



Metodologia de linha de base aprovada AM0029

“Metodologia de linha de base para usinas elétricas conectadas à rede elétrica movidas a gás natural”

Fontes

Esta metodologia de linha de base tem por fundamento as propostas NM0080-rev “Baseline methodology for grid connected generation plants using non-renewable and less GHG intensive fuel” [Metodologia de linha de base para usinas elétricas conectadas à rede elétrica movidas a combustível não-renovável e menos intensivo em gases de efeito estufa] e NM0153 “Baseline methodology for grid connected electricity generation plants using Natural Gas (NG)/Liquefied Natural Gas (LNG) as fuels” [Metodologia de linha de base para usinas elétricas conectadas à rede elétrica movidas a gás natural (GN)/gás natural liquefeito (GNL)] submetidas pela Torrent Power Generation Limited (TPGL), com o auxílio da PricewaterhouseCoopers (P) e Reliance Energy Limited (REL), respectivamente.

Mais informações sobre a proposta e sua análise pelo Conselho Executivo podem ser obtidas no endereço: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/approved>.

Esta metodologia também faz uso da abordagem da margem de construção (BM) e da margem operacional (OM), conforme especificado na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” e faz referência à última versão aprovada da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”.

Abordagem selecionada do parágrafo 48 das modalidades e procedimentos do MDL

“Emissões de uma tecnologia que represente uma linha de ação economicamente atrativa, levando-se em conta as barreiras aos investimentos.”

Aplicabilidade

A metodologia pode ser aplicada sob as seguintes condições:

- A atividade do projeto seja a construção e a operação de uma nova usina elétrica movida a gás natural¹ conectada à rede;
- Os limites geográficos/físicos da rede elétrica na linha de base possam ser claramente identificados, e informações concernentes à rede elétrica e à estimativa das emissões na linha de base sejam acessíveis ao público;

¹ O gás natural deve ser o combustível primário. Pequenas quantidades de outros combustíveis de partida ou combustíveis auxiliares podem ser usadas, mas não podem representar mais de 1% do total de combustível usado, em base energética



- Haja quantidade suficiente de gás natural na região ou país, por exemplo, acréscimos futuros na capacidade de geração elétrica a base de gás natural, comparáveis em tamanho à atividade do projeto, não sejam prejudicados pelo uso do gás natural na atividade do projeto².

Esta metodologia de linha de base deve ser usada em conjunto com a metodologia de monitoramento aprovada AM0029.

Identificação do cenário da linha de base

Os participantes do projeto devem seguir as seguintes etapas para definir o cenário da linha de base:

1. Identificar os cenários da linha de base plausíveis

A identificação dos cenários alternativos da linha de base deve abranger todas as possíveis alternativas realistas e verossímeis que gerem produtos ou serviços comparáveis aos da atividade de projeto proposta no âmbito do MDL (inclusive a atividade de projeto proposta sem os benefícios do MDL), ou seja, todos os tipos de usinas elétricas que possam ser construídas como alternativa à atividade do projeto dentro do limite da rede elétrica (conforme definido na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”).

As alternativas a serem analisadas devem compreender, entre outros:

- A atividade de projeto não implementada como um projeto no âmbito do MDL;
- A geração de energia com o uso de gás natural, mas com o emprego de outras tecnologias que não a da atividade do projeto;
- Tecnologias de geração de energia com o uso de outras fontes energéticas que não o gás natural;
- Importação de eletricidade das redes elétricas conectadas, inclusive a possibilidade de novas interconexões.

Essas alternativas não precisam constituir-se somente de usinas elétricas com a mesma capacidade, fator de carga e características operacionais (ou seja, várias usinas menores ou a fração de uma usina maior podem ser uma alternativa razoável à atividade do projeto), mas devem fornecer serviços similares (por exemplo, energia de pico e de carga de base). Deve-se observar, ainda, que os candidatos identificados ao cenário da linha de base podem não ser acessíveis aos participantes do projeto e podem ser outros

² Em algumas situações, pode haver restrições da oferta decorrentes da falta de elasticidade do preço (por exemplo, recursos limitados sem possibilidade de expansão durante o período de obtenção de créditos), o que significaria que a atividade do projeto deslocaria o gás natural que, do contrário, seria usado em outra atividade da economia, levando assim a uma possível fuga. Logo, é importante que o proponente do projeto comprove que as limitações na oferta não gerarão fugas significativas, como aqui indicado.



atores dentro do limite da rede elétrica (por exemplo, outras empresas investindo em expansão da capacidade elétrica). É preciso certificar-se de que todas as tecnologias de usinas elétricas que tenham sido construídas recentemente ou estejam sendo construídas ou planejadas (por exemplo, documentadas em planos oficiais de expansão elétrica) sejam incluídas como alternativas plausíveis. Uma descrição clara de cada alternativa de cenário da linha de base, inclusive informações sobre a tecnologia, como a eficiência e a vida útil técnica, deve ser fornecida no MDL-DCP.

O participante do projeto pode excluir os cenários da linha de base que não cumpram todas as exigências legais e regulamentações aplicáveis.

Se um ou mais cenários forem excluídos, deverão ser fornecidas a justificativa e a documentação adequadas acerca da exclusão.

2. Identificar a alternativa do cenário da linha de base mais atrativa do ponto de vista econômico

A alternativa do cenário da linha de base mais atrativa do ponto de vista econômico é identificada com o uso da análise de investimentos. Calcule um indicador financeiro adequado para todas as alternativas remanescentes após a Etapa 1. Insira todos os custos pertinentes (como, por exemplo, o custo de investimento, custos de combustível e custos de operação e manutenção) e receitas (inclusive subsídios/incentivos fiscais³, assistência oficial para o desenvolvimento (AOD), etc., conforme o caso) e, se houver, custos não relacionados com o mercado e benefícios no caso de investidores públicos.

A análise de investimentos deve ser apresentada de maneira transparente, e todas as suposições pertinentes devem ser fornecidas no MDL-DCP, de modo que o leitor possa reproduzir a análise e obter os mesmos resultados. Parâmetros e suposições técnico-econômicos essenciais (como custos de capital, projeções do preço do combustível, vida útil, fator de carga da usina elétrica e taxa de desconto ou custo de capital) devem ser claramente apresentados. Justifique e/ou cite as suposições de uma maneira que possa ser validada pela EOD. No cálculo do indicador financeiro, os riscos das alternativas poderão ser inseridos por meio do padrão do fