

KATA SAMBUTAN



Puji syukur kita panjatkan kehadiran Tuhan Yang Maha Esa atas segala rahmat-Nya sehingga kami dapat menyelesaikan Ringkasan dan Telaahan Hasil Pemeriksaan BPK RI Semester II Tahun 2016 yang disusun oleh Pusat Kajian Akuntabilitas Keuangan Negara Badan Keahlian DPR RI ini.

Kehadiran Badan Keahlian DPR RI sebagai *supporting system* Dewan di bidang keahlian pada umumnya dan Pusat Kajian Akuntabilitas Keuangan Negara pada khususnya dapat mendukung kelancaran pelaksanaan 3 (tiga) fungsi DPR RI dan wewenangnya dalam mewujudkan akuntabilitas keuangan negara. Akuntabilitas adalah evaluasi terhadap proses pelaksanaan kegiatan/kinerja organisasi untuk dapat dipertanggungjawabkan sekaligus sebagai umpan balik bagi pimpinan organisasi/institusi untuk dapat meningkatkan kinerja dan target/ output yang ditetapkan oleh organisasi/ institusi tersebut. Dengan harapan akuntabilitas dapat mendorong terciptanya kinerja yang optimal.

Dokumen yang kami beri judul “Ringkasan dan Telaahan Terhadap Hasil Pemeriksaan BPK Semester II Tahun 2016”, merupakan satu diantara hasil ringkasan dan telaahan yang disusun oleh Badan Keahlian DPR RI yang dapat dijadikan bahan referensi, masukan awal bagi Alat Kelengkapan Dewan dalam menjalankan 3 (tiga) fungsinya: fungsi legislasi, fungsi anggaran dan fungsi pengawasan, yang tentunya akan ditindaklanjuti oleh DPR melalui Rapat Kerja dan Rapat Dengar Pendapat.

Kami menyadari bahwa dokumen ini masih banyak memiliki kekurangan, untuk itu saran dan masukan serta kritik konstruktif sebagai perbaikan isi dan struktur penyajian sangat kami harapkan. Agar dapat menghasilkan ringkasan dan telaahan yang lebih baik di masa depan.

Akhir kata, Kami mengucapkan terima kasih atas perhatian dan kerjasama semua pihak.

Jakarta, Mei 2017

KEPALA BADAN KEAHLIAN DPR RI



K. JOHNSON RAJAGUKGUK, S.H., M.Hum.

NIP. 19581108 198303 1 006

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur kami panjatkan kepada Allah SWT, Tuhan Yang Maha Esa karena atas rahmat dan karunia-Nya, sehingga penyusunan dan penyajian buku Ringkasan dan Telaahan terhadap Hasil Pemeriksaan BPK RI Semester II Tahun 2016, yang disusun oleh Pusat Kajian Akuntabilitas Keuangan Negara (PKAKN) Badan Keahlian DPR RI sebagai *supporting system* dalam memberikan dukungan keahlian kepada Dewan Perwakilan Rakyat Republik Indonesia, ini dapat terselesaikan.

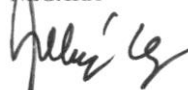
Hasil Pemeriksaan BPK RI Semester II Tahun 2016 yang telah disampaikan dalam Rapat Paripurna DPR RI Tanggal 6 April 2017, merupakan Laporan Hasil Pemeriksaan (LHP) atas 604 objek pemeriksaan pada pemerintah pusat, pemerintah daerah dan Badan Usaha Milik Daerah (BUMD), serta Badan Usaha Milik Negara (BUMN) dan badan lainnya. Hasil pemeriksaan setiap pengelola anggaran dikelompokkan berdasarkan jenis pemeriksaan yang meliputi Pemeriksaan Keuangan dilakukan dalam rangka memberikan pendapat/opini atas kewajaran informasi keuangan yang disajikan dalam laporan keuangan. Pemeriksaan Kinerja bertujuan untuk menilai aspek ekonomis, efisiensi, dan efektivitas. PDDT bertujuan memberikan simpulan atas suatu hal yang diperiksa.

Ringkasan dan Telaahan ini dapat dijadikan awal bagi komisi-komisi DPR RI untuk melakukan pendalaman atas kinerja mitra kerja dalam melaksanakan program-program prioritas pembangunan nasional mulai dari perencanaan, pelaksanaan dan evaluasi yang dilakukan secara transparan dan akuntabel untuk dapat memberikan manfaat pada kesejahteraan rakyat, serta dapat melengkapi sudut pandang atas kualitas Opini BPK dan rekomendasi BPK terhadap kinerja sektor publik.

Semoga buku Ringkasan dan Telaahan ini dapat dimanfaatkan oleh komisi-komisi DPR RI sebagai fungsi pengawasan dalam Rapat-Rapat Kerja, Rapat Dengar Pendapat dan pada saat kunjungan kerja komisi maupun kunjungan kerja perorangan dalam menindaklanjuti hasil pemeriksaan BPK dengan melakukan pembahasan sesuai dengan kewenangannya.

Jakarta, Mei 2017

KEPALA PUSAT KAJIAN
AKUNTABILITAS KEUANGAN
NEGARA



HELMIZAR

NIP. 19640719 199103 1 003

DAFTAR ISI

1. Kata Sambutan Kepala Badan Keahlian DPR RI.....	i
2. Kata Sambutan Kepala Pusat Kajian Akuntabilitas Keuangan Negara...ii	
3. Daftar Isi.....	iii
4. Ringkasan Hasil Pemeriksaan BPK Semester II Tahun 2016 Terhadap Mitra Kerja Komisi VII.....	1
5. SKK Migas	
5.1. Telaahan Terhadap Laporan Hasil Pemeriksaan Atas Kegiatan Pengelolaan Rantai Suplai Dan Pelaksanaan Pekerjaan Pengadaan Barang dan Jasa Industri Hulu Migas Tahun 2015.....	2
5.2. Gambaran Umum.....	2
5.3. Tabel Temuan.....	2
5.2.1. Hasil Telaahan	
5.2.1.1. Harga Sewa Kapal Penunjang Operasi (2 Unit PSV dan 1 Unit FSV) Pada Chevron Indonesia Company Berpotensi Kemahalan Senilai USD41,899,950.00..	4
6. PT Perusahaan Listrik Negara (PERSERO)	
6.1. Telaahan Terhadap Laporan Hasil Pemeriksaan Atas Program Percepatan 10.000 Mw Periode Tahun 2006-2015.....	7
6.2. Gambaran Umum.....	7
6.3. Tabel Temuan.....	8
6.2.1. Hasil Telaahan	
6.2.1.1. Pelaksanaan Jenis Kontrak <i>Turnkey</i> Pada Pembangunan Fast Track Program PLTU 10.000 Mw Tidak Sesuai Dengan Prinsip Kontrak Turnkey dan Terdapat Biaya Tambahan Yang Membebani PLN Sebesar Rp514,15 Miliar Dan USD15,91 Juta Serta Berpotensi Sengketa Atas Pengajuan Klaim Dari Kontraktor Sebesar Rp449,26 Miliar dan USD24,46 Juta.....	12
6.2.1.2. Penetapan Pemenang Lelang PLTU Tenayan Riau, Pltu Pulang Pisau Kalimantan Tengah Dan PLTU Kaltim Melanggar Ketentuan Sehingga Merugikan Perusahaan Sebesar USD27,31 Juta dan Rp326,88 Miliar.....	16

6.2.1.3. Pelaksanaan Pembangunan Pembangkit Ftp 10,000 Mw Terlambat dan Belum Dikenakan Denda Keterlambatan Sebesar USD30,63 Juta dan Rp449,53 Miliar dan Adanya Penambahan Biaya Sebesar Rp500,73 Miliar dan Pemborosan Pembayaran <i>Commitment Fee</i> Sebesar USD14,39 Juta Serta PLN Harus Menyediakan Tambahan Biaya Investasi Sebesar USD137,57 Juta Dan Rp555,98 Miliar.....	18
6.2.1.4. PLN Belum Mengenakan <i>Liquidated Damage</i> Atas Keterlambatan PLTU Tanjung Awar-Awar Untuk Unit #2 Sebesar USD43,71 Juta dan Rp135,92 Miliar Serta Perencanaan Proyek Pltu 3 Jawa Timur Tanjung Awar-Awar Tidak Dilakukan Secara Memadai Sehingga Terdapat Biaya Tambahan Minimal Sebesar Rp10,19 Miliar.....	21
7. PT Indonesia Power	
7.1. Telaahan Terhadap Laporan Hasil Pemeriksaan Atas Pengelolaan Pendapatan, Biaya, dan Investasi Tahun Anggaran 2014 S.D 2015 Pada PT Indonesia Power (Persero).....	24
7.2. Gambaran Umum.....	24
7.3. Tabel Temuan.....	24
8. PT Pembangkit Jawa Bali (PJB)	
8.1. Telaahan Terhadap Laporan Hasil Pemeriksaan Atas Pengelolaan Pendapatan, Biaya dan Investasi Pada PT Pembangkitan Jawa Bali dan Anak Perusahaan.....	27
8.2. Gambaran Umum.....	27
8.3. Tabel Temuan.....	27
9. Kementerian Riset, Teknologi, dan Pendidikan Tinggi	
9.1. Telaahan Terhadap Laporan Hasil Pemeriksaan Atas Efektivitas Pengelolaan Penelitian Kompetitif Nasional Pada Ditjen Penguatan Riset dan Pengembangan Kementerian Riset, Teknologi, dan Pendidikan Tinggi Tahun Anggaran 2015 dan 2016.....	29
9.2. Gambaran Umum.....	29
9.3. Tabel Temuan.....	30

RINGKASAN
HASIL PEMERIKSAAN BPK SEMESTER II TAHUN 2016
TERHADAP MITRA KERJA KOMISI VII

No	Kementerian/ Lembaga	Kinerja		Pemeriksaan Dengan Tujuan Tertentu (PDTT)	
		Jumlah Temuan	Simpulan Pemeriksaan	Jumlah Temuan	Nilai
1	SKK MIGAS	-	-	9	Rp3,635,134,400 dan USD306,710,814
2	PT Perusahaan Listrik Negara (PERSERO)	-	-	26	Rp3,931,422,230,000 dan USD320,805,000
3	PT Indonesia Power	-	-	15	Rp217,138,808,704
4	PT Pembangkit Jawa Bali (PJB)	-	-	8	Rp98,807,074,287
5	Ditjen Penguatan Riset dan Pengembangan Kementerian Riset, Teknologi, dan Pendidikan Tinggi	6	Pengelolaan Penelitian Kompetitif Nasional belum sepenuhnya efektif untuk mencapai tujuan pengelolaan	-	-

**TELAAHAN TERHADAP LAPORAN HASIL PEMERIKSAAN ATAS
KEGIATAN PENGELOLAAN RANTAI SUPLAI DAN
PELAKSANAAN PEKERJAAN PENGADAAN BARANG DAN JASA
INDUSTRI HULU MIGAS TAHUN 2015 PADA SATUAN KERJA
KHUSUS PELAKSANA KEGIATAN USAHA HULU MINYAK DAN
GAS BUMI (SKK MIGAS) DAN KONTRAKTOR KONTRAK
KERJASAMA (KKKS) DI JAKARTA, SURABAYA, DAN BATAM**

GAMBARAN UMUM

Pemeriksaan ini bertujuan menilai kegiatan pengelolaan rantai suplai oleh Divisi Pengelolaan Rantai Suplai (PRS) Satuan Kerja Khusus Pelaksana Kegiatan Usaha Hulu Minyak dan Gas Bumi (SKK Migas) dan menilai kepatuhan Kontraktor Kontrak Kerjasama (KKKS) terhadap peraturan perundang-undangan dalam pelaksanaan pekerjaan pengadaan barang dan jasa. Pemeriksaan dilaksanakan sesuai dengan Standar Pemeriksaan Keuangan Negara yang ditetapkan oleh BPK.

BPK memeriksa kegiatan pengelolaan rantai suplai oleh Divisi PRS SKK Migas dan menilai kepatuhan KKKS terhadap peraturan perundang-undangan dalam pelaksanaan pekerjaan pengadaan barang dan jasa dengan kriteria yang telah ditetapkan.

Hasil pemeriksaan menunjukkan bahwa kegiatan pengelolaan rantai suplai Divisi PRS SKK Migas dan pelaksanaan pekerjaan pengadaan barang/jasa KKKS **belum memiliki sistem pengendalian intern yang memadai dan belum sepenuhnya sesuai dengan peraturan perundang-undangan** sebagaimana terlihat pada tabel berikut:

NO	TEMUAN
1	SKK Migas belum memiliki standar atau norma, jenis, kategori dan besaran biaya yang digunakan pada kegiatan operasi perminyakan sebagaimana dimaksud dalam PP Nomor 79 Tahun 2010
2	SKK Migas belum memiliki <i>database</i> yang memadai terkait pelaporan kegiatan pengelolaan rantai suplai menyebabkan data kapasitas nasional tidak dapat diyakini keakuratannya
3	Pengendalian dan pengawasan atas Laporan Realisasi Tingkat Komponen Dalam Negeri yang disampaikan KKKS tidak memadai
4	Reviu atas biaya EPC 4 oleh PT. Deloitte Konsultan Indonesia berpotensi memboroskan keuangan negara senilai Rp3.635.134.400,00
5	Harga sewa kapal penunjang operasi (2 unit PSV dan 1 Unit FSV) pada

	Chevron Indonesia Company berpotensi kemahalan senilai USD41,899,950.00 dari harga pasar
6	Proses pengadaan jasa sewa <i>rig hydraulic workover unit</i> kapasitas 225K dan jasa-jasa pendukung pada EMP Malacca Strait S.A tidak sesuai dengan PTK 007 dan berpotensi mengakibatkan kemahalan minimum senilai USD3,019,360.00
7	Persetujuan Perubahan Lingkup Kerja (PLK) IV dan V <i>Lease of Early Production Facility</i> senilai USD21,991,504.00 tidak memperhatikan ketentuan kontrak dan tidak didukung HPS
8	Proses pengadaan Proyek Terintegrasi (EPCI) pembangunan fasilitas produksi gas di Blok A–Aceh senilai USD239,800,000.00 tidak sesuai dengan PTK 007 dan dilakukan dengan Penunjukkan Langsung
9	SKK Migas berpotensi memperlambat kegiatan operasi produksi migas dengan mewajibkan KKKS harus mendapatkan persetujuan hasil pelaksanaan tender sebelum penunjukkan pemenang tender

Temuan-temuan yang akan kami bahas lebih lanjut **kami batasi pada temuan-temuan yang memiliki kriteria:** nilai yang signifikan, dampak yang besar terhadap masyarakat dan lingkungan, dan temuan yang berulang dari tahun sebelumnya. Temuan-temuan yang memenuhi kriteria diatas adalah temuan nomor 5.

5. Harga Sewa Kapal Penunjang Operasi (2 Unit PSV dan 1 Unit FSV) pada Chevron Indonesia Company Berpotensi Kemahalan Senilai USD41,899,950.00.

<p>Penjelasan</p>	<p>Hasil pemeriksaan atas evaluasi pengadaan nomor C959705 berupa sewa 1 paket (2 Unit Kapal Jenis PSV, DP-2 dan 1 Unit Kapal Jenis FSV, DP-2) untuk pendukung operasi proyek Indonesia Deepwater Development (IDD) pada Chevron Indonesia Company (CICo), ditemukan permasalahan berikut:</p> <p>a. Tender Tidak Kompetitif karena Mensyaratkan harus Menyediakan 3 Vessel Sekaligus</p> <p>Hasil reviu dokumen menunjukkan bahwa alasan 7 perusahaan lainnya tidak menyampaikan dokumen penawaran karena tidak tersedianya 3 kapal sekaligus dan tidak diperbolehkan mengajukan penawaran sebagian. BPK telah melakukan konfirmasi dan diketahui bahwa 4 dari 7 perusahaan, diantaranya keberatan dengan sistem pemaketan barang yang tidak mengijinkan penawar untuk menawar satu dari ketiga kapal.</p> <p>b. HPS Tidak Dilakukan Revisi Sesuai dengan Surat Edaran Kepala SKK Migas untuk Negosiasi Harga Penawaran dan Harga Kontrak Akibat Harga Minyak Turun</p> <p>Pada 27 Januari 2015, untuk merespon penurunan harga minyak, Kepala SKK Migas mengeluarkan Surat Edaran Keadaan Khusus agar seluruh KKKS melakukan negosiasi baik harga penawaran maupun harga kontrak. Untuk menindaklanjuti surat edaran tersebut, CICo melakukan negosiasi kedua pada tanggal 4 Mei 2015 dengan sumber data berupa hasil survey <i>Marine Base</i> per tanggal 18 Februari 2015, namun tanpa disertai revisi HPS.</p> <p>c. Harga Sewa Harian Berpotensi Kemahalan Minimal Senilai USD41,899,950.00</p> <p>Hasil analisis proses tender menunjukkan terdapat indikasi harga sewa yang berindikasi kemahalan. Hal ini</p>
--------------------------	--

