REFORMINER'S
Policy Analysis

Pengantar Redaksi

Pembaca yang budiman,
Puji syukur kami panjatkan kehadirat Tuhan Yang Maha Kuasa, karena atas perkenannya ***ReforMiner's Policy Analysis*** dapat hadir kembali di hadapan pembaca yang budiman sekalian di awal tahun 2011 ini dengan edisi yang ke-4. Berkaitan dengan cukup padatnya kegiatan internal tim **ReforMiner** untuk melakukan evaluasi kinerja 2010 dan penyusunan program kerja 2011 beberapa waktu lalu, dengan ini tak lupa kami sampaikan permohonan maaf atas keterlambatan penerbitan ***ReforMiner's Policy Analysis*** edisi ke-4 ini (semula dijadwalkan terbit Januari 2011).

Tiga topik kembali kami angkat dan sajikan dalam ***ReforMiner's Policy Analysis kali ini***, yaitu:
(1) Catatan atas PP *Cost Recovery* 79/2010;
(2) Pilihan Kebijakan dalam Merespon Kenaikan Harga Minyak; dan
(3) Kontrak Karya Pertambangan Umum versus Kontrak Bagi Hasil Migas

Topik pertama, terkait dengan PP *Cost Recovery* (PP No 79 Tahun 2010) yang diterbitkan oleh pemerintah dipenghujung 2010, berisikan ulasan dan analisis ***ReforMiner*** tentang substansi yang dikandungnya, dalam kaitan dengan dampaknya ke industri migas secara keseluruhan.

Topik kedua, mengulas dan membandingkan beberapa pilihan kebijakan BBM dalam merespon kencenderungan tingginya harga minyak. Analisis komparasi kebijakan pembatasan BBM (beralih ke Pertamax atau menaikkan harga Premium secara terbatas) atau kebijakan menaikkan harga BBM secara keseluruhan adalah fokus dari topik ini. Di dalamnya meliputi analisis dampak positif dan negatif, dan nilai penghematan yang dapat diperoleh dari opsi-opsi kebijakan yang ada.

Topik ketiga, terfokus pada perbandingan antara kontrak karya (konsesi) pertambangan dengan kontrak bagi hasil migas. Kelebihan dan kekurangan kedua kontrak dan dampaknya terhadap kontribusi penerimaan keduanya (pertambangan migas dan umum) ke penerimaan negara adalah fokus dari topik yang ketiga.

Akhir kata, semoga ***ReforMiner's Policy Analysis*** edisi ke-4 yang kami hadirkan ini (tetap) membawa manfaat bagi masyarakat luas dan bagi dunia pertambangan dan energi nasional secara keseluruhan. Atas perhatian dan perkenan pembaca yang budiman sekalian, kami sampaikan selamat membaca dan terima kasih.

Jakarta, Februari 2011
ReforMiner Institute

Pri Agung Rakhmanto, Ph.D
Direktur Eksekutif

Di penghujung tahun 2010, peraturan yang telah cukup lama "dijanjikan" pemerintah sebagai respon atas masalah *cost recovery* di bidang hulu migas, akhirnya benar-benar resmi diberlakukan. Lewat Peraturan Pemerintah Nomor 79 Tahun 2010 tentang Biaya Operasi yang Dapat Dikembalikan dan Perlakuan Pajak Penghasilan di Bidang Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi atau yang lebih dikenal dengan sebutan PP *Cost Recovery*, pemerintah mengklaim telah mengatur hal-hal yang menyangkut pengembalian biaya operasi dan pajak penghasilan kegiatan usaha hulu migas dengan lebih baik. PP *Cost Recovery* ini juga dikatakan akan memberikan kepastian hukum sehingga membuat iklim investasi hulu migas menjadi lebih baik.

Dari sudut pandang pemerintah klaim tersebut barangkali memang cukup beralasan, mengingat setelah cukup lama masalah *cost recovery* ini mengemuka, hingga kini dapat dikatakan belum ada penyelesaiannya yang komprehensif. Namun, kiranya cukup penting untuk terlebih dahulu menelaah lebih jauh tentang substansi PP *Cost Recovery* tersebut sebelum sampai pada satu penilaian bahwa klaim pemerintah tersebut cukup beralasan atau tidak. Terkait hal ini **ReforMiner** memiliki sejumlah catatan sebagai berikut:

Pertama;

Bahwa PP **Cost Recovery** migas ini sesungguhnya bukan merupakan peraturan pelaksana dari Undang-Undang Migas 22/2001, tapi sebagaimana tertulis dalam konsiderannya, merupakan peraturan yang dimaksudkan untuk melaksanakan ketentuan Pasal 31 D Undang-Undang Nomor 7 Tahun 1983 tentang Pajak Penghasilan sebagaimana telah beberapa kali diubah terakhir dengan Undang-Undang Nomor 36 Tahun 2008 tentang Perubahan Keempat Atas Undang-Undang Nomor 7 Tahun 1983 tentang Pajak Penghasilan.

Dari hal tersebut, **ReforMiner** berpandangan bahwa secara implisit sesungguhnya terkandung makna bahwa dari sudut pandang aturan di sektor migas, PP *Cost Recovery* ini bukan merupakan bagian dari aturan yang diperlukan di sektor migas. Dapat juga dikatakan bahwa kehadiran PP *Cost Recovery* ini sesungguhnya tak (mutlak) diperlukan di sektor migas, karena UU Migas sendiri tidak mengamanatkannya. Berbeda dengan PP tentang Kegiatan Hulu Migas, PP Kegiatan Hilir Migas, PP tentang Badan Pelaksana dan Badan Pengatur di kegiatan hulu dan hilir migas yang memang diamanatkan secara tegas di dalam UU Migas. Dari sudut pandang ini, **ReforMiner** berpandangan bahwa kehadiran PP *Cost Recovery* ini pada dasarnya justru lebih mencerminkan adanya semacam intervensi dari pihak lain di luar sektor migas untuk turut (secara langsung) mengatur pengelolaan sektor hulu migas di aspek-aspek tertentu. Sesuatu yang sesungguhnya tidak perlu terjadi jika para penyelenggara pemerintahan di sektor hulu migas dapat "membentengi" sektor hulu migas dengan pengelolaan yang tepat.

