadap produksi minyak (GFOR) yang ditunjukan dalam Tabel 5.3. Rata-rata GFOR selama 6 tahun (2007-2012) menunjukkan bahwa PT Medco E & P Lematang memiliki GFOR tertingg dengan nilai 537 mscf per barel, diikuti oleh BP Tangguh dengan nilai yang jauh dibawahnya yaitu 35,65 mscf per barel, Exxon Oil Indonesia dengan nilai 8.59 mscf per barel, dan Petrochina International Jabung dengan nilai 4,21 mscf per barel. Keempat perusahaan teratas dari segi GFOR ini dikategorikan sebagai perusahaan gas sehingga GFOR kurang relevan. Sementara itu untuk perusahaan minyak, perusahaan dengan nilai GFOR tertinggi adalah Camar Resources Canada, JOB Pertamina-Salawati, dan JOB Pertamina-Medco Tomori dengan rata-rata GFOR adalah 3,19 mscf, 2,56 mscf, dan 2,23 mscf, secara berturut-turut. Ketiga perusahaan ini merupakan target potensial untuk penurunan emisi gas suar bakar.

Tabel 5. 3: Rasio Gas Suar Bakar terhadap Produksi Minyak (GFOR): 15 Perusahaan Terbesar

COMPANY	Gas Flaring to Oil production ratio (mscf/barrel)							Status
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average	
PT Medo E&P Lematang	12.14	4.58	0.00	1,480	38,012	319,197	537	Gas
BP Tangguh	na	na	129.89	32.45	29.91	28.46	35.65	Gas
Exxon Oil Indonesia Ltd	0.00	0.00	0.01	0.72	0.00	42.64	8.59	Gas
Petrochina International Jabung Ltd	1.74	4.51	4.52	5.18	4.36	5.01	4.21	Gas
Camar Resources Canada	2.94	0.31	4.85	4.92	3.44	2.17	3.19	Oil
JOB Pertamina - Salawati	2.44	2.39	3.17	2.68	2.49	2.05	2.56	Oil
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	0.77	1.32	2.03	2.56	3.64	6.04	2.23	Oil
JOB Pertamina - Costa International Ltd	2.32	1.12	3.42	2.52	1.62	1.05	1.98	Gas
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	0.00	0.00	0.00	0.00	3.91	2.32	1.89	Gas
Star Energy (Kakap) Ltd	1.94	1.28	2.62	2.22	0.98	0.63	1.62	Gas
Premier Oil Natuna Sea BV	1.14	1.32	0.97	0.98	0.98	1.50	1.16	Gas
Pertamina and Partners	0.62	0.49	0.88	0.84	0.90	1.39	0.87	Oil
Kondur Petroleum SA	0.47	0.86	1.55	0.55	0.43	0.52	0.76	Oil
JOB Pertamina - Petrochina East Java	1.10	0.87	0.81	0.67	0.56	0.31	0.69	Oil
CNOOC SES LTD	0.62	1.02	0.52	0.47	0.57	0.67	0.65	Oil

Sumber: Estimasi Penulis

Catatan: Status adalah status dari perusahaan – produsen oil *atau* gas *(Lihat Bab V dan VI*)

Tabel 5.4 Memberikan Rasio Gas Suar Bakar terhadap Produksi Gas (GFGR) untuk 15 perusahaan teratas. JOB Pertamina-Medco Tomori Ltd menduduki peringkat tertinggi dengan rata-rata GFGR 0,99 mscf. JOB Pertamina Salawati dan Camar Resources Canada di peringkat kedua dan ketiga dengan rata-rata GFGR 0,94 mscf dan 0,90 mscf. Ketiga perusahaan ini memproduksi minyak sebagai produk utama (perusahaan minyak). Sementara itu, untuk perusahaan gas, 3 perusahaan dengan nilai GFGR tertinggi adalah PT Medo E&P Lematang (0.35 mscf); Petrochina International Jabung Ltd (0,28 mscf) dan BP Tangguh (0,16 mscf).

Tabel 5.3 dan 5.4 memberikan gambaran yang cukup jelas bahwa emiter utama dari segi GFOR sebagian besar adalah perusahaan gas dan emiter utama dari segi GFGR adalah produsen minyak utama. Hal ini karena produksi minyak dari produsen utama minyak relatif lebih tinggi dibanding produksi minyak yang dihasilkan oleh produsen gas sehingga menghasilkan pembagi lebih tinggi. Dengan demikian dapat disimpulkan bahwa GFOR tidak sepenuhnya relevan untuk digunakan dalam perusahaan gas (*gas producers*) dan GFGR tidak sepenuhnya relevan untuk mengevaluasi emisi di perusahaan minyak (*oil producers*).

Tabel 5. 4: Rasio Gas Suar terhadap Produksi Gas: 15 Perusahaan Teratas

COMPANY	Gas Flaring to Gas production ratio (mscf/mscf)							Status
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average	
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.95	0.99	Oil
JOB Pertamina - Salawati	1.00	1.00	1.00	0.88	0.81	0.75	0.94	Oil
Camar Resources Canada	1.00	0.08	0.92	0.96	1.00	1.00	0.90	Oil
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	1.00	1.00	1.00	0.00	1.00	1.00	0.86	Oil
JOB Pertamina - Petrochina East Java	1.00	1.00	0.83	0.59	0.48	0.30	0.65	Oil
Kondur Petroleum SA	0.48	0.64	0.79	0.50	0.43	0.50	0.60	Oil
Mobil Cepu Ltd	0.00	0.00	0.00	0.51	0.37	0.42	0.38	Oil
Citic Seram Energy Ltd	1.00	0.73	0.05	0.06	0.19	0.12	0.36	Oil
PT Medo E&P Lematang	0.25	0.57	0.00	0.39	0.35	0.34	0.35	Gas
PT Medco E&P Indonesia (Rimau)	0.57	0.40	0.24	0.23	0.01	0.15	0.32	Oil
Petrochina International Jabung Ltd	0.11	0.32	0.30	0.32	0.29	0.31	0.28	Gas
CNOOC SES LTD	0.31	0.30	0.17	0.16	0.17	0.19	0.22	Oil
PT. Chevron Pacific indonesia	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	Oil
BP Tangguh	0.00	0.00	0.51	0.15	0.14	0.13	0.16	Gas
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	0.00				0.16	0.11	0.13	Gas

Sumber: Estimasi penulis

Pada umumnya, minyak dan gas diproduksi secara bersamaan dalam proses produksi sehingga sangat sulit untuk memisahkan antara gas suar dari produksi minyak dan gas suar yang dihasilkan dari produksi gas, sehingga mengukur emisi atas dasar GFOR atau GFGR secara sendiri-sendiri tidaklah cukup. Oleh karena itu, ukuran yang lebih baik adalah dengan menggabungkan kedua ukuran tersebut. Hal ini dapat dilakukan dengan mengkonversi produksi gas alam menjadi setara minyak, atau sering disebut *barrel oil equivalent (BOE)* dan selanjutnya menjumlahkan produksi minyak dan gas dari suatu perusahaan dalam bentuk BOE. Rasio gas suar terhadap total produksi minyak dan gas atau BOE (GFBOE) dapat digunakan untuk mengukur jumlah gas suar per BOE. Tabel 5.5 adalah hasil estimasi GFBOE dari tahun 2007 sampai 2012 untuk 15 perusahaan teratas. Seperti terlihat di Tabel 5.5, 6 (enam) perusahaan memiliki GFBOE diatas 1,1 dan sisanya memiliki memiliki rata-rata GFBOE kurang dari 0,7. Camar Resources Canada memiliki GFBOE tertinggi dengan nilai 1,89.

Tabel 5. 5: Rasio Gas Suar Bakar terhadap BOE: 15 Perusahaan Teratas

COMPANY	Gas Flaring to BOE Production Ratio (mscf/BOE)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average
Camar Resources Canada	1.95	0.18	2.54	2.62	2.16	1.58	1.89
JOB Pertamina - Salawati	1.72	1.69	2.05	1.75	1.63	1.39	1.77
BP Tangguh	na	na	2.87	0.86	0.79	0.75	1.51
PT Medo E&P Lematang	1.32	1.92	0.00	2.24	2.01	1.95	1.50
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	0.68	1.08	1.50	1.78	2.24	2.89	1.45
Petrochina International Jabung Ltd	0.47	1.32	1.27	1.37	1.21	1.33	1.13
JOB Pertamina - Petrochina East Java	0.93	0.75	0.69	0.56	0.46	0.27	0.68
Kondur Petroleum SA	0.40	0.70	1.16	0.46	0.37	0.44	0.62
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	0.83	0.75	0.57	0.00	0.65	0.63	0.56
Star Energy (Kakap) Ltd	0.64	0.39	0.69	0.46	0.25	0.24	0.49
CNOOC SES LTD	0.46	0.64	0.34	0.31	0.36	0.42	0.42
JOB Pertamina - Costa International Ltd	0.38	0.19	0.63	0.38	0.29	0.24	0.37
Pertamina and Partners	0.28	0.22	0.37	0.37	0.38	0.62	0.32
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	0.21	0.32	0.36	0.15	0.06	0.08	0.22
Mobil Cepu Ltd	na	0.00	0.38	0.19	0.14	0.04	0.18

Sumber: Estimasi penulis

Data yang disajikan dalam Tabel 5.5 dan di lampiran menyarankan bahwa program untuk mengurangi gas suar akan memberikan hasil yang signifikan jika program tersebut ditargetkan kepada 15 sampai 20 emiter utama dalam hal GFBOE.

EMISI CO_2 DAN ALTERNATIF KEBIJAKAN UNTUK MEMINIMISASI GAS SUAR BAKAR DAN GAS BUANG

6

Bab 6 membahas tentang perhitungan emisi CO_2 dari gas suar bakar dengan menggunakan data yang dibahas di Bab 5. Hasil perhitungan emisi disajikan dengan menampilkan perusahaan yang menghasilkan emisi tertinggi baik secara absolut maupun secara relatif. Bab ini juga memberikan rekomendasi kebijakan untuk meminimalkan gas suar bakar, dimana salah satunya adalah kebijakan yang bersifat disinsentif. Disinsentif diberlakukan jika perusahaan memproduksi emisi CO_2 melebihi limit (threshold) tertentu.

6.1 Nilai Estimasi dari Emisi Gas Rumah Kaca (GHG)

Pembakaran (*flaring*) dan pembuangan (*venting*) gas alam biasanya terjadi sebagai bagian dari proses produksi minyak dan gas. Flaring adalah pembakaran gas alam di ruang terbuka dan venting adalah pembuangan gas alam langsung ke atmosfir tanpa melalui pembakaran. Tujuan dari flaring dan venting adalah untuk kepentingan keamanan selama proses produksi atau selama periode pemeliharaan; atau dilakukan jika pengolahan terhadap gas ikutan tidak mempunyai nilai ekonomis. *Flaring* dan *venting* sudah cukup lama menjadi perhatian karena emisi yang ditimbulkannya. Diperkirakan bahwa setiap tahun sekitar 360 juta ton CO_2 dilepaskan ke atmosfer melalui *flaring* dan *venting* (GGFR- World Bank). Jumlah emisi CO_2 yang dihasilkan dari proses produksi minyak dan gas ini dinilai cukup signifikan.

Sekitar 400 ladang minyak dan gas merupakan ladang aktif di Indonesia, dan jumlah sumur minyak dan gas diperkirakan akan terus meningkat di masa depan karena upaya pemerintah untuk meningkatkan produksi minyak dan gas untuk memenuhi kebutuhan dalam negeri. Oleh karena itu, emisi gas rumah kaca dari gas ikutan dalam proses produksi minyak dan gas juga diperkirakan akan meningkat, sehingga diperlukan usaha untuk meminimisasi *flaring* dan *venting* dari produksi minyak dan gas. Seperti dijelaskan di atas, ada dua pendekatan yang dapat digunakan untuk mengukur emisi CO_2 dari flaring: (i) menggunakan total gas suar dan (ii) menggunakan rasio antara gas suar terhadap produksi minyak/gas. Pendekatan pertama menghitung emisi CO_2 total (absolut) dari jumlah gas suar bakar pada waktu dan tempat tertentu.

Pendekatan kedua mencakup rasio antara gas suar terhadap produksi minyak (GFOR), rasio antara gas suar terhadap produksi gas (GFGR), dan rasio antara gas suar terhadap barel setara minyak (GFBOE). Barel setara minyak (BOE) adalah jumlah produksi minyak dan gas, dimana produksi gas dikonversi ke unit minyak (Satu BOE = 5.800,64 meter kubik gas alam). Rasio menunjukkan emisi CO_2 per unit minyak, gas, atau BOE yang diproduksi.

Rasio dinilai sebagai ukuran yang lebih tepat untuk mengukur gas suar bakar beserta emisi yang ditimbulkannya dibandingkan dengan nilai absolut dari volume gas suar.

Hal ini karena gas suar diperkirakan akan semakin besar dengan makin meningkatnya produksi minyak atau gas, sehingga ukuran relatif lebih masuk akal dan dapat diterima dari perspektif produsen minyak dan gas. Selain itu, untuk kepentingan keamanan, gas suar tidak mungkin ditekan sampai nol (*zero flare*).

Pada umumnya minyak dan gas diproduksi secara simultan dalam proses produksi sehingga sangat sulit untuk memisahkan gas suar yang berasal dari produksi minyak dengan gas suar yang dihasilkan dari produksi gas. Sehingga baik GFOR maupun GFGR perlu digunakan untuk mengukur emisi. Bagi perusahaan dimana minyak merupakan produk utama, GFOR akan lebih baik dibandingkan dengan GFGR; dan bagi perusahaan dimana gas merupakan produk utama, GFGR menjadi ukuran yang lebih baik dibandingkan dengan GFOR. Karena gas suar merupakan produk gabungan dalam proses produksi minyak dan gas, GFOR dan GFGR memberikan nilai rasio yang lebih besar *(over estimate*). Jadi ukuran terbaik dari ketiga rasio adalah GFBOE.

Berdasarkan penjelasan diatas, kajian ini menggunakan GFBOE untuk menghitung emisi CO_2 dan untuk menyusun suatu limit (*thresholds*) sebagai rekomendasi kebijakan yang akan dibahas dalam bab tujuh. Namun demikian, untuk analisis perbandingan, kedua pendekatan: GFOR dan GFGR akan digunakan untuk menghitung emisi CO_2 dan hasilnya dibahas terlebih dahulu.

Ada beberapa teknik untuk mengukur emisi CO_2 dari gas suar bakar. Salah satunya adalah metode sederhana dari EPA (*Environmental Protection Agency*) Amerika Serikat. Menurut EPA, setiap satu unit termal gas alam terdapat 0,005 metrik ton CO_2 dan setiap mscf gas alam terdapat 10,2 termal. Berdasarkan ukuran tersebut, kita bisa langsung memperkirakan atau menghitung jumlah emisi yang dihasilkan dari gas suar bakar di Indonesia.

6.1.1. Jumlah Emisi CO2 berdasarkan Total Gas Suar Bakar dan Gas Buang

Tabel 6.1 menyajikan emisi CO_2 berdasarkan total gas suar dan jenis kontrak. Seperti ditunjukkan di Tabel 6.1, PSC *offshore* menyumbang sebagian besar emisi dengan rata-rata emisi tahunan sebesar 4,45 juta metrik ton dari periode 2007 sampai 2012. PSC *onshore* menduduki ranking kedua dengan rata-rata emisi tahunan sebesar 2,38 juta metrik ton. Kedua PSC tersebut (*offshore* dan *onshore*) merupakan emiter terbesar. Hal ini dapat dimengerti mengingat kedua jenis PSC tersebut mendominasi produksi minyak. Pertamina & Partners merupakan *emitor* tertinggi ketiga yang menghasilkan emisi CO_2 tahunan sebesar 1,96 juta metrik ton. Sementara itu, JOB PSC offshore dan JOB PSC menyumbangkan emisi CO_2 sekitar 0,46 juta metrik ton.

Tabel 6. 1: Perkiraan Jumlah Emisi CO2 Menurut Jenis Kontrak

COMPANY	CO2 Emissions (million metric tons)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average
Pertamina and Partners	1.26	1.06	2.04	2.03	2.07	3.30	1.96
Sub Total JOB PSC Onshore	0.52	0.40	0.46	0.37	0.52	0.52	0.46
JOB PSC Offshore	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sub Total PSC Onshore	1.24	2.04	1.93	2.25	1.95	4.76	2.38
Sub Total PSC Offshore	1.92	2.19	4.19	4.60	4.26	4.22	4.45
Total Indonesia	4.94	5.69	8.62	9.24	8.81	12.81	9.26

Sumber: Perhitungan Penulis; Pertamina and Partners hanya untuk onshore

Hasil perkiraan total emisi CO_2 menurut perusahaan untuk 15 emiter terbesar disajikan pada Tabel 6.2. Berdasarkan nilai rata-rata selama enam tahun, BP Tangguh merupakan emitor terbesar dengan rata-rata emisi sebesar 2,67 juta metrik ton per tahun. Pertamina & Partners dan Petrochina International Jabung menduduki peringkat kedua dan ketiga dengan rata-rata emisi CO_2sebesar1,96 juta metrik ton dan 1,44 juta metrik ton. Ketiga emiter terbesar secara bersama-sama menyumbangkan 74% dari total emisi CO_2. Sementara itu, emisi CO_2 yang dihasilkan dari perusahaan lain adalah kurang dari 0,5 juta metrik ton (Daftar seluruh perusahaan dapat dilihat pada Lampiran 7).

Tabel 6. 2: Nilai Perkiraan Emisi CO2 Menurut Perusahaan

COMPANY	CO2 Emissions (million metric tonnes)							Status
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average	
BP Tangguh	-	-	2.13	2.90	2.81	2.84	2.67	Gas
Pertamina and Partners	1.26	1.06	2.04	2.03	2.07	3.30	1.96	Oil
Petrochina International Jabung Ltd	0.60	1.65	1.58	1.78	1.43	1.57	1.44	Gas
CNOOC SES LTD	0.59	0.88	0.42	0.36	0.37	0.40	0.50	Oil
Total Indonesie	0.41	0.60	0.62	0.59	0.41	0.37	0.50	Gas
Exxon Oil Indonesia Ltd	-	-	0.00	0.07	-	2.66	0.45	Gas
JOB Pertamina - Salawati	0.33	0.21	0.24	0.15	0.10	0.07	0.18	Oil
Star Energy (Kakap) Ltd	0.27	0.14	0.17	0.12	0.06	0.04	0.14	Gas
Conoco Phillips Indonesia Ltd	0.16	0.16	0.16	0.16	0.10	0.06	0.13	Oil
PHE / BP West Java Ltd	0.09	0.09	0.17	0.11	0.21	0.08	0.12	Oil
JOB Pertamina - Petrochina East Java	0.14	0.12	0.14	0.13	0.10	0.05	0.11	Oil
Kondur Petroleum SA	0.07	0.14	0.26	0.08	0.06	0.07	0.11	Oil
PT Medo E&P Lematang	0.01	0.00	-	0.12	0.30	0.24	0.11	Gas
Chevron Indonesia Company	0.14	0.08	0.07	0.08	0.05	0.12	0.09	Oil
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	0.09	0.13	0.16	0.09	0.03	0.04	0.09	Oil

Sumber: Estimasi penulis

Catatan: Status adalah status dari perusahaan – produsen oil *atau* gas

6.1.2. Estimasi Emisi CO2 Dengan Menggunakan Rasio

Hasil estimasi emisi CO_2 berdasarkan GFOR untuk kategori perusahaan minyak disajikan pada Tabel 6.3. Nilai emisi adalah dalam kilogram per barel minyak. Seperti ditunjukkan di tabel, Camar Resources merupakan emitor terbesar dengan rata-rata GFOR (2007-2012) sebesar 162,9 kilogram. JOB Pertamina - Salawati di peringkat kedua dengan GFOR 130,6 dan JOB Pertamina - Medco Tomori di peringkat ketiga dengan rata-rata emisi CO_2sebesar 113,6 kilogram. Sedangkan perusahaan minyak lainnya menghasilkan emisi CO_2 kurang dari 50 kilogram untuk setiap barel minyak yang diproduksi. Beberapa perusahaan bahkan menghasilkan emisi CO_2 per barel relatif rendah seperti PT Medco E dan P Indonesia, Chevron Indonesia, dan Citic Seram Energy Ltd.

Tabel 6. 3: Hasil Estimasi Emisi CO2 Berdasarkan GFOR untuk 15 Perusahaan Minyak Teratas

COMPANY	CO2 Emissions Based on GFOR (kilograms per barrel)							Status
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average	
Camar Resources Canada	150.17	15.83	247.45	250.94	175.20	110.61	162.94	Oil
JOB Pertamina - Salawati	124.33	121.83	161.89	136.66	127.16	104.42	130.56	Oil
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	39.37	67.39	103.43	130.71	185.56	308.29	113.55	Oil
Pertamina and Partners	31.86	25.23	44.67	43.05	45.79	70.89	44.19	Oil
Kondur Petroleum SA	23.93	43.93	78.92	28.06	22.09	26.56	38.82	Oil
JOB Pertamina - Petrochina East Java	56.31	44.23	41.12	34.17	28.44	16.05	35.30	Oil
CNOOC SES LTD	31.53	51.85	26.34	24.06	29.18	33.96	33.20	Oil
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	49.07	43.85	32.32	0.00	37.50	35.76	30.88	Oil
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	25.52	39.69	51.61	29.44	11.81	16.30	29.90	Oil
PHE / BP West Java Ltd	10.86	10.25	19.70	10.83	18.18	6.63	12.61	Oil
Kodeco Energy Ltd	16.47	8.37	12.10	9.70	8.72	18.15	11.94	Oil
Petrochina International Bermuda Ltd	2.68	2.83	5.36	6.50	8.02	49.56	11.36	Oil
PT Medco E&P Indonesia (Rimau)	17.57	15.18	6.96	5.54	0.32	3.92	9.41	Oil
Chevron Indonesia Company	14.38	8.35	8.27	8.73	5.08	11.55	9.38	Oil
Citic Seram Energy Ltd	28.73	1.76	1.47	1.94	6.26	4.74	9.23	Oil

Sumber: Estimasi Penulis

Emisi CO_2 menurut GFGR untuk perusahaan gas disajikan pada Tabel 6.4. Seperti diperlihatkan di tabel bahwa semua perusahaan gas besar memproduksi emisi CO_2 kurang dari 20 kilogram per mscf gas alam. *Emiter* teratas adalah PT Medco E&P Lematang dengan rata-rata emisi CO_2 sebesar 17,8 kilogram untuk setiap unit mscf gas yang diproduksi, diikuti oleh Petrochina International Jabung dengan GFGR sebesar 14,1 kilogram. BP Tangguh dan JOB Pertamina-Talisman berada di urutan ketiga dan keempat dengan masing-masing menghasilkan emisi CO_2 sebesar 8,4 kilogram dan 6,6 kilogram per mscf gas yang diproduksi.

Tabel 6. 4: Hasil Estimasi Emisi CO2 Menurut GFGR untuk 15 Perusahaan Gas Teratas

COMPANY	CO2 Emissions Based on GFGR (kilograms/mscf)							Status
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average	
PT Medo E&P Lematang	12.99	29.13	0.00	19.73	17.71	17.14	17.77	Gas
Petrochina International Jabung Ltd	5.68	16.47	15.51	16.39	14.75	15.89	14.06	Gas
BP Tangguh	0.00	0.00	25.81	7.73	7.13	6.74	8.39	Gas
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	0.00	0.00	0.00	0.00	8.18	5.78	6.64	Gas
Star Energy (Kakap) Ltd	8.38	4.93	8.30	5.14	2.99	3.40	5.85	Gas
Exxon Oil Indonesia Ltd	0.00	0.00	0.01	0.32	0.00	18.95	4.24	Gas
JOB Pertamina - Costa International Ltd	3.96	2.06	6.83	3.94	3.10	2.71	3.75	Gas
HESS (Indonesia Pangkah) Ltd	0.39	0.52	0.98	2.01	1.72	1.19	1.06	Gas
Premier Oil Natuna Sea BV	1.16	1.04	0.63	0.56	0.74	0.82	0.82	Gas
Total Indonesie	0.40	0.59	0.62	0.60	0.47	0.54	0.54	Gas
Kangean Energy Indonesia Ltd	0.53	0.43	0.31	0.27	0.23	0.45	0.41	Gas
PT Vico Indonesia	0.36	0.26	0.24	0.23	0.24	0.28	0.27	Gas
Santos (Madura Offshore) Pty Ltd	0.05	0.03	0.04	0.08	0.14	0.85	0.19	Gas
Conoco Phillips (Grissik) Ltd	0.32	0.20	0.12	0.08	0.16	0.08	0.15	Gas

Sumber: Estimasi Penulis

Emisi CO_2 dapat juga dihitung dengan menggunakan BOE (*Barrel Oil Equivalent*) Ratio (GFBOE). BOE adalah jumlah produksi minyak dan gas bumi yang dinyatakan dalam barel setara minyak. Pada umumnya gas ikutan (*flaring* dan *venting*) dihasilkan dari perusahaan yang memproduksi minyak dan gas secara bersamaan, maka BFBOE merupakan ukuran emisi yang lebih baik dibandingkan GFOR dan GFGR. Hasil

perhitungan emisi CO_2 berdasarkan GFBOE yang disajikan dalam Tabel 6.5 menunjukkan bahwa Camar Resources Canada adalah perusahaan yang menghasilkan emisi CO_2 terbesar dengan nilai sebesar 96,4 kilograms per BOE. Sedangkan emiter kedua berdasarkan GFBOE adalah JOB Pertamina-Salawati dengan nilai 90,3 kilogram. Perusahaan lain yang masuk dalam kategori 5 emitor terbesar adalah BP Tangguh, PT Medco E&P Lematang, and Petrochina International Jabung.

Tabel 6. 5: Hasil Estimasi Emisi CO2 Menurut GFBOE untuk 15 Perusahaan Teratas

COMPANY	CO2 Emissions Based on Gas Flaring to BOE Ratio (Kilograms/BOE)							Status
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average	
Camar Resources Canada	99.45	9.18	129.54	133.62	110.16	80.58	96.39	Oil
JOB Pertamina - Salawati	87.72	86.19	104.55	89.25	83.13	70.89	90.27	Oil
BP Tangguh	na	na	146.37	43.86	40.29	38.25	77.01	Gas
PT Medo E&P Lematang	67.32	97.92	0.00	114.24	102.51	99.45	76.50	Gas
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	34.68	55.08	76.50	90.78	114.24	147.39	73.95	Oil
Petrochina International Jabung Ltd	23.97	67.32	64.77	69.87	61.71	67.83	57.63	Gas
JOB Pertamina - Petrochina East Java	47.43	38.25	35.19	28.56	23.46	13.77	34.68	Oil
Kondur Petroleum SA	20.40	35.70	59.16	23.46	18.87	22.44	31.62	Oil
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	42.33	38.25	29.07	0.00	33.15	32.13	28.56	Oil
Star Energy (Kakap) Ltd	32.64	19.89	35.19	23.46	12.75	12.24	24.99	Oil
CNOOC SES LTD	23.46	32.64	17.34	15.81	18.36	21.42	21.42	Oil
JOB Pertamina - Costa International Ltd	19.38	9.69	32.13	19.38	14.79	12.24	18.87	Gas
Pertamina and Partners	14.28	11.22	18.87	18.87	19.38	31.62	16.32	Oil
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	10.71	16.32	18.36	7.65	3.06	4.08	11.22	Oil
Mobil Cepu Ltd	na	0.00	19.38	9.69	7.14	2.04	9.18	Oil

Sumber: Estimasi Penulis

Analisis ini memberikan empat pengamatan kunci, yaitu :

1. Bahwa emisi dari gas suar (*flaring*) terkonsentrasi pada beberapa perusahaan saja;

2. Bahwa produksi minyak di daratan (*onshore*) menghasilkan rasio emisi terhadap BOE terbesar;

3. Bahwa terdapat variasi yang cukup signifikan dalam emisi terhadap BOE dari waktu ke waktu; dan

4. Bahwa terdapat perbedaan yang nyata antara perusahaan dengan emisi terbesar dan perusahaan dengan emisi terendah, dimana rasio emisi terhadap BOE untuk perusahaan teratas (*theworst performing company*) adalah 10 kali lipat lebih besar dari *the best perfroming company*.

Keempat hasil pengamatan kunci tersebut akan dibahas dibawah ini dan menjadi dasar untuk rekomendasi kebijakan.

6.2 Rekomendasi Kebijakan untuk Meminimasi Gas Suar Bakar

Flaring dan *venting* merupakan hal yang umum dan penting dalam produksi minyak dan gas, terutama untuk alasan keamanan. Dalam situasi darurat di mana peralatan

atau pipa *over-pressure*, *flaring* dilakukan untuk menghindari risiko yang tinggi seperti kemungkinan terjadinya ledakan. Selama masa pemeliharaan dan perbaikan peralatan, *flaring* juga digunakan sebagai outlet untuk gas sampai kegiatan pemeliharaan selesai[38]. Setiap kebijakan yang dimaksudkan untuk mengurangi atau meminimalkan gas suar bakar sebaiknya mempertimbangkan batas maksimum gas yang diperbolehkan untuk dibakar untuk alasan keamanan tersebut. Tetapi pembatasan tersebut tidaklah mudah karena setiap sumur minyak atau gas memiliki karakteristik yang berbeda-beda. Selain itu, setiap kebijakan harus mempertimbangkan juga bahwa produksi gas ikutan (*associated gas*) dari sumur minyak menurun dari waktu ke waktu, biasanya dengan laju penurunan yang berbeda dari laju penurunan produksi minyak itu sendiri (EERC, 2013).

Praktek *flaring* dan *venting* tidak semata-mata hanya untuk alasan keamanan. Perusahaan dapat menjual sebagian atau seluruh gas ikutan. Tetapi hal ini tidak selamanya dapat dilakukan baik secara teknis maupun ekonomis karena berbagai alasan seperti kedekatan geografis, ketersediaan pelanggan, dan kebijakan pemerintah tentang energi. Pada umumnya, sumur minyak atau gas berada di daerah terpencil sehingga biaya transportasi dan pengolahan gas mungkin tidak layak secara ekonomis. Mekanisme lain untuk meminimalkan *flaring* atau *venting* adalah dengan menyuntikkan kembali (*re-injecting*) gas ke dalam reservoir bawah tanah untuk digunakan di masa depan atau digunakan untuk menambah tekanan untuk meningkatkan produksi minyak mentah; tetapi kegiatan ini mungkin tidak layak secara ekonomis. Oleh karena itu, jika semua mekanisme tidak layak baik secara teknis maupun ekonomis, gas ikutan mungkin harus dibakar (*flared*) sebagai produk limbah. Akan tetapi, jika denda dalam bentuk nominal atau bentuk peraturan lainnya diberlakukan untuk kegiatan *flaring,* diharapkan dapat meningkatkan nilai ekonomis dari pemanfaatan gas ikutan dan kemungkinan dapat mengurangi kegiatan *flaring*[39].

Karena dampak lingkungan lokal dan potensi untuk meningkatkan pemanasan global, *flaring* dan *venting* harus diminimisasi. Kajian ini memberikan tiga alternatif potensial untuk mengurangi atau meminimalkan kegiatan *flaring* dan *venting*.

6.2.1. Komersialisasi *Flaring* Melalui Regulasi

Jumlah gas suar bakar dari produksi minyak dan gas di Indonesia pada tahun 2012 mencapai 246.253 MMSCF atau sekitar 18,5% total konsumsi gas dalam negeri. Lima perusahaan emiter teratas memberikan kontribusi sekitar 81% dari total gas suar atau sekitar 199.465 juta metrik ton. Jumlah ini merupakan 15% dari total konsumsi gas dalam negeri.

[38] Understanding the basics of gas flaring:
http://www.epa.state.oh.us/portals/0/General%20pdfs/gas%20flaring.pdf

[39]Selama pengembangan petroleum dan/atau dimana tidak ada infrastrukturuntuk membawa ke pasar, tidak ada pilihan kecuali melakukan *flaring* atau *venting* gas ikutan dan dilakukan berdasarkan peraturan yang ada dan sanksi terbatas.

Perusahaan, bersama-sama dengan pemerintah (SKK Migas) dapat memanfaatkan gas suar dengan menjual gas kepada pihak lain dengan harga yang wajar sehingga pengolahan gas tersebut layak secara ekonomi. Namun, data yang diperoleh melalui wawancara pribadi dengan praktisi menunjukkan bahwa mendapatkan gas ikutan (*associated gas*) dari perusahaan minyak dan gas sangat sulit, terutama karena dua alasan: (i) perusahaan/SKK Migas tidak terlalu tertarik untuk menjual gas; dan/atau (ii) perusahaan/SKK Migas menetapkan harga cukup tinggi sehingga membuat pengolahan gas ikutan tidak layak secara ekonomis, meskipun secara teknis layak.

Apa yang dapat dilakukan oleh pemerintah? Berikut ini adalah beberapa alternatif yang dapat dilakukan.

1. **Menentukan tingkat harga gas ikutan.** Pemerintah dapat menentukan tingkat harga gas ikutan yang dijual untuk tujuan komersial kepada pihak ketiga atau pengusaha pengolahan gas ikutan. Tingkat harga yang ditentukan harus dapat memberikan pendapatan yang menghasilkan tingkat kembalian investasi (*rate of return*) yang secara ekonomis dapat diterima. Tingkat *rate of return* ini harus disetujui oleh para pihak atau ditentukan oleh pemerintah. Selain itu, mengingat bahwa sumur minyak mempunyai karakteristik tertentu dan bersifat lokasi spesifik (kedekatan geografis, infrastruktur yang tersedia, dll); tingkat harga dapat berbeda dari satu lokasi ke lokasi lainnya dan harus ditinjau secara reguler.

2. **Insentif untuk pengolah gas ikutan.** Pengolahan gas ikutan memerlukan investasi yang tinggi. Sebagai contoh, instalasi pabrik LPG mini dengan kapasitas 15 mmscf per hari membutuhkan total investasi sekitar Rp 30 juta (Lihat Bab IV). Studi kasus yang disajikan di Bab IV memberikan negatif Net Present Value dan IRR. Tetapi dengan melakukan pembiayaan CDM bisa menghasilkan positif NPV dan IRR. Hal ini menunjukkan bahwa untuk mengurangi emisi potensial, penanganan gas suar memerlukan intervensi pemerintah - terutama dalam bentuk insentif yang difokuskan kepada peningkatan akses ke modal dan mengurangi biaya kapital. Hal ini karena investasi infrastruktur tampaknya dibutuhkan di tempat-tempat dengan fasilitas untuk pengolahan gas suar minimal atau tidak ada sama sekali sehingga hanya *flaring* atau *venting* yang merupakan alternatif yang bisa dilakukan. Hasil interview juga menyatakan bahwa perusahaan minyak dan gas tampaknya tidak terlalu tertarik untuk mendanai pembangunan infrastruktur. Akibatnya, perusahaan pengolahan gas yang biasanya merupakan perusahaan kecil perlu menyediakan infrastruktur, tetapi mereka mungkin menghadapi kendala modal dan biaya kapital (pinjaman) yang tinggi. Insentif untuk berinvestasi bisa dalam bentuk pengurangan pajak (melalui Peraturan Perundang-undangan yang ada), *tax rebates* atas investasi, pinjaman lunak (baik dari dana internasional seperti pembiayaan perubahan iklim atau dari sumber domestik seperti Pusat Investasi Pemerintah), atau instrumen fiskal lainnya. Insentif yang diberikan, baik secara terpisah ataupun kombinasi dari beberapa insentif harus bisa memberikan nilai ekonomis dari NPV dan IRR.

3. **Pemberlakuan fiskal disinsentif terhadap emiter.** Ada tiga keuntungan dari pemberian penalti moneter terhadap gas suar bakar: a) pembebanan biaya pada pihak-pihak yang dapat mengurangi gas suar: produsen minyak dan gas; b) biaya dikenakan terhadap margin, sehingga secara langsung akan menghambat *flaring*; c) memberikan pendapatan, yang selanjutnya dapat digunakan untuk mendanai proyek-proyek pengurangan gas suar lainnya, seperti pembangunan infrastruktur. Kelemahan dari alternatif kebijakan ini adalah berupa pembebanan moneter (biaya) terhadap gas suar yang sebenarnya digunakan untuk tujuan keselamatan dan kemungkinan adanya oposisi politik karena produksi gas ikutan rendah menyebabkan rendahnya produksi minyak dan gas, meskipun pengalaman internasional menunjukkan hal ini belum tentu benar. Dasar untuk memberlakukan disinsentif fiskal sebenarnya sudah ada. Sejumlah peraturan yang terkait dengan isu-isu lingkungan telah dikeluarkan dalam hukum. seperti: (i) Peraturan Pemerintah Nomor 28/2008; (ii) Undang-Undang Nomor 32/2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan; (iii) Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No. 5/2011; (iv) Peraturan Pemerintah No. 28/2008; (v) Peraturan Menteri Keuangan No.130 / 2011; (vi) Peraturan Menteri Keuangan Nomor 76/2012; dan (vii) Peraturan Kementerian Lingkungan Hidup No. 5/2011. Instrumen ekonomi lingkungan dan beberapa insentif fiskal dan/atau disinsentif fiskal disebutkan dalam peraturan-peraturan tersebut diatas. Tetapi tidak satupun yang menyebutkan secara detail bagaimana instrumen ekonomi lingkungan atau sistem fiskal dapat diterapkan. Jadi peraturan-peraturan lebih banyak bersifat normatif. Agar peraturan-peraturan dapat efektif dan efisien, maka mekanisme dari peraturan tersebut harus disusun secara spesifik termasuk memberikan nilai-nilai atau angka-angka yang berkaitan dengan instrumen ekonomi lingkungan dan kebijakan fiskal lainnya. Hal ini mencakup apa dan bagaiamana insentif/disinsentif diterapkan pada perusahaan yang melaksanakan peraturan dengan baik (*compliance with the regulation*) dan bagaimana mekanisme dari pelaksanaan insentif atau disinsentif tersebut dilaksanakan. Instrumen ekonomi dan fiskal harus dirancang dengan hati-hati dan berada di luar lingkup kajian ini. Namun, alternatif mekanisme disinsentif dijelaskan dalam Bagian 6.2.3.

4. **Kombinasi kebijakan antara butir 1 tentang harga gas suar yang wajar, butir 2 tentang insentif untuk investasi, dan butir 3 tentang kebijakan disinsentif.** Tujuan utama dari kebijakan adalah agar investasi untuk pengolahan gas suar menguntungkan dengan tingkat pengembalian investasi (*rate of return*) yang wajar, serta mendorong emiter untuk mengurangi emisi dari kegiatan *flaring* dan menghindari denda yang relatif tinggi. Pendapatan yang diperoleh dari denda karen *flaring* dapat digunakan untuk insentif investasi usaha pengolahan gas suar. Hal ini berarti bahwa produsen migas memiliki alternatif dalam menghadapi kebijakan disinsentif (penalty) karena kegiatan *flaring*. Skema ini dinilai cukup fair karena bersifat *revenue-neutral*. Para pemangku kepentingan harus mempertimbangkan lebih jauh pendekatan yang cocok untuk menentukan sistem harga gas suar dan kebijakan insentif seperti

disebutkan dalam butir 1 sampai 3 diatas. Kajian ini tidak membahas secara lebih detail tentang penentuan harga dan sistim insentif, oleh karena itu diperlukan kajian lanjutan yang komprehensif untuk mengkaji secara lebih spesifik dan lebih detail tentang penentuan harga gas suar dan jenis maupun skema iinstrumen fiskal. Selain itu, studi lanjutan ini harus dapat menunjukkan bahwa kombinasi kebijakan bisa saja tidak sepenuhnya diperlukan jika dalam batas-batas tertentu harga gas suar jauh lebih tinggi dari sumber-sumber lainnya atau rendahnya harga dikarenakan adanya subsidi. Subsidi sebenarnya dapat membantu menciptakan permintaan pasar, tetapi pembuat kebijakan bisa saja meningkatkan disinsentif terhadap kegiatan *flaring* yang jumlahnya sama dengan besarnya subsidi dan menghasilkan dampak yang sama tetapi dengan peraturan yang tidak terlalu kompleks dan tidak terlalu mahal.

5. **Mengembangkan dan menerapkan suatu sistem seperti Kontrak Bagi Hasil antara perusahaan migas dan prosesor gas suar.** Perusahaan minyak atau gas dengan izin dari SKK Migas dapat membentuk kontrak bagi hasil dengan prosesor gas. Dalam hal ini, perusahaan atau SKK Migas tidak perlu mengatur harga gas suar. Sebaliknya, perusahaan bisa mengalokasikan gas suar kepada prosesor gas, yang jumlahnya dapat dinilai sebagai bagian investasi *(share*) dalam perjanjian kontrak. Walaupun ada kontribusi gas suar dari perusahaan migas, tanggung jawab investasi dan pengelolaan sepenuhnya terletak pada prosesor gas suar sehingga biaya pengelolaan tidak merupakan bagian dari *cost recovery*. Namun, karena besarnya investasi modal yang diperlukan, prosesor gas suar dapat mengajukan kepada pemerintah untuk mendapatkan insentif, seperti yang dibahas dalam butir-butir sebelumnya. Tujuan utama dari insentif yang diminta adalah untuk meperoleh hasil investasi yang layak (*reasonable rate of retun*). Mengingat risiko yang lebih tinggi yang dihadapi prosesor gas dibandingkan dengan rekomendasi butir 4 diatas, bantuan pemerintah kemungkinan akan lebih tinggi. Karena itu, rekomendasi 4 terlihat lebih adil dalam hal alokasi atau pembagian risiko sehingga tidak perlu memberikan beban yang lebih tinggi kepada pemerintah, sementara prosesor gas menghadapi risiko lebih tinggi.

6.2.2. Memberlakukan Secara Tegas Peraturan Pemerintah Kepada Perusahaan Minyak dan Gas

Pemerintah harus aktif untuk melakukan kerja sama dengan perusahaan minyak dalam rangka memitigasi emisi gas ikutan dari proses produksi minyak dan gas. Keterlibatan Pemerintah Indonesia dengan Kemitraan GGFR (*Global Gas Flaring Reduction*) merupakan langkah positif dalam rangka mitigasi emisi dari gas suar bakar tersebut. Namun, pemerintah harus lebih pro aktif dengan memperkenalkan peraturan yang mewajibkan perusahaan untuk mengurangi gas suar bakar. Langkah-langkah khusus dalam bentuk insentif atau disinsentif perlu dikembangkan sehingga perusahaan-perusahaan migas secara aktif berpartisipasi dalam program pengurangan emisi.

Chevron merupakan contoh perusahaan yang secara aktif mencari peluang untuk mengurangi gas suar bakar secara global, termasuk di Indonesia. Chevron juga anggota dari Kemitraan GGFR yang dipimpin oleh Bank Dunia. Pada tahun 2010, misalnya, Chevron menginvestasikan USD 258 juta dalam proyek pemanfaatan gas ikutan di Kazakhstan yang menghasilkan "*zero flare*", kecuali hanya untuk tujuan keselamatan.

Chevron juga melakukan investasi dalam serangkaian upaya pengurangan gas suar bakar di Nigeria melalui re-injeksi gas ikutan. Sejak 2009, perusahaan lepas pantai Chevron di Agbami tidak lagi memproduksi gas suar bakar. Chevron juga mengembangkan pengolahan gas di Proyek Gas Escravos yang mampu meningkatkan pengolahan gas hampir 400 mmcf per hari.

Chevron terus bekerja di seluruh dunia untuk mengurangi gas suar bakar yang berasal dari seluruh ladang migasnya. Di Angola, Chevron telah mampu mengurangi gas suar bakar secara rutin sekitar 50 mmcf per hari di ladang Takula. Di Indonesia, laporan menunjukkan bahwa gas suar bakar dari ladang-ladang Chevron mencapai "*zero flare*" sejak tahun 2008 (Lampiran 3).

