



**BADAN PENGATUR HILIR MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA**

KEPUTUSAN KEPALA BADAN PENGATUR HILIR MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA

NOMOR 38/TARIF/BPH MIGAS/KOM/2023

TENTANG

PEDOMAN PELAKSANAAN TATA CARA PENGHITUNGAN DAN PENETAPAN
TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

KEPALA BADAN PENGATUR HILIR MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA,

- Menimbang : a. bahwa untuk melaksanakan ketentuan Pasal 20 Peraturan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi Nomor 1 Tahun 2023 tentang Tata Cara Penghitungan dan Penetapan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa, perlu menetapkan pedoman teknis tata cara penghitungan dan penetapan Tarif yang ditetapkan oleh Kepala Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi;
- b. bahwa telah dilaksanakan Sidang Komite pada hari Selasa tanggal 30 Mei 2023 sebagaimana tertuang dalam Berita Acara Nomor 18/BA-SID/BPH MIGAS/KOM/2023 tanggal 30 Mei 2023 dan sesuai dengan ketentuan Pasal 27 Peraturan Pemerintah Nomor 67 Tahun 2002 tentang Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 49 Tahun 2012 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah Nomor 67 Tahun 2002 tentang Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa, hasil sidang komite ditetapkan oleh Kepala Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi;

c. bahwa...

- c. bahwa berdasarkan pertimbangan sebagaimana dimaksud dalam huruf a dan huruf b, perlu menetapkan Keputusan Kepala Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi tentang Pedoman Pelaksanaan Tata Cara Penghitungan dan Penetapan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa;

- Mengingat :
1. Undang-Undang Nomor 22 Tahun 2001 tentang Minyak dan Gas Bumi (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2001 Nomor 136, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4152) sebagaimana telah diubah dengan Undang-Undang Nomor 6 Tahun 2023 tentang Penetapan Peraturan Pemerintah Pengganti Undang-Undang Nomor 2 Tahun 2022 tentang Cipta Kerja menjadi Undang-Undang (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2023 Nomor 41, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 6841);
 2. Peraturan Pemerintah Nomor 67 Tahun 2002 tentang Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2002 Nomor 141, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4253) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 49 Tahun 2012 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah Nomor 67 Tahun 2002 tentang Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2012 Nomor 95, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 5308);
 3. Peraturan Pemerintah Nomor 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2004 Nomor 124, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4436) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Pemerintah Nomor 30 Tahun 2009 tentang Perubahan Atas Peraturan Pemerintah Nomor 36 Tahun 2004 tentang Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2009 Nomor 59, Tambahan Lembaran Negara Republik Indonesia Nomor 4996);

4. Keputusan Presiden Nomor 86 Tahun 2002 tentang Pembentukan Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Presiden Nomor 45 Tahun 2012 tentang Perubahan atas Keputusan Presiden Nomor 86 Tahun 2002 tentang Pembentukan Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa (Lembaran Negara Republik Indonesia Tahun 2012 Nomor 103);
5. Keputusan Presiden Nomor 99/P Tahun 2021 tentang Pemberhentian dan Pengangkatan Ketua dan Anggota Komite Badan Pengatur Penyediaan dan Pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa;
6. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 58 Tahun 2017 tentang Harga Jual Gas Bumi Melalui Pipa pada Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2017 Nomor 1943) sebagaimana telah diubah dengan Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 14 Tahun 2019 tentang Perubahan Atas Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 58 Tahun 2017 tentang Harga Jual Gas Bumi Melalui Pipa pada Kegiatan Usaha Hilir Minyak dan Gas Bumi (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2019 Nomor 1086);
7. Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 15 Tahun 2022 tentang Tata Cara Penetapan Pengguna Gas Bumi Tertentu dan Harga Gas Bumi Tertentu di Bidang Industri (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2022 Nomor 1317);
8. Peraturan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi Nomor 1 Tahun 2023 tentang Tata Cara Penghitungan dan Penetapan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa (Berita Negara Republik Indonesia Tahun 2023 Nomor 277);

MEMUTUSKAN:...

MEMUTUSKAN:

Menetapkan : KEPUTUSAN KEPALA BADAN PENGATUR HILIR MINYAK DAN GAS BUMI TENTANG PEDOMAN PELAKSANAAN TATA CARA PENGHITUNGAN DAN PENETAPAN TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA.

KESATU : Menetapkan pedoman pelaksanaan tata cara penghitungan dan penetapan tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa yang terdiri atas:

- a. pedoman teknis metode penghitungan Tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa menggunakan sistem perangko dan sistem Tarif tertentu sebagaimana tercantum dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini;
- b. pedoman teknis penghitungan Tarif berdasarkan jenis penghitungan Tarif sebagaimana tercantum dalam Lampiran II yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini;
- c. pedoman teknis penghitungan Nilai Basis Aset dan biaya operasi dan pemeliharaan atau *Biaya Operation and Maintenance* sebagaimana tercantum dalam Lampiran III yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini;
- d. pedoman teknis penghitungan *Weight Average Cost of Capital* sebagaimana tercantum dalam Lampiran IV yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini;
- e. pedoman teknis penetapan tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa sebagaimana tercantum dalam Lampiran V yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini; dan
- f. pedoman teknis evaluasi tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa sebagaimana tercantum dalam Lampiran VI yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.

KEDUA:...

- KEDUA : Pedoman pelaksanaan tata cara penghitungan dan penetapan Tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa sebagaimana dimaksud dalam Diktum KESATU, digunakan sebagai acuan dalam melakukan penghitungan dan penetapan tarif pengangkutan gas bumi melalui pipa.
- KETIGA : Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkan.

Ditetapkan di Jakarta
pada tanggal 30 Mei 2023

KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA,

ttd

ERIKA RETNOWATI

Tembusan:

1. Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral
2. Direktur Jenderal Minyak dan Gas Bumi

Salinan sesuai dengan aslinya
Sekretaris BPH Migas,



Patuan Alfon S.



LAMPIRAN I
KEPUTUSAN KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 38/TARIF/BPH MIGAS/KOM/2023
TENTANG
PEDOMAN PELAKSANAAN TATA CARA
PENGHITUNGAN DAN PENETAPAN TARIF
PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

**PEDOMAN TEKNIS METODE PENGHITUNGAN TARIF
PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA MENGGUNAKAN SISTEM
PERANGKO DAN SISTEM TARIF TERTENTU**

- A. PENGERTIAN YANG DIGUNAKAN DALAM PEDOMAN TEKNIS METODE PENGHITUNGAN TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA MENGGUNAKAN SISTEM PERANGKO DAN SISTEM TARIF TERTENTU
1. Gas Bumi adalah hasil proses alami berupa hidrokarbon yang dalam kondisi tekanan dan temperatur atmosfer berupa fasa gas yang diperoleh dari proses penambangan Minyak dan Gas Bumi.
 2. Harga Gas Bumi Tertentu adalah harga Gas Bumi yang ditetapkan oleh Menteri kepada pengguna Gas Bumi yang bergerak di bidang industri tertentu.
 3. Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa adalah kegiatan menyalurkan Gas Bumi melalui pipa meliputi kegiatan transmisi, dan/atau transmisi dan distribusi melalui pipa penyalur dan peralatan yang dioperasikan dan/atau diusahakan sebagai suatu kesatuan sistem yang terintegrasi.
 4. Pipa Transmisi adalah pipa untuk mengangkut Gas Bumi dari sumber pasokan Gas Bumi atau lapangan-lapangan Gas Bumi ke Ruas Transmisi, Wilayah Jaringan Distribusi, wilayah niaga tertentu, dan/atau Konsumen Gas Bumi.
 5. Ruas Transmisi adalah ruas tertentu dari jaringan transmisi Gas Bumi yang merupakan bagian dari Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional untuk melaksanakan kegiatan usaha Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa Transmisi.

6. Jaringan Pipa Transmisi adalah gabungan dari beberapa Pipa Transmisi yang saling terkoneksi, diusahakan atau dioperasikan oleh satu dan/atau beberapa *Transporter*.
7. Pipa Distribusi adalah pipa yang mengangkut Gas Bumi dari suatu Pipa Transmisi dan/atau Pipa Distribusi pada suatu Wilayah Jaringan Distribusi ke Konsumen Gas Bumi dan/atau Wilayah Jaringan Distribusi lainnya yang berbentuk jaringan.
8. Wilayah Jaringan Distribusi adalah wilayah tertentu dari jaringan distribusi Gas Bumi yang merupakan bagian dari Rencana Induk Jaringan Transmisi dan Distribusi Gas Bumi Nasional untuk melaksanakan kegiatan usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa distribusi.
9. Fasilitas adalah Pipa Transmisi dan/atau jaringan Pipa Distribusi beserta Fasilitas pendukungnya yang digunakan dalam kegiatan usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa.
10. Izin Usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa adalah izin yang diberikan kepada Badan Usaha untuk melaksanakan kegiatan usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa dengan tujuan untuk memperoleh keuntungan dan/atau laba.
11. Hak Khusus adalah hak yang diberikan Badan Pengatur kepada Badan Usaha untuk mengoperasikan pipa pada Ruas Transmisi dan/atau Wilayah Jaringan Distribusi tertentu dalam rangka kegiatan usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa dengan tujuan memperoleh keuntungan dan/atau laba berdasarkan mekanisme lelang oleh Badan Pengatur atau penugasan dari Menteri.
12. Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa, yang selanjutnya disebut Tarif adalah biaya yang dipungut *transporter* dari *shipper* atas jasa Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa dengan satuan USD (Dolar Amerika Serikat) per satu *MSCF* Gas Bumi yang diangkut *transporter*.
13. Perjanjian Jual Beli Gas yang selanjutnya disingkat PJBG adalah perjanjian jual beli gas dalam kegiatan usaha niaga Gas Bumi Melalui Pipa.
14. *Internal Rate of Return* yang selanjutnya disingkat *IRR* adalah tingkat diskonto dimana nilai sekarang bersih dari biaya (arus kas negatif) investasi sama dengan nilai sekarang bersih dari (arus kas positif) keuntungan investasi.
15. *Weighted Average Cost of Capital* yang selanjutnya disingkat *WACC* adalah rata-rata tertimbang biaya modal sendiri (*equity*) dan modal pinjaman (*debt*) yang diinvestasikan pada suatu kegiatan usaha.

16. *Cost of Service* adalah jumlah pendapatan yang merupakan hak *transporter* yang diperoleh dari Tarif yang dibayarkan oleh *shipper* agar pendapatan tersebut dapat mengembalikan semua biaya yang dikeluarkan oleh *transporter* dalam menjalankan kegiatan Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa, serta keuntungan yang wajar dari investasi Fasilitas yang telah dikeluarkan.
17. Titik Terima adalah titik penyerahan Gas Bumi pada Fasilitas dari *shipper* kepada *transporter*.
18. Titik Serah adalah titik penyerahan Gas Bumi pada Fasilitas dari *transporter* kepada *shipper* dan/atau *oftaker*.
19. *Transporter* adalah Badan Usaha yang memiliki Izin Usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa dan/atau memiliki Hak Khusus.
20. *Shipper* adalah Badan Usaha yang memanfaatkan Fasilitas *Transporter* untuk mengangkut Gas Bumi yang dimilikinya.
21. Badan Usaha adalah perusahaan berbentuk badan hukum yang menjalankan jenis usaha bersifat tetap, terus-menerus dan didirikan sesuai dengan peraturan perundang-undangan yang berlaku serta bekerja dan berkedudukan dalam wilayah Negara Kesatuan Republik Indonesia.
22. Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi yang selanjutnya disebut Badan Pengatur adalah suatu badan yang dibentuk untuk melakukan pengaturan dan pengawasan terhadap penyediaan dan pendistribusian Bahan Bakar Minyak dan Gas Bumi serta Pengangkutan Gas Bumi melalui Pipa pada Kegiatan Usaha Hilir.
23. Konsumen Gas Bumi yang selanjutnya disebut *oftaker* adalah konsumen atau pengguna Gas Bumi yang memiliki perikatan jual beli Gas Bumi dengan Badan Usaha pemegang izin usaha niaga Minyak dan Gas Bumi atau kontraktor kontrak kerjasama untuk kepentingan sendiri dan tidak untuk diperdagangkan.
24. *Gas Transportation Agreement* yang selanjutnya disingkat GTA adalah perjanjian kerjasama antara *Transporter* dan *Shipper* yang terkait dengan pengangkutan Gas Bumi milik *Shipper* melalui Fasilitas yang dimiliki/dikuasai *Transporter*.
25. *Ship-or-Pay* adalah ketentuan yang mengharuskan *Shipper* untuk menggunakan layanan transportasi yang terkait dengan GTA, atau tetap membayar sesuai GTA.

26. Aset adalah semua kekayaan yang dimiliki oleh orang pribadi atau kelompok yang berwujud atau tidak berwujud, yang memiliki nilai yang akan bermanfaat bagi semua orang atau perusahaan.
27. Biaya Operasi dan Pemeliharaan atau Biaya *Operation and Maintenance* yang selanjutnya disingkat Biaya O&M adalah biaya yang dikeluarkan untuk pengoperasian dan pemeliharaan Ruas Transmisi dan Wilayah Jaringan Distribusi Gas Bumi.
28. *Management Fee* adalah besaran persentase margin yang diberikan kepada *Transporter* atas pengelolaan Fasilitas.
29. Menteri adalah menteri yang menyelenggarakan urusan pemerintahan di bidang Minyak dan Gas Bumi.

B. METODE PENGHITUNGAN TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

1. Untuk menetapkan Tarif, Badan Pengatur menggunakan metode penghitungan Tarif berdasarkan *Cost of Service* dibagi volume Gas Bumi yang dialirkan, dengan rumusan sebagai berikut:

$$\text{Tarif} = \frac{\text{Cost of Service}}{\text{Volume Gas Bumi Yang Dialirkan}}$$

2. *Cost of Service* sebagaimana dimaksud pada angka 1 terdiri dari:
 - a. semua biaya yang dikeluarkan oleh *Transporter* dalam menjalankan kegiatan Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa; dan
 - b. keuntungan yang wajar dari investasi Fasilitas yang telah dikeluarkan.
3. Mekanisme kontrol yang digunakan dalam penghitungan Tarif adalah mekanisme *rate of return*.
4. Berdasarkan mekanisme *rate of return* sebagaimana dimaksud pada angka 3, dasar penghitungan biaya dilaksanakan berdasarkan biaya aktual yang dikeluarkan (*historical cost*).
5. Biaya yang akan dikeluarkan (*forecast costs*) tidak dapat dijadikan dasar penghitungan biaya sebagaimana dimaksud pada angka 4.
6. Semua biaya sebagaimana dimaksud pada angka 2 huruf a merupakan biaya yang terkait langsung dengan kegiatan usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa meliputi Biaya O&M sebagaimana tercantum dalam Lampiran III yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.

7. Pajak pendapatan dan pajak lain selain pajak pendapatan mengacu kepada ketentuan peraturan perundang-undangan.
8. Keuntungan yang wajar sebagaimana dimaksud pada angka 2 huruf b merupakan target *IRR* dari nilai basis aset atas Fasilitas yang besarnya ditetapkan sebagai berikut:
 - a. Untuk Fasilitas lama, dengan persamaan:
$$IRR = WACC$$
 - b. Untuk Fasilitas baru, dengan persamaan:
$$IRR = WACC + \text{tambahan } IRR$$
9. *WACC* merupakan biaya rata-rata tertimbang dari seluruh komponen modal sebagaimana tercantum dalam Lampiran IV yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
10. Fasilitas baru sebagaimana dimaksud pada angka 8 huruf b merupakan Fasilitas yang baru dibangun terhitung 10 (sepuluh) tahun sejak *commissioning*.
11. Tambahan *IRR* sebagaimana dimaksud pada angka 8 huruf b, untuk penetapan tarif pertama pada Fasilitas baru memiliki nilai minimal 1% (satu per seratus) dan maksimal 3% (tiga per seratus) berdasarkan dari komposisi modal dengan rumusan sebagai berikut:
$$\text{Tambahan } IRR = 1\% + (2\% \times \%Debt)$$
12. Tarif dihitung dengan menggunakan *discounted free cash flow* dengan target *IRR* sebagaimana dimaksud pada angka 8.
13. *Free cash flow* sebagaimana dimaksud pada angka 12 dapat dirumuskan dengan persamaan berikut:
$$\begin{aligned} \text{Free cash flow} &= \text{laba sebelum bunga dan pajak} \times (1 - \text{tarif pajak}) \\ &+ \text{depresiasi dan amortisasi} - \text{pengeluaran} \\ &\text{modal} - \text{perubahan modal kerja} \end{aligned}$$
14. Nilai Basis Aset yang selanjutnya disingkat NBA merupakan nilai awal investasi Fasilitas dikurangi akumulasi depresiasi dan amortisasi ditambah dengan perubahan modal kerja dan pengeluaran modal investasi baru sebagaimana tercantum dalam Lampiran III yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
15. Nilai awal investasi Fasilitas sebagaimana dimaksud pada angka 14 merupakan biaya pengadaan Fasilitas pada saat Fasilitas yang dimaksud telah siap dioperasikan untuk pertama kali (*commissioning*) sebagaimana tercantum dalam Lampiran III yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.

16. Penghitungan depresiasi sebagaimana dimaksud pada angka 13 dihitung dengan ketentuan sebagai berikut:
 - a. depresiasi dihitung dengan metode garis lurus (*straight line method*); dan
 - b. depresiasi dihitung sesuai dengan masa manfaat;
17. Masa manfaat sebagaimana dimaksud pada angka 16 huruf b untuk pipa baru dan pipa lama adalah 30 (tiga puluh) tahun dihitung setelah selesai *commissioning*.
18. Setelah masa manfaat habis (30 (tiga puluh) tahun sejak *commissioning*), tarif dihitung dengan metode penghitungan Tarif untuk Fasilitas yang sudah berakhir masa manfaatnya.
19. Yang dimaksud dengan *commissioning* sebagaimana dimaksud pada angka 17 dan 18 adalah waktu yang menunjukkan pipa pengangkutan pertama kali dioperasikan yang didukung dengan Berita Acara *commissioning* atau Berita Acara *gas in* pertama kali dari *Transporter*.
20. Dalam hal *Transporter* tidak dapat menyampaikan Berita Acara *commissioning* atau Berita Acara *gas in* pertama kali sebagaimana dimaksud pada angka 19, Badan Pengatur akan menetapkan masa manfaat penghitungan Tarif.
21. Volume Gas Bumi yang dialirkan dilaksanakan dengan ketentuan sebagai berikut:

Volume Pemanfaatan Pipa	Volume Perhitungan
>60% dari kapasitas <i>Maximum Allowable Operating Pressure (MAOP)</i> pada dokumen Persetujuan Layak Operasi (PLO) jika tersedia atau Kapasitas pada Hak khusus	<i>Ship or Pay</i> atau 90% <i>Daily Contract Quantity (DCQ)</i> , Pilih yang terbesar
>45%-60% dari kapasitas <i>MAOP</i> pada dokumen PLO jika tersedia atau Kapasitas pada Hak khusus	60% Kapasitas <i>MAOP</i> atau Hak Khusus
>30%-45% dari kapasitas <i>MAOP</i> pada dokumen PLO jika tersedia atau Kapasitas pada Hak khusus	45% Kapasitas <i>MAOP</i> atau Hak Khusus
≤30% dari kapasitas <i>MAOP</i> pada dokumen PLO jika tersedia atau Kapasitas pada Hak khusus	Volume GTA dan/atau PJBG, dibandingkan tarif <i>Business to Business (B to B)</i> dipilih yang lebih rendah