	<p>disebabkan antara lain yaitu:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Panitia lelang tidak mempertimbangkan penurunan harga minyak dan menggunakan data referensi yang tidak valid dalam menyusun HPS untuk bernegosiasi 2) Panitia lelang menggunakan data referensi harga yang tidak valid untuk bernegosiasi
<p>Kepatuhan Peraturan Perundang-Undangan</p>	<p>Hal tersebut tidak sesuai dengan.</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Pedoman Tata Kerja (PTK) Nomor PTK-007/SKKO0000/2015/S0 tentang Pedoman Pengelolaan Rantai Suplai Kontraktor Kontrak Kerjasama b. Surat Edaran Nomor EDR-0001/SKKO0000/2015/S0 tanggal 27 Januari 2015 yang menyatakan pemberlakuan negosiasi harga penawaran atau negosiasi harga kontrak barang/jasa akibat perubahan harga minyak mentah dunia atau keadaan lain yang dianggap sebagai suatu keadaan khusus. c. Standar Panduan Kerja Divisi Pengadaan dan Manajemen Aset KKKS huruf B yang menyatakan bahwa tujuan diterbitkan SPK ini adalah memudahkan pekerja Dinas Pengadaan untuk mendeteksi dan mencegah kecurangan yang mungkin terjadi dalam proses pengadaan, serta memastikan KKKS memperoleh dan mendayagunakan barang dan jasa yang dibutuhkan dalam jumlah, kualitas, harga, waktu dan tempat yang tepat secara efektif, efisien dan dapat dipertanggungjawabkan sesuai ketentuan dan prosedur yang berlaku serta memenuhi prinsip-prinsip dasar dan etika pengelolaan rantai suplai.
<p>Akibat</p>	<p>Hal tersebut mengakibatkan harga sewa kapal penunjang operasi (PSV dan FSV) berpotensi terjadi kemahalan senilai USD41,899,950.00 dari harga pasar.</p>
<p>Saran</p>	<p>Berdasarkan temuan di atas, maka Komisi VII DPR RI perlu mengingatkan Kementerian ESDM terhadap rekomendasi BPK untuk menyusun standar biaya barang dan jasa; menyusun SOP yang menetapkan penggunaan standar biaya barang dan jasa dalam melakukan evaluasi persetujuan</p>

rencana tender dan evaluasi penunjukan pemenang tender; dan memerintahkan KKKS CICO melakukan negosiasi kontrak nomor C959705 dengan mempertimbangkan penurunan harga minyak.

Temuan tersebut agar menjadi perhatian Komisi VII untuk menindaklanjuti dengan meminta penjelasan SKK Migas beserta jajarannya mengenai proses tender pengadaan Kapal Jenis PSV2 dan Kapal Jenis FSV.

TELAAHAN TERHADAP LAPORAN HASIL PEMERIKSAAN ATAS PROGRAM PERCEPATAN 10.000 MW PERIODE TAHUN 2006-2015 PADA PT PERUSAHAAN LISTRIK NEGARA (PERSERO) DAN INSTANSI/PERUSAHAAN YANG TERKAIT DI DKI JAKARTA, JAWA BARAT, BANTEN, JAWA TENGAH, JAWA TIMUR, SUMATERA UTARA, RIAU, KEPULAUAN RIAU, LAMPUNG, SUMATERA BARAT, BANGKA BELITUNG, KALIMANTAN BARAT, KALIMANTAN TENGAH, KALIMANTAN TIMUR, KALIMANTAN SELATAN, NUSA TENGGARA TIMUR, SULAWESI UTARA, GORONTALO, SULAWESI TENGGARA DAN SULAWESI SELATAN

GAMBARAN UMUM

BPK melaksanakan pemeriksaan berdasarkan Standar Pemeriksaan Keuangan Negara (SPKN) dengan tujuan pemeriksaan untuk menilai:

1. Ketepatan perencanaan proyek percepatan 10.000 MW;
2. Apakah pengadaan, pembangunan dan pengoperasian PLTU dalam rangka Proyek Percepatan 10.000 MW telah sesuai dengan ketentuan dan kebutuhan teknis yang ditetapkan serta diperoleh dengan harga yang wajar.

Program percepatan pembangunan pembangkit listrik 10.000 MW sampai dengan tanggal 31 Juli 2015 telah menelan biaya sebesar USD5,96 miliar dan Rp27,72 triliun atau ekuivalen rupiah keseluruhan sebesar Rp105,75 triliun. Proyek tersebut direncanakan selesai dibangun dan siap dioperasikan (*Commercial Operation Date/COD*) pada tahun 2009. Namun, dari 37 PLTU sampai dengan tanggal 31 Juli 2015 perkembangan pembangunannya adalah sebanyak satu pembangunan PLTU sesuai dengan rencana, 30 pembangunan PLTU terlambat diselesaikan, dua pembangunan PLTU gagal diselesaikan (terminasi), dan empat pembangunan PLTU pelaksanaannya mangkrak. Keterlambatan dan kegagalan pembangunan tersebut berdampak pada pemenuhan kebutuhan listrik belum dapat dilakukan secara menyeluruh, rencana pengusahaan listrik oleh PLN tidak dapat terlaksana, menyisakan masalah penyelesaian kewajiban antara pihak kontraktor dan PLN, serta menjadi beban keuangan bagi PLN.

Berdasarkan hasil pemeriksaan, BPK menyimpulkan bahwa PLN **belum mampu** melaksanakan perencanaan secara tepat proyek percepatan 10.000

MW dan **belum mampu secara efektif** menjamin kesesuaian dengan ketentuan dan kebutuhan teknis yang ditetapkan serta diperoleh dengan harga yang wajar. Hal ini ditunjukkan adanya kelemahan atas pelaksanaan program percepatan pembangunan pembangkit listrik 10.000 MW, sebagaimana terlihat pada tabel berikut:

NO	TEMUAN
1	Program PPDE 10.000 MW Tidak Didukung Dengan Perencanaan yang Memadai dan Menunjukkan Adanya Persyaratan Pelelangan yang Merujuk Pada Pihak Tertentu
2	Pelaksanaan Jenis Kontrak <i>Turnkey</i> pada Pembangunan FTP PLTU 10.000 MW Tidak Sesuai dengan Prinsip Kontrak <i>Turnkey</i> dan Terdapat Biaya Tambahan yang Membebani PLN Sebesar Rp514,15 Miliar dan USD15,91 juta Serta Berpotensi Sengketa Atas Pengajuan Klaim dari Kontraktor Sebesar Rp449,26 Miliar dan USD24,46 Juta
3	Perencanaan Pembangunan Jetty dan Kesiapan Lahan Atas PLTU Kalbar 1, PLTU Babel 3, dan PLTU Babel 4 Tidak Sesuai Ketentuan Mengakibatkan Ketidakhematan Biaya Sebesar Rp415,84 Miliar, Biaya Tambah Sebesar Rp3,95 Miliar dan Potensi Biaya Tambah Sebesar Rp3,20 Miliar
4	Perencanaan Pembiayaan PLTU Amurang dan PLTU Asam-Asam Tidak Memadai Mengakibatkan Peningkatan Biaya Sebesar USD2,85 Juta dan Rp141,31 Miliar
5	Desain dan Pelaksanaan Pembangunan PLTU 1 Ropa Ende-NTT dan PLTU 2 Bolok Kupang-NTT Kurang Memperhatikan Sistem Anti Kebakaran Sehingga Meningkatkan Risiko Terjadinya Kebakaran dan Merugikan PLN Minimal Sebesar Rp15,28 Miliar
6	Ketidakpastian Status Lahan PLTU Adipala dan Lahan Akses Jalan PLTU Pangkalan Susu Berpotensi Mengganggu Operasional PLTU
7	Kelebihan Bayar Atas Pembebasan Lahan PLTU Kalbar 2 Sebesar Rp182,23 Juta
8	Penetapan Pemenang Lelang PLTU Tenayan Riau, PLTU Pulang Pisau Kalimantan Tengah dan PLTU Kaltim Melanggar Ketentuan Sehingga Merugikan Perusahaan Sebesar USD27,31 Juta dan Rp326,88 Miliar
9	Lokasi Pembangunan PLTU Lampung Mengalami Pergeseran Dari Rencana Awal Sehingga Kontraktor Mengajukan Klaim untuk <i>Variation Order</i> Penambahan Nilai Kontrak
10	Pembuatan Dokumen Penawaran Mendahului Penyelesaian Pembuatan Studi Kelayakan pada Proyek PLTU Bengkalis dan Selat Panjang Mengakibatkan Pekerjaan Mengalami Terminasi
11	Pelaksanaan Pekerjaan PLTU Tanjung Balai Karimun dan PLTU Maluku Ambon Stagnan; PLTU 2 NTB – Lombok, PLTU Kalbar 1 dan PLTU Kalbar

	2 Mangkrak dan Mengakibatkan Potensi Kerugian Perusahaan Sebesar USD18,18 Juta dan Rp192,82 Miliar
12	Pelaksanaan Pembangunan Pembangkit FTP 10,000 MW Terlambat dan Belum Dikenakan Denda Keterlambatan Sebesar USD30,63 Juta dan Rp449,53 Miliar dan Adanya Penambahan Biaya Sebesar Rp500,73 Miliar dan Pemborosan Pembayaran <i>Commitmen Fee</i> Sebesar USD14,39 Juta serta PLN Harus Menyediakan Tambahan Biaya Investasi Sebesar USD137,57 Juta dan Rp555,98 Miliar
13	Pekerjaan Tidak Sesuai Spesifikasi dan Peralatan Mengalami Kerusakan pada Pembangunan PLTU Belum Diperbaiki oleh Kontraktor Memborosan Biaya Minimal Sebesar Rp7,89 Miliar
14	<i>Material Storage</i> Proyek PLTU 1 dan PLTU 2 Kalimantan Barat Tanpa Pengawasan Berisiko Rusak
15	Pekerjaan Tambah <i>Soil Treatment</i> dan <i>Slurry Wall</i> pada Pekerjaan PLTU Kalimantan Tengah I Pulang Pisau Mendahului Amandemen Kontrak dan Nilai Amandemen Kontrak Lebih Besar Senilai Rp15,27 Miliar dan Klaim Kerja Tambah <i>Sand Backfill for Additional</i> pada Pekerjaan PLTU Kalimantan Tengah I Pulang Pisau Dihitung Lebih Besar Senilai Rp64,61 Miliar
16	Pada Pembangunan PLTU Ropa Ende (2x7 MW) Terdapat Pekerjaan yang Tidak Sesuai dengan Spesifikasi Kontrak dan Beroperasi Tidak Sesuai Dengan Output yang Diharapkan Dalam Kontrak Pengadaan serta Mengalami Keterlambatan
17	Penunjukan PT Rekadaya ElektriKa Pasca Terminasi Tidak Menyelesaikan Masalah Dan Konsorsium MOKA-GMG Belum Membayar Kepada PLN GMG Sebesar USD1,59 Juta Dan Rp21,30 Miliar Serta Timbul Biaya <i>Cleaning</i> dan <i>Preservation Existing Material</i> Sebesar Rp20,52 Miliar Dan USD475 ribu dan Biaya Lainnya
18	PLN Belum Mengenakan LD atas Keterlambatan PLTU Tanjung Awar-Awar untuk Unit #2 sebesar USD43,71 Juta dan Rp135,92 Miliar serta Perencanaan proyek PLTU 3 Jawa Timur Tanjung Awar-Awar Tidak Dilakukan Secara Memadai Sehingga Terdapat Biaya Tambahan Minimal Sebesar Rp10,19 Miliar
19	Pengadaan Material Utama Steam Turbine PLTU Kalbar 2 Terkendala Berpotensi Merugikan Sebesar USD3,73 Juta
20	Perencanaan Atas Pengadaan Pekerjaan Tambah PLTU Kaltim Tidak Memadai Mengakibatkan Indikasi Kemahalan Harga Sebesar Rp7,82 Miliar dan Memborosan Keuangan Perusahaan Sebesar Rp67,00 Miliar
21	Pembangunan <i>Cooling Tower #2</i> dan <i>Conveyor Hopper</i> pada PLTU Nii Tanasa di Kendari Sulawesi Tenggara dan Travelling Hopper pada PLTU 1 Jawa Timur - Pacitan Tidak Termamfaatkan dan Mengalami Kerusakan

22	PLTU Beroperasi Tidak Sesuai dengan Output yang diharapkan Dalam Kontrak Pengadaan yang Mengakibatkan Peningkatan Biaya Operasi dan mengalami Gangguan (<i>Forced Outage</i>) dan Penurunan Kemampuan (<i>Forced Derating</i>)
23	Pengendalian Emisi dan Monitoring Atas Pengoperasian PLTU Sulut–Amurang Tidak Dilakukan
24	PLN Belum Siap Melakukan Operasional Setelah TOC Unit #1 PLTU Lampung Sehingga Terjadi Klaim oleh Kontraktor atas Pelaksanaan Pengoperasian Unit #1 Sebesar Rp11,79 Miliar
25	Pembebasan Lahan dan Pengurusan Perijinan Transmisi 150 KV SUTT Terlambat Sehingga <i>Capacity Factor</i> PLTU Jawa Barat–Pelabuhan Ratu Rendah dan <i>Coal Bunker</i> Tidak Dibangun Sesuai Kontrak
26	PLTU Paiton Baru Kehilangan Daya Sebanyak 37,07 Ribu MW Karena Kurang Memadainya Pengadaan Suku Cadang Mill

Temuan-temuan yang akan kami bahas lebih lanjut **kami batasi pada temuan-temuan yang memiliki kriteria:** nilai yang signifikan, dampak yang besar terhadap masyarakat dan lingkungan, dan temuan yang berulang dari tahun sebelumnya. Temuan-temuan yang memenuhi kriteria diatas adalah temuan nomor 2, 8, 12 dan 18.

2. Pelaksanaan Jenis Kontrak *Turnkey* pada Pembangunan Fast Track Program PLTU 10.000 MW Tidak Sesuai dengan Prinsip Kontrak *Turnkey* dan Terdapat Biaya Tambahan yang Membebani PLN Sebesar Rp514,15 Miliar dan USD15,91 juta Serta Berpotensi Sengketa Atas Pengajuan Klaim dari Kontraktor Sebesar Rp449,26 Miliar dan USD24,46 Juta

<p>Penjelasan</p>	<p>Peraturan Presiden Nomor 71 tahun 2006 tanggal 5 Juli 2006 diterbitkan guna memberikan penugasan kepada PLN untuk melakukan percepatan pembangunan pembangkit tenaga listrik yang menggunakan batu bara.</p> <p>PLN menjalankan Perpres nomor 71 tersebut melalui proses pengadaan pembangunan pembangkit 10.000 MW dengan mekanisme pelelangan terbuka melalui tahap prakualifikasi. PLN mengundang perusahaan/<i>joint venture</i>/konsorsium untuk mengikuti tahap prakualifikasi melalui pengumuman pada beberapa media massa nasional pada tanggal 10 dan 11 Juli 2006.</p> <p>Berdasarkan penjelasan dan ketentuan dalam dokumen lelang (<i>bid document</i>) yang kemudian menjadi dokumen kontrak diketahui bahwa sistem kontrak pembangunan PLTU adalah sistem kontrak <i>turnkey dan fix lump price</i>.</p> <p>Berdasarkan pemeriksaan dokumen lelang, dokumen kontrak dan pelaksanaan kontrak pembangunan PLTU secara umum diketahui hal-hal sebagai berikut:</p> <ol style="list-style-type: none">Dokumen lelang dibuat mendahului dokumen <i>Feasibility Study</i>, sehingga proses lelang telah terlebih dahulu dilakukan dengan menggunakan dokumen lelang tanpa didukung oleh <i>feasibility study</i>.Pelaksanaan kontrak <i>turnkey</i> tidak sesuai dengan ketentuan. Kontrak dibuat dengan basis <i>turnkey</i> (terima jadi) dan harga pada saat penawaran dengan dasar harga (<i>fixed lump sum</i>). Namun kontrak juga mengakomodir adanya klausul pada <i>schedule 1.8 unit adjusting prices</i>. <p>Berdasarkan Rekapitulasi Kondisi, Sistem Kontrak dan Pelaksanaan Kontrak Pembangunan disimpulkan sebagai berikut:</p>
--------------------------	---

	<ul style="list-style-type: none"> a. Pelaksanaan sistem <i>turnkey</i> pada pembangunan PLTU yang tidak sesuai dengan pengertian kontrak <i>turnkey</i> dan <i>lump sum</i> pada peraturan perundang-undangan maupun <i>best practice</i> yang berlaku di dunia internasional; b. Kontrak pembangunan PLTU yang dibuat oleh PLN tidak konsisten dan berpotensi multitafsir sehingga dalam pelaksanaannya nilai investasi pembangunan PLTU menjadi sulit diprediksi dan meningkat dari rencana semula; c. Potensi terjadi sengketa antar pihak salah satunya terjadi di PLTU Maluku Ambon 2 x 15 MW sehingga pekerjaan terhenti. UIP XIV mengubah metode pembayaran yang sebelumnya dengan <i>lumpsum</i> diubah menjadi <i>unit price</i> sehingga Kontraktor merasa dirugikan terkait dengan pembayaran pekerjaan tiang pancang. d. Terdapat perubahan/penambahan item pekerjaan sesuai kondisi lapangan yang berpengaruh terhadap peningkatan biaya yang seharusnya sudah diakomodir dalam lingkup pekerjaan sebesar USD8,227,838.39 dan Rp248.175.768.550,91 e. Terdapat penambahan biaya diluar lingkup pekerjaan sesuai kontrak sebesar Rp265.971.399.393,86 dan USD7,682,413.37; f. Adanya potensi biaya tambahan karena adanya pengajuan klaim dari kontraktor sebesar Rp449.258.457.687,00 dan USD24,455,494.00
<p style="text-align: center;">Kepatuhan Peraturan Perundang-Undangan</p>	<p>Kondisi tersebut tidak sesuai dengan:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Penjelasan Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 28 Tahun 2000 Tentang Usaha Dan Peran Masyarakat Jasa Konstruksi b. Peraturan Pemerintah Nomor 29 tahun 2000 tentang Penyelenggara Jasa Konstruksi, Bab III Kontrak Kerja Konstruksi c. Kontrak Maluku Ambon (2 x 15 MW), Nomor 144.PJ/041/DIR/2010 tanggal 27 April 2010,

	<p>Pembangunan PLTU 1 Jawa Tengah-Rembang (2 x 300-400 MW), Nomor 053.PJ/041/DIR/2007, PLTU 2 Jawa Tengah-Adipala Cilacap (1x660 MW), Nomor 436.PJ/041/DIR/2008</p> <p>d. Kontrak Pembangunan PLTU Baru Sulawesi Selatan (2 x 50 MW), Nomor 458.PJ/041/DIR/2008, Kontrak Pembangunan PLTU Ropa Ende (2x7), Nomor 106.PJ/041/DIR/2008, Kontrak Pembangunan PLTU 2 Bolok Kupang NTT (2 x 16,5 MW) Nomor 442.PJ/041/DIR/2008, Kontrak Pembangunan PLTU 2 SUMUT-Pangkalan Susu (2x 200 MW) Nomor 242.PJ/041/DIR/2007, Kontrak Pembangunan PLTU Sumatera Barat (2x112MW) Nomor 436.PJ/041/DIR/2008, Kontrak Pembangunan PLTU 2 NTB-Lombok (2x25 MW) Nomor 243.PJ/041/DIR/2007, Kontrak Pembangunan PLTU Kalimantan Barat 2 (2x27,5 MW), Nomor 447.PJ/041/DIR/2008</p> <p>e. Kontrak Pembangunan PLTU 4 Bangka Belitung (2x15 MW), Nomor 443.PJ/041/DIR/2008 tanggal 11 Juni 2008</p> <p>f. Kontrak Pembangunan PLTU Kaltim–Teluk Balikpapan (2x100 MW), Nomor 441.PJ/041/DIR/2010 tanggal 21 Desember 2010</p>
<p>Akibat</p>	<p>Hal tersebut mengakibatkan kebutuhan pendanaan menjadi tidak terukur. PLN mengeluarkan dana tambahan atas penambahan biaya yang seharusnya sudah masuk dalam lingkup pekerjaan sesuai kontrak sebesar USD8,227,838.39 dan Rp248.175.768.550,91 serta penambahan biaya diluar lingkup pekerjaan sebesar Rp265.971.399.393,86 dan USD7,682,413.37.</p> <p>Hal tersebut juga menimbulkan potensi sengketa antara PLN dengan kontraktor atas klaim biaya tambahan sebesar Rp449.258.457.687,00 dan USD24,455,494.00</p>

<p style="text-align: center;">Saran</p>	<p>Berdasarkan temuan di atas, maka Komisi VII DPR RI perlu mengingatkan Direksi PLN terhadap rekomendasi BPK untuk mempertanggungjawabkan/melaporkan biaya tambahan untuk seluruh PLTU FTP kepada RUPS; memperbaiki sistem kontrak pembangunan PLTU PLN; dan membuat SOP dan atau pengendalian internal untuk standardisasi kontrak sesuai ketentuan yang berlaku nasional ataupun internasional.</p> <p>Temuan tersebut agar menjadi perhatian Komisi VII untuk menindaklanjuti dengan meminta penjelasan Direksi PLN beserta jajarannya mengenai proses lelang pengadaan pembangunan pembangkit 10.000 MW, pengertian kontrak <i>turnkey</i> dan <i>lump sum</i> yang digunakan, dan kontrak pembangunan PLTU yang dibuat oleh PLN.</p>
---	--

8. Penetapan Pemenang Lelang PLTU Tenayan Riau, PLTU Pulang Pisau Kalimantan Tengah dan PLTU Kaltim Melanggar Ketentuan Sehingga Merugikan Perusahaan Sebesar USD27,31 Juta dan Rp326,88 Miliar

<p>Penjelasan</p>	<p>Proses pengadaan untuk beberapa PLTU 10.000 MW mengacu kepada Keputusan Direksi No. 080.K/DIR/2008 Tanggal 29 Februari 2008 Tentang Pedoman Pengadaan Barang/Jasa PLN. Secara umum penawaran harga dari peserta pelelangan tidak boleh melebihi HPS. Pada tahap evaluasi penawaran, apabila penawaran melebihi HPS, maka penawaran tersebut gugur. Namun hasil pemeriksaan menunjukkan terdapat pemenang-pemenang lelang yang melebihi HPS, dengan penjelasan sebagai berikut:</p> <p>a. Panitia Pengadaan PLTU Tenayan Tidak Cermat dalam Menentukan HPS dan Penggunaan HPS Index Cost (USD/kW) Sehingga Merugikan Perusahaan Sebesar USD9.920.534,10 dan Rp244.828.248.767,70</p> <p>Berdasarkan hasil pemeriksaan atas dokumen HPE, HPS, dan evaluasi lelang, diketahui beberapa kondisi sebagai berikut:</p> <ol style="list-style-type: none">1) Panitia Pengadaan dan Puseulis Tidak Cermat dalam Menetapkan HPS dengan Selisih Perhitungan Senilai USD6,311,2812) Panitia Pengadaan Tidak Seharusnya Menggunakan HPS Index Cost (USD/kW) dalam Evaluasi Urutan Pemenang Pengadaan PLTU Tenayan dan Merugikan Perusahaan Sebesar USD9.920.534,10 dan Rp244.828.248.767,70 <p>b. Panitia Pengadaan Menggunakan Power Output Dalam Analisa Harga Pengadaan PLTU Kalimantan Tengah I Merugikan Perusahaan Sebesar USD2,503,342.03</p> <p>c. Panitia Pengadaan Tidak Cermat Dalam Melakukan Pelelangan Pengadaan PLTU Teluk Balikpapan Merugikan Perusahaan Sebesar USD14.882.620,28 dan Rp82.052.528.233,00</p>
--------------------------	--

	<p>Berdasarkan hasil pemeriksaan diketahui hal-hal sebagai berikut:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Jangka Waktu Pelaksanaan Pelelangan Pengadaan Pembangunan PLTU 1 Kalimantan Timur–Teluk Balikpapan Melampaui Ketentuan 2) Konsorsium AK–Sino Tidak Memiliki Pengalaman Sesuai Dengan Syarat Prakualifikasi 3) Panitia Pengadaan dan Pusenlis Tidak Cermat Dalam Menetapkan HPS Dengan Selisih Kurang HPS Senilai USD190,488 4) Penggunaan HPS Index Cost (USD/kW) dalam Evaluasi Urutan Pemenang Pengadaan Melanggar Ketentuan Pengadaan dan Kesalahan Penetapan Pemenang Lelang Pengadaan PLTU Teluk Balikpapan Kaltim Merugikan Perusahaan Sebesar USD14.882.620,28 dan Rp82.052.528.233,00.
<p>Kepatuhan Peraturan Perundang-Undangan</p>	<p>Hal tersebut tidak sesuai dengan:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Kepdir PLN No. 080.K/DIR/2008 Tanggal 29 Februari 2008 Tentang Pedoman Pengadaan Barang/Jasa PLN b. Kepdir PLN No.080.K/DIR/2008 tanggal 29 Februari 2008 tentang Penjelasan Pedoman Pengadaan Barang/Jasa di Lingkungan PLN c. Berita Acara Revisi Harga Perkiraan Sendiri (HPS) Proyek PLTU 1 Kalimantan Tengah (2x60 MW) Melalui Pelelangan Umum No: 011.BA/121/PP-LJB/2010 d. Dokumen Prakualifikasi Proyek PLTU Kaltim–Teluk Balikpapan 2x110MW e. Kontrak No. 441.PJ/041/DIR/2010
<p>Akibat</p>	<p>Hal tersebut mengakibatkan kerugian perusahaan sebesar USD27,306,496.41 dan Rp326.880.777.000,70.</p>
<p>Saran</p>	<p>Berdasarkan temuan di atas, maka Komisi VII DPR RI perlu mengingatkan Direksi PLN terhadap rekomendasi BPK untuk memulihkan kerugian sebesar USD27,306,496.41 dan Rp326.880.777.000,70.</p>

	<p>Temuan tersebut agar menjadi perhatian Komisi VII untuk menindaklanjuti dengan meminta penjelasan Direksi PLN beserta jajarannya mengenai proses pengadaan untuk beberapa PLTU 10.000 MW dimana terdapat pemenang-pemenang lelang yang melebihi HPS.</p>
--	---

12. Pelaksanaan Pembangunan Pembangkit FTP 10,000 MW Terlambat dan Belum Dikenakan Denda Keterlambatan Sebesar USD30,63 Juta dan Rp449,53 Miliar dan Adanya Penambahan Biaya Sebesar Rp500,73 Miliar dan Pemborosan Pembayaran *Commitment Fee* Sebesar USD14,39 Juta serta PLN Harus Menyediakan Tambahan Biaya Investasi Sebesar USD137,57 Juta dan Rp555,98 Miliar

Penjelasan	<p>Hasil pemeriksaan atas Program Pembangunan Pembangkit listrik FTP 10.000 MW pada PLN yang dibangun tersebar di 37 lokasi seluruh Indonesia yang terdiri dari 10 lokasi di pulau Jawa dan 27 lokasi di luar pulau Jawa menunjukkan terdapat pembangunan PLTU yang mengalami keterlambatan.</p> <p>Terjadinya keterlambatan pekerjaan oleh kontraktor antara lain adanya kondisi-kondisi seperti berikut ini:</p>																										
	No	PLTU	PLTU*																								
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13												
	1	Perencanaan tidak memadai	V		V	V	V	V				V	V	V	V												
	2	Pembebasan lahan belum selesai		V		V					V	V			V												
	3	LC terlambat					V	V			V																
	4	Pembayaran DP terlambat		V					V		V			V													
	5	Kontraktor kesulitan finansial							V			V															
	6	Custom clearance	V									V			V												
	7	Kondisi lahan belum siap						V						V													
	8	Jaringan, sistem dan operator belum siap	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V												
	9	PLN terlambat menyiapkan batubara									V																
	10	Kondisi Internal Kontraktor		V			V		V			V															
	11	Adanya peralatan yang rusak		V			V	V			V			V	V												
12	Kondisi faktor alam	V	V				V			V																	
13	Kontrak terminasi dan diganti kontraktor lain											V															
<p>Keterangan*</p> <p>V adalah terjadi pada</p> <table style="width: 100%; border: none;"> <tr> <td style="width: 50%;">1 PLTU Riau Tenayan (2x110 MW)</td> <td style="width: 50%;">8 PLTU Adipala (1 x 660 MW)</td> </tr> <tr> <td>2 PLTU Nii Tanasa (2x10 MW)</td> <td>9 PLTU Teluk Sirih (2 x 112 MW)</td> </tr> <tr> <td>3 PLTU Tanjung Balai Karimun (2x7 MW)</td> <td>10 PLTU Gorontalo (2x25 MW)</td> </tr> <tr> <td>4 PLTU Nagan Raya (2 x 110 MW)</td> <td>11 PLTU 3 Bangka Beltung (2 x 30 MW)</td> </tr> <tr> <td>5 PLTU Lampung (2 X 100 MW)</td> <td>12 PLTU Babel 4 (2 x 16,5 MW)</td> </tr> <tr> <td>6 PLTU Asam asam (2 x 65 MW)</td> <td>13 PLTU Kaltim (2 x 110 MW)</td> </tr> <tr> <td>7 PLTU Maluku Utara - Tidore (2 x 7 MW)</td> <td></td> </tr> </table>														1 PLTU Riau Tenayan (2x110 MW)	8 PLTU Adipala (1 x 660 MW)	2 PLTU Nii Tanasa (2x10 MW)	9 PLTU Teluk Sirih (2 x 112 MW)	3 PLTU Tanjung Balai Karimun (2x7 MW)	10 PLTU Gorontalo (2x25 MW)	4 PLTU Nagan Raya (2 x 110 MW)	11 PLTU 3 Bangka Beltung (2 x 30 MW)	5 PLTU Lampung (2 X 100 MW)	12 PLTU Babel 4 (2 x 16,5 MW)	6 PLTU Asam asam (2 x 65 MW)	13 PLTU Kaltim (2 x 110 MW)	7 PLTU Maluku Utara - Tidore (2 x 7 MW)	
1 PLTU Riau Tenayan (2x110 MW)	8 PLTU Adipala (1 x 660 MW)																										
2 PLTU Nii Tanasa (2x10 MW)	9 PLTU Teluk Sirih (2 x 112 MW)																										
3 PLTU Tanjung Balai Karimun (2x7 MW)	10 PLTU Gorontalo (2x25 MW)																										
4 PLTU Nagan Raya (2 x 110 MW)	11 PLTU 3 Bangka Beltung (2 x 30 MW)																										
5 PLTU Lampung (2 X 100 MW)	12 PLTU Babel 4 (2 x 16,5 MW)																										
6 PLTU Asam asam (2 x 65 MW)	13 PLTU Kaltim (2 x 110 MW)																										
7 PLTU Maluku Utara - Tidore (2 x 7 MW)																											
Keptuhan Peraturan Perundang-Undangan	<p>Kondisi tersebut tidak sesuai dengan:</p>																										
	<p>a. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 59 tahun 2009 Tentang Perubahan atas Peraturan Presiden Nomor 71 Tahun 2006 Tentang Penugasan kepada PT Perusahaan Listrik Negara (Persero) untuk Melakukan Percepatan Pembangunan Pembangkit Tenaga Listrik yang Menggunakan Batubara</p> <p>b. Keputusan Menteri BUMN Nomor KEP-117/M-</p>																										

	<p>MBU/2002 tentang Penerapan Praktek <i>Good Corporate Governance</i> pada Badan Usaha Milik Negara (BUMN)</p> <p>c. Kontrak Pembangunan PLTU Riau Tenayan (2 x 110 MW) Nomor 440.PJ/041/DIR/2010 tanggal 21 Desember 2010</p> <p>d. Keputusan Direksi PLN Nomor 100.K/010/DIR/2004 tanggal 7 Juni 2004 tentang Pedoman Pengadaan Barang/Jasa Di Lingkungan PLN</p> <p>e. Kontrak Pembangunan PLTU Nagan Raya (2 x 110 MW) Nomor 431.PJ/041/DIR/2008 tanggal 25 April 2008</p> <p>f. Kontrak Pembangunan PLTU Lampung (2 x 100 MW), Kontrak No. 239.PJ/041/DIR/2007, Tanggal 30 Oktober 2007</p> <p>g. Kontrak Pembangunan PLTU Asam-asam (2 x 65 MW), Kontrak Nomor 455.PJ/DIR/2007, tanggal 4 Juli 2008</p> <p>h. Kontrak Pembangunan PLTU Maluku Utara-Tidore (2 x 7 MW), Kontrak Nomor 448.PJ/041/DIR/2008, tanggal 9 Juni 2008</p> <p>i. Kontrak Pembangunan PLTU Adipala (1 x 660 MW), Kontrak Nomor 562- 1.PJ/121/DIR/2008 pada 22 Desember 2008</p> <p>j. Kontrak Pembangunan PLTU Teluk Sirih (2 x 112 MW), Kontrak Nomor 436.PJ/041/DIR/2008, tanggal 9 Mei 2008 dengan <i>effective date</i> pada 18 Oktober 2008</p> <p>k. Kontrak Pembangunan PLTU Gorontalo (2 x 25 MW), Kontrak Nomor 244.PJ/041/DIR/2007 tanggal 30 Oktober 2007</p> <p>l. Kontrak Pembangunan PLTU 3 Bangka Belitung (2 x 30 MW), Kontrak Nomor 453.PJ/DIR/2007 tanggal 4 Juli 2008 berlaku efektif mulai tanggal 11 November 2009</p> <p>m. Kontrak Pembangunan PLTU Babel 4 (2 x 16,5 MW) Nomor 443.PJ/041/DIR/2008 tanggal 11 Juni 2008</p> <p>n. Kontrak EPC PLTU 1 Kalimantan Timur antara PLN dengan Konsorsium PT Adhi Karya-Sinohydro Corporation Nomor 441.PJ/041/DIR/2010</p>
--	---

<p style="text-align: center;">Akibat</p>	<p>Kondisi tersebut mengakibatkan kontraktor belum dikenakan denda keterlambatan sebesar USD30.633.000,09 dan Rp449.528.749.027,86; adanya penambahan biaya sebesar Rp500.732.867.418,00; PLN diminta pertanggungjawaban biaya oleh pihak kontraktor sebesar Rp111.804.805.937,00; pemborosan pembayaran <i>commitment fee</i> sebesar USD14.385.792,45; dan PLN harus menyediakan tambahan biaya investasi sebesar USD137.567.399,00 dan Rp555.979.931.170,00. Namun PLN belum memperoleh manfaat atas pembangunan PLTU.</p>
<p style="text-align: center;">Saran</p>	<p>Berdasarkan temuan di atas, maka Komisi VII DPR RI perlu mengingatkan Direksi PLN terhadap rekomendasi BPK untuk menarik denda keterlambatan yang belum dikenakan kepada kontraktor sebesar USD45,726,370.09 dan Rp449.528.749.027,86.</p> <p>Temuan tersebut agar menjadi perhatian Komisi VII untuk menindaklanjuti dengan meminta penjelasan Direksi PLN beserta jajarannya mengenai pembangunan PLTU yang mengalami keterlambatan, proses penagihan denda keterlambatan, dan adanya tambahan biaya-biaya yang menjadi tanggung jawab PLN.</p>

18. PLN Belum Mengenaikan *Liquidated Damage* atas Keterlambatan PLTU Tanjung Awar-Awar untuk Unit #2 sebesar USD43,71 Juta dan Rp135,92 Miliar serta Perencanaan Proyek PLTU 3 Jawa Timur Tanjung Awar-Awar Tidak Dilakukan Secara Memadai Sehingga Terdapat Biaya Tambahan Minimal Sebesar Rp10,19 Miliar