Berdasarkan kasus Chevron, sangat mungkin bahwa praktek gas suar bakar dapat dikurangi secara substansial. Kemitraan pemerintah yang aktif dengan perusahaan-perusahaan minyak dan gas harus dikembangkan dan dimasukkan ke dalam kerangka regulasi yang tepat sehingga perusahaan minyak dan gas memiliki kewajiban untuk mencari cara untuk mengurangi gas suar bakar yang berasal dari ladang-ladang minyak dan gas mereka. Pengembangan kemitraan ini mungkin akan relatif lebih mudah karena hanya sejumlah kecil perusahaan saja yang berkontribusi terhadap sebagain besar gas suar bakar.

6.2.3. Disinsentif

Sebagaimana dibahas dalam Bagian 6.2.1 salah satu pilihan kebijakan yang paling efektif adalah dengan memberlakukan skema disinsentif dengan memberikan denda kepada perusahaan-perusahaan minyak dan gas yang memproduksi gas suar bakar melebihi ambang batas tertentu. Pertanyaannya adalah bagaimana menentukan ambang batas tersebut karena beberapa pertimbangan seperti lokasi setiap ladang minyak dan gas mempunyai karakteristik yang sangat spesifik, usia ladang/sumur yang berpengaruh pada produksi minyak dan gas, dan dalam batas tertentu gas suar bakar diperlukan untuk keperluan keamanan dan pemeliharaan. Pembahasan mengenai apakah regulasi tentang gas suar bakar bersifat universal atau kasus demi kasus telah dilakukan di tingkat internasional dan setiap negara mempunyai regulasi yang berbeda-beda. Misalnya di Norwegia, gas suar bakar diatur kasus per kasus; sedangkan di Alberta penanganannya bersifat universal.

Untuk mengakomodasi perbedaan karakteristik dari sumur/ladang minyak, ambang batas dalam kajian ini ditentukan berdasarkan kontrak dan lokasi. Besarnya ambang batas ditentukan dengan menggunakan ratio gas suar bakar terhadap BOE (GFBOE)

dan standar deviasi. Rata-rata dari GFBOE dan deviasi standarnya disajikan dalam Tabel 6.6.

Tabel 6.6 menunjukkan rata-rata dari GFBOE atas dasar perusahaan di setiap kategori kontrak dan selama rentang lima tahun (2007-2012). Standar deviasi dihitung berdasarkan perusahaan (*across companies*) untuk setiap tahunnya. Khusus untuk untuk Pertamina & Partners dan PSC JOB lepas pantai, standar deviasi dihitung berdasarkan data runut waktu (*time series*) karena hanya ada satu perusahaan dalam kategori ini. Seperti terlihat dalam Tabel 6.6, standar deviasi untuk Pertamina & Partners adalah 0,12 dan untuk JOB PSC lepas pantai adalah 0,14.

Tabel 6. 6: Rasio Gas Suar Bakar terhadap BOE (GFBOE) menurut Kontrak dan Lokasi

Type of Contracts	Gas Flaring to Barrel Oil Equivalent (BOE) Ratio (mscf/BOD)							
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average	STD
Pertamina and Partners	0.28	0.22	0.37	0.37	0.38	0.62	0.38	0.12
Standard Deviation	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
JOB PSC Onshore	0.89	0.78	0.88	0.71	0.71	0.57	0.74	0.11
Standard Deviation	0.63	0.65	0.80	0.79	0.82	1.02	0.69	0.24
JOB PSC Offshore	0.38	0.19	0.63	0.38	0.29	0.24	0.35	0.14
Standard Deviation	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
PSC Onshore	0.07	0.12	0.11	0.13	0.12	0.30	0.14	0.07
Standard deviation	0.38	0.57	0.34	0.64	0.58	0.71	0.55	0.11
PSC Offshore	0.10	0.11	0.20	0.20	0.20	0.22	0.21	0.05
Standard Deviation	0.51	0.10	0.92	0.66	0.55	0.41	0.52	0.30
Indonesia	0.12	0.13	0.20	0.20	0.20	0.31	0.21	0.06
Standard Deviation	0.48	0.49	0.73	0.67	0.63	0.69	0.57	0.26

Sumber: hasil estimasi
Catatan: Pertamina and Partners hanya untuk daratan (onshore)

Ambang batas maksimum adalah rata-rata kategori ditambah satu standar deviasi. Oleh karena itu, jika GFBOE sebuah perusahaan melebihi ambang batas maksimum, maka perusahaan wajib membayar kelebihannya sesuai dengan harga pasar CO_2.

Ambang batas perusahaan juga dapat ditentukan dengan menggunakan data historis (*time series*) GFBOE dan standar deviasi. Tetapi metode ini tidak memiliki kontrol dari perusahaan lain, sehingga setiap perusahaan mungkin tidak pernah akan mendapat sanksi atau denda (motivasi untuk mengurangi emisi) meskipun tingkat gas suar bakarnya cukup tinggi. Sebagai contoh, jika sebuah perusahaan memproduksi gas suar bakar cukup tinggi (nilai GFBOE tinggi) selama lima tahun terakhir tetapi dengan standar deviasi yang sangat rendah karena variasi tahunan yang rendah, maka perusahaan akan tetap berada dalam kisaran GFBOE yang bebas dari denda.

Ambang batas maksimum yang diperbolehkan untuk menghindari disinsentif dapat ditentukan sebagai berikut :

$$TX_{it} = \bar{X} + SD_{it}$$

Dimana:

TX_{it} = $Ambang\ batas\ maksimum\ pada\ kategori\ i\ dan\ tahun\ t$

$\bar{X}_i$ = $Kategori\ rata-rata\ \ pada\ kategori\ i$

SD_{it} = $standar\ deviasi\ pada\ kategori\ i\ dan\ tahun\ t$

Rumus di atas menunjukkan bahwa ambang batas maksimum bersifat dinamis, artinya bahwa ambang batas berubah dari waktu ke waktu, tergantung pada rasio rata-rata gas suar bakar terhadap produksi minyak dan standar deviasinya dalam tahun tertentu. Berdasarkan Tabel 6.6 di atas, nilai ambang batas maksimum untuk setiap jenis kontrak dan tahun dapat secara langsung ditentukan dan hasilnya diberikan pada Tabel 6.7 .

Tabel 6. 7: Ambang Batas MaksimumMenurut Kategori dan Tahun

Type of Contracts	Estimates Maximum Thresholds						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average
Pertamina and Partners	0.41	0.34	0.50	0.49	0.50	0.74	0.50
JOB PSC Onshore	1.52	1.42	1.69	1.50	1.53	1.59	1.42
JOB PSC Offshore	0.52	0.34	0.78	0.52	0.43	0.38	0.49
PSC Onshore	0.46	0.69	0.46	0.77	0.70	1.01	0.69
PSC Offshore	0.61	0.21	1.12	0.86	0.75	0.63	0.73
Indonesia	0.60	0.62	0.92	0.87	0.83	1.00	0.78

Sumber: hasil estimasi; Catatan: Pertamina and Partners hanya untuk daratan (onshore)

Dari Table 6.7 terlihat adanya variasi yang cukup besar dalam ambang batas maksimum rata-rata, terutama untuk PSC JOB daratan. Salah satu penyebabnya adalah jumlah pengamatan (perusahaan) yang digunakan untuk menghitung rata-rata dan standar deviasi. Sebagaimana dinyatakan di atas, Pertamina & Partners dan JOB PSC lepas pantai masing-masing memiliki satu pengamatan atau perusahaan sehingga deviasi standar dihitung dengan menggunakan observasi data historis (*time series)*. Di sisi lain perhitungan pada JOB PSC daratan menggunakan 5 pengamatan atau perusahaan. Oleh karena itu, deviasi standar dihitung dengan menggunakan data *cross section*. Hal ini menghasilkan deviasi standar yang lebih tinggi dibandingkan dengan di Pertamina & Partners maupun JOB PSC lepas pantai.

Bagaimana kita menafsirkan Tabel 6.7? Setiap perusahaan yang memiliki GFBOE lebih besar dari ambang batas maksimum akan menghadapi skema disinsentif. Sebagai contoh pada tahun 2012, di bawah PSC lepas pantai dengan ambang GFBOE 0,73, Camar Resources Canada dengan GFBOE 1,58 dan BP Tangguh dengan GFBOE 0,75 akan menghadapi disinsentif berupa denda jika regulasi telah diberlakukan. Berdasarkan PSC daratan dengan ambang 0,69, ada tiga perusahaan yang mempunyai GFBOE di atas ambang batas maksimum ini, yaitu: Exxon Oil Indonesia, PT Medco E&P Lematang, dan Petrochina International Jabungakan mendapat denda.

Bagaimana kita menghitung kelebihan gas suar bakar? Kita ambil BP Tangguh dari PSC lepas pantai sebagai contoh. Pada tahun 2012, BP Tangguh memiliki GFBOE 0,75 yang ternyata melebihi nilai ambang batas sehingga menerima atau wajib membayar denda. Dengan produksi gas suar sebesar 55.699.930 mscf (Lampiran 8), jumlah atau kelebihan gas suar yang dikenakan denda dapat ditentukan sebagai berikut

Kelebihan gas suar bakar:

= Gas suar bakar dari BP Tangguh – (Batas rasio x Produksi minyak)

= 55,699,930 – (0.63 x 74,603,431)

= 8,699,768 MSCF

Oleh karena itu, BP Tangguh memiliki kelebihan gas suar bakar sebesar 8.699.768 mscf. Jumlah ini kurang lebih setara dengan 443.688 metrik ton CO_2[40]. Jika harga karbon EUR 5 per ton, BP Tangguh harus membayar sebesar EUR 2,22 juta. Jika harga karbon adalah EUR 25 per ton, BP Tangguh harus membayar EURO 11,09 juta. Perlu menjadi catatan bahwa harga karbon selayaknya didasarkan pada harga pasar dan harus ditentukan oleh pemerintah melalui regulasi.

Untuk menghindari kompleksitas, maka evalusasi secara berkala sepeti evaluasi tahunan harus dilakukan. Formula disinsentif seperti disebutkan diatas adalah lebih bersifat spesifik dan jelas dan akan memiliki dampak yang lebih baik daripada yang diuraikan, misalnya, dalam Undang-Undang Nomor 32 tahun 2009. Seperti yang dinyatakan sebelumnya, Undang-undang ini tidak secara spesifik menyebutkan besarnya gas suar yang diijinkan dan tidak menyebutkan secara detail bagaimana dan berapa jumlah denda atau disinsentif jika terjadi *non-compliance*.

Skema yang diusulkan berbasis pada ambang batas dihitung dengan menggunakan rata-rata lima tahun (dan standar deviasi) untuk lokasi yang berbeda (offshore, onshore dll) dapat dimodifikasi dengan membuat ukuran yang leih dinamis yaitu berdasarkan runut waktu. Misalnya ambang maksium dapat juga didasarkan pada tingkat emisi terendah 20% atau 30% dari produsen dalam kategori tertentu. Mendasarkan ambang pada tingkat emisi dari produsen yang mempunyai kinerja terbaik dalam kategori tertentu memiliki keuntungan karena akan menghasilkan/memberikan disinsentif besar bagi emiter terbesar; hal ini karena adanya variasi yang cukup besar dalam gas suar bakar antara emiter terendah dan terbesar (*best and worst performers*). Besarnya disinsentif ini cukup untuk menarik perhatian manajemen dalam memobilisasi investasi untuk mengolah dan memanfaatkan gas suar. Namun demikian diperlukan jangka waktu tertentu untuk melaksanakan peraturan atau pemberlakukan ambang batas maksimum ini agar perusahaan yang terkena dampaknya dapat melakukan penyesuaian.

[40]Catatan: Berdasarkanatas EIA (Energy Information Agency) dan EPA, 1 mscf gas flare menghasilkan 10.2 thermdan 1 thermmenghasilkan 0.005 metrik ton CO2.

KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

7

7.1 Kesimpulan

Menurut laporan Bank Dunia (2011), lebih dari 150 miliar meter kubik (bcm) gas alam dibakar sebagai gas suar bakar dan menambah sekitar 400 juta ton CO_2 emisi tahunan. Rusia adalah produsen terbesar gas suar bakar dengan jumlah 37,4 bcm per tahun diikuti oleh Nigeria dengan produksi tahunan 14,6 bcm (Bank Dunia, 2011). Indonesia menempati urutan keempat belas dengan produksi gas suar bakar tahunan sebesar 2,2 bcm pada tahun 2011.

Banyak negara telah mengeluarkan kebijakan dan peraturan untuk mengurangi gas suar bakar seperti Kanada, Norwegia, Rusia, Kazakhstan, dan Qatar. Negara-negara tersebut menggunakan berbagai langkah untuk mengurangi gas suar bakar, yang dapat menjadi pelajaran berharga untuk diterapkan di Indonesia.

Indonesia, sebagai salah satu negara penghasil gas suar bakar dunia, telah memulai upaya untuk mengurangi gas suar bakar melalui "*the Indonesian Climate Change Sectoral Roadmap 2010*" yang dikoordinasikan oleh Bappenas. Pemantauan pelaksanaan kebijakan pengurangan volume gas suar bakar merupakan bagian dari Rencana Aksi Nasional Pengurangan Emisi GRK (RAN-GRK) yang diformulasikan dalam Peraturan Presiden Nomor 61/2011. Target langsung dari program ini adalah tesedianya data gas suar bakar secara baik dan terstruktur. Direktorat Jenderal Minyak dan Gas Bumi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral telah mengeluarkan Keputusan Menteri No. 31 Tahun 2012 tentang "Pengelolaan Gas Suar di Pengolahan Minyak dan Gas" yang mengamanatkan bahwa kontraktor migas harus meminta izin pemerintah untuk melakukan pembakaran gas. Keputusan ini tidak secara spesifik memberikan gambaran bagaimana hukuman atau denda diberlakukan bagi perusahaan yang tidak sesuai dengan peraturan (*non-compliance).*

Tujuan umum dari penelitian ini adalah untuk mengumpulkan data gas suar bakar secara rinci menurut perusahaan di Indonesia dan memberikan solusi alternatif untuk mengurangi produksi gas suar bakar. Tim peneliti melakukan wawancara mendalam dengan instansi pemerintah dan praktisi, menyelenggarakan diskusi kelompok terfokus (*Focus Group Discussions*), dan melakukan studi literatur untuk mengumpulkan informasi yang relevan mengenai kebijakan dan peraturan yang terkait dengan gas suar. Tim kajian menganalisis semua informasi yang terkumpul dan hasilnya disimpulkan sebagai berikut.

Sejumlah peraturan yang terkait dengan isu-isu lingkungan telah dibuat menjadi undang-undang, termasuk: (i) Peraturan Pemerintah Nomor 28/2008, (ii) Undang-Undang Nomor 32/2009 tentang Perlindungan dan Pengelolaan Lingkungan, (iii) Peraturan Menteri Lingkungan Hidup No 5/2011, (iv) Peraturan Pemerintah Nomor 28/2008, (v) Peraturan Menteri Keuangan Nomor 130/2011, (vi) Peraturan Menteri Keuangan No. 76/2012; dan (vii) Peraturan Kementerian Lingkungan Hidup No. 5/2011. Bahwa instrumen ekonomi lingkungan dan langkah-langkah lain dari insentif

fiskal telah disebut dalam peraturan-peraturan tersebut; tetapi tidak ada satupun dari peraturan tersebutyang mengatur secara khusus bagaimana instrumen ekonomi atau sistem fiskal tersebut harus diterapkan. Peraturan yang ada lebih bersifat normatif.

Agar peraturan menjadi efektif dan efisien, maka perlu dirumuskan mekanisme khusus dan nilai-nilai numerik yang berkaitan dengan instrumen ekonomi dan sistem fiskal lainnya. Hal ini mencakup apa dan bagaimana insentif atau disinsentif yang berlaku baik untuk produsen gas maupun prosesor secara rinci. Instrumen ekonomi dan fiskal harus dirancang secara hati-hati, dan hal ini tidak dibahas dalam kajian ini.

Perkembangan teknologi telah menunjukkan bahwa gas ikutan ternyata dapat dikomersialkan. Beberapa teknologi baru dapat menangkap panas dan mengubahnya menjadi listrik. Gas ini juga dapat disalurkan dan didistribusikan ke pasar; dan juga dapat kembali disuntikkan ke reservoar. Gas juga merupakan sumber potensial untuk CNG dan LNG. Studi kasus pada PT Odira Energi Persada merupakan contoh bagaimana gas terkait dapat diolah menjadi LPG, yang merupakan salah satu kisah sukses di Indonesia dimana CDM dapat membuat pengolahan LPG menjadi ekonomis. Hasil perkiraan dari uji coba ini adalah bahwa pemanfaatan dan pengolahan gas ikutan dapat mengurangi emisi sebesar 3,6 juta ton CO_2 selama 10 tahun. Jika harga emisi dinilai USD 10 per ton CO_2, potensi pendapatan diperkirakan sekitar USD 36,5 juta - lebih tinggi dari biaya modal awal. Bukti ini menunjukkan potensi komersialisasi gas suar dapat direalisir jika prosesnya dikaitkan dengan penetapan harga karbon seperti dalam skema CDM.

Hasil analisis atas dasar data gas suar bakar menunjukkan bahwa sebagian besar *flaring* terjadi di lepas pantai (*offshore)*. Sekitar 48,2% dari pembakaran gas diproduksi oleh PSC lepas pantai dan sekitar 25,6% diproduksi oleh PSC daratan. Pertamina & Partners dan JOB PSC daratan menyumbang masing-masing 21,2% dan 5,0%. Sedangkan data gas suar menurut perusahaan menunjukkan bahwa lima produsen utama gas suar memproduksi 76,4% dari total produksi gas suar nasional. Perusahaan-perusahaan ini adalah BP Tangguh, Pertamina & Partners, Petrochina International Jabung Ltd, CNOOC SES Ltd, dan Total Indonesia. Sedangkan 10 dan 15 perusahaan teratas memberikan kontribusi 87,5% dan 93,2%.

Total gas suar bukan satu-satunya indikator efisiensi; karena adanya hubungan positif antara besarnya ladang minyak dan gas ikutan yang diproduksi. Oleh karena itu, konsep rasio gas suar terhadap produksi minyak (GFOR) dan rasio gas suar terhadap produksigas (GFGR) akan lebih relevan dan memberikan informasi tambahan. Tetapi karena minyak dan gas umumnya diproduksi secara bersamaan dalam proses produksi, maka sangat sulit untuk memisahkan gas suar dari produksi minyak dengan gas suar dari produksi gas. Oleh karena itu, penggunaan GFOR dan GFGR secara sendiri-sendiri bukanlah pendekatan yang tepat. Penggunaan rasio gas suar terhadap produksi minyak dan gas secara bersama-sama dalam bentuk barel setara minyak (BOE) adalah ukuran yang lebih baik. Rasio ini disebut GFBOE.

Berdasarkan nilai rata-rata lebih dari enam tahun pengamatan, JOB PSC daratan menghasilkan gas suar tertinggi (0,74 mcf) per BOE diantara semua jenis kontrak.

Pertamina & Partners menduduki tempat kedua dengan 0,38 mcf per BOE diikuti oleh JOB PSC lepas pantai (0,35 mcf), PSC lepas pantai (0,21 mcf), dan PSC daratan (0,14 mcf).

Data dari berbagai perusahaan menunjukkan bahwa Camar Resources Canada menduduki posisi tertinggi dengan nilai GFBOE 1,89 mscf, diikuti oleh JOB Pertamina - Salawati (1,77 mscf) dan BP Tangguh (1,51 mscf). PT Medco E&P Lematang, JOB Pertamina-Medco Tomori, dan Petrochina International Jabung Ltd termasuk dalam emitor besar dengan nilai GFBOE masing-masing adalah 1,50 mscf, 1,45 mscf, dan 1,13 mscf. Atas dasar nilai GFBOE, lima perusahaan dengan nilai GFBOE teratas dapat disimpulkan sebagai perusahaan dengan potensi pengurangan emisi tertinggi dan oleh karena itu pemerintah dapat memfokuskan usaha mitigasi emisi pada 5 sampai 10 produsen teratas dengan tanpa meniadakan peran perusahaan lainnya.

7.2 Rekomendasi Kebijakan

Rekomendasi kebijakan dalam studi ini disusun dengan mempertimbangkan faktor-faktor sebagai berikut:

- Kegiatan flaring dapat dilaksanakan dalam batas tertentu untuk keperluan keselamatan dan pemeliharaan;

- Prinsip "*the polluter pays*" berlaku dalam perumusan kebijakan karena biaya polusi secara langsung diarahkan atau dibebankan kepada yang seharusnya menanggung;

- Variasi emisi terhadap BOE antara satu tmpat dengan tempat lainnya cukup besar sehingga diperlukan perbedaan investasi yang cukup besar untuk memitigasi emisi. Investasi kapital yang besar untuk lokasi tertentu mungkin perlu mendapat dukungan dari pemerintah;

- Rekomendasi kebijakan harus memperhatikan siapa yang menanggung biaya: produser, prosesor, konsumen atau pemerintah. Berdasarkan prinsip "*The polluter pays*", seharusnya produsen yang menanggung biaya. Tetapi hal ini akan mempengaruhi penerimaan pemerintah melalui *cost recovery* dalam kontrak kerjasama (PSC); dan

- Pemanfaatan pendapatan dari fiskal disinsentif merupakan sistem yang penting untuk menjamin terjadinya keadilan (*fairness)* dan dana investasi.

Berdasarkan faktor-faktor diatas, terdapat tiga rekomendasi kebijakan untuk meminimisasi gas suar bakar: komersialisasi gas suar melalui peraturan, melaksanakan (*enforcing*) peraturan pemerintah kepada perusahaan migas, dan penggunaan fiskal dis-insentif.

Komersialisasi Gas Suar Melalui Peraturan Pemerintah

Perusahaan, bersama-sama dengan pemerintah (dalam hal ini SKK Migas), dapat mengoptimalkan penggunaan gas ikutan dengan menjual gas ke prosesor gas. Karena investasi dalam pengolahan gas memerlukan biaya modal yang tinggi, harga gas harus ekonomis dan beberapa insentif bisa dipertimbangkan untuk memberikan tingkat pengembalian yang wajar untuk prosesor. Mengkomersilkan gas ikutan (gas suar) dapat dicapai melalui pertimbangan kebijakan berikut:

1. Penentuan harga gas ikutan. Pemerintah dan perusahaan dapat menentukan tingkat harga gas ikutan yang dijual untuk tujuan komersial kepada pihak ketiga atau pengusaha pengolahan gas ikutan. Tingkat harga yang ditentukan harus dapat memberikan pendapatan yang menghasilkan tingkat kembalian investasi (*rate of return*) yang secara ekonomis dapat diterima. Tingkat *rate of return* ini harus disetujui oleh para pihak atau ditentukan oleh pemerintah. Pembiayaan iklim internasional (International climate change financing) bisa menjadi salah satu sumber pendanaan untuk kegiatan ini. Tetapi menentukan harga gas yang membuat proses pengolahan layak secara ekonomis dan sekaligus menciptakan permintaan untuk gas olahan tersebut kemungkinan besar mengalami kesulitan karena adanya kompetisi dari sumber gas lain. Selain itu, kebijakan ini dapat menggeser beban emisi kepda konsumen yang sebenarnya tidak bertanggungjawab secara langsung.

2. Memberikan insentif investasi kepada prosesor gas. Pengolahan gas ikutan memerlukan investasi yang tinggi. Sebagai contoh, instalasi pabrik LPG mini dengan kapasitas 15 mmscf per hari membutuhkan total investasi sekitar Rp 30 juta. Investasi ini mungkin tidak menghasilkan tingkat kembalian yang ekonomis. Selain itu, investasi yang dibutuhkan untuk memproses gas di lokasi dengan infrastruktur minimal membutuhkan biaya yang sangat besar. Oleh karena itu, insentif seperti dalam bentuk rabat pajak untuk investasi, pinjaman lunak, atau instrumen fiskal lainnya, termasuk kemungkinan pendanaan perubahan iklim internasional perlu penelaahan lebih lanjut dan rinci dalam rangka untuk menghasilkan investasi yang ekonomis.

3. Memberlakukan fiskal dis-insentif kepada produsen gas suar. Memberikan nilai moneter pada gas suar bakar memiliki tiga keuntungan: a) membebankan biaya pada pihak yang terbaik untuk mengurangi *flaring*: produsen minyak dan gas, b) biaya yang dikenakan pada margin, yang merupakan disinsentif langsung, c) memberikan pendapatan, yang dapat digunakan untuk mendanai proyek-proyek pengurangan gas suar lainnya, seperti pembangunan infrastruktur. Tetapi kelemahan dari sistem ini dapat terjadi seperti membebankan biaya suar yang sebenarnya diperlukan untuk keselamatan atau pemeliharaan atau penolakan dari oposisi karena penurunan gas suar berasosiasi dengan penurunan produksi minyak dan gas, meskipun pengalaman internasional menunjukkan hal ini belum tentu demikian. Kebijakan disinsentif dapat dilakukan tetapi peraturan yang lebih spesifik harus disusun dengan lebih cermat.

4. Kombinasi kebijakan antara penentuan harga gas dan fiskal disinsentif yang dapat membuat investasi menjadi untung/ekonomis dan dalam waktu yang sama menurunkan emisi gas suar.

5. Mengembangkan dan menerapkan sistem seperti *Profit Sharing Contract* antara perusahaan minyak dan gas dan prosesor gas suar. Perusahaan migas dengan ijin dari SKK Migas dapat membentuk kontrak bagi hasil dengan prosesor gas. Semua investasi akan menjadi tanggung jawab prosesor gas sehingga biaya investasi tidak dimasukkan kedalam cost recovery. Dilain pihak, perusahaan migas memberikan gas suar kepada gas prosesor sebagai bagian dari sistem bagi hasil untuk diolah. Tetapi karena besarnya biaya investasi, diperlukan bantuan investasi baik dari pemerintah ataupun bantuan pendanaan perubahan iklim internasional . Jika tidak, risiko mungkin terlalu tinggi untuk prosesor gas. Pengurangan risiko dapat dapat membebani pemerintah dan mungkin lebih murah jika risiko dibagi bersama, misalnya seperti yang disarankan dalam rekomendasi 4.

Memberlakukan Secara Tegas Peraturan Pemerintah.

Pemerintah harus mempertimbangkan secara aktif untuk bekerja sama dengan perusahaan-perusahaan migas untuk mengurangi emisi gas ikutan (gas suar) yang berasal dari proses produksi minyak dan gas. Keterlibatan Pemerintah Indonesia dengan GGFR (*Global Gas Flaring Reduction*) merupakan langkah positif untuk mengurangi emisi gas ikutan (gas suar). Kemitraan aktif antara pemerintah dan perusahaan migas dapat menjadi cara yang efektif untuk mengurangi gas suar, terutama didukung oleh jumlah perusahaan yang relatif sedikit yang berkontribusi pada sebagian besar gas suar. Chevron adalah contoh bagaimana sebuah perusahaan dengan komitmen tinggi berhasil mengurangi gas suar, bahkan tanpa adanya regulasi yang ketat dari pemerintah.

Disinsentif

Pilihan kebijakan yang berpotensi kuat adalah penegakan skema disinsentif kepada perusahaan minyak dan gas jika produksi gas ikutan (gas suar) melebihi ambang batas tertentu, seperti yang dijelaskan dalam rekomendasi 3. Pertanyaan mendasar adalah bagaimana menentukan ambang batas mengingat ladang/sumur migas sangat lokasi spesifik. Beberapa pendekatan telah diusulkan di praktek internasioanal seperti apakah ambang batas berlaku secara universal atau diberlakukan secara lokasi spesifik saja, kasus per kasus. Di Norwegia, kegiatan *flaring* diatur kasus per kasus; sementara di Alberta, *flaring* diatur secara universal.

Penelitian ini mengusulkan sebuah panduan untuk menentukan ambang batas berdasarkan jenis kontrak dan lokasi (*offshore dan onshore*) untuk mengakomodasi perbedaan karakteristik. Ambang batas yang ditentukan dengan menggunakan rasio gas suar rata-rata terhadap BOE (GFBOE) dan standar deviasinya. Jika GFBOE melewati ambang batas, kelebihan pembakaran gas dikenakan hukuman harga

(denda) sesuai dengan patokan internasional untuk harga karbon per ton. Konsep ini dapat disesuaikan dengan mudah dari waktu ke waktu (berdasarkan historical data) jika diperlukan untuk lebih meningkatkan efektifitas pengurangan emisi. Tetapi pelaksanaannya harus dilakukan secara hati-hati sehingga tidak mempengaruhi keputusan perusahaan saat ini. Pendapatan yang dihasilkan dari skema disinsentif ini bisa didaur ulang untuk mendanai penanaman modal di proyek pengolahan gas, yang akan memberikan solusi jangka panjang pengurangan gas suar.

REFERENSI

Alberta Oil and Gas Industry, Quarterly Update, Winter 2013.

Allen and Overy, Guide to Extractive Industries Documents Oil and Gas, www.allenovery.com, January 2013.

LTS Consulting. Daftar Peraturan Perundangan Lingkungan Hidup serta Keselamatan dan Kesehatan Kerja, LTS Consulting, www.lts-tc.com

Anonymous, Daftar Peraturan Perundang-Undangan di Bidang Lingkungan Hidup, nasionalline Mei 2012.

Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral. Environmental Management in Oil and Gas Industries in Indonesia, Seminar Lingkungan, Direktorat Jenderal Minyak Dan Gas Bumi, Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral, Cisarua, April 2012.

Directorate General of Taxes. Fasilities and Incentives of Indonesian Income Tax, 2nd Edition, Directorate General of Taxes, Ministry of Finance of Republic of Indonesia, 2013.

U.S. Congress, Office of Technology Assesment. Managing Industrial Wastes from Manufacturing, Mining, oil and Gas Production, and Utility Coal Combustion-Background Paper, OTA-BP-O-82, Wasington, DC: U.S. Government Pringting Office, 1992.

Kementerian Lingkungan Hidup. Proper-2013, Menyemai Kebajikan Melindungi Lingkngan, Kementerian Lingkungan Hidup, Desember 2013.

Anonymous, Regulation Regarding Hazardous and Toxic Waste Management, Government Regulation of the Republic of Indonesia No.19 of 1994.

BCEIA, 2013 Crude oil, Natural Gas & Chemical Manufacturing Fact Sheet: Hazardous Waste Management in BC. BCEIA British Columbia Environtment Industry Association

Bruvoll, A. and Bodil M. Larsen. 2002. Greenhouse Gases Emissions in Norway: Do Carbon Taxes Work? Discussion Paper No. 337. Statistics Norway, Research Department.

Christiansen, A.C. and Torleif Haughland. 2001. Gas Flaring and Global Public Goods. The Norwegian Ministry of Foreign Affairs, FNI Report 20/2001.

Devold, H. 2013. Oil and Gas Production Handbook, An Introduction to Oil and Gas Production, Transport, Refining and Petrochemical Industry. 2006-2013 ABB Oil and Gas

Elvidge, Christopher D., D. Ziskin, K. Baugh, B. Tuttle, T. Ghosh, Dee Pack, E. Erwin, and M. Zhizhin. 2009. A Fifteen Year Record of Global Natural Gas Flaring Derived from Satellite Data. Energies No. 2 (2009): 595 – 622.

Eorostat. 2003. Energy Taxes in the Nordic Countries: Does the Polluter Pay? National Statistical Office in Norway, Sweden, Finland, and Denmark. Final Report

EPA, 2002. Exemption of Oil and Gas Exploration and Production Wastes from Federal Hazardous Waste Regulations . United States Environmental Protection Agency.

Fitriana, M, Changes to Indonesia's Oil & Gast Cost Recovery Regime, Asian-Counsel Magazine, Volume 9, Issue 2, 2011.

Fitriana, M. and Syahdan Z.A., Legal Guide to Oil Regulation in Indonesia: Regulation Overview, www.GettingTheDealThrough.com, 2014.

Gass, P. & Sawyer, D. (2012, August). IISD submission to the British Columbia carbon tax review. Retrieved from http:// www.iisd.org/pdf/2012/bc_carbon_tax.pdf

Gervet, Bruno. 2007. Gas Flaring Emission Contributes to Global Warming. Renewable Energy Research Group, Division of Architecture and Infrastructure, Lulea University of Technology, Lulea, Sweden.

Ginting. S, Sinergi Industri Hijau dengan Pengelolaan Lingkungan Hidup, Raker Kementerian Perindustrian, Jakarta, Februari 2014.

Indriani, G., Gas Flaring Reduction in the Indonesian Oil and Gas Sector, HWWA-Report, Hamburg Institute of International Economics, 2005.

Marcia Ashong, Cost Recovery in Production Sharing Contracts, Masters Degree Thesis, University of Dundee, Scotland, marciakayie@gmail.com

Martawardaya,B., Agriva, M., Hanafi, M.F., Kodifikasi dan Efektivitas Kebijakan Fiskal untuk Menurunkan Emisi Gas Rumah Kaca pada Industri Semen, Baja & Pulp, Disusun untuk GIZ, GmbH dan BKF, Kementerian Keuangan, 2012.

OECD. 1997. Economic/Fiscal Instruments: Taxation (I.E. Carbon/Energy). Annex I Expert Group on the United Nation Framework Convention on Climate Change, Working Paper No. 4, OECD/GD/97/188.

Princeton, 1992. Managing Industrial Solid From Manufacturing, Mining, Oil and Gas Production, and Utility Coal Combustion

Pudyantoro, A.R., Proyek Hulu Migas Evalusi dan Analisis PetroEkonomi, Petromindo, Mei 2014.

Punder, M. G., Veil, J. A., 2004. Review of Waste Management Regulations and Requirements from Selected Jurisdictions. U.S. Department of Energy.

Sumner, Jenny, Lori Bird, and Hilary Smith. 2009. Carbon Taxes: A Review of Experience and Policy Design Considerations. NREL Technical Report: NREL/TP-6A2-47312.

The World Bank. Regulation of Associated Gas Flaring and Venting: A Global Overview and Lessons From International Experience, Report No 3. The World Bank Group, 2004.

Widjajono, P., Production Contract dan Cost Recovery di Industri Hulu Migas Indonesia, Seminar Persatuan Insinyur Indonesia, Jakarta, Juli 2008.

LAMPIRAN

Lampiran1. Produksi Minyak Menurut Perusahaan: 2007-2012

COMPANY	Oil Production (Thousand Barrels)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average
Pertamina and Partners	39,505	42,069	45,758	47,042	45,299	46,595	44,378
A. JOB PSC Onshore							
JOB Pertamina - Talisman (OK) Ltd	1,399	1,360	1,448	1,689	1,647	1,345	1,482
JOB Pertamina - Golden Spike	663	845	575	416	235	176	485
JOB Pertamina - Petrochina East Java	2,428	2,799	3,307	3,893	3,647	3,420	3,249
JOB Pertamina - Salawati	2,669	1,726	1,456	1,075	760	683	1,395
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	1,208	958	790	670	601	447	779
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	-	-	-	-	994	2,056	1,525
Sub Total JOB PSC Onshore	8,367	7,688	7,576	7,744	7,884	8,128	7,898
B. JOB PSC Offshore							
JOB Pertamina - Costa International Ltd	20	22	17	8	13	13	16
Total JOB PSC	8,387	7,709	7,593	7,752	7,898	8,141	7,913
Production Sharing Contracts (PSC)							
A. PSC Onshore							
Exxon Oil Indonesia Ltd	3,169	2,521	2,073	1,909	1,567	1,222	2,077
PT. Chevron Pacific indonesia	154,685	148,221	139,421	134,424	129,321	123,914	138,331
Citic Seram Energy Ltd	1,497	1,378	872	770	878	878	1,046
Conoco Phillips (Grissik) Ltd	3,697	4,193	4,143	4,055	3,710	3,627	3,904
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	209	260	242	340	232	294	263
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	3,452	3,320	3,148	2,918	2,728	2,579	3,024
PT Medco E&P Indonesia (Rimau)	9,915	8,271	7,363	6,258	6,024	5,754	7,264
PT Medo E&P Lematang	11	6	6	2	0	0	4
PT Medo E&P Tarakan	608	749	703	691	874	990	769
Kangean Energy Indonesia Ltd	489	119	777	467	980	297	522
PT Vico Indonesia	5,693	6,346	6,332	6,867	5,914	5,642	6,132
Petrochina International Bermuda Ltd	2,230	2,439	2,779	2,489	2,365	2,013	2,386
Petrochina International Jabung Ltd	6,786	7,190	6,868	6,730	6,418	6,125	6,686
Mobil Cepu Ltd	na	1	1,207	6,772	7,787	8,175	4,788
Sub Total PSC Onshore	192,441	185,015	175,933	174,694	168,800	161,509	176,399
B PSC Offshore							
Premier Oil Natuna Sea BV	1,081	809	701	642	868	861	827
Conoco Phillips Indonesia Ltd	14,730	28,473	21,864	21,454	19,231	15,776	20,255
Star Energy (Kakap) Ltd	2,754	2,196	1,290	1,092	1,243	1,280	1,643
Kondur Petroleum SA	3,069	3,281	3,348	2,703	2,622	2,638	2,943
PHE / BP West Java Ltd	8,070	8,540	8,419	9,985	11,755	12,177	9,825
CNOOC SES LTD	18,658	16,989	15,826	14,764	12,635	11,642	15,086
Kodeco Energy Ltd	3,307	2,540	5,458	7,501	4,988	4,199	4,666
Chevron Indonesia Company	9,835	9,483	8,978	9,571	10,395	10,027	9,715
Chevron Makassar Ltd	3,411	2,851	2,567	1,655	1,300	1,009	2,132
Total Indonesie	32,309	35,128	36,557	33,993	29,790	24,522	32,050
Camar Resources Canada	168	119	225	235	373	470	265
HESS (Indonesia Pangkah) Ltd	315	828	1,637	1,052	1,653	3,470	1,492
Santos (Madura Offshore) Pty Ltd	719	2,312	1,371	1,470	852	901	1,271
BP Tangguh	na	na	321	1,750	1,844	1,957	1,468
Sub Total PSC Offshore	98,428	113,549	108,562	107,866	99,551	90,929	103,147
Total PSC	290,869	298,565	284,496	282,559	268,351	252,438	279,546
Total Indonesia	338,761	348,343	337,848	337,353	321,547	307,174	331,838

Lampiran2.Produksi Gas Menurut Perusahaan: 2007-2012

COMPANY	Gas Production (mmscf)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average
Pertamina and Partners	274,098	315,383	354,867	350,350	359,196	337,818	331,952
A. JOB PSC Onshore							
JOB Pertamina - Talisman (OK) Ltd	7,016	5,684	5,060	4,341	4,257	5,001	5,227
JOB Pertamina - Golden Spike	445	470	529	527	391	362	454
JOB Pertamina - Petrochina East Java	2,680	2,427	3,204	4,435	4,248	3,634	3,438
JOB Pertamina - Salawati	6,506	4,123	4,621	3,292	2,335	1,857	3,789
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	933	1,266	1,603	1,718	2,185	2,836	1,757
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	121	-	-	-	24,273	42,067	22,153
Sub Total JOB PSC Onshore	17,701	13,970	15,017	14,314	37,688	55,758	25,741
B. JOB PSC Offshore							
JOB Pertamina - Costa International Ltd	608	599	439	256	358	263	421
Total JOB PSC	18,309	14,570	15,456	14,570	38,046	56,021	26,162
Production Sharing Contracts (PSC)							
A. PSC Onshore							
Exxon Oil Indonesia Ltd	280,684	242,110	237,865	216,702	168,518	140,219	214,350
PT. Chevron Pacific indonesia	22,639	17,483	17,851	16,924	17,304	17,742	18,324
Citic Seram Energy Ltd	844	65	487	484	559	672	518
Conoco Phillips (Grissik) Ltd	225,889	266,172	331,084	362,377	339,983	335,735	310,207
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	201	224	153	158	171	206	185
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	28,629	26,968	32,598	47,159	46,421	46,896	38,112
PT Medco E&P Indonesia (Rimau)	5,951	6,213	4,120	3,003	2,968	2,926	4,197
PT Medo E&P Lematang	511	51	22	6,264	17,186	14,249	6,381
PT Medo E&P Tarakan	6,516	7,254	2,523	2,364	1,891	965	3,586
Kangean Energy Indonesia Ltd	16,530	12,987	10,822	9,893	10,165	59,864	20,044
PT Vico Indonesia	184,746	176,937	169,655	167,670	149,109	148,056	166,029
Petrochina International Bermuda Ltd	5,339	5,937	7,644	7,650	8,436	7,413	7,070
Petrochina International Jabung Ltd	105,864	100,439	102,076	108,464	96,878	98,563	102,047
Mobil Cepu Ltd	na	na	-	2,694	3,077	776	2,182
Sub Total PSC Onshore	884,342	862,840	916,900	951,806	862,665	874,282	892,139
B PSC Offshore							
Premier Oil Natuna Sea BV	53,951	52,309	54,881	57,431	58,321	80,476	59,561
Conoco Phillips Indonesia Ltd	164,501	166,898	190,274	218,002	209,265	163,685	185,437
Star Energy (Kakap) Ltd	32,564	29,160	20,790	24,023	20,879	12,089	23,251
Kondur Petroleum SA	2,997	4,424	6,562	3,001	2,641	2,754	3,730
PHE / BP West Java Ltd	118,868	125,390	109,808	108,229	103,960	72,924	106,530
CNOOC SES LTD	36,695	58,251	47,647	44,640	41,990	40,007	44,872
Kodeco Energy Ltd	21,242	15,389	39,944	62,728	58,137	49,226	41,111
Chevron Indonesia Company	74,667	81,252	66,652	62,366	72,724	56,372	69,006
Chevron Makassar Ltd	29,391	34,575	29,743	25,741	19,329	5,671	24,075
Total Indonesie	1,016,113	1,009,972	999,607	973,515	876,867	684,934	926,835
Camar Resources Canada	496	472	1,193	1,198	1,282	1,019	943
HESS (Indonesia Pangkah) Ltd	17,596	32,010	23,576	16,774	18,047	21,190	21,532
Santos (Madura Offshore) Pty Ltd	24,948	33,438	41,790	21,699	19,656	27,635	28,194
BP Tangguh	na	na	82,428	374,472	394,637	421,395	318,233
Sub Total PSC Offshore	1,594,029	1,643,540	1,714,893	1,993,819	1,897,737	1,639,379	1,747,233
Total PSC	2,501,951	2,531,717	2,663,962	3,011,597	2,827,680	2,567,100	2,684,001
Total Indonesia	2,794,358	2,861,669	3,034,286	3,376,517	3,224,922	2,960,939	3,042,115