22. Volume penghitungan Tarif untuk Fasilitas yang sudah berakhir masa manfaatnya menggunakan volume GTA dan/atau PJBG.
23. Untuk Pipa dengan skema pengangkutan dan niaga dalam satu pipa maka volume dihitung dari penambahan GTA dan PJBG Niaga gas milik *Transporter*.
24. Yang dimaksud dengan volume pemanfaatan pipa sebagaimana dimaksud pada angka 21 adalah rata-rata maksimum volume *DCQ* yang tercantum dalam GTA dan/atau PJBG dan dapat mempertimbangkan rata-rata volume realisasi Gas Bumi selama 3 (tiga) tahun terakhir serta potensi pemanfaatan Gas Bumi berdasarkan konfirmasi dari *Shipper*.
25. Jika periode GTA dan/atau PJBG kurang dari 30 (tiga puluh) tahun, pemanfaatan pipa dihitung dengan masa manfaat 30 (tiga puluh) tahun sebagaimana dimaksud pada angka 17.
26. Dalam hal GTA dan/atau PJBG kurang dari 30 (tiga puluh) tahun, penghitungan volume untuk sisa manfaat menggunakan rata-rata volume pada sisa GTA dan/atau PJBG yang diberlakukan untuk seluruh periode perhitungan.
27. Penetapan Tarif pertama kali untuk Fasilitas baru sebagaimana dimaksud pada angka 10 menggunakan volume minimal 60% (enam puluh per seratus) kapasitas dan jika lebih besar dari 60% (enam puluh per seratus) kapasitas menggunakan ketentuan sebagaimana dimaksud pada angka 21.
28. Volume gas bumi untuk jaringan Gas Bumi untuk rumah tangga dan pelanggan kecil serta Bahan Bakar Gas tidak diperhitungkan dalam penghitungan tarif.
29. Badan Pengatur hanya menetapkan Tarif pengangkutan, untuk satu pipa yang mengalirkan Gas Bumi dengan kondisi:
 - a. tarif penyaluran telah ditetapkan oleh Menteri; dan
 - b. terdapat tarif distribusi dan margin niaga;
30. Untuk satu pipa yang mengalirkan Gas Bumi dengan Tarif yang berbeda yaitu Harga Gas Bumi Tertentu dan di luar Harga Gas Bumi Tertentu maka berlaku ketentuan sebagai berikut:
 - a. penghitungan volume penetapan Tarif menggunakan volume total pengangkutan untuk Gas bumi dengan Harga Gas Bumi Tertentu dan di luar Harga Gas Bumi Tertentu;
 - b. penghitungan Tarif yang dihasilkan sebagaimana dimaksud pada huruf a adalah Tarif di luar Harga Gas Bumi Tertentu;
 - c. penghitungan Tarif Harga Gas Bumi Tertentu mengacu pada Keputusan Menteri; dan

- d. porsi volume Gas Bumi dengan Harga Gas Bumi Tertentu mengacu pada Keputusan Menteri.
31. Dalam hal terdapat kebijakan Pemerintah terkait dengan peningkatan pemanfaatan Gas Bumi dan/atau peningkatan infrastruktur Gas Bumi, Badan Pengatur dapat menetapkan Tarif tertentu dengan mempertimbangkan kepentingan pemilik *Shipper*, *Transporter* dan konsumen.
32. Dalam hal terdapat *Shipper* baru dan menggunakan pipa lama, jika penambahan *Shipper* baru tersebut menyebabkan perubahan parameter dalam penetapan Tarif, Badan Pengatur akan melakukan evaluasi Tarif yang berlaku untuk semua *Shipper*.

KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA,

ttd

ERIKA RETNOWATI

Salinan sesuai dengan aslinya
Sekretaris BPH Migas,


Patuan Alfon S.



LAMPIRAN II
KEPUTUSAN KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 38/TARIF/BPH MIGAS/KOM/2023
TENTANG
PEDOMAN PELAKSANAAN TATA CARA
PENGHITUNGAN DAN PENETAPAN TARIF
PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

**PEDOMAN TEKNIS PENGHITUNGAN TARIF
BERDASARKAN JENIS PENGHITUNGAN TARIF**

A. PENGERTIAN YANG DIGUNAKAN DALAM PEDOMAN TEKNIS
PENGHITUNGAN TARIF BERDASARKAN JENIS PENGHITUNGAN TARIF

Ketentuan mengenai pengertian yang digunakan dalam Pedoman Teknis Metode Penghitungan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa sebagaimana tercantum dalam Lampiran I merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini yang berlaku secara mutatis mutandis terhadap Pedoman Teknis Penghitungan Tarif berdasarkan Jenis Penghitungan Tarif.

B. PENGHITUNGAN TARIF UNTUK FASILITAS BARU ATAU BELUM
MEMPEROLEH PENETAPAN TARIF

1. Fasilitas baru merupakan Fasilitas yang baru dibangun terhitung 10 (sepuluh) tahun sejak *commissioning* berupa:
 - a. penugasan pemerintah;
 - b. Fasilitas lelang; atau
 - c. Fasilitas di luar lelang Hak Khusus.
2. Fasilitas yang belum mendapatkan penetapan dari Kepala Badan Pengatur merupakan:
 - a. pipa kegiatan hulu/kepentingan sendiri yang berganti menjadi pipa pengangkutan Gas Bumi; atau
 - b. Pipa Distribusi yang berubah status menjadi Pipa Transmisi.

3. NBA dan Biaya O&M untuk Fasilitas sebagaimana dimaksud pada huruf B angka 1 dan angka 2 dihitung berdasarkan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran III yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
4. Penghitungan depresiasi dan volume Gas Bumi untuk Fasilitas sebagaimana dimaksud pada angka 1 dan angka 2 dihitung berdasarkan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
5. Dalam hal belum terpenuhinya kelengkapan data sebagaimana dimaksud dalam Pasal 4 ayat (3) Peraturan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi Nomor 1 Tahun 2023 tentang Tata Cara Penghitungan dan Penetapan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa, Badan Pengatur menetapkan *Initial* Tarif.
6. *Initial* Tarif ditetapkan Badan Pengatur untuk pipa baru diluar lelang Hak Khusus atau belum mendapatkan penetapan Tarif.
7. Lelang Hak Khusus sebagaimana dimaksud pada angka 6 adalah lelang Hak Khusus setelah Peraturan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi Nomor 1 Tahun 2023 tentang Tata Cara Penghitungan dan Penetapan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa diundangkan.
8. *Initial* Tarif dihitung dengan menggunakan parameter sebagai berikut:
 - a. NBA berdasarkan laporan keuangan *unaudited* atau kontrak pembangunan;
 - b. O&M berdasarkan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran III yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini;
 - c. Volume berdasarkan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini;
 - d. *IRR* berdasarkan ketentuan sebagaimana tercantum Lampiran IV yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini; dan
 - e. surat kebenaran data atas data dan rincian penghitungan Tarif sebagai usulan *initial* Tarif yang ditandatangani di atas materai oleh pimpinan tertinggi *Transporter*.
9. *Initial* Tarif berlaku paling lama 2 (dua) tahun sejak ditetapkan oleh Badan Pengatur.

C. PENGHITUNGAN TARIF UNTUK HASIL LELANG RUAS TRANSMISI DAN/ATAU WILAYAH JARINGAN DISTRIBUSI GAS BUMI

1. Penghitungan Tarif untuk hasil lelang Ruas Transmisi dan/atau Wilayah Jaringan Distribusi Gas Bumi dikategorikan menjadi 2 (dua) yaitu :
 - a. Penghitungan Tarif untuk hasil lelang sebelum diundangkan Peraturan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi Nomor 20 Tahun 2019 tentang Lelang Ruas Transmisi dan/atau Wilayah Jaringan Distribusi Gas Bumi dalam Rangka Pemberian Hak Khusus; dan
 - b. Penghitungan Tarif untuk hasil lelang setelah diundangkan Peraturan Badan Pengatur Hilir Minyak dan Gas Bumi Nomor 20 Tahun 2019 tentang Lelang Ruas Transmisi dan/atau Wilayah Jaringan Distribusi Gas Bumi dalam Rangka Pemberian Hak Khusus.
2. Penghitungan Tarif sebagaimana dimaksud pada angka 1 huruf a dilaksanakan dengan ketentuan:
 - a. terjadi perubahan parameter yang digunakan pada saat mengusulkan Tarif yang dituangkan dalam dokumen penawaran;
 - b. penyesuaian Tarif yang diusulkan dalam dokumen penawaran dilakukan setelah 5 (lima) tahun terhitung tanggal penetapan pemenang lelang; dan
 - c. penyesuaian Tarif sebagaimana dimaksud pada huruf b menggunakan penghitungan Tarif yang berlaku bagi Fasilitas baru atau belum memperoleh penetapan Tarif.
3. Tarif sebagaimana dimaksud pada angka 1 huruf b dilaksanakan dengan ketentuan sebagai berikut:
 - a. Penghitungan NBA dan Biaya O&M menggunakan data dari dokumen penawaran lelang.
 - b. penghitungan depresiasi sesuai dengan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
 - c. penghitungan volume Gas Bumi sesuai dengan dokumen lelang atau kapasitas sesuai Hak Khusus hasil lelang.
 - d. penyesuaian Tarif dilakukan dengan ketentuan:
 - (1) bagi pemenang lelang yang tidak pernah memperoleh surat teguran dari Badan Pengatur sesuai dengan Peraturan Badan Pengatur yang mengatur mengenai Lelang Ruas Transmisi dan/atau Wilayah Jaringan Distribusi Gas Bumi Dalam Rangka Pemberian Hak Khusus, penyesuaian Tarif dilakukan setelah 5 (lima) tahun terhitung tanggal

penetapan...

- penetapan Hak Khusus sesuai dengan jadwal pelaksanaan pembangunan;
- (2) bagi pemenang lelang yang pernah memperoleh surat teguran dari Badan Pengatur sesuai dengan Peraturan Badan Pengatur yang mengatur mengenai Lelang Ruas Transmisi dan/atau Wilayah Jaringan Distribusi Gas Bumi Dalam Rangka Pemberian Hak Khusus, penyesuaian Tarif dilakukan setelah 5 (lima) tahun terhitung sejak tanggal surat teguran terakhir diterbitkan.
- e. penyesuaian Tarif sebagaimana dimaksud pada huruf d dilaksanakan sesuai dengan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran VI yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.

D. TARIF UNTUK EVALUASI BERKALA

Tarif untuk evaluasi berkala dilaksanakan sesuai dengan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran VI yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.

E. TARIF UNTUK FASILITAS YANG SUDAH BERAKHIR MASA MANFAATNYA

1. Yang dimaksud dengan Fasilitas yang sudah berakhir masa manfaatnya adalah Fasilitas yang dihitung 30 (tiga puluh) tahun setelah *commissioning* sebagaimana tercantum dalam Lampiran I huruf B angka 17 yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
2. Tarif pada Fasilitas yang sudah berakhir masa manfaatnya dan masih digunakan oleh *Transporter*, ditetapkan berdasarkan *management fee* sebesar maksimum 10% (sepuluh per seratus) dari total Biaya O&M rata-rata 5 (lima) tahun terakhir, pajak dan iuran kepada Badan Pengatur.

3. Besaran *Management Fee* sebagaimana dimaksud pada angka 2 mengacu pada ketentuan sebagai berikut:

Volume Pemanfaatan	Management Fee
>60% dari kapasitas <i>MAOP</i> atau Hak Khusus	7%
>45%-60% dari kapasitas <i>MAOP</i> atau Hak Khusus	8%
>30%-45% dari kapasitas <i>MAOP</i> atau Hak Khusus	9%
≤30% dari kapasitas <i>MAOP</i> atau Hak Khusus	10%

4. Tarif pada Fasilitas yang sudah berakhir masa manfaatnya dihitung dalam masa perhitungan 5 (lima) tahun.
5. Dalam hal Fasilitas yang sudah berakhir masa manfaatnya (30 tahun setelah *commissioning*) masih terdapat nilai sisa Aset berdasarkan Akun Pengaturan, maka nilai sisa Aset tersebut dimasukkan ke dalam Biaya O&M yang diproporsi rata berdasarkan masa perhitungan sebagaimana dimaksud pada angka 4 dan tidak dieskalasi sebagaimana tercantum dalam Lampiran III yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
6. Penghitungan Tarif untuk Fasilitas yang sudah berakhir masa manfaatnya dihitung dengan rumusan sebagai berikut:

$$\text{Tarif} = \frac{(100\% + \text{Management Fee}) \times (\text{Biaya O\&M} + \text{Pajak} + \text{Iuran})}{\text{Volume Gas Bumi}}$$

7. Penghitungan volume Gas Bumi sebagaimana dimaksud pada angka 6 dilaksanakan sesuai dengan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
8. Penghitungan Biaya O&M merupakan rata-rata 5 (lima) tahun terakhir dilaksanakan sesuai dengan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran III yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini ditentukan berdasarkan laporan Akun Pengaturan.

F. TARIF UNTUK FASILITAS YANG DIBANGUN MENGGUNAKAN ANGGARAN PENDAPATAN DAN BELANJA NEGARA

1. Penghitungan Tarif untuk Fasilitas yang dibangun menggunakan Anggaran Pendapatan dan Belanja Negara (APBN) dikategorikan menjadi 2 (dua) yaitu:
 - a. Penyertaan Modal Negara (PMN)
 - b. Aset berupa Barang Milik Negara (BMN)
2. Untuk PMN menggunakan penghitungan Tarif sama dengan sebagaimana tercantum dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini tetapi dengan besaran *rate of return* atau *IRR* menggunakan *coupon rate* ritel sukuk.
3. *Coupon rate* ritel sebagaimana dimaksud pada angka 2 dapat diambil dari *coupon rate* sukuk ritel 0 (nol) sampai dengan terendah saat penetapan dengan *maturity date* minimal 10 (sepuluh) tahun untuk Surat Utang Negara Indonesia berdenominasi Dolar dalam rangka optimalisasi utilisasi pemanfaatan pipa pengangkutan yang dibangun menggunakan skema APBN.
4. Jika *coupon rate* sukuk ditentukan 0 (nol), maka perhitungan tarif menggunakan rumusan *management fee* dengan memperhitungkan biaya depresiasi NBA dengan menggunakan rumusan sebagai berikut:

$$\text{Tarif} = \frac{((100\% + \% \text{Management Fee}) \times (\text{Biaya O\&M} + \text{Pajak} + \text{Iuran})) + \text{Depresiasi}}{\text{Volume Gas Bumi}}$$

5. Untuk Aset berupa BMN menggunakan rumusan *management fee* dengan memperhitungkan imbalan yang ditetapkan oleh Lembaga yang berwenang atas pemanfaatan BMN tersebut.
6. Perhitungan *management fee* dengan imbalan sebagaimana dimaksud pada angka 5 menggunakan rumusan sebagai berikut:

$$\text{Tarif} = \frac{((100\% + \% \text{Management Fee}) \times (\text{Biaya O\&M} + \text{Pajak} + \text{Iuran})) + \text{Imbalan BLU}}{\text{Volume Gas Bumi}}$$

7. Parameter rumusan sebagaimana dimaksud pada angka 4 dan angka 6 mengacu pada ketentuan sebagai berikut:
 - a. besaran *management fee* untuk penetapan Tarif pertama kali ditetapkan sebesar 10% (sepuluh persen) dan selanjutnya saat evaluasi Tarif mengacu pada ketentuan besaran *management fee* sebagaimana dimaksud pada huruf E angka 3 perhitungan Tarif untuk Fasilitas yang sudah berakhir masa manfaatnya;
 - b. Perhitungan biaya O&M dilaksanakan sesuai dengan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran III yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini;

- c. Pajak dan Iuran ditetapkan sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan;
 - d. Imbalan Badan Layanan Umum merupakan imbalan kepada Lembaga yang ditunjuk untuk mengelola Fasilitas Pipa BMN dan besarnya ditetapkan oleh Lembaga yang berwenang atas pemanfaatan BMN tersebut; dan
 - e. Volume Gas Bumi untuk penetapan Tarif pertama kali ditetapkan minimal 60% (enam puluh per seratus) kapasitas dan selanjutnya saat evaluasi tarif mengacu pada ketentuan besaran volume sebagaimana dimaksud pada huruf B angka 21 dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
8. Masa manfaat untuk pipa baru dan pipa lama untuk Fasilitas yang dibangun dengan APBN adalah 30 (tiga puluh) tahun dihitung setelah selesai *commissioning*.
 9. Evaluasi Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa untuk Fasilitas yang dibangun dengan APBN dilakukan secara berkala paling lama 5 (lima) tahun.
 10. Dalam hal terdapat kebijakan Pemerintah terkait dengan peningkatan pemanfaatan Gas Bumi dan/atau peningkatan infrastruktur Gas Bumi, Badan Pengatur dapat menetapkan Tarif untuk mendukung kebijakan Pemerintah dengan mempertimbangkan kepentingan *Shipper, Transporter* dan konsumen.

KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA,

ttd

ERIKA RETNOWATI

Salinan sesuai dengan aslinya
Sekretaris BPH Migas,


Patuan Alfon S.



LAMPIRAN III
KEPUTUSAN KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 38/TARIF/BPH MIGAS/KOM/2023
TENTANG
PEDOMAN PELAKSANAAN TATA CARA
PENGHITUNGAN DAN PENETAPAN TARIF
PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

**PEDOMAN TEKNIS PENGHITUNGAN NILAI BASIS ASET DAN
BIAYA OPERASI DAN PEMELIHARAAN ATAU
BIAYA OPERATION AND MAINTENANCE**

A. PENGERTIAN YANG DIGUNAKAN DALAM PEDOMAN TEKNIS
PENGHITUNGAN NILAI BASIS ASET SERTA BIAYA OPERASI DAN
PEMELIHARAAN ATAU BIAYA *OPERATION AND MAINTENANCE*

Ketentuan mengenai pengertian yang digunakan dalam Pedoman Teknis Metode Penghitungan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa sebagaimana tercantum dalam Lampiran I merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini yang berlaku secara mutatis mutandis terhadap Pedoman Teknis Penghitungan Nilai Basis Aset (NBA) dan Biaya Operasi dan Pemeliharaan atau Biaya *Operation and Maintenance* (Biaya O&M).

B. PENGHITUNGAN NILAI BASIS ASET

1. Penghitungan NBA berlaku terhadap:
 - a. penghitungan Tarif untuk pipa baru atau belum memperoleh penetapan Tarif;
 - b. penghitungan Tarif untuk Fasilitas hasil lelang;
 - c. penghitungan Tarif untuk review berkala;
 - d. penghitungan Tarif untuk Fasilitas yang sudah berakhir masa manfaatnya;
 - e. penghitungan Tarif untuk Fasilitas yang dibangun menggunakan APBN.

2. Aset yang diperhitungkan untuk penghitungan Tarif sebagai NBA meliputi:
 - a. sistem ruas pipa utama;
 - b. sistem kompresor;
 - c. sistem *metering* dan *regulator*; dan
 - d. sistem *Supervisory Control And Data Acquisition* (SCADA) dan telekomunikasi.
3. Aset di luar penghitungan Tarif sebagaimana dimaksud pada angka 2 tetap dinyatakan sebagai Aset *Transporter*, namun tidak dimasukkan dalam Penghitungan Tarif sebagai NBA.
4. NBA dihitung sejak awal saat dicatatkan di Badan Pengatur dan digunakan selama mendapatkan Hak Khusus.
5. Aset yang diperhitungkan untuk penghitungan Tarif sebagaimana dimaksud pada angka 2 meliputi:
 - a. biaya yang dikeluarkan sejak studi kelayakan sampai dengan *commissioning* termasuk namun tidak terbatas pada biaya material, biaya pembebasan lahan dan sewa lahan untuk *Right of Way (ROW)*, survei, dan biaya konstruksi dan biaya kegiatan lainnya yang terkait langsung dengan kegiatan pengangkutan;
 - b. biaya bunga pinjaman dan pengembalian (*return*) terhadap modal sendiri selama masa konstruksi;
 - c. biaya perizinan; dan
 - d. biaya lain-lain sebelum *commissioning*.
6. Dalam hal terdapat biaya lain-lain yang terkait langsung dengan kegiatan pengangkutan sebelum *commissioning* dapat diperhitungkan sebagai NBA dalam perhitungan Tarif.
7. Besaran biaya sewa lahan untuk *ROW* sebagaimana dimaksud pada angka 5 huruf a sesuai saat tahun sewa dilaksanakan.
8. NBA dapat didanai dengan modal yang berasal dari pinjaman atau modal sendiri.
9. Jumlah pinjaman dan bunga pinjaman wajib dibuktikan dengan dokumen yang sah atau berdasarkan rata-rata bunga bank yang dikeluarkan oleh Bank Indonesia.
10. Dasar penetapan NBA dilaksanakan dengan ketentuan:
 - a. untuk pipa baru ditetapkan sejak selesai *commissioning*, termasuk biaya bunga pinjaman selama konstruksi;
 - b. untuk pipa yang belum mendapatkan penetapan Tarif, ditetapkan berdasarkan nilai buku;

- c. untuk pipa yang dibangun dengan APBN, ditetapkan berdasarkan laporan Pengguna Anggaran/Kuasa Pengguna Anggaran yang berwenang;
 - d. untuk fasilitas baru yang merupakan penugasan pemerintah dengan anggaran Badan Usaha, NBA dihitung berdasarkan laporan Konsultan Pengawas Pengelolaan Investasi (KPPI) Penugasan;
 - e. untuk fasilitas baru yang dibangun dengan biaya APBN dalam bentuk PMN, NBA dihitung sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan;
 - f. untuk pipa *dedicated* hulu, pipa niaga yang memiliki Fasilitas Jaringan Distribusi, atau pipa untuk kepentingan sendiri yang berubah menjadi pipa *open access*, NBA sesuai dengan laporan Akun Pengaturan yang dilaporkan pertama kali kepada Badan Pengatur;
 - g. untuk evaluasi Tarif dilakukan sebagaimana tercantum dalam Lampiran VI yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini;
 - h. dalam hal Fasilitas dibeli dari Badan Usaha lain atau hibah dari perusahaan induk, penghitungan NBA didasarkan pada:
 - 1) nilai awal investasi yang telah dikurangi depresiasi dan amortisasi selama informasi yang dimaksud tersedia;
 - 2) nilai buku dari Fasilitas pada saat dibeli atau diserahkan, apabila informasi sebagaimana dimaksud pada angka 1) tidak tersedia; dan
 - 3) nilai sebagaimana dimaksud pada angka 1) dan angka 2) dilengkapi dengan data pendukung paling sedikit berupa Laporan Keuangan, faktur pembelian atau bukti pengalihan hak, dan surat pernyataan kebenaran data dari direksi bermaterai cukup.
 - i. Dalam hal NBA diperoleh dari pinjaman induk usaha dalam negeri dan/atau luar negeri, diberlakukan sebagai pinjaman (*debt*) dengan suku bunga maksimal mengacu pada rata-rata suku bunga acuan Bank Indonesia (BI rate) selama 1 (satu) tahun terakhir sejak pengusulan atau penyesuaian Tarif;
 - j. NBA yang diajukan oleh Badan Usaha harus diverifikasi oleh Badan Pengatur.
11. Penghitungan NBA berdasarkan laporan Akun Pengaturan dilaksanakan sesuai dengan ketentuan Peraturan Badan Pengatur yang mengatur mengenai Akun Pengaturan (*Regulatory Account*) Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa Transmisi.

12. Penghitungan NBA berdasarkan KPPI dilaksanakan sesuai dengan ketentuan Peraturan Badan Pengatur yang mengatur mengenai Pengawasan Investasi pada Pembangunan Pipa Pengangkutan Gas Bumi.
13. Setiap NBA memiliki masa manfaat, dengan ketentuan:
 - a. untuk penghitungan depresiasi yang digunakan sebagai dasar masa manfaat adalah sistem ruas pipa utama;
 - b. untuk penambahan Aset, contoh: kompresor, *metering/regulation station* atau SCADA/telekomunikasi, yang masa manfaat dari Aset tersebut lebih panjang dari masa manfaat ruas pipa utama, yang digunakan sebagai dasar masa manfaat adalah masa manfaat sistem ruas pipa utama; dan/atau
 - c. penambahan Aset sebagaimana dimaksud pada huruf b setelah berakhir masa manfaat dihitung sebagai biaya sewa.

C. PENGHITUNGAN BIAYA OPERASI DAN PEMELIHARAAN ATAU BIAYA OPERATION AND MAINTENANCE

1. Biaya O&M termasuk:
 - a. ruas pipa;
 - b. stasiun kompresor meliputi *overhaul* kompresor, penggantian kompresor;
 - c. *offtake station*;
 - d. penggantian *metering/regulation system*;
 - e. proteksi katodik;
 - f. sistem komunikasi dan kontrol;
 - g. *Remotely Operated Vehicle* (ROV);
 - h. *pigging* dan *intelligent pigging*;
 - i. biaya administrasi dan umum antara lain biaya gaji dan upah, biaya peralatan kantor, biaya sewa, dan biaya umum Fasilitas;
 - j. asuransi;
 - k. biaya penggantian pipa;
 - l. semua biaya yang dikeluarkan untuk mendukung kegiatan *Pipeline Integrity and Management System* (PIMS); dan
 - m. biaya yang tidak terduga lainnya untuk menjaga kehandalan atau integritas operasi pipa.
2. Rincian Biaya O&M sebagaimana dimaksud pada angka 1 mengacu pada ketentuan Peraturan Badan Pengatur yang mengatur mengenai Akun Pengaturan (*Regulatory Account*) Kegiatan Usaha Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa Transmisi.

3. Badan Pengatur memeriksa komponen Biaya O&M sebagaimana dimaksud pada angka 1 yang mempengaruhi perubahan Tarif secara signifikan.
4. Biaya O&M dieskalasi berdasarkan inflasi Negara Amerika Serikat dengan menggunakan data rata-rata inflasi 5 (lima) tahun terakhir pada saat pengusulan penetapan Tarif.
5. Biaya O&M ditentukan berdasarkan Akun Pengaturan.
6. Dalam hal laporan Akun Pengaturan belum tersedia, Biaya O&M ditentukan berdasarkan laporan keuangan *audited* terakhir yang telah mencatatkan Biaya O&M untuk kegiatan Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa.
7. Dalam hal belum tersedia informasi sebagaimana dimaksud pada angka 5 dan angka 6, Biaya O&M ditentukan sebesar 3.5% (tiga koma lima perseratus) dari NBA dan besarnya akan dievaluasi berdasarkan laporan Akun Pengaturan saat evaluasi Tarif.

KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA,

ttd

ERIKA RETNOWATI

Salinan sesuai dengan aslinya
Sekretaris BPH Migas,


Patuan Alfon S.



LAMPIRAN IV
KEPUTUSAN KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 38/TARIF/BPH MIGAS/KOM/2023
TENTANG
PEDOMAN PELAKSANAAN TATA CARA
PENGHITUNGAN DAN PENETAPAN TARIF
PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

**PEDOMAN TEKNIS PENGHITUNGAN
WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL**

A. PENGERTIAN YANG DIGUNAKAN DALAM PENGHITUNGAN *WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL*

Ketentuan mengenai pengertian yang digunakan dalam Pedoman Metode Penghitungan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa sebagaimana tercantum dalam Lampiran I merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini yang berlaku secara mutatis mutandis terhadap Pedoman Teknis Penghitungan *Weighted Average Cost Of Capital* (WACC).

B. PELAKSANAAN PENGHITUNGAN *WEIGHTED AVERAGE COST OF CAPITAL*

1. WACC mempertimbangkan dua komponen biaya modal (*cost of capital*), yakni biaya utang/*Cost of Debt* (CoD) dan biaya ekuitas/*Cost of Equity* (CoE).

2. Penghitungan WACC sebagaimana dimaksud pada angka 1 adalah sebagai berikut:

$$WACC = CoD \times g + CoE \times (1 - g)$$

$$g = \frac{D}{D + E}$$

dengan :

- *g* adalah Rasio antara Modal Hutang dan Total Modal;
- *D* (*Debt*) adalah pendanaan modal yang berasal dari pinjaman
- *E* (*Equity*) adalah pendanaan modal yang berasal dari ekuitas;
- CoD adalah bunga modal pinjaman;
- CoE adalah biaya atas modal sendiri (ekuitas).

3. Persamaan CoD adalah sebagai berikut:

$$CoD = i \times (1 - T)$$

dengan :

- a. i (*interest rate*) adalah suku bunga pinjaman baik dari bank, lembaga keuangan atau induk usaha dalam negeri dan/atau luar negeri yang dibuktikan dengan dokumen yang sah
 - b. T (*Tax rate*) adalah tarif pajak pendapatan perusahaan yang besarnya sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.
4. Pengaturan modal dari induk usaha diperlakukan sebagai pinjaman (*Debt*).
5. Dalam hal NBA diperoleh dari pinjaman induk usaha dalam negeri dan/atau luar negeri, diberlakukan sebagai pinjaman (*Debt*) dengan suku bunga maksimal mengacu pada rata-rata suku bunga acuan Bank Indonesia (BI rate) selama 1 (satu) tahun terakhir terhitung sejak tahun pengusulan atau penyesuaian Tarif.

C. PELAKSANAAN PENGHITUNGAN *COST OF EQUITY - CAPITAL ASSET PRICING MODEL*

1. Persamaan CoE yaitu :

$$CoE = R_f + \beta \times (R_m - R_f)$$

dengan:

- a. R_f (*Risk free rate*) atau tingkat pengembalian investasi bebas resiko, adalah tingkat pengembalian surat utang yang dikeluarkan oleh Negara Kesatuan Republik Indonesia;
 - b. β (*Beta*) adalah eksposur risiko pasar dalam investasi, sejauh mana imbal hasil investasi dan imbal hasil dari pasar yang lebih luas yang diharapkan terhadap *covariant*-nya;
 - c. R_m (*Risk market*) adalah tingkat pengembalian investasi rata-rata saham di Bursa Efek Indonesia yang sudah dikonversikan dalam mata uang Dolar Amerika Serikat.
2. Parameter sebagaimana dimaksud pada angka 1 dihitung sesuai dengan ketentuan sebagaimana dimaksud pada huruf D mengenai Cara Menghitung Parameter.

D. CARA MENGHITUNG PARAMETER

1. *Cut off date* ditentukan pada tanggal 1 Januari tahun berjalan saat pengusulan atau penyesuaian Tarif.

2. Data R_f , β , dan R_m sebagaimana dimaksud pada huruf C angka 1 merupakan data rata-rata sejak perusahaan yang bergerak dibidang pengangkutan dan/atau niaga Gas Bumi terdaftar pertama kali pada Bursa Efek Indonesia.
3. i ditentukan berdasarkan usulan dari Badan Usaha yang dibuktikan dengan dokumen pendukung, apabila tidak dapat dibuktikan dengan dokumen pendukung, mengacu pada rata-rata suku bunga acuan BI rate selama 1 (satu) tahun terakhir terhitung sejak tahun pengusulan dan penyesuaian Tarif.
4. R_f atau tingkat pengembalian investasi bebas resiko adalah tingkat pengembalian surat utang yang dikeluarkan oleh Negara Kesatuan Republik Indonesia dengan jangka waktu sampai *maturity date* minimal 10 (sepuluh) Tahun dari Tahun penerbitan *coupon* yang masih berlaku yang diambil dari laman Direktorat Jenderal Pengelolaan Pembiayaan dan Resiko Kementerian Keuangan.
5. R_f dihitung dengan langkah-langkah pengolahan data sebagai berikut:
 - a. unduh file posisi *outstanding* Surat Berharga Negara dari tahun perusahaan yang bergerak dibidang pengangkutan dan/atau niaga Gas Bumi terdaftar atau tercatat di Bursa Efek Indonesia, sampai *cut off date* sebagaimana dimaksud pada angka 1;
 - b. setiap Tahun sebagaimana dimaksud pada huruf a, dihitung sesuai dengan file, misalnya untuk Tahun 2004, 2005, dan seterusnya;
 - c. setiap file sebagaimana dimaksud pada huruf b, dilihat pada bagian *US Dollar Denominated*;
 - d. pilih *coupon* yang melebihi 10 (sepuluh) Tahun dari Tahun sebagaimana dimaksud pada angka 4, dengan *coupon* dihitung secara rata-rata tertimbang terhadap nilai *outstanding* dan besaran *coupon*;
 - e. Nilai rata-rata tertimbang sebagaimana dimaksud pada huruf d dirata-rata selama Tahun sebagaimana dimaksud pada huruf a.
6. β adalah ukuran fluktuasi portfolio investasi atau individual instrumen investasi dibandingkan dengan pasar (*stock market*).
7. Pasar sebagaimana dimaksud pada angka 6 adalah Bursa Efek Indonesia.
8. Portofolio sebagaimana dimaksud pada angka 6 adalah portofolio perusahaan yang bergerak dibidang pengangkutan dan/atau niaga Gas Bumi yang terdaftar atau tercatat di Bursa Efek Indonesia.

9. Data portofolio sebagaimana dimaksud pada angka 7 dan angka 8 dapat diambil dari laman investing.com untuk *Jakarta Stock Exchange Composite Index* (JKSE) dan perusahaan yang bergerak dibidang pengangkutan dan/atau niaga Gas Bumi yang terdaftar atau tercatat di Bursa Efek Indonesia.
10. β dihitung dengan langkah-langkah pengolahan data sebagai berikut:
- data diset dalam “*daily*”;
 - set tanggal mulai dan akhir. Start: 1 Februari 2004 dan end: 1 Januari Tahun Berjalan saat pengusulan atau penyesuaian Tarif;
 - untuk JKSE, bagi tanggal berikutnya ($JKSE_m$) dengan tanggal sebelumnya ($JKSE_{m-1}$), hasilnya dibuat *natural logarithmic* dan disebut sebagai R_{mm} :

$$R_{mm} = \ln\left(\frac{JKSE_m}{JKSE_{m-1}}\right)$$

- untuk portofolio perusahaan yang bergerak dibidang pengangkutan dan/atau niaga Gas Bumi yang terdaftar atau tercatat di Bursa Efek Indonesia, bagi tanggal berikutnya ($PGAS_m$) dengan tanggal sebelumnya ($PGAS_{m-1}$), hasilnya dibuat *natural logarithmic* dan disebut sebagai R_{im} :

$$R_{im} = \ln\left(\frac{PGAS_m}{PGAS_{m-1}}\right)$$

- membuat *covariant* dan *variant* dengan persamaan di Ms Excel:

$$\text{COVAR}(\text{semua } R_{im}; \text{semua } R_{mm}) \text{ dan } \text{VAR}(\text{semua } R_{mm})$$

- β dihitung menggunakan persamaan:

$$\beta = \frac{\text{COVAR}(\text{semua } R_{im}; \text{semua } R_{mm})}{\text{VAR}(\text{semua } R_{mm})}$$

11. Jika ada lebih dari satu portofolio perusahaan yang bergerak dibidang pengangkutan dan/atau niaga Gas Bumi yang terdaftar atau tercatat di Bursa Efek Indonesia, maka:
- portofolio yang digunakan adalah gabungan semua portofolio perusahaan yang bergerak di bidang pengangkutan dan/atau niaga Gas Bumi yang terdaftar atau tercatat di Bursa Efek Indonesia;
 - perhitungan β menggunakan langkah-langkah sebagaimana dimaksud pada angka 10, dengan gabungan portofolio sebagaimana dimaksud pada huruf a.
12. R_m merupakan tingkat pengembalian investasi rata-rata saham di Bursa Efek Indonesia yang sudah dikonversikan dalam mata uang USD Dolar Amerika Serikat.

13. Data R_m sebagaimana dimaksud pada angka 12 dapat diambil dari laman *investing.com* untuk *Jakarta Stock Exchange Composite Index* (JKSE).
14. R_m dihitung dengan langkah-langkah pengolahan data sebagai berikut :
 - a. data diset dalam “*Yearly*”;
 - b. set tanggal mulai dan akhir. Misalnya, start: 1 Januari 2003 dan end: 1 Januari Tahun berjalan saat pengusulan atau penyesuaian Tarif;
 - c. Salin Nilai pada kolom “*Price*” untuk setiap Bulan Desember setiap Tahunnya;
 - d. Hitung rata-rata dengan menggunakan “*geometric average/mean return*” dan akan menghasilkan R_m ;
 - e. Untuk mendapatkan R_{m-USA} dibutuhkan konversi R_m dengan parameter inflasi;
15. Konversi sebagaimana dimaksud pada angka 14 huruf e ditentukan dengan formula sebagai berikut :

$$R_{m-USA} = \left\{ (1 + R_m) \left(\frac{1 + \text{Inflasi}_{USA}}{1 + \text{Inflasi}_{Indonesia}} \right) \right\} - 1$$

Dengan inflasi Negara Amerika Serikat dan inflasi Negara Kesatuan Republik Indonesia menggunakan rata-rata sejak perusahaan yang bergerak dibidang pengangkutan dan/atau niaga gas bumi terdaftar atau tercatat pertama kali pada Bursa Efek Indonesia.

KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA,

ttd

ERIKA RETNOWATI

Salinan sesuai dengan aslinya
Sekretaris BPH Migas,


Patuan Alfon S.



LAMPIRAN V
KEPUTUSAN KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 38/TARIF/BPH MIGAS/KOM/2023
TENTANG
PEDOMAN PELAKSANAAN TATA CARA
PENGHITUNGAN DAN PENETAPAN TARIF
PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

**PEDOMAN TEKNIS PENETAPAN TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI
MELALUI PIPA**

A. PENGERTIAN YANG DIGUNAKAN DALAM PEDOMAN TEKNIS PENETAPAN
TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

Ketentuan mengenai pengertian yang digunakan dalam Pedoman Metode Penghitungan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa sebagaimana tercantum dalam Lampiran I merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini yang berlaku secara mutatis mutandis terhadap Pedoman Teknis Penetapan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa.