<p>Penjelasan</p>	<p>Hasil penelaahan dokumen pengadaan, risalah serta pemeriksaan lapangan, pemeriksa menemukan permasalahan-permasalahan sebagai berikut.</p> <p>a. Kontraktor tidak memenuhi persyaratan untuk ditetapkan sebagai pemenang</p> <p>Dari kronologis pengadaan terhadap proyek PLTU 3 Jawa Timur Tanjung Awar-Awar dapat disimpulkan bahwa kontraktor (Konsorsium Sinomach-CNEEC-Penta Adi Samudera/SCP JO) tidak memenuhi persyaratan untuk ditetapkan sebagai pemenang lelang. Bahkan seharusnya SCP JO dinyatakan gagal dalam penawaran dan dilakukan pelelangan ulang.</p> <p>b. Perencanaan proyek PLTU Jawa Timur Tanjung Awar-Awar tidak dilakukan secara memadai</p> <p>Selain itu, hasil pemeriksaan uji sampel terhadap pelaksanaan pekerjaan menunjukkan bahwa kontraktor melaksanakan pekerjaan tidak sesuai dengan yang seharusnya. Hal tersebut diketahui dengan adanya permasalahan yang ditemukan saat pengoperasian PLTU berdasarkan hasil kajian enjiniring PT PLN PJB No. 23250/KE/SOB/OKT/07/2014/UJTA adalah sebagai berikut.</p> <ol style="list-style-type: none">1) Material karet <i>Expansion Joint</i> yang digunakan kurang baik.2) Kemampuan SDM pelaksana untuk melakukan pekerjaan belum sesuai.3) Pengelolaan <i>material handling</i> tidak sesuai dengan kontrak. <p>Atas permasalahan diatas, PLN akan mengeluarkan biaya untuk memastikan keandalan operasional PLTU untuk melakukan baik modifikasi maupun tambahan pekerjaan yang seharusnya dapat diminimalisir.</p>
--------------------------	---

	<p>c. Penyelesaian Pembangunan PLTU mengalami keterlambatan</p> <p>Beberapa penyebab keterlambatan pekerjaan tersebut antara lain:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Adanya keterlambatan pendanaan USD <i>portion</i>, sehingga kontraktor meminta <i>slow down</i> FOB pada 21 Desember 2008. Namun keterlambatan USD <i>portion</i> ini seharusnya tidak terjadi karena terdapat <i>letter of intent</i> dari Bank of China untuk mendanai proyek PLTU 3 Jawa Timur Tanjung Awar-Awar tertanggal 6 Desember 2006 tetapi baru difax oleh SCP JO tanggal 18 Januari 2008. 2) Adanya kebocoran <i>condenser</i> yang mengakibatkan kerusakan pada turbin unit #2 dan saat ini progresnya sedang proses untuk di <i>commisioning</i>. Atas kerusakan tersebut kontraktor melakukan klaim biaya atas percepatan pengadaan turbin pengganti untuk unit #2 yang dari sebelumnya diperkirakan selama 14 bulan menjadi 2 bulan. Atas keterlambatan COD unit #2 tersebut seharusnya PLN memperhitungkan denda keterlambatan sesuai dengan ketentuan yaitu sebesar 10% dari nilai kontrak yaitu USD43,706,958.20 dan Rp135.923.821.472,00.
<p>Kepatuhan Peraturan Perundang-Undangan</p>	<p>Hal tersebut tidak sesuai dengan:</p> <ol style="list-style-type: none"> a. Keputusan Direksi PLN No. 100 K/010/DIR/2004 tanggal 7 Juni 2004 b. <i>Contract Document, Book I Chapter 10 Commercial Condition</i> c. Surat Ketua Panitia Pengadaan Proyek 7 PLTU Kelasa 300-400 MW dengan surat No. 108/121/PAN-7/2006 dan No. 109/121/PAN-7/2006 tanggal 7 Desember 2006 kepada konsorsium Sinomach-CNEEC-Penta Adi Samudera dan konsorsium Chengda Engineering Corp.-PT Truba Jurong yang menyatakan batas waktu penyampaian surat dukungan dari potensial lender diperpanjang tidak lebih dari 18 Desember 2006.

<p>Akibat</p>	<p>Kondisi di atas mengakibatkan PLN harus mengeluarkan biaya tambahan minimal sebesar Rp10.191.628.750,00. PLN juga belum mengenakan <i>liquidated damage</i> atas keterlambatan PLTU Tanjung Awar-Awar untuk unit #2 sebesar USD43,706,958.20 dan Rp135.923.821.472,00.</p>
<p>Saran</p>	<p>Berdasarkan temuan di atas, maka Komisi VII DPR RI perlu mengingatkan Direksi PLN terhadap rekomendasi BPK untuk memerintahkan GM UIP untuk mengenakan <i>liquidated damage</i> atas keterlambatan PLTU Tanjung Awar-Awar untuk unit #2 sebesar USD43,706,958.20 dan Rp135.923.821.472,00.</p> <p>Temuan tersebut agar menjadi perhatian Komisi VII untuk menindaklanjuti dengan meminta penjelasan Direksi PLN beserta jajarannya mengenai proses pengadaan terhadap proyek PLTU 3 Jawa Timur Tanjung Awar-Awar, perencanaan proyek PLTU, penyebab keterlambatan pembangunan PLTU, biaya tambahan yang harus dikeluarkan PLN, dan proses penagihan <i>liquidated damage</i>.</p>

**TELAAHAN TERHADAP LAPORAN HASIL PEMERIKSAAN ATAS
PENGELOLAAN PENDAPATAN, BIAYA, DAN INVESTASI TAHUN
ANGGARAN 2014 S.D 2015
PADA PT INDONESIA POWER (PERSERO) DI DKI JAKARTA,
BANTEN, JAWA BARAT, JAWA TENGAH DAN BALI**

GAMBARAN UMUM

Pemeriksaan ini bertujuan untuk menilai bahwa pengelolaan pendapatan, pengelolaan pengeluaran biaya dan kegiatan investasi telah dilaksanakan dengan tertib dan taat kepada sistem pengendalian intern yang berlaku dan atau peraturan perundang-undangan. Pemeriksaan ini dilaksanakan sesuai dengan Standar Pemeriksaan Keuangan Negara (SPKN) yang ditetapkan oleh BPK RI.

PT Indonesia Power merupakan anak perusahaan PT PLN (Persero) sebagai penjual terbesar tenaga listrik kepada PT PLN (Persero). PT Indonesia Power juga tercatat menerima pengalihan sebagian besar aset PLTU proyek 10.000 MW milik PLN. Secara umum dalam menjalankan kegiatan usahanya dalam menghasilkan produk dan jasa utamanya yaitu energi listrik dan jasa pengoperasian dan pemeliharaan pembangkit listrik kepada pemangku kepentingan. BPK memeriksa beberapa aspek meliputi pengelolaan pendapatan, pengelolaan biaya dan pengelolaan investasi.

Hasil pemeriksaan BPK menyimpulkan bahwa PT Indonesia Power dalam melaksanakan pengelolaan pendapatan, biaya dan investasi belum sepenuhnya tertib dan taat pada sistem pengendalian intern dan peraturan perundang-undangan yang berlaku sebagaimana terlihat pada tabel berikut:

NO	TEMUAN
1	Aset PLTD E 10 MW milik PT Cogindo Daya Bersama (CDB) Senilai Rp111.124.409.594,00 belum dimanfaatkan Secara Optimal.
2	Penyelesaian Klaim Asuransi PLTP Unit 1 Kamojang Berlarut-larut dan Belum Terdapat Kesepakatan Nilai Klaim.
3	Pembangunan Kincir Air 100 kW Sebesar Rp1.777.338.332,00 Tidak Memberikan Manfaat.
4	PLTP Kamojang Berpotensi Menanggung Biaya <i>Take or Pay</i> Penggunaan Uap Panas Bumi Sebesar Rp6.940.505.382,18.
5	Perbedaan Penetapan Batas Penolakan dengan Spesifikasi Tipikal Batubara yang Sama Berisiko Ketidakhematan Biaya.
6	Produksi PLTD B 50 MW di Pesanggaran dengan Skema BOT menyesuaikan

	dengan kebutuhan sistem sehingga kurang maksimal utilitasnya.
7	Perjanjian Pembelian Uap Panas Bumi tidak Mengatur Pemanfaatan <i>Take or Pay</i> Mengakibatkan PLTP Darajat Tidak Dapat Memanfaatkan Kwh <i>make up</i> .
8	Serah Terima Pelaksanaan Pekerjaan <i>Retubing HP Feed Water Heater</i> 7 Unit 1 Pada UP Suralaya Tidak Sesuai Dengan Spesifikasi Sehingga harus dikenakan denda <i>pinalty</i> Sebesar Rp140.648.897,00.
9	Pekerjaan Pembangunan PLTGU Pemaron Senilai Rp93.952.694.204,00 Tidak dilanjutkan Sehingga belum Memberikan Manfaat Bagi PT IP.
10	Serah Terima Pekerjaan Pengadaan dan Pemasangan Trafo Utama Unit 1 PLTP Kamojang Tidak Sesuai Dengan Klausul Perjanjian.
11	Terdapat Beberapa Kegiatan Improving Sebesar Rp904.431.250,00 Untuk Memanfaatkan Aset SWRO Belum Digunakan Sesuai Peruntukannya.
12	Pekerjaan Pembangunan (EPC) Pipa Gas PLTGU ke PLTU 3 Tambak Lorok Semarang Terlambat Sehingga Pengoperasian PLTU 3 Mundur dari Jadwal Yang Ditetapkan.
13	Pembatalan Pekerjaan Pengadaan Jasa Implementasi ERP SAP PT Indonesia Power Mengakibatkan tambahan biaya sebesar Rp540.000.000,00, ketidakhematan sebesar Rp465.346.045,00 dan Kesalahan Perhitungan Pembayaran Tahap <i>Blueprint</i> .
14	Penyediaan PLTM Cileunca 2 x 500 kw Sejak Tahun 2005 Belum Selesai Dilaksanakan.
15	Penyelesaian Pekerjaan <i>Coal Handling</i> Terpadu Mengalami Keterlambatan Dan Denda Atas Keterlambatan Penyelesaian Pekerjaan Sebesar Rp1.293.435.000,00 Belum Diterima Oleh PT IP.