Kedua;

Bahwa secara umum dan prinsip, apa yang diatur dalam PP *Cost Recovery* Nomor 79 Tahun 2010 ini tidak berbeda dengan apa yang telah diatur di dalam ketentuan Kontrak Bagi Hasil (sekarang Kontrak Kerja Sama), termasuk di dalamnya perhitungan bagi hasil atas produksi migas yang dihasilkan. Hal ini menegaskan bahwa kehadiran PP *Cost Recovery* ini secara prinsip sesungguhnya memang dapat dikatakan tidak diperlukan sebagai aturan (baru) bagi pengelolaan/pengusahaan kegiatan sektor hulu migas karena hal tersebut telah diatur di dalam ketentuan-ketentuan Kontrak Kerja Sama yang telah dan masih berlaku hingga saat ini.

© ReforMiner Institute

Ketiga;

Bahwa dalam hal perpajakan – sesuatu yang selama ini menjadi salah satu faktor utama yang dikeluhkan kalangan Kontraktor Kontrak Kerja Sama (KKKS) – **ReforMiner** berpandangan bahwa tidak ada perubahan signifikan dibandingkan dengan ketentuan perpajakan pengusahaan migas yang diatur dalam pasal 31 Undang-Undang Migas 22/2001. Yaitu bahwa di dalam masalah perpajakan, pengusahaan kegiatan hulu migas tetap tunduk dan mengikuti ketentuan perundangan perpajakan yang berlaku. PP *Cost Recovery* ini dengan demikian sesungguhnya justru hanya mempertegas bahwa dalam masalah pajak di kegiatan hulu migas tidak berlaku asas *lex specialist*. Sehingga di dalam penerapannya KKKS tetap akan dikenakan pajak-pajak tak langsung seperti Pajak Pertambahan Nilai, Pajak Dalam Rangka Impor, Bea Masuk Impor, dan *Withholding Tax*, terlebih dahulu, termasuk pada masa eksplorasi, yang kemudian dikembalikan melalui mekanisme *cost recovery*. Kalaupun toh ada sedikit perbedaan dengan sebelum diterbitkannya PP *Cost Recovery* ini adalah bahwa dalam pengembalian pajak-pajak tak langsung tersebut sebelumnya dikembalikan melalui mekanisme *tax deduction* atau reimbursement yang tidak dimasukkan ke dalam *cost recovery*. Namun, bahwa di dalam hal pajak-pajak tak langsung tersebut tetap akan dikenakan di muka (terlebih dahulu) – sehingga merupakan disinsentif bagi investor dari sisi *cashflow* – tetap tidak ada perubahan dan perbedaan dengan terbitnya PP *Cost Recovery* ini.

Keempat;

Bahwa dengan adanya ketentuan baru yang mengatur tentang pengenaan pajak pada kontraktor atas penghasilan lain di luar yang disepakati dalam Kontrak Kerja Sama, yaitu pengenaan pajak *uplift* dan pajak penghasilan atas pengalihan *participating interest*, semakin memperkuat indikasi bahwa intervensi dari pihak di luar sektor migas untuk turut mengatur aspek pengusahaan kegiatan hulu migas semakin jelas.

Ketentuan yang mengatur tentang pengenaan pajak *uplift* dan pengalihan *participating interest* dalam PP *Cost Recovery* ini diatur dalam Pasal 27 sebagai berikut; Ayat (1): Atas penghasilan lain kontraktor berupa *uplift* atau imbalan lain yang sejenis sebagaimana dimaksud dalam Pasal 9 ayat (4) huruf a dikenakan pajak penghasilan yang bersifat final dengan tarif 20% (dua puluh persen) dari jumlah bruto. Ayat (2): Atas penghasilan kontraktor dari pengalihan *participating interest* sebagaimana dimaksud dalam Pasal 9 ayat (4) huruf b dikenakan pajak penghasilan yang bersifat final dengan tarif: a. 5% (lima persen) dari jumlah bruto, untuk pengalihan *participating interest* selama masa eksplorasi; atau b. 7% (tujuh persen) dari jumlah bruto, untuk pengalihan *participating interest* selama masa eksploitasi. Ayat (3) Pengenaan pajak penghasilan sebagaimana dimaksud pada ayat (2) huruf b, dikecualikan sepanjang untuk melakukan kewajiban pengalihan *participating interest* sesuai kontrak kerja sama kepada perusahaan nasional sebagaimana tertuang dalam kontrak kerja sama. Ketentuan tersebut di satu sisi memang bisa jadi positif, dalam arti dapat menambah penerimaan negara dari perpajakan. Namun, di sisi lain, tentu dapat menjadi disinsentif bagi kalangan investor di kegiatan usaha hulu migas.

Kelima;

Bahwa adanya ketentuan Pasal 30 PP *Cost Recovery* berikut ini: Ayat (1): Untuk perhitungan pajak, Direktorat Jenderal Pajak menetapkan besarnya biaya pada tahapan eksplorasi setiap tahunnya di bidang usaha hulu minyak bumi dan gas bumi setelah mendapat rekomendasi dari Badan Pelaksana. Ayat (2): Sebelum menetapkan besarnya biaya sebagaimana dimaksud pada ayat (1), auditor Pemerintah atas nama Direktorat Jenderal Pajak melakukan pemeriksaan. Ayat (3): Dalam hal besaran biaya yang direkomendasikan Badan Pelaksana sebagaimana dimaksud pada ayat (1) berbeda dengan besaran biaya hasil pemeriksaan auditor Pemerintah sebagaimana dimaksud pada ayat (2), auditor Pemerintah dan Badan Pelaksana wajib menyelesaikan perbedaan tersebut.

© ReforMiner Institute

Dalam pandangan **ReforMiner** tidak hanya mengindikasikan dengan jelas adanya intervensi dari pihak lain secara langsung di luar pemegang otoritas pengendali kegiatan hulu migas, namun sekaligus juga menunjukkan adanya semacam ketidakpercayaan kepada sistem pengelolaan kegiatan hulu migas yang ada dan khususnya terhadap lembaga yang memiliki kewenangan dalam pengendalian biaya operasi kegiatan hulu migas. Sesuatu yang jikapun memang demikian adanya, dalam pandangan **ReforMiner** tidak tepat jika diatasi dengan penerbitan PP *Cost Recovery* ini.

Keenam;

Bahwa dalam hal Pasal 34 ayat 1 PP *Cost Recovery* yang menyatakan sebagai berikut: Badan Pelaksana wajib menerbitkan standar atau norma, jenis, kategori, dan besaran biaya yang digunakan pada kegiatan operasi perminyakan bersamaan dengan berlakunya Peraturan Pemerintah ini. **ReforMiner** berpandangan bahwa hal ini di dalam operasionalisasinya sulit diimplementasikan, khususnya di dalam menetapkan standar yang baku, karena kebutuhan operasi perminyakan di tiap wilayah kerja berbeda-beda sesuai dengan karakteristik lapangan dan kebutuhan teknis yang berbeda. Ketentuan ini, dalam pandangan **ReforMiner**, disamping mengabaikan aspek teknis operasi kegiatan perminyakan, juga membuat sistem pengusahaan hulu migas nasional menjadi lebih kaku (*rigid*).

Ketujuh;

Bahwa dalam hal Pasal 34 ayat 2 PP *Cost Recovery* yang menyatakan sebagai berikut: Badan Pelaksana wajib menyampaikan laporan pembukuan mengenai pelaksanaan pengembalian biaya operasi kepada Direktur Jenderal Pajak dan Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi secara periodik setiap tahun dan sewaktu-waktu apabila diperlukan. **ReforMiner** berpandangan bahwa ketentuan ini kontradiktif dan tidak sejalan dengan Undang-Undang Minyak dan Gas Bumi 22/2001 yang menetapkan BP Migas sebagai badan independen yang bertanggungjawab langsung kepada Presiden di dalam menjalankan tugas dan fungsinya. Ketentuan ini menambah rancu fungsi dan kedudukan BP Migas di dalam tata kelembagaan hulu migas di Indonesia.

Kedelapan;

Bahwa Pasal 38 butir b PP *Cost Recovery* yang menyatakan sebagai berikut: Hal-hal yang belum diatur atau belum cukup diatur secara tegas dalam kontrak kerja sama sebagaimana dimaksud pada huruf a untuk ketentuan mengenai:

1. besaran bagian penerimaan negara;
2. persyaratan biaya operasi yang dapat dikembalikan dan norma pembebanan biaya operasi;
3. biaya operasi yang tidak dapat dikembalikan;
4. penunjukan pihak ketiga yang independen untuk melakukan verifikasi finansial dan teknis;
5. penerbitan surat ketetapan pajak penghasilan;
6. pembebasan bea masuk dan pajak dalam rangka impor atas barang pada kegiatan eksplorasi dan kegiatan eksploitasi;
7. pajak penghasilan kontraktor berupa volume minyak bumi dan/atau gas bumi dari bagian kontraktor; dan
8. penghasilan di luar kontrak kerja sama berupa *uplift* dan/atau pengalihan *participating interest*, dalam jangka waktu paling lambat 3 (tiga) bulan wajib menyesuaikan dengan Peraturan Pemerintah ini.

ReforMiner berpandangan bahwa apa yang dimaksudkan di dalam Pasal ini cenderung tidak jelas (apa yang harus disesuaikan tidak jelas), karena seluruh ketentuan yang dimaksudkan dalam pasal tersebut, kecuali butir 8, pada dasarnya telah diatur secara jelas di dalam Kontrak Kerja Sama, dan hanya diatur kembali saja dalam PP *Cost Recovery* ini.

© ReforMiner Institute

Kesembilan;

Bahwa di dalam Penjelasan Pasal 13 Huruf s tentang yang dimaksud dengan "kelalaian kontraktor" adalah kelalaian berat (*gross negligance*) atau perbuatan salah yang disengaja (*willful misconduct*), yang kemudian berimbas pada tidak dapat dikembalikannya sebagian biaya operasi, sebagaimana disebutkan diantaranya sebagai berikut:

a. tidak dapat membuktikan bahwa kapasitas fasilitas produksi memenuhi target yang disepakati sehingga pembebanan hanya dapat dibebankan proporsional terhadap kapasitas terbukti;
b. tidak dapat membuktikan bahwa unjuk kerja fasilitas produksi memenuhi kriteria yang ditetapkan sehingga pembebanan hanya dapat dilakukan proporsional terhadap unjuk kerja terbukti.

Dalam pandangan **ReforMiner** justru cenderung menunjukkan bahwa penyusunan PP *Cost Recovery* ini seperti tidak didasarkan atas pemahaman yang memadai tentang aspek-aspek teknis yang terkait di dalam operasi kegiatan hulu migas dan operasi industri perminyakan pada umumnya.

Berdasarkan catatan-catatan di atas, maka **ReforMiner** berkesimpulan bahwa adalah terlalu dini dan menjadi kurang berdasar apabila dikatakan PP *Cost Recovery* ini akan memberikan kepastian hukum yang lebih pasti dalam hal pengembalian biaya operasi dan masalah perpajakan. Juga jika dikatakan dengan PP *Cost Recovery* ini iklim investasi hulu migas akan membaik dan lebih kondusif, hal ini tampaknya akan jauh dari harapan. Apalagi jika dikatakan bahwa PP *Cost Recovery* ini adalah jawaban atas segala permasalahan dan hiruk pikuk *cost recovery* selama ini, jawaban itu bukanlah jawaban yang tepat.**

www.flicker.com

© ReforMiner Institute

Ketegangan politik di Mesir telah semakin meningkatkan harga minyak dunia yang memang telah diprediksikan akan berada pada level yang tinggi oleh beberapa analis. Harga minyak yang sebelumnya oleh banyak kalangan diprediksikan akan menembus level psikologis 100 USD/barel di tahun 2011, pada awal Februari 2011 lalu memang telah mencapai 101,69 USD/barel. Bagi Pemerintah Indonesia, dimana konsumsi minyak dalam negeri telah melampaui kemampuan produksi, kenaikan harga minyak di pasar internasional berkorelasi langsung terhadap meningkatnya biaya (subsidi) yang harus dikeluarkan oleh pemerintah. Bukan hanya itu, ketergantungan penerimaan APBN terhadap penerimaan migas yang relatif besar (sekitar 25-30 %), semakin mempersempit opsi kebijakan pemerintah dalam merespon gejolak harga minyak di pasar internasional. Sensitifitas subsidi energi yang lebih besar dibandingkan sensitifitas penerimaan sektor migas di APBN terhadap pergerakan harga minyak adalah salah satu sebab diantaranya mengapa tidak banyak opsi kebijakan yang dapat diambil oleh pemerintah ketika harga minyak terus meningkat.

Berikut adalah simulasi **ReforMiner** tentang sensitifitas APBN 2011 terhadap peningkatan harga minyak di pasar internasional:

Tabel 2.1 Sensitifitas APBN 2011 Terhadap Harga Minyak (ICP)

Indikator	Sensitifitas APBN 2011	
	ICP:80 USD/barel & Kurs Rp 9.250/USD	***ICP:100 USD/barel & Kurs Rp 9.250/USD***
Penerimaan Migas (Rp triliun)*	205.57	256.96
Subsidi Energi (Rp triliun)*	136.61	206.40
Defisit APBN (Rp triliun)*	124.65	143.04
Tambahan Defisit APBN (Rp triliun)*	-	18.39

Sumber: Simulasi **Reforminer Institute**
*) Hasil perhitungan berdasarkan asumsi APBN 2011

Dengan asumsi makro-migas yang ditetapkan di dalam APBN 2011, penerimaan migas, subsidi energi, dan defisit APBN 2011 berdasarkan simulasi **ReforMiner** masing-masing adalah sekitar Rp 205,57 triliun, Rp 136,61 triliun, dan Rp 124,65 triliun. Sementara, jika rata-rata harga minyak meningkat hingga mencapai 100 USD/barel, penerimaan migas, subsidi energi, dan defisit APBN 2011 masing-masing sekitar Rp 256,96 triliun, Rp 206,40 triliun, dan Rp 143,04 triliun. Artinya, jika harga minyak meningkat hingga rata-rata mencapai 100 USD/barel, tambahan defisit APBN 2011 adalah sekitar Rp 18,39 triliun. Tambahan defisit tersebut dikarenakan tambahan subsidi energi yang dibutuhkan jauh lebih besar dibandingkan dengan tambahan penerimaan negara dari sektor migas, ketika harga minyak (ICP) lebih besar dari asumsi yang ditetapkan. Jika rata-rata harga minyak (ICP) mencapai 100 USD/barel, tambahan subsidi energi yang dibutuhkan sekitar Rp 69,79 triliun. Sementara, tambahan penerimaan migas akibat kenaikan harga minyak tersebut hanya sekitar Rp 51,39 triliun.

Menghadapi kenaikan harga minyak tersebut, pemerintah agaknya kembali akan merespon dan menyikapi permasalahan yang ada dengan kebijakan klasik, konvensional, dan cenderung miskin terobosan. Dari sejumlah pilihan kebijakan yang ada, dalam merespon gejolak harga minyak dan potensi pembengkakan subsidi BBM, pemerintah memilih opsi kebijakan pembatasan konsumsi BBM bersubsidi. Premium dan solar bersubsidi dibatasi hanya boleh dikonsumsi oleh sepada motor dan angkutan umum.

© ReforMiner Institute

Kebijakan tersebut diklaim dapat membuat subsidi tepat sasaran, dapat mengurangi konsumsi premium dan solar bersubsidi, sehingga dapat menghemat pengeluaran APBN hingga Rp. 3 triliun lebih, tergantung periode implementasi dan jangkauan wilayah pembatasan. Selain itu, kebijakan pembatasan konsumsi BBM bersubsidi juga diklaim oleh pemerintah tidak sama dengan menaikkan harga BBM. Berdasarkan data dan informasi yang berhasil dihimpun, tahapan implementasi kebijakan pembatasan konsumsi BBM bersubsidi yang direncanakan oleh pemerintah adalah sebagai berikut:

Tabel 2.2 Roadmap Kebijakan Pembatasan BBM Bersubsidi

Wilayah	Des 2010 – April 2011	Tahun 2011			Tahun 2012		Tahun 2013		
		April	Juli	Oktober	Januari	Juli	Januari	Juli	Desember
Jabodetabek									
Jawa-Bali									
Sumatera Kota Besar									
Seluruh Sumatera									
Kalimantan Kota Besar									
Seluruh Kalimantan									
Sulawesi Kota Besar									
Seluruh Sulawesi									

Sumber: KESDM, disusun kembali

Keterangan :
- Sosialisasi
- Pembatasan/Pengaturan Premium
- Pembatasan/Pengaturan Solar

Berdasarkan roadmap kebijakan pembatasan konsumsi BBM bersubsidi sebagaimana disampaikan pada tabel 2.2, dengan asumsi rata-rata harga keekonomian premium dan solar 2011 Rp 6.500 per liter, penghamatan subsidi BBM pada tahun anggaran 2011 sekitar Rp 3,93 trilun sampai dengan Rp 9,29 triliun. Nilai penghematan tersebut dapat berkurang atau lebih, dan ditentukan oleh beberapa faktor. Beberapa faktor yang menentukan terhadap besar-kecilnya nilai penghematan dalam kebijakan pembatasan konsumsi BBM bersubsidi diantaranya: (1) pelaksanaan/implementasi kebijakan tepat waktu atau justru mundur; (2) realisasi harga keekonomian BBM; (3) pertumbuhan jumlah dan konsumsi BBM sepeda motor dan kendaraan umum; dan (4) jangkauan wilayah implementasi program pembatasan konsumsi BBM bersubsidi.

Berdasarkan simulasi yang dilakukan **ReforMiner**, jika harga minyak pada tahun 2011 rata-rata mencapai 100 USD/barel, penghematan dari kebijakan pembatasan konsumsi BBM (meskipun efektif diimplementasikan di Jawa-Bali), belum mampu untuk mengkompensasi/menutup tambahan biaya subsidi energi akibat kenaikan harga minyak tersebut. Jika harga minyak rata-rata mencapai 100 USD/barel, tambahan subsidi energi yang dibutuhkan sekitar Rp 18,39 triliun. Sementara penghematan dari kebijakan pembatasan BBM bersubidi (premium & solar) jika telah efektif dilaksanakan seluruh Jawa-Bali hanya sekitar Rp 9,29 triliun. Terlebih, nilai penghematan tersebut masih harus dikurangi untuk biaya investasi infrastruktur (dispenser, tangki timbun, dan pembebasan lahan) untuk sebagian besar (sekitar 64 %) SPBU di Jawa-Bali agar dapat menyalurkan Pertamax. Untuk merespon kecenderungan harga minyak yang terus meningkat di 2011, **ReforMiner** berpandangan bahwa hal itu tidak dapat diselesaikan dengan kebijakan yang parsial dan populis. Meskipun "pahit", kenaikan harga BBM dalam berbagai skema kiranya merupakan pilihan kebijakan yang relatif lebih sedikit dampak negatifnya, dan relatif lebih rasional dan realistis guna mengantisipasi kecenderungan naiknya harga minyak.

© ReforMiner Institute

Dibandingkan dengan kebijakan pembatasan konsumsi BBM bersubsidi, kebijakan kenaikan harga BBM memiliki beberapa "kelebihan", yang diantaranya: (1) tidak memerlukan kesiapan infrastruktur, (2) tidak menimbulkan distorsi tambahan (penyelundupan BBM), (3) masih memberikan pilihan konsumen untuk tetap mengkonsumsi premium dan/atau solar tanpa harus dipaksa beralih menggunakan Pertamax dan sejenisnya, (4) besaran kenaikan harga dapat disesuaikan berdasarkan kebutuhan (defisit) APBN, (5) dapat diterapkan langsung secara nasional, dan (6) besarnya nilai target penghematan dapat ditentukan/diperkirakan sejak awal.

Berikut adalah perbandingan nilai penghematan anggaran dari beberapa opsi kebijakan BBM yang dapat diambil/dilaksanakan oleh pemerintah:

Tabel 2.3 Perbandingan Nilai Penghematan Opsi Kebijakan BBM

Kebijakan BBM 2011	Nilai Penghematan 2011					
	Jabodetabek			Jawa-Bali		
	Premium	*Solar*	*Premium + Solar*	*Premium*	*Solar*	*Premium + Solar*
Pembatasan BBM Bersubsidi (Rp triliun)*)	3,31	0,623	3,93	7,25	2,04	9,29
	Kebijakan Berlaku Nasional					
	Premium	*Solar*	*Premium + Solar*			
Harga BBM untuk mobil pribadi ditetapkan Rp 5.500 per liter (Rp triliun) **)	12,29	6,93	19,22			
Harga BBM untuk mobil pribadi ditetapkan Rp 6.000 per liter (Rp trilun) **)	18,43	10,39	28,82			
Kenaikan Harga BBM Bersubsidi Rp 600/liter (Rp triliun) **)	13,91	7,84	21,75			

Sumber: Simulasi **Reforminer Institute**, berdasarkan asumsi makro APBN 2011

Keterangan : *) asumsi harga keekonomian BBM (Premium & Solar) Rp 6.500 per liter

*) roadmap pembatasan konsumsi BBM bersubsidi dalam tabel 3.2 dapat dilaksanakan dengan efektif

**) kebijakan dilaksanakan secara nasional

**) porsi konsumsi BBM (premium dan solar) bersubsidi oleh kendaraan pribadi sebesar 53 %

Berdasarkan uraian dan perhitungan terhadap daya tahan (kemampuan) APBN 2011 dan nilai penghematan dari berbagai opsi kebijakan BBM, jika rata-rata harga minyak (ICP) 2011 mencapai 100 USD/barel, opsi kebijakan pembatasan konsumsi BBM bersubsidi dapat dikatakan tidak efektif. Selain potensi penghematan yang diperoleh lebih kecil dibandingkan dengan potensi tambahan defisit APBN 2011, belum siapnya infrastruktur penunjang kebijakan pembatasan BBM juga menjadi permasalahan tersendiri. Selain itu, kebijakan pembatasan BBM yang tidak direncanakan dengan baik juga berpotensi menimbulkan distorsi (dampak negatif) yang lebih besar dibandingkan dengan manfaat yang akan diperoleh.

Beberapa potensi dampak negatif terkait kebijakan pembatasan konsumsi BBM bersubsidi diantaranya: (1) memicu maraknya pasar gelap/penyalahgunaan/penimbunan premium dan solar, (2) mendorong pertumbuhan jumlah sepada motor secara lebih cepat sehingga memicu kemacetan, (3) rumit dalam penerapannya, membutuhkan kesiapan infrastruktur dan pengawasan yang ekstra, (4) tidak antisipatif dan tidak kompatibel dengan harga minyak yang tinggi, (5) tidak ada jaminan bahwa tujuan mengurangi volume konsumsi BBM bersubsidi akan tercapai, dan (6) tetap menimbulkan inflasi meski kebijakan pembatasan konsumsi BBM diklaim tidak sama dengan menaikkan harga BBM.