Lampiran3. Gas Suar (Flaring) Menurut Perusahaan: 2007-2012

COMPANY	Gas Flaring/Losses (mmscf)							Status
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average	
Pertamina and Partners	24,682	20,810	40,078	39,707	40,669	64,771	38,453	Oil
A. JOB PSC Onshore								
JOB Pertamina - Talisman (OK) Ltd	59	47	94	70	161	200	105	Oil
JOB Pertamina - Golden Spike	2	-	-	-	-	-	0	Oil
JOB Pertamina - Petrochina East Java	2,680	2,427	2,666	2,609	2,034	1,076	2,249	Oil
JOB Pertamina - Salawati	6,506	4,123	4,621	2,881	1,895	1,398	3,571	Oil
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	933	1,266	1,603	1,718	2,185	2,703	1,735	Oil
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	-	-	-	-	3,891	4,765	1,443	Gas
Sub Total JOB PSC Onshore	10,181	7,863	8,984	7,278	10,166	10,142	9,102	Oil
B. JOB PSC Offshore								
JOB Pertamina - Costa International Ltd	47	24	59	20	22	14	31	Gas
Total JOB PSC	10,228	7,888	9,042	7,298	10,188	10,156	9,133	
Production Sharing Contracts (PSC)								
A. PSC Onshore								
Exxon Oil Indonesia Ltd	-	-	30	1,368	-	52,093	8,915	Gas
PT. Chevron Pacific indonesia	3,194	-	-	-	-	-	532	Oil
Citic Seram Energy Ltd	844	47	25	29	108	81	189	Oil
Conoco Phillips (Grissik) Ltd	1,406	1,023	768	556	1,047	548	891	Gas
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	201	224	153	-	171	206	159	Oil
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	1,727	2,583	3,185	1,685	632	824	1,773	Oil
PT Medco E&P Indonesia (Rimau)	3,416	2,462	1,005	680	38	442	1,341	Oil
PT Medo E&P Lematang	130	29	-	2,424	5,968	4,788	2,223	Gas
PT Medo E&P Tarakan	5	-	-	-	21	73	17	Oil
Kangean Energy Indonesia Ltd	172	109	65	53	46	532	163	Gas
PT Vico Indonesia	1,304	915	790	752	700	819	880	Gas
Petrochina International Bermuda Ltd	117	135	292	317	372	1,956	532	Oil
Petrochina International Jabung Ltd	11,799	32,437	31,043	34,853	28,010	30,705	28,141	Gas
Mobil Cepu Ltd	na	na	464	1,368	1,129	324	657	Oil
Sub Total PSC Onshore	24,316	39,965	37,820	44,085	38,242	93,391	46,303	Oil
B PSC Offshore								
Premier Oil Natuna Sea BV	1,227	1,071	677	628	851	1,293	958	Gas
Conoco Phillips Indonesia Ltd	3,233	3,175	3,118	3,167	1,872	1,195	2,626	Oil
Star Energy (Kakap) Ltd	5,354	2,818	3,385	2,423	1,223	805	2,668	Gas
Kondur Petroleum SA	1,440	2,827	5,181	1,487	1,136	1,374	2,241	Oil
PHE / BP West Java Ltd	1,719	1,717	3,251	2,120	4,189	1,583	2,430	Oil
CNOOC SES LTD	11,536	17,271	8,175	6,964	7,230	7,752	9,821	Oil
Kodeco Energy Ltd	1,068	417	1,295	1,427	853	1,494	1,092	Oil
Chevron Indonesia Company	2,773	1,552	1,456	1,639	1,035	2,271	1,788	Oil
Chevron Makassar Ltd	632	21	176	166	52	49	182	Oil
Total Indonesie	7,987	11,727	12,129	11,505	8,047	7,307	9,784	Gas
Camar Resources Canada	496	37	1,093	1,155	1,282	1,019	847	Oil
HESS (Indonesia Pangkah) Ltd	134	327	451	659	607	496	446	Gas
Santos (Madura Offshore) Pty Ltd	24	18	34	35	52	458	104	Gas
BP Tangguh	na	na	41,707	56,782	55,148	55,700	52,334	Gas
Sub Total PSC Offshore	37,623	42,977	82,127	90,158	83,577	82,795	69,876	Oil
Total PSC	61,939	82,942	119,948	134,244	121,818	176,186	116,179	
Total Indonesia	96,848	111,640	169,068	181,249	172,675	251,114	163,766	

Notes: Status is status of the company oil or gas producer (See Chapter V and VI)

Lampiran4. Rasio Gas Suar (Flaring) terhadap Produksi Minyak Menurut Perusahaan: mscf per Barel Minyak

COMPANY	Gas Flaring to Oil production ratio (mscf/barrel)							Status
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average	
Pertamina and Partners	0.62	0.49	0.88	0.84	0.90	1.39	0.87	Oil
A. JOB PSC Onshore								
JOB Pertamina - Talisman (OK) Ltd	0.04	0.03	0.06	0.04	0.10	0.15	0.07	Oil
JOB Pertamina - Golden Spike	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	Oil
JOB Pertamina - Petrochina East Java	1.10	0.87	0.81	0.67	0.56	0.31	0.69	Oil
JOB Pertamina - Salawati	2.44	2.39	3.17	2.68	2.49	2.05	2.56	Oil
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	0.77	1.32	2.03	2.56	3.64	6.04	2.23	Oil
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	0.00	0.00	0.00	0.00	3.91	2.32	1.89	Gas
Sub Total JOB PSC Onshore	1.22	1.02	1.19	0.94	1.29	1.25	1.15	Oil
B. JOB PSC Offshore								
JOB Pertamina - Costa International Ltd	2.32	1.12	3.42	2.52	1.62	1.05	1.98	Gas
Total JOB PSC	1.22	1.02	1.19	0.94	1.29	1.25	1.15	
Production Sharing Contracts (PSC)								
A. PSC Onshore								
Exxon Oil Indonesia Ltd	0.00	0.00	0.01	0.72	0.00	42.64	8.59	Gas
PT. Chevron Pacific indonesia	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	Oil
Citic Seram Energy Ltd	0.56	0.03	0.03	0.04	0.12	0.09	0.18	Oil
Conoco Phillips (Grissik) Ltd	0.38	0.24	0.19	0.14	0.28	0.15	0.23	Gas
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	0.96	0.86	0.63	0.00	0.74	0.70	0.61	Oil
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	0.50	0.78	1.01	0.58	0.23	0.32	0.59	Oil
PT Medco E&P Indonesia (Rimau)	0.34	0.30	0.14	0.11	0.01	0.08	0.18	Oil
PT Medo E&P Lematang	12.14	4.58	0.00	1,480	38,012	319,197	537	Gas
PT Medo E&P Tarakan	0.01	0.00	0.00	0.00	0.02	0.07	0.02	Oil
Kangean Energy Indonesia Ltd	0.35	0.92	0.08	0.11	0.05	1.79	0.31	Gas
PT Vico Indonesia	0.23	0.14	0.12	0.11	0.12	0.15	0.14	Gas
Petrochina International Bermuda Ltd	0.05	0.06	0.11	0.13	0.16	0.97	0.22	Oil
Petrochina International Jabung Ltd	1.74	4.51	4.52	5.18	4.36	5.01	4.21	Gas
Mobil Cepu Ltd	na	na	0.38	0.20	0.14	0.04	0.17	Oil
Sub Total PSC Onshore	0.13	0.22	0.21	0.25	0.23	0.58	0.26	Oil
B PSC Offshore								
Premier Oil Natuna Sea BV	1.14	1.32	0.97	0.98	0.98	1.50	1.16	Gas
Conoco Phillips Indonesia Ltd	0.22	0.11	0.14	0.15	0.10	0.08	0.13	Oil
Star Energy (Kakap) Ltd	1.94	1.28	2.62	2.22	0.98	0.63	1.62	Gas
Kondur Petroleum SA	0.47	0.86	1.55	0.55	0.43	0.52	0.76	Oil
PHE / BP West Java Ltd	0.21	0.20	0.39	0.21	0.36	0.13	0.25	Oil
CNOOC SES LTD	0.62	1.02	0.52	0.47	0.57	0.67	0.65	Oil
Kodeco Energy Ltd	0.32	0.16	0.24	0.19	0.17	0.36	0.23	Oil
Chevron Indonesia Company	0.28	0.16	0.16	0.17	0.10	0.23	0.18	Oil
Chevron Makassar Ltd	0.19	0.01	0.07	0.10	0.04	0.05	0.09	Oil
Total Indonesie	0.25	0.33	0.33	0.34	0.27	0.30	0.31	Gas
Camar Resources Canada	2.94	0.31	4.85	4.92	3.44	2.17	3.19	Oil
HESS (Indonesia Pangkah) Ltd	0.43	0.39	0.28	0.63	0.37	0.14	0.30	Gas
Santos (Madura Offshore) Pty Ltd	0.03	0.01	0.03	0.02	0.06	0.51	0.08	Gas
BP Tangguh	na	na	129.89	32.45	29.91	28.46	35.65	Gas
Sub Total PSC Offshore	0.38	0.38	0.76	0.84	0.84	0.91	0.68	Oil
Total PSC	0.21	0.28	0.42	0.48	0.45	0.70	0.42	
Total Indonesia	0.29	0.32	0.50	0.54	0.54	0.82	0.49	

Notes: Status is status of the company - oil or gas producer (See Chapter V and VI)

Lampiran5. Rasio Gas Suar (Flaring)terhadap Produksi Gas Menurut Perusahaan: mscf per mscf

COMPANY	Gas Flaring to Gas production ratio (mscf/mscf)							Status
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average	
Pertamina and Partners	0.09	0.07	0.11	0.11	0.11	0.19	0.12	Oil
A. JOB PSC Onshore								
JOB Pertamina - Talisman (OK) Ltd	0.01	0.01	0.02	0.02	0.04	0.04	0.02	Oil
JOB Pertamina - Golden Spike	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	Oil
JOB Pertamina - Petrochina East Java	1.00	1.00	0.83	0.59	0.48	0.30	0.65	Oil
JOB Pertamina - Salawati	1.00	1.00	1.00	0.88	0.81	0.75	0.94	Oil
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	0.95	0.99	Oil
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	0.00				0.16	0.11	0.13	Gas
Sub Total JOB PSC Onshore	0.58	0.56	0.60	0.51	0.27	0.18	0.35	Oil
B. JOB PSC Offshore								
JOB Pertamina - Costa International Ltd	0.08	0.04	0.13	0.08	0.06	0.05	0.07	Gas
Total JOB PSC	0.56	0.54	0.59	0.50	0.27	0.18	0.35	
Production Sharing Contracts (PSC)								
A. PSC Onshore								
Exxon Oil Indonesia Ltd	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.37	0.08	Gas
PT. Chevron Pacific indonesia	0.14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.17	Oil
Citic Seram Energy Ltd	1.00	0.73	0.05	0.06	0.19	0.12	0.36	Oil
Conoco Phillips (Grissik) Ltd	0.01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	Gas
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	1.00	1.00	1.00	0.00	1.00	1.00	0.86	Oil
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	0.06	0.10	0.10	0.04	0.01	0.02	0.05	Oil
PT Medco E&P Indonesia (Rimau)	0.57	0.40	0.24	0.23	0.01	0.15	0.32	Oil
PT Medo E&P Lematang	0.25	0.57	0.00	0.39	0.35	0.34	0.35	Gas
PT Medo E&P Tarakan	0.00	0.00	0.00	0.00	0.01	0.08	0.00	Oil
Kangean Energy Indonesia Ltd	0.01	0.01	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	Gas
PT Vico Indonesia	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	Gas
Petrochina International Bermuda Ltd	0.02	0.02	0.04	0.04	0.04	0.26	0.08	Oil
Petrochina International Jabung Ltd	0.11	0.32	0.30	0.32	0.29	0.31	0.28	Gas
Mobil Cepu Ltd	0.00	0.00	0.00	0.51	0.37	0.42	0.38	Oil
Sub Total PSC Onshore	0.03	0.05	0.04	0.05	0.04	0.11	0.05	Oil
B PSC Offshore								
Premier Oil Natuna Sea BV	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	Gas
Conoco Phillips Indonesia Ltd	0.02	0.02	0.02	0.01	0.01	0.01	0.01	Oil
Star Energy (Kakap) Ltd	0.16	0.10	0.16	0.10	0.06	0.07	0.11	Gas
Kondur Petroleum SA	0.48	0.64	0.79	0.50	0.43	0.50	0.60	Oil
PHE / BP West Java Ltd	0.01	0.01	0.03	0.02	0.04	0.02	0.02	Oil
CNOOC SES LTD	0.31	0.30	0.17	0.16	0.17	0.19	0.22	Oil
Kodeco Energy Ltd	0.05	0.03	0.03	0.02	0.01	0.03	0.03	Oil
Chevron Indonesia Company	0.04	0.02	0.02	0.03	0.01	0.04	0.03	Oil
Chevron Makassar Ltd	0.02	0.00	0.01	0.01	0.00	0.01	0.01	Oil
Total Indonesie	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	Gas
Camar Resources Canada	1.00	0.08	0.92	0.96	1.00	1.00	0.90	Oil
HESS (Indonesia Pangkah) Ltd	0.01	0.01	0.02	0.04	0.03	0.02	0.02	Gas
Santos (Madura Offshore) Pty Ltd	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.00	Gas
BP Tangguh	0.00	0.00	0.51	0.15	0.14	0.13	0.16	Gas
Sub Total PSC Offshore	0.02	0.03	0.05	0.05	0.04	0.05	0.04	Oil
Total PSC	0.02	0.03	0.05	0.04	0.04	0.07	0.04	
Total Indonesia	0.03	0.04	0.06	0.05	0.05	0.08	0.05	

Lampiran 6. Persentase Gas Suar (Flaring) terhadap total Gas Suar Menurut Perusahaan

COMPANY	Gas Flaring/Losses (Percent of Total)						Average
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	
Pertamina and Partners	25.5%	18.6%	23.7%	21.9%	23.6%	25.8%	21.2%
A. JOB PSC Onshore							
JOB Pertamina - Talisman (OK) Ltd	0.1%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%
JOB Pertamina - Golden Spike	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
JOB Pertamina - Petrochina East Java	2.8%	2.2%	1.6%	1.4%	1.2%	0.4%	1.2%
JOB Pertamina - Salawati	6.7%	3.7%	2.7%	1.6%	1.1%	0.6%	2.0%
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	1.0%	1.1%	0.9%	0.9%	1.3%	1.1%	1.0%
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	2.3%	1.9%	0.8%
Sub Total JOB PSC Onshore	10.5%	7.0%	5.3%	4.0%	5.9%	4.0%	5.0%
B. JOB PSC Offshore							
JOB Pertamina - Costa International Ltd	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Total JOB PSC	10.6%	7.1%	5.3%	4.0%	5.9%	4.0%	5.0%
Production Sharing Contracts (PSC)							
A. PSC Onshore							
Exxon Oil Indonesia Ltd	0.0%	0.0%	0.0%	0.8%	0.0%	20.7%	4.9%
PT. Chevron Pacific indonesia	3.3%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.3%
Citic Seram Energy Ltd	0.9%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.1%
Conoco Phillips (Grissik) Ltd	1.5%	0.9%	0.5%	0.3%	0.6%	0.2%	0.5%
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	0.2%	0.2%	0.1%	0.0%	0.1%	0.1%	0.1%
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	1.8%	2.3%	1.9%	0.9%	0.4%	0.3%	1.0%
PT Medco E&P Indonesia (Rimau)	3.5%	2.2%	0.6%	0.4%	0.0%	0.2%	0.7%
PT Medo E&P Lematang	0.1%	0.0%	0.0%	1.3%	3.5%	1.9%	1.2%
PT Medo E&P Tarakan	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%
Kangean Energy Indonesia Ltd	0.2%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.1%
PT Vico Indonesia	1.3%	0.8%	0.5%	0.4%	0.4%	0.3%	0.5%
Petrochina International Bermuda Ltd	0.1%	0.1%	0.2%	0.2%	0.2%	0.8%	0.3%
Petrochina International Jabung Ltd	12.2%	29.1%	18.4%	19.2%	16.2%	12.2%	15.5%
Mobil Cepu Ltd	0.0%	0.0%	0.3%	0.8%	0.7%	0.1%	0.4%
Sub Total PSC Onshore	25.1%	35.8%	22.4%	24.3%	22.1%	37.2%	25.6%
B PSC Offshore							
Premier Oil Natuna Sea BV	1.3%	1.0%	0.4%	0.3%	0.5%	0.5%	0.5%
Conoco Phillips Indonesia Ltd	3.3%	2.8%	1.8%	1.7%	1.1%	0.5%	1.4%
Star Energy (Kakap) Ltd	5.5%	2.5%	2.0%	1.3%	0.7%	0.3%	1.5%
Kondur Petroleum SA	1.5%	2.5%	3.1%	0.8%	0.7%	0.5%	1.2%
PHE / BP West Java Ltd	1.8%	1.5%	1.9%	1.2%	2.4%	0.6%	1.3%
CNOOC SES LTD	11.9%	15.5%	4.8%	3.8%	4.2%	3.1%	5.4%
Kodeco Energy Ltd	1.1%	0.4%	0.8%	0.8%	0.5%	0.6%	0.6%
Chevron Indonesia Company	2.9%	1.4%	0.9%	0.9%	0.6%	0.9%	1.0%
Chevron Makassar Ltd	0.7%	0.0%	0.1%	0.1%	0.0%	0.0%	0.1%
Total Indonesie	8.2%	10.5%	7.2%	6.3%	4.7%	2.9%	5.4%
Camar Resources Canada	0.5%	0.0%	0.6%	0.6%	0.7%	0.4%	0.5%
HESS (Indonesia Pangkah) Ltd	0.1%	0.3%	0.3%	0.4%	0.4%	0.2%	0.2%
Santos (Madura Offshore) Pty Ltd	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.2%	0.1%
BP Tangguh	0.0%	0.0%	24.7%	31.3%	31.9%	22.2%	28.9%
Sub Total PSC Offshore	38.8%	38.5%	48.6%	49.7%	48.4%	33.0%	48.2%
Total PSC	64.0%	74.3%	70.9%	74.1%	70.5%	70.2%	64.1%
Total Indonesia	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%