Temuan-temuan yang akan kami bahas lebih lanjut kami batasi pada temuan-temuan yang memiliki kriteria: nilai yang signifikan, dampak yang besar terhadap masyarakat dan lingkungan, dan temuan yang berulang dari tahun sebelumnya.

Tabel diatas menunjukkan bahwa tidak ada temuan yang bernilai signifikan dan hanya bersifat administratif, sehingga tidak kami bahas lebih lanjut.

**TELAAHAN TERHADAP LAPORAN HASIL PEMERIKSAAN ATAS
PENGELOLAAN PENDAPATAN, BIAYA DAN INVESTASI PADA
PT PEMBANGKITAN JAWA BALI DAN ANAK PERUSAHAAN
TAHUN ANGGARAN 2014, 2015 DAN SEMESTER I 2016 DI JAWA
TIMUR, JAWA BARAT DAN JAKARTA**

GAMBARAN UMUM

Pemeriksaan ini bertujuan untuk menilai bahwa pengelolaan pendapatan, pengelolaan pengeluaran biaya dan kegiatan investasi telah dilaksanakan dengan tertib dan taat kepada sistem pengendalian intern dan peraturan perundang-undangan yang berlaku. Pemeriksaan dilaksanakan sesuai dengan Standar Pemeriksaan Keuangan Negara (SPKN) yang ditetapkan oleh BPK. PT Pembangkitan Jawa Bali (PJB) bergerak di kegiatan usaha penyediaan tenaga listrik dengan keandalan yang baik serta usaha penyediaan jasa *Operation & Maintenance* (O&M) pembangkit. Sampai dengan tahun 2016, PJB memiliki pembangkit dengan kapasitas sebesar 7.043,4 MW di 8 lokasi, mengelola Jasa *Operate & Maintenance* sebesar 7.412 MW, dan keikutsertaan di bisnis *Independent Power Procedure* (IPP) dengan kapasitas sebesar 3.660 MW. BPK memeriksa pengelolaan pendapatan, biaya dan investasi PJB dan Anak Perusahaan Tahun Anggaran 2014, 2015 dan 2016 (Semester I).

Berdasarkan hasil pemeriksaan, BPK menyimpulkan bahwa PJB dalam melaksanakan pengelolaan pendapatan, pengeluaran biaya dan kegiatan investasi masih terdapat adanya kelemahan atas pelaksanaan pengelolaan pendapatan, pengeluaran biaya dan kegiatan investasi sebagai berikut:

NO	TEMUAN
1	<i>Sudden Outage</i> pada PJB Unit Pembangkit (UP) Muara Karang menghilangkan kesempatan memperoleh pendapatan minimal sebesar Rp97,37 miliar
2	Perhitungan pengenaan denda keterlambatan pada Perjanjian Pengadaan dan Instalasi Motor <i>Butterfly Valve Inlet Condenser</i> pada PJB UP Muara Karang tidak sesuai dengan Pedoman Pengadaan Barang dan Jasa mengurangi penerimaan sebesar Rp48,70 Juta
3	Denda keterlambatan atas Pengadaan Barang dan Jasa pada PJB UBJOM Indramayu belum dan kurang dikenakan sebesar Rp88,81 juta
4	Pengadaan Sewa Alat Berat untuk PJB UBJOM Pacitan tidak sesuai spesifikasi

5	Perbaikan CEMS pada PJB UBJOM Paiton berlarut-larut dan dapat dikenakan denda keterlambatan sebesar Rp86,35 juta
6	Pengadaan BFP baru di PJB UP Paiton tidak tepat waktu sehingga potensi derating tidak termitigasi serta keterlambatan pekerjaan dapat dikenakan denda keterlambatan sebesar Rp429,92 Juta
7	PLTS Photovoltaic on Grid 1 MW pada PJB UP Cirata beroperasi tanpa memiliki Surat Ijin Operasi

Temuan-temuan yang akan kami bahas lebih lanjut kami batasi pada temuan-temuan yang memiliki kriteria: nilai yang signifikan, dampak yang besar terhadap masyarakat dan lingkungan, dan temuan yang berulang dari tahun sebelumnya.

Tabel diatas menunjukkan bahwa tidak ada temuan yang bernilai signifikan dan hanya bersifat administratif, sehingga tidak kami bahas lebih lanjut.

**TELAAHAN TERHADAP LAPORAN HASIL PEMERIKSAAN
KINERJA ATAS EFEKTIVITAS PENGELOLAAN PENELITIAN
KOMPETITIF NASIONAL PADA DITJEN PENGUATAN RISET
DAN PENGEMBANGAN KEMENTERIAN RISET, TEKNOLOGI,
DAN PENDIDIKAN TINGGI TAHUN ANGGARAN 2015 DAN 2016
DI JAKARTA, JAWA BARAT, JAWA TIMUR, DAN SULAWESI
SELATAN**

GAMBARAN UMUM

Pemeriksaan bertujuan untuk menilai kinerja atas efektivitas pengelolaan Penelitian Kompetitif Nasional pada Ditjen Risbang Kemenristekdikti Tahun Anggaran 2015 dan 2016. Penilaian tingkat efektifitas atas kinerja pengelolaan Penelitian Kompetitif Nasional dilakukan berdasarkan tiga kriteria utama yang dituangkan menjadi “Praktek Manajemen yang Lebih Baik” (*Better Management Practice*), yaitu (1) Ditjen Risbang telah merencanakan kegiatan Penelitian Kompetitif Nasional dengan baik, dan telah didukung dengan sumber daya (prosedur, SDM, dana, sarana prasarana) yang memadai; (2) Ditjen Risbang telah melaksanakan kegiatan Penelitian Kompetitif Nasional dengan baik dan memadai; (3) Ditjen Risbang telah melakukan monitoring dan evaluasi kegiatan penelitian dengan baik.

Dalam rangka melaksanakan pengelolaan Penelitian Kompetitif Nasional, Ditjen Risbang telah berupaya melakukan perencanaan penelitian yang mengacu pada RPJMN, Renstra, Agenda Riset Nasional dengan memperhatikan masukan dari *stakeholders*. Ditjen Risbang telah menerapkan SOP yang dimiliki dalam menentukan tema Penelitian Kompetitif Nasional dan telah mensosialisasikan topik Penelitian Kompetitif Nasional kepada para peneliti, yang mengatur koordinasi atas perencanaan kegiatan Penelitian Kompetitif Nasional. Ditjen Risbang juga telah menerapkan ketentuan yang mengatur konsistensi jumlah indikator dan satuannya pada setiap dokumen perencanaan Penelitian Kompetitif Nasional. Ditjen Risbang telah memiliki dan menerapkan penetapan indikator dan target berdasarkan pada kriteria *Specific, Measurable, Accurate, Realistics, Time-bound* (SMART).

Selain upaya-upaya tersebut, terdapat beberapa permasalahan dalam pengelolaan Penelitian Kompetitif Nasional yang membutuhkan perbaikan sebagaimana terlihat pada tabel berikut:

NO	TEMUAN
1	Dana Hibah Penelitian yang Diterima oleh Peneliti Belum Tepat Waktu dan Tepat Jumlah
2	Tahapan Pembahasan Proposal dalam SOP Seleksi Proposal Penelitian Kompetitif Nasional Tidak Memuat Alasan Penentuan Nilai Persetujuan Dana Penelitian
3	Sistem Informasi Manajemen Kemenristekdikti Belum Mendukung Pengelolaan Penelitian Sesuai dengan Panduan Penelitian
4	Peneliti Terlambat Menggunggah Laporan Kemajuan, Laporan Akhir, dan Laporan Keuangan 100% ke SIMLITABMAS
5	Ditjen Risbang Belum Memiliki Mekanisme Penanganan Masalah Penelitian, Penjaminan <i>Quality Assurance</i> Penelitian, dan Pengelolaan <i>Log-Book</i> Penelitian
6	Monitoring dan Evaluasi yang Dilakukan DRPM Belum Memadai

Permasalahan tersebut menghambat efektivitas pengelolaan Penelitian Kompetitif Nasional terutama pada aspek perencanaan, pelaksanaan dan pengawasan. Oleh karena itu, BPK menyimpulkan bahwa kegiatan pengelolaan Penelitian Kompetitif Nasional yang dilakukan oleh Ditjen Risbang **belum sepenuhnya efektif** untuk mencapai tujuan pengelolaan Penelitian Kompetitif Nasional.