Dari uraian di atas, sesungguhnya telah cukup jelas kelebihan dan kekurangan dari masing-masing pilihan kebijakan. Meski demikian, semua keputusan terkait kebijakan BBM akan berpulang kepada pemerintah yang memiliki otoritas penuh sebagai pengambil dan pelaksana kebijakan. Namun, tidak sepatutnya pilihan kebijakan mengabaikan rasionalitas ekonomi dan hanya menomersatukan pertimbangan politis-populis. Terlalu mahal ongkos yang harus ditanggung oleh bangsa ini jika itu yang dipertaruhkan. **

Secara umum industri hulu pertambangan di Indonesia dibedakan menjadi pertambangan minyak dan gas (migas) dan pertambangan umum. Di dalam pertambangan umum, terdiri atas pertambangan mineral (emas, perak, tembaga, timah, dan lain-lain) dan pertambangan batubara. Pengusahaan pertambangan migas saat ini mengacu pada ketentuan UU No 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi. Sementara pengusahaan pertambangan umum mengacu pada ketentuan UU No.04 Tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara.

Tidak hanya berbeda dalam hal payung hukum, sistem kontrak dalam pengusahaan pertambangan migas juga berbeda dengan sistem kontrak dalam pengusahaan pertambangan umum. Dalam pengusahaan pertambangan migas, prinsip kontrak yang digunakan di Indonesia hingga saat ini adalah kontrak bagi hasil (*Production Sharing Contract*/PSC) atau yang saat ini lebih dikenal dengan Kontrak Kerja Sama (KKS). Sementara dalam pertambangan umum, prinsip kontrak pengusahaan pertambangan yang digunakan adalah kontrak karya (konsesi) pertambangan. Perbedaan mendasar antara pengusahaan tambang migas dan tambang umum setidaknya dapat ditinjau dari aspek-aspek pengendalian dan pengawasan, khususnya terhadap rencana dan anggaran kerja (*Work Program and Budget*, WP&B), pengawasan atas biaya operasi, dan komponen atas bagian penerimaan negara.

Dalam pengusahaan tambang migas, pengawasan rencana kerja dan anggaran, dan pengawasan dan pengendalian atas biaya operasi kegiatan usaha hulu dilakukan (menjadi domain) BP Migas. Karena adanya mekanisme pengawasan dan pengedalian dalam aspek manajemen ini, sebagai konsekuensinya di dalam pengusahaan tambang migas kemudian menganut penerapan mekanisme pengembalian biaya operasi (*cost recovery*). Sementara, dalam pengusahaan tambang umum dengan sistem kontrak karya (KK), setelah mendapatkan konsesi, kontraktor dapat dikatakan memiliki kewenangan penuh dalam hal manajemen pengusahaan atas mineral-batubara yang ditambang dan hanya diwajibkan membayar royalti dan pajak kepada negara. Tidak ada mekanisme pengendalian dan pengawasan manajemen dalam hal rencana kerja dan anggaran, sehingga (secara sepintas) tidak pula dikenal istilah *cost recovery*.

Dalam pengusahaan tambang migas, bagian pemerintah akan diterima dari bagi hasil setelah produksi kotor dikurangi *cost recovery* dan ditambah penerimaan pajak yang dibayarkan oleh kontraktor kepada pemerintah, yang semua prosesnya berada dalam pengawasan dan pengendalian oleh BP Migas. Sementara, dalam pengusahaan tambang umum, bagian pemerintah berasal dari penerimaan royalti dan pajak yang basis penerapannya didasarkan atas laba bersih, dimana dalam hal pengendalian dan pengawasan atas berapa besarnya biaya operasi yang menjadi penentu laba bersih tersebut tidak melalui mekanisme sebagaimana yang diterapkan di pengusahaan tambang migas. Secara garis besar, perbandingan antara kontrak bagi hasil (PSC) dalam pengusahaan pertambangan migas dan kontrak karya (KK) dalam pengusahaan pertambangan umum dapat digambarkan seperti terlihat pada tabel 3.1 di halaman 10.

Karena dalam hal pengawasan dan pengendalian terhadap aspek manajemen di pengusahaan pertambangan umum relatif lebih longgar, ditambah dengan relatif rendahnya tarif royalti yang diterapkan, membuat penerimaan negara dari sektor pertambangan umum pun cenderung menjadi lebih rendah secara relatif jika dibandingkan dengan di pengusahaan migas. Secara lebih spesifik, dapat dikatakan bahwa relatif lemahnya pengawasan terhadap akuntabilitas biaya operasi produksi dan ketentuan mengenai besaran royalti yang dikenakan dari laba bersih dengan besaran (prosentase) yang relatif kecil, adalah penyebab utama atas kondisi tersebut .

© ReforMiner Institute

Tabel 3.1 Perbandingan PSC (Productin Sharing Contract) dan KK (Kontrak Karya)

No	Item	PSC	KK				
			Mineral			Batuan	
			Logam	Non Logam	Logam Tertentu	Batuan	Batubara
1	**Durasi Kontrak**						
	Eksplorasi	6 - 10 tahun	8 tahun	3 tahun	7 tahun	3 tahun	7 tahun
	Eksploitasi	20-24 tahun	20 tahun	10 tahun	20 tahun	5 tahun	20 tahun
	Perpanjangan	2 x 10 tahun	2 x 10 tahun	2 x 5 tahun	2 x 10 tahun	2 x 5	2x10 thn
	Maksimal	30 + (2 x 10)	28 + (2x10)	13 +(2x5)	27 +(2x10)	8 +(2x5)	27 +(2x10)
2	**Pengawasan dan pengendalian dalam aspek manajemen**	Oleh BP Migas.	Tidak ada pengawasan dan pengendalian atas aspek manajemen pengusahaan. Pembinaan dan pengawasan secara administratif oleh Kementrian ESDM.				
3	**Pengajuan WP & B**	Wajib terlebih dahulu mendapat persetujuan dari BP Migas sebelum dapat dilakukannya kegiatan.	Tidak ada mekanisme pengajuan WP&B sebelum dilakukannya kegiatan. Hanya wajib melaporkan ke pemberi IUP (Bupati/Walikota, Gubernur/Menteri tergantung lokasi wilayah kerja) mengenaikegiatan dan penemuan mineral dan batubara.				
4	***Pengembalian biaya operasi (Cost Recovery)***	Diawasi dan dikendalikan oleh BP Migas	Tidak ada mekanisme pengendalian biaya operasi. Manajemen sepenuhnya di tangan kontraktor				
5	**Penerimaan bagian pemerintah**	Bagi hasil atas produksi dan pajak	Royalti dan pajak				
6	**Sistem perpajakan**	Diatur UU perpajakan *Corporate Tax 44%***)	Diatur UU Perpajakan, *Corporate Tax* 30 % + PBDR*)				

Sumber: Disarikan dari UU 22 Tahun 2001 , UU 04 Tahun 2009, dan UU 36 Tahun 2008.