B. PELAKSANAAN PENETAPAN TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI
PIPA

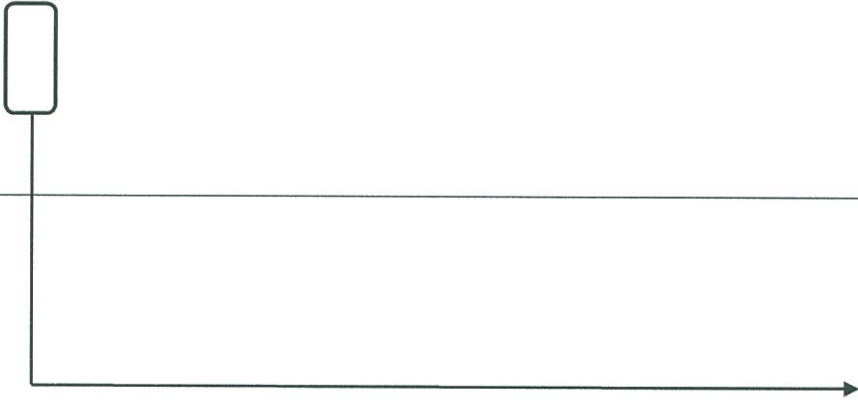
1. *Transporter* mengusulkan Tarif pipa baru paling lambat 3 (tiga) bulan sejak *Transporter* memperoleh Hak Khusus.
2. Dalam menyampaikan usulan Tarif, *Transporter* melampirkan atau mengunggah data dan dokumen dengan lengkap meliputi:
 - a. salinan Hak Khusus;
 - b. rincian NBA;
 - c. salinan GTA paling sedikit memuat Tarif *business to business*, volume dan jangka waktu GTA, titik terima dan titik serah serta ketentuan *Ship or Pay*;
 - d. salinan dokumen PJBG untuk Badan Usaha yang mengalirkan gas milik sendiri pada ruas pipa pengangkutan;
 - e. rincian biaya O&M;




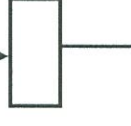






f. surat...

- f. surat pernyataan kebenaran data yang ditandatangani di atas materai oleh pimpinan tertinggi *Transporter*;
 - g. laporan keuangan yang telah diaudit oleh akuntan publik yang terdaftar sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan; dan
 - h. rincian penghitungan Tarif.
3. *Transporter* harus memaparkan usulan Tarif kepada Badan Pengatur.
4. Setelah *Transporter* menyampaikan dan memaparkan usulan Tarif disertai lampiran dokumen sebagaimana dimaksud pada angka 2, Badan Pengatur:
 - a. memeriksa dokumen pengusulan Tarif dari *Transporter*;
 - b. meminta tambahan dokumen lain jika dianggap perlu; dan
 - c. menyatakan bahwa dokumen pengusulan Tarif telah benar dan lengkap.
5. Penghitungan Tarif dilakukan sesuai dengan prinsip tekno-ekonomi sesuai dengan ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
6. Badan Pengatur melaksanakan Rapat Komite.
7. Rapat dengar pendapat (*public hearing*) dilaksanakan dengan mengundang *Transporter*, *Shipper*, serta pemangku kepentingan terkait.
8. *Stakeholder* dapat menyampaikan tanggapan atas hasil rapat dengar pendapat (*public hearing*) melalui surat kepada Kepala Badan Pengatur paling lambat 5 (lima) hari kerja setelah pelaksanaan rapat dengar pendapat (*public hearing*).
9. Badan Pengatur melaksanakan Sidang Komite untuk menetapkan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa setelah dilaksanakan Rapat Komite.
10. Badan Pengatur menetapkan Tarif dalam Keputusan Kepala Badan Pengatur melalui Sidang Komite paling lambat 45 (empat puluh lima) hari kerja sejak dokumen usulan Tarif dinyatakan benar dan lengkap.
11. Badan Pengatur memberikan sanksi administratif kepada *Transporter* yang melakukan pelanggaran atas ketentuan sebagaimana dimaksud pada angka 1, dengan ketentuan sebagai berikut:
 - a. sanksi administratif berupa peringatan tertulis pertama dan kedua diterbitkan oleh Direktur Gas Bumi setelah berkoordinasi dengan Komite yang menangani bidang Gas Bumi.

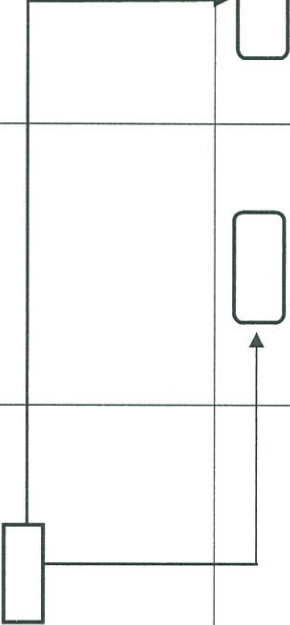

- b. sanksi administratif berupa peringatan tertulis ketiga diputuskan melalui Rapat Komite dan diterbitkan oleh Kepala Badan Pengatur.
- c. sanksi administratif berupa pencabutan hak khusus dan/atau pengusulan pencabutan izin usaha diputuskan melalui Sidang Komite dan diterbitkan oleh Kepala Badan Pengatur.

C. ALUR TATA CARA DAN TATA WAKTU PENETAPAN TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

NO	KETERANGAN	BADAN PENGATUR	TRANSPORTER	SHIPPER	DURASI	PENJELASAN KEGIATAN
1	Surat permohonan penetapan Tarif					<ul style="list-style-type: none"> a. salinan Hak Khusus; b. rincian NBA; c. salinan GTA paling sedikit memuat Tarif <i>business to business</i>, volume dan jangka waktu GTA, titik terima dan titik serah serta ketentuan <i>Ship or Pay</i>; d. salinan dokumen PJBG untuk Badan Usaha yang mengalirkan gas milik sendiri pada ruas pipa pengangkutan; e. rincian biaya O&M; f. surat pernyataan kebenaran data yang ditandatangani di atas materai oleh pimpinan tertinggi <i>Transporter</i>; g. laporan keuangan yang telah diaudit oleh akuntan publik yang terdaftar sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan; dan h. rincian penghitungan Tarif.

NO	KETERANGAN	BADAN PENGATUR	TRANSPORTER	SHIPPER	DURASI	PENJELASAN KEGIATAN
2	Surat diterima					
3	Surat pemberitahuan kepada Transporter apabila belum mengusulkan penetapan tarif					
4	Surat diterima dan melakukan penyusunan dokumen pengusulan Tarif					
5	Pengajuan kelengkapan dokumen pengusulan tarif					
6	Kelengkapan dokumen diterima					
7	Presentasi usulan tarif					Apabila dokumen dinyatakan perlu tambahan maka presentasi usulan tarif tidak dilakukan kembali
8	Pemeriksaan kelengkapan dokumen					

NO	KETERANGAN	BADAN PENGATUR	TRANSPORTER	SHIPPER	DURASI	PENJELASAN KEGIATAN
9	Dokumen dinyatakan lengkap / tidak lengkap/perlu tambahan		tidak			
10	Penghitungan tarif					Sesuai Lampiran I
11	Rapat komite untuk penyampaian skenario perhitungan Tarif					
12	Rapat dengar pendapat dengan mengundang stakeholder					
13	BPH Migas menunggu penyampaian tanggapan atas hasil Public Hearing oleh Stakeholder melalui surat kepada Kepala BPH Migas (paling lambat 5 hari kerja setelah pelaksanaan Public Hearing)					
14	Sidang Komite Penetapan Tarif					
15	Penyusunan surat keputusan penetapan tarif					

NO	KETERANGAN	BADAN PENGATUR	TRANSPORTER	SHIPPER	DURASI	PENJELASAN KEGIATAN
16	Penetapan tarif oleh Badan Pengatur				45 hari kerja sejak dokumen usulan dinyatakan benar dan lengkap	
17	Pemberitahuan penetapan tarif kepada Transporter dan Shipper					

KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA,

ttd

ERIKA RETNOWATI

Salinan sesuai dengan aslinya
Sekretaris BPH Migas,


Patuan Alfonsi



LAMPIRAN VI
KEPUTUSAN KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA
NOMOR 38/TARIF/BPH MIGAS/KOM/2023
TENTANG
PEDOMAN PELAKSANAAN TATA CARA
PENGHITUNGAN DAN PENETAPAN TARIF
PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

**PEDOMAN TEKNIS EVALUASI TARIF PENGANGKUTAN
GAS BUMI MELALUI PIPA**

A. PENGERTIAN YANG DIGUNAKAN DALAM PEDOMAN TEKNIS EVALUASI
TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

Ketentuan mengenai pengertian yang digunakan dalam Pedoman Metode Penghitungan Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa sebagaimana tercantum dalam Lampiran I merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini yang berlaku secara mutatis mutandis terhadap Pedoman Teknis Evaluasi Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa.

B. PELAKSANAAN EVALUASI TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI
PIPA

1. Evaluasi Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa dilakukan secara berkala paling lama 5 (lima) tahun.
2. Evaluasi Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa dilaksanakan terhadap:
 - a. Tarif untuk Fasilitas baru atau belum memperoleh penetapan Tarif;
 - b. Tarif untuk Fasilitas lelang Ruas Transmisi dan/atau Wilayah Jaringan Distribusi Gas Bumi;
 - c. Tarif untuk *review* berkala;
 - d. Tarif untuk Fasilitas yang sudah berakhir masa manfaatnya;
 - e. Tarif untuk Fasilitas yang dibangun menggunakan APBN.