Lampiran 7. Perkiraan Emisi CO_2dari Gas Suar (Flaring) Menurut Perusahaan: 2007-2012

COMPANY	CO2 Emissions (Million Metric Tonnes)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average
Pertamina and Partners	1.26	1.06	2.04	2.03	2.07	3.30	1.96
A. JOB PSC Onshore							
JOB Pertamina - Salawati	0.00	0.21	0.24	0.15	0.10	0.07	0.13
JOB Pertamina - Petrochina East Java	0.00	0.12	0.14	0.13	0.10	0.05	0.09
JOB Pertamina - Talisman (OK) Ltd	0.14	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.03
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	0.33	0.06	0.08	0.09	0.11	0.14	0.14
JOB Pertamina - Golden Spike	0.05	-	-	-	-	-	0.01
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	-	-	-	-	0.20	0.24	0.07
Sub Total JOB PSC Onshore	0.52	0.40	0.46	0.37	0.52	0.52	0.46
B. JOB PSC Offshore							
JOB Pertamina - Costa International Ltd	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total JOB PSC	0.52	0.40	0.46	0.37	0.52	0.52	0.47
Production Sharing Contracts (PSC)							
A. PSC Onshore							
PT. Chevron Pacific indonesia	0.16	-	-	-	-	-	0.03
PT Medco E&P Indonesia	0.17	0.13	0.05	0.03	0.00	0.02	0.07
Petrochina International Jabung Ltd	0.60	1.65	1.58	1.78	1.43	1.57	1.44
PT Vico Indonesia	0.07	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
Conoco Phillips (Grissik) Ltd	0.07	0.05	0.04	0.03	0.05	0.03	0.05
PT Medco E&P Indonesia	0.09	0.13	0.16	0.09	0.03	0.04	0.09
Exxon Oil Indonesia Ltd	-	-	0.00	0.07	-	2.66	0.45
Petrochina International Bermuda Ltd	0.01	0.01	0.01	0.02	0.02	0.10	0.03
Citic Seram Energy Ltd	0.04	0.00	0.00	0.00	0.01	0.00	0.01
Kangean Energy Indonesia Ltd	0.01	0.01	0.00	0.00	0.00	0.03	0.01
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	0.01	0.01	0.01	-	0.01	0.01	0.01
Mobil Cepu Ltd	-	-	0.02	0.07	0.06	0.02	0.03
Sub Total PSC Onshore	1.23	2.04	1.93	2.12	1.64	4.52	2.25
B PSC Offshore							
Total Indonesie	0.41	0.60	0.62	0.59	0.41	0.37	0.50
CNOOC SES LTD	0.59	0.88	0.42	0.36	0.37	0.40	0.50
Conoco Phillips Indonesia Ltd	0.16	0.16	0.16	0.16	0.10	0.06	0.13
Chevron Indonesia Company	0.14	0.08	0.07	0.08	0.05	0.12	0.09
PHE / BP West Java Ltd	0.09	0.09	0.17	0.11	0.21	0.08	0.12
Chevron Makassar Ltd	0.03	0.00	0.01	0.01	0.00	0.00	0.01
Kodeco Energy Ltd	0.05	0.02	0.07	0.07	0.04	0.08	0.06
Kondur Petroleum SA	0.07	0.14	0.26	0.08	0.06	0.07	0.11
Star Energy (Kakap) Ltd	0.27	0.14	0.17	0.12	0.06	0.04	0.14
Premier Oil Natuna Sea BV	0.06	0.05	0.03	0.03	0.04	0.07	0.05
Santos (Madura Offshore) Pty Ltd	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.01
HESS (Indonesia Pangkah) Ltd	0.01	0.02	0.02	0.03	0.03	0.03	0.02
Camar Resources Canada	0.03	0.00	0.06	0.06	0.07	0.05	0.04
BP Tangguh	-	-	2.13	2.90	2.81	2.84	2.67
Sub Total PSC Offshore	1.92	2.19	4.19	4.60	4.26	4.22	3.56
Total PSC	3.15	4.23	6.12	6.72	5.91	8.74	5.81
Total Indonesia	4.93	5.69	8.62	9.12	8.50	12.56	8.24

JOB: Joint Operation Body

Source: Authors' estimates based on KESDM Data

Lampiran 8. Rasio Gas Suar (Flaring) terhadap BOE (mscf/BOE)

COMPANY	Gas Flaring to BOE Ratio (mscf/BOE)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average
Pertamina and Partners	0.28	0.22	0.37	0.37	0.38	0.62	0.38
A. JOB PSC Onshore							
JOB Pertamina - Talisman (OK) Ltd	0.02	0.02	0.04	0.03	0.07	0.09	0.04
JOB Pertamina - Golden Spike	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
JOB Pertamina - Petrochina East Java	0.93	0.75	0.69	0.56	0.46	0.27	0.59
JOB Pertamina - Salawati	1.72	1.69	2.05	1.75	1.63	1.39	1.74
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	0.68	1.08	1.50	1.78	2.24	2.89	1.60
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	0.00	0.00	0.00	0.00	0.75	0.51	0.60
Sub Total JOB PSC Onshore	0.89	0.78	0.88	0.71	0.71	0.57	0.74
B. JOB PSC Offshore							
JOB Pertamina - Costa International Ltd	0.38	0.19	0.63	0.38	0.29	0.24	0.35
Total JOB PSC	0.89	0.77	0.88	0.71	0.70	0.57	0.74
Production Sharing Contracts (PSC)							
A. PSC Onshore							
Exxon Oil Indonesia Ltd	0.00	0.00	0.00	0.03	0.00	2.05	0.23
PT. Chevron Pacific indonesia	0.02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Citic Seram Energy Ltd	0.51	0.03	0.03	0.03	0.11	0.08	0.17
Conoco Phillips (Grissik) Ltd	0.03	0.02	0.01	0.01	0.02	0.01	0.02
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	0.83	0.75	0.57	0.00	0.65	0.63	0.54
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	0.21	0.32	0.36	0.15	0.06	0.08	0.18
PT Medco E&P Indonesia (Rimau)	0.31	0.26	0.12	0.10	0.01	0.07	0.17
PT Medo E&P Lematang	1.32	1.92	0.00	2.24	2.01	1.95	2.01
PT Medo E&P Tarakan	0.00	0.00	0.00	0.00	0.02	0.06	0.01
Kangean Energy Indonesia Ltd	0.05	0.05	0.02	0.02	0.02	0.05	0.04
PT Vico Indonesia	0.03	0.02	0.02	0.02	0.02	0.03	0.03
Petrochina International Bermuda Ltd	0.04	0.04	0.07	0.08	0.10	0.59	0.15
Petrochina International Jabung Ltd	0.47	1.32	1.27	1.37	1.21	1.33	1.16
Mobil Cepu Ltd	na	0.00	0.38	0.19	0.14	0.04	0.12
Sub Total PSC Onshore	0.07	0.12	0.11	0.13	0.12	0.30	0.14
B PSC Offshore							
Premier Oil Natuna Sea BV	0.12	0.11	0.07	0.06	0.08	0.09	0.09
Conoco Phillips Indonesia Ltd	0.08	0.06	0.06	0.05	0.03	0.03	0.05
Star Energy (Kakap) Ltd	0.64	0.39	0.69	0.46	0.25	0.24	0.47
Kondur Petroleum SA	0.40	0.70	1.16	0.46	0.37	0.44	0.62
PHE / BP West Java Ltd	0.06	0.06	0.12	0.07	0.14	0.06	0.09
CNOOC SES LTD	0.46	0.64	0.34	0.31	0.36	0.42	0.43
Kodeco Energy Ltd	0.15	0.08	0.10	0.08	0.06	0.12	0.09
Chevron Indonesia Company	0.12	0.07	0.07	0.08	0.05	0.12	0.08
Chevron Makassar Ltd	0.07	0.00	0.02	0.03	0.01	0.02	0.03
Total Indonesie	0.04	0.06	0.06	0.06	0.04	0.05	0.05
Camar Resources Canada	1.95	0.18	2.54	2.62	2.16	1.58	1.98
HESS (Indonesia Pangkah) Ltd	0.04	0.05	0.08	0.17	0.13	0.07	0.09
Santos (Madura Offshore) Pty Ltd	0.00	0.00	0.00	0.01	0.01	0.08	0.02
BP Tangguh	na	na	2.87	0.86	0.79	0.75	0.93
Sub Total PSC Offshore	0.10	0.11	0.20	0.20	0.20	0.22	0.21
Total PSC	0.09	0.11	0.16	0.17	0.16	0.25	0.18
Total Indonesia	0.12	0.13	0.20	0.20	0.20	0.31	0.21

Lampiran 9. Emisi CO_2BerdasarkanGFBOE (kilogram/BOE)

COMPANY	CO2 Emissions Based on Gas Losses to BOE Ratio (kilograms/BOE)						
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Average
Pertamina and Partners	14.51	11.01	19.11	18.85	19.34	31.51	19.30
A. JOB PSC Onshore							
JOB Pertamina - Talisman (OK) Ltd	1.16	1.03	2.07	1.46	3.44	4.61	2.25
JOB Pertamina - Golden Spike	0.17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.04
JOB Pertamina - Petrochina East Java	47.31	38.47	35.23	28.56	23.68	13.56	29.85
JOB Pertamina - Salawati	87.54	86.29	104.63	89.45	83.14	71.09	88.92
JOB Pertamina - Medco Tomori Ltd	34.75	54.89	76.63	90.66	114.03	147.28	81.77
JOB Pertamina - Talisman (JM) Ltd	0.00	0.00	0.00	0.00	38.32	26.11	30.43
Sub Total JOB PSC Onshore	45.47	39.72	45.07	36.35	36.05	29.16	37.63
B. JOB PSC Offshore							
JOB Pertamina - Costa International Ltd	19.23	9.87	32.29	19.40	14.77	12.13	17.91
Total JOB PSC	45.19	39.36	44.96	36.26	35.94	29.10	37.49
Production Sharing Contracts (PSC)							
A. PSC Onshore							
Exxon Oil Indonesia Ltd	0.00	0.00	0.04	1.78	0.00	104.62	11.65
PT. Chevron Pacific indonesia	1.03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.19
Citic Seram Energy Ltd	26.19	1.74	1.34	1.75	5.64	4.18	8.50
Conoco Phillips (Grissik) Ltd	1.68	1.04	0.64	0.43	0.86	0.45	0.79
Pearl Oil (Tungkal) Ltd	42.09	38.19	29.14	0.00	33.28	31.90	27.53
PT Medco E&P Indonesia (SS + CS)	10.50	16.53	18.53	7.78	3.00	3.94	9.42
PT Medco E&P Indonesia (Rimau)	15.93	13.44	6.35	5.12	0.30	3.60	8.56
PT Medo E&P Lematang	67.17	98.06	0.00	114.30	102.72	99.41	102.69
PT Medo E&P Tarakan	0.15	0.00	0.00	0.00	0.91	3.20	0.61
Kangean Energy Indonesia Ltd	2.63	2.35	1.25	1.24	0.86	2.56	2.09
PT Vico Indonesia	1.77	1.27	1.13	1.07	1.13	1.34	1.29
Petrochina International Bermuda Ltd	1.89	1.99	3.63	4.25	4.97	30.31	7.52
Petrochina International Jabung Ltd	24.04	67.51	64.71	69.90	61.79	67.74	59.11
Mobil Cepu Ltd	na	0.00	19.62	9.64	6.92	1.99	6.03
Sub Total PSC Onshore	3.60	6.11	5.77	6.64	6.14	15.25	7.13
B PSC Offshore							
Premier Oil Natuna Sea BV	6.03	5.56	3.40	3.04	3.97	4.48	4.40
Conoco Phillips Indonesia Ltd	3.83	2.83	2.91	2.74	1.73	1.38	2.56
Star Energy (Kakap) Ltd	32.63	19.90	35.42	23.61	12.88	12.20	24.08
Kondur Petroleum SA	20.48	35.65	58.99	23.55	18.82	22.51	31.86
PHE / BP West Java Ltd	3.07	2.90	6.06	3.78	7.20	3.26	4.40
CNOOC SES LTD	23.55	32.59	17.34	15.81	18.55	21.33	21.95
Kodeco Energy Ltd	7.82	4.10	5.35	3.97	2.90	6.01	4.74
Chevron Indonesia Company	6.23	3.37	3.63	4.11	2.30	5.87	4.22
Chevron Makassar Ltd	3.80	0.12	1.17	1.39	0.57	1.25	1.48
Total Indonesie	1.96	2.86	2.96	2.91	2.27	2.61	2.60
Camar Resources Canada	99.61	9.41	129.37	133.48	110.03	80.51	100.99
HESS (Indonesia Pangkah) Ltd	2.04	2.63	4.03	8.53	6.50	3.55	4.37
Santos (Madura Offshore) Pty Ltd	0.24	0.11	0.20	0.35	0.63	4.13	0.86
BP Tangguh	na	na	146.38	43.67	40.25	38.08	47.38
Sub Total PSC Offshore	5.14	5.52	10.36	10.18	9.99	11.30	10.52
Total PSC	4.37	5.75	8.22	8.54	8.22	12.93	9.03
Total Indonesia	6.02	6.76	10.02	10.05	10.04	15.66	10.63