Keterangan: *) terdiri atas PPh Badan 30% dan PBDR (Pajak Bunga Deviden Royalti) 20%, efektif belum ada besaran baku.

**) terdiri atas PPh Badan 30% dan PBDR (Pajak Bunga Deviden Royalti) 20 %, efektif 44 %.

Dalam pengusahaan pertambangan migas, dimana kontraktor diwajibkan menyampaikan WP&B kepada pemerintah dan dilakukan tahapan audit yang meliputi *pre-audit*, *current audit*, dan *post audit*, dalam kasus tertentu pun masih ditemukan klaim biaya (*cost recovery*) oleh kontraktor yang tidak sesuai peruntukkan. Apalagi dalam pengusahaan pertambangan umum, dimana hanya dilakukan *post audit* yang itupun dilakukan oleh auditor yang ditunjuk oleh kontraktor, bukan wakil pemerintah, memungkinkan kontraktor untuk "memaksimalkan" keuntungannya. Dapat dikatakan bahwa sistem kontrak karya (KK) memungkinkan para kontraktor atau perusahaan pertambangan umum "mengatur/menentukan" seberapa besar royalti (dalam nominal rupiah) yang akan dibayarkan kepada pemerintah/negara. Jika kontraktor/perusahaan berkeinginan untuk membayar royalti dalam besaran dan proporsi yang lebih kecil, kontraktor dapat "memainkan" besaran biaya menjadi lebih besar dari yang semestinya.

Dengan besaran biaya yang lebih besar dari yang semestinya, besaran laba bersih yang akan dijadikan dasar atas pengenaan royalti juga semakin kecil. Sehingga pembayaran royalti dan pembayaran pajak oleh kontraktor kepada pemerintah/negara juga akan menjadi kecil. Akibatnya, penerimaan negara dari pertambangan umum (royalti dan pajak) juga semakin kecil. Jika dibandingkan dengan penerimaan dari sektor migas, penerimaan dari sektor pertambangan umum relatif lebih kecil baik dalam proporsi maupun nominalnya. Tabel 3.2 pada halaman 11 menunjukkan perbandingan penerimaan migas dan penerimaan tambang umum, baik dalam nominal maupun dalam proporsi/perbandingannya terhadap nilai penjualan hasil produksi komoditas tambang terkait.

Berdasarkan data dalam tabel 3.2, terlihat bahwa penerimaan pertambangan umum baik dalam nominal maupun proporsi terhadap penjualan komoditas (hasil) tambang, relatif lebih kecil dibandingkan dengan penerimaan pertambangan migas. Kondisi ini merupakan suatu indikator yang cukup jelas bahwa tingkat keoptimalan penerimaan sektor pertambangan umum secara relatif memang jauh lebih kecil dibandingkan dengan tingkat keoptimalan penerimaan pertambangan migas.

Tabel 3.2 Perbandingan Penerimaan Migas dan Penerimaan Tambang Umum

Indikator	Periode						Rata-Rata
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	
Pertambangan Umum							
Realisasi penerimaan pertambangan umum (Rp triliun)	8,99	17,57	29,82	37,33	42,12	51,58	31,24
Nilai penjualan pertambangan umum (Rp triliun)[1)]	81,37	117,64	131,53	166,63	166,69	234,36	149,70
% penerimaan tambang umum vs penjualan tambang umum	11,05%	14,93%	22,67%	22,41%	25,27%	22,01%	19,72%
Pertambangan Migas							
Realisasi penerimaan pertambangan migas (Rp triliun)	**107,50**	**138,90**	**201,27**	**168,78**	**288,64**	**175,80**	180,15
Nilai penjualan pertambangan migas (Rp triliun)[2)]	232,31	373,39	386,86	389,23	598,24	367,12	391,19
% penerimaan tambang migas vs penjualan tambang migas	46,27%	37,20%	52,03%	43,36%	48,25%	47,89%	45,83%

Sumber: Laporan Keuangan Pemerintah Pusat (LKPP) dan KESDM, diolah

1) Perkalian volume penjualan mineral dan batubara dengan harga. Data volume penjualan diakses dari DJMBP, sementara harga didasarkan pada publikasi harga di *annual report* produsen mineral dan batubara.

2) Perkalian volume penjualan migas dengan harga migas. Data volume penjualan dan harga berdasarkan data *Handbook of Energy & Economic Statistical of Indonesia*, berbagai edisi.

Hal ini memperkuat analisis bahwa bentuk dan sistem kontrak karya yang selama ini digunakan dalam pengusahaan pertambangan umum, yang secara relatif jauh memberikan kelonggaran dibandingkan dengan sistem *production sharing contract* (PSC) yang digunakan dalam pengusahaan migas, adalah merupakan akar penyebab dari relatif rendahnya porsi penerimaan pertambangan umum tersebut.