C. ALUR...

C. ALUR PEMROSESAN EVALUASI TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

1. Badan Pengatur melakukan evaluasi Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa atas ruas yang telah mendapatkan penetapan Tarif.
2. *Transporter* atau *Shipper* mengajukan usulan evaluasi Tarif secara tertulis melalui surat resmi kepada Kepala Badan Pengatur atau diunggah melalui sistem aplikasi.
3. Tarif yang diusulkan oleh *Transporter* atau *Shipper* sebagaimana dimaksud pada angka 2 akan dievaluasi dan diputuskan paling lambat dalam waktu 50 (lima puluh) hari kerja sejak usulan dinyatakan benar dan lengkap.
4. Evaluasi Tarif Pengangkutan Gas Bumi Melalui Pipa dilakukan dengan cara:
 - a. membandingkan pendapatan atau *IRR* seharusnya untuk pengembalian investasi saat penetapan dengan realisasi pendapatan berdasarkan laporan Akun Pengaturan. Realisasi pendapatan yang diperhitungkan adalah pendapatan yang diperoleh dari volume gas dan pendapatan lain-lain yang diperoleh dari perusahaan atas Aset yang telah dihitung dalam NBA pada saat penetapan Tarif;
 - b. Penghitungan realisasi pendapatan dan *IRR* sebagaimana dimaksud pada huruf a, dengan ketentuan sebagai berikut:
 - 1) depresiasi sesuai penetapan Tarif.
 - 2) pajak dihitung sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.
 - 3) volume menggunakan data hasil verifikasi volume. Untuk gas milik *Transporter* yang tidak dapat diperoleh dari hasil verifikasi volume, menggunakan data yang dilaporkan pada Akun Pengaturan.
 - 4) Iuran dihitung sesuai dengan ketentuan peraturan perundang-undangan.
 - c. memeriksa dan memilah komponen NBA dan biaya O&M sesuai dengan pedoman Penghitungan NBA dan biaya O&M;
5. Evaluasi Tarif sebagaimana dimaksud pada angka 4 dilakukan tanpa memperhitungkan penambahan Aset selama periode penetapan hingga evaluasi dengan maksud untuk menguji simulasi penghitungan saat penetapan dengan realisasi parameter, agar diperoleh hasil perbandingan dengan kondisi yang sama saat penetapan (belum memperhitungkan perencanaan penambahan Aset).

6. Setelah...

6. Setelah dilaksanakan mekanisme evaluasi Tarif sebagaimana dimaksud pada angka 4, untuk kondisi:
 - a. evaluasi dilakukan pada akhir masa manfaat Fasilitas pipa 30 (tiga puluh) tahun sejak *commissioning* atau terhadap Tarif yang telah ditetapkan untuk Fasilitas yang telah terdepresiasi penuh (*fully depreciated*), dilakukan evaluasi dengan penghitungan Tarif menggunakan metode *management fee* sebagaimana tercantum dalam Lampiran II yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini; atau
 - b. evaluasi dilakukan sebelum habis masa manfaat Fasilitas pipa 30 (tiga puluh) tahun sejak *commissioning*, dilakukan evaluasi sebagai berikut:
 - 1) realisasi pendapatan dan *IRR* belum tercapai dibandingkan pada saat penetapan sesuai periode evaluasi, Tarif yang telah ditetapkan (*existing*) tetap diberlakukan hingga parameter evaluasi tercapai;
 - 2) realisasi pendapatan atau *IRR* sudah tercapai dibandingkan saat penetapan sesuai periode evaluasi, Tarif dihitung kembali dengan mekanisme:
 - a) NBA yang digunakan memperhatikan penambahan Aset selama periode penetapan hingga evaluasi dengan nilai Aset yang digunakan adalah Nilai Buku terakhir sesuai laporan Akun Pengaturan;
 - b) WACC dihitung ulang dengan *cut off date* menggunakan parameter penghitungan saat tahun evaluasi;
 - c) volume mengikuti ketentuan sebagaimana tercantum dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini;
 - d) biaya O&M dihitung menggunakan rata-rata realisasi biaya O&M 5 (lima) tahun terakhir dari periode evaluasi.
 - e) masa depresiasi menggunakan masa waktu 30 (tiga puluh) tahun sejak *commissioning*;
 - f) hasil penghitungan Tarif baru hasil evaluasi (*review*), disampaikan pada Rapat Dengar Pendapat (*Public Hearing*) dan ditetapkan melalui Sidang Komite.







7. Setelah dilaksanakan mekanisme evaluasi Tarif sebagaimana dimaksud pada angka 6, dalam hal evaluasi dilakukan terhadap Ruas Pipa yang tergabung dalam suatu Jaringan Ruas Transmisi yang dioperasikan oleh *Transporter* yang sama, Badan Pengatur dapat menetapkan Tarif Agregasi yang dihitung dengan ketentuan sebagai berikut:
- a. apabila seluruh ruas pipa yang akan diagregasi telah berakhir masa manfaat Fasilitas pipa 30 (tiga puluh) tahun sejak *commissioning*, dilakukan evaluasi dengan penghitungan Tarif menggunakan metode *management fee* sebagaimana tercantum dalam Lampiran II yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
 - b. apabila ruas-ruas pipa yang akan diagregasi masih terdapat ruas pipa yang belum habis masa manfaat Fasilitas pipa 30 (tiga puluh) tahun sejak *commissioning*, dilakukan evaluasi dengan ketentuan sebagai berikut:
 - 1) dalam hal sisa manfaat kurang dari 5 (lima) tahun, penghitungan menggunakan *free cash flow* dengan periode penghitungan adalah 5 (lima) tahun dengan mempertimbangkan periode evaluasi.
 - 2) dalam hal terdapat ruas yang memiliki sisa masa manfaat lebih dari 5 (lima) tahun, penghitungan menggunakan *free cash flow* dengan periode penghitungan sesuai dengan sisa masa manfaat terlama.
 - 3) NBA yang digunakan adalah NBA gabungan dari ruas-ruas pipa yang diagregasi dan mengacu pada Nilai Buku terakhir pada laporan Akun Pengaturan.
 - c. biaya O&M dihitung menggunakan rata-rata realisasi biaya O&M 5 (lima) tahun terakhir dari periode evaluasi dan merupakan total biaya O&M gabungan untuk seluruh ruas pipa yang diagregasi.
 - d. volume dihitung dengan ketentuan sebagai berikut:
 - 1) volume dihitung sesuai penghitungan volume sebagaimana tercantum dalam Lampiran I yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini;
 - 2) penentuan volume pemanfaatan pipa sebagaimana tercantum dalam Lampiran I huruf B angka 24 yang merupakan bagian tidak terpisahkan dari Keputusan ini.
 - 3) dalam hal volume yang digunakan mengacu pada kapasitas pipa, kapasitas yang digunakan adalah kapasitas tertinggi dari seluruh ruas pipa yang diagregasi.
 - 4) dalam hal volume yang digunakan mengacu pada GTA dan/atau PJBG, volume dihitung sesuai dengan volume gas











yang...

yang masuk ke jaringan Ruas Transmisi dengan ketentuan sebagai berikut:

- a) untuk ruas pipa paralel pada satu jaringan Pipa Transmisi yang sama dapat menggunakan penjumlahan volume gas yang mengalir.
- b) untuk ruas pipa seri pada satu jaringan Pipa Transmisi yang sama dapat menggunakan volume GTA dan/atau PJBG tertinggi.

D. ALUR TATA CARA DAN TATA WAKTU EVALUASI TARIF PENGANGKUTAN GAS BUMI MELALUI PIPA

NO	KETERANGAN	BADAN PENGATUR	TRANSPORTER	SHIPPER	DURASI	PENJELASAN KEGIATAN
1.a.	Surat permohonan review tarif, di luar waktu review berkala					Usulan review tarif berasal dari <i>shipper</i> melalui sistem aplikasi pengusulan review Tarif BPH Migas - Surat permohonan melampirkan: <ul style="list-style-type: none"> • Alasan perubahan • Dasar perhitungan • Tarif yang diusulkan
1.a.1	Surat diterima					
1.a.2	Undangan diskusi dengan <i>shipper</i>					
1.a.3	Diskusi dengan <i>shipper</i>					
1.b.	Surat permohonan review tarif berkala atau review di luar waktu review berkala					Usulan review tarif berasal dari <i>transporter</i> melalui sistem aplikasi pengusulan review Tarif BPH Migas - Surat permohonan melampirkan: <ul style="list-style-type: none"> • Alasan perubahan • Perhitungan NBA • Perhitungan biaya operasi sampai tahun pengajuan penyesuaian • Jika ada biaya operasi yang besar perlu disertakan bukti berita acara serah terima dan nilai kontak pengadaan • Tarif yang diusulkan
1.b.1	Surat diterima					

NO	KETERANGAN	BADAN PENGATUR	TRANSPORTER	SHIPPER	DURASI	PENJELASAN KEGIATAN
1.c.	Surat pemberitahuan kepada <i>transporter</i> tentang review tarif (kondisi tertentu atau berkala) atau review di luar waktu review berkala					
2.	Surat diterima dan dilakukan penyusunan dokumen pengajuan review					
3.	Pengajuan kelengkapan review					
4.	Kelengkapan dokumen diterima					
5.	Memeriksa kelengkapan dokumen					
6.	Pemberitahuan bahwa dokumen lengkap/ tidak lengkap/ perlu tambahan					
7.	Undangan presentasi usulan tarif oleh <i>transporter</i>					
8.	Presentasi usulan tarif oleh <i>transporter</i>					
9.	Proses evaluasi usulan tarif					

NO	KETERANGAN	BADAN PENGATUR	TRANSPORTER	SHIPPER	DURASI	PENJELASAN KEGIATAN
10.	Rapat dengar pendapat pemangku kepentingan					
11.	Sidang penetapan tarif					
12.	Penyusunan surat keputusan penetapan tarif					
13.	Penetapan tarif oleh Ketua/ Kepala Badan Pengatur					
14.	Pemberitahuan penetapan tarif kepada transporter dan shipper				50 (lima puluh) hari kerja sejak usulan dinyatakan benar dan lengkap	

KEPALA BADAN PENGATUR HILIR
MINYAK DAN GAS BUMI
REPUBLIK INDONESIA,

ttd

ERIKA RETNOWATI

Salinan sesuai dengan aslinya
Sekretaris BPH Migas,

Patuan Alfon S.