Dengan sistem pengelolaan dan pengusahaan yang baru di bawah UU No.4 tahun 2009 tentang Pertambangan Mineral dan Batubara, dimana disebutkan bahwa IUP (Ijin Usaha Pertambangan) dapat diberikan oleh Bupati/Walikota, Gubernur, dan Menteri berdasarkan kewenangannya, hal ini pada dasarnya juga tidak mengubah kondisi yang tidak optimal tersebut. Bahkan hal ini berpotensi semakin memperburuk keadaan. Aturan yang baru tersebut pada dasarnya hanya mewajibkan pemegang IUP bertanggungjawab dan memberikan laporan kepada pemberi IUP (Menteri, Gubernur, Bupati/Walikota) sesuai dengan kewenangannya, tetapi juga masih tetap tidak disertai dengan adanya perubahan dalam mekanisme pengendalian dan pengawasan dalam aspek operasional dan manajemennya. Tanggungjawab dan laporan yang dimaksud cenderung hanya meliputi tanggungjawab dan kewajiban membayar pendapatan negara dan pendapatan daerah, atau yang sifatnya administratif saja. Semakin banyak pihak yang diberikan kewenangan mengeluarkan IUP, semakin sulit bagi pemerintah pusat untuk melakukan audit. Sehingga potensi penyelewengan/penyalahgunaan terhadap pendapatan negara dari pertambangan umum juga semakin berpeluang terjadi.

Jumlah kuasa pertambangan (KP) yang meningkat menjadi 10.245 (status Agustus 2010) dari 597 per Desember 2000 (sebelum otonomi daerah) atau meningkat sebesar 1.616 % selama sepuluh tahun dan disertai dengan kecenderungan harga komoditas mineral-batubara yang terus meningkat, sementara di sisi lain peningkatan penerimaan negara dari pertambangan umum pada periode yang sama tidak begitu signifikan, merupakan indikasi bahwa perbaikan dalam hal optimalisasi penerimaan negara dari sektor pertambangan umum relatif tak ada. Jika kondisi tersebut dibiarkan terus berlangsung, kekhawatiran bahwa peningkatan jumlah kuasa pertambangan (KP) hanya akan berkorelasi terhadap tingkat kerusakan lingkungan dibandingkan dengan manfaat yang dihasilkan (penerimaan negara dan daerah), bukan mustahil terjadi. Dari uraian dan data yang disampaikan, relatif lebih kecil (tidak optimalnya) penerimaan pertambangan umum, secara langsung maupun tak langsung disebabkan oleh relatif longgar/lemahnya pengawasan dalam aspek operasional dan manajemen yang ada. Ketentuan UU yang menjadi payung hukum, dan ketentuan di dalam kontrak karya (KK) adalah merupakan pintu yang menjadi penyebab terhadap tidak optimalnya penerimaan negara dari pertambangan umum tersebut.

Karena itu, jika pemerintah/negara menghendaki optimalisasi penerimaan pertambangan umum minimal sama dengan penerimaan di pertambangan migas, terdapat beberapa pekerjaan rumah yang mendesak untuk segera diselesaikan.

Pertama; pemerintah wajib melakukan dan meningkatkan pengawasan terhadap tingkat kewajaran dari biaya yang dikeluarkan oleh para kontraktor perusahaan tambang umum. Konsekuensi dari hal tersebut, menuntut adanya badan/lembaga yang menjadi representasi dan kepanjangan tangan pemerintah untuk melakukan pengawasan terhadap kegiatan hulu pertambangan umum, seperti halnya BP Migas di dalam sektor pertambangan migas.

Kedua; pemerintah perlu meninjau ulang biaya-manfaat terhadap kewenangan daerah untuk dapat menerbitkan IUP berdasarkan aspek optimalisasi penerimaan negara dan efisiensi birokrasi. Jika biaya yang ditimbulkan jauh lebih besar dibandingkan dengan manfaat yang diperoleh, bisa jadi pengelolaan pertambangan umum akan lebih optimal dilakukan oleh pemerintah pusat seperti halnya yang diterapkan dalam pengelolaan dan pengusahaan pertambangan migas.

Ketiga; meninjau dan melakukan koreksi terhadap ketentuan kontrak karya yang kurang berpihak/menguntungkan kepentingan negara. Untuk menghindari adanya manipulasi atau klaim biaya operasi yang dikeluarkan oleh kontraktor sehingga lebih besar daripada yang semestinya, pengenaan royalti yang didasarkan atas hasil penjualan kotor bukan atas laba bersih perusahaan kiranya dapat dijadikan opsi yang rasional. Dengan demikian, penerimaan negara dari pertambangan umum akan berbanding lurus dengan peningkatan volume dan harga komoditas tambang yang diproduksikan.

Keempat; jika langkah pertama sampai dengan langkah ketiga belum mampu mengoptimalkan penerimaan negara dari sektor pertambangan umum, meskipun tidak mudah dilakukan, perubahan sistem kontrak karya dalam pengusahaan pertambangan umum menjadi sitem PSC seperti halnya dalam praktek pengusahaan migas kiranya layak untuk dipertimbangkan. **

ReforMiner Institute

adalah sebuah lembaga swadaya masyarakat nasional, independen, berbasis riset, yang didirikan di awal tahun 2008 di Jakarta, yang memfokuskan diri pada bidang ekonomi dan kebijakan energi dan pertambangan. Analisis, kajian, pelatihan, diskusi ilmiah, dan diseminasi informasi hal-hal yang menyangkut ekonomi dan kebijakan energi dan pertambangan, merupakan bagian inti dari ruang lingkup kegiatan kami. Di dalam menjalankan kegiatan kami membuka diri dan menjalin kerjasama dengan para pemangku kepentingan di sektor energi dan pertambangan, untuk bersama-sama memberikan kontribusi positif bagi perkembangan sektor energi dan pertambangan di tanah air.

ReforMiner's Policy Analysis
Edisi : # IV - Februari 2011

Hak Cipta dokumen ini dimiliki oleh :

REFORMINER Institute
Research Institute for Mining and Energy Economics

Jl. Danau diatas No. 84, Bendungan Hilir
Jakarta Pusat 10210, Indonesia

Phone : 62-21 5705338 / 62-21 32093557
Faximile : 62-21 5705338
email : *info@reforminer.com*
website : *www.reforminer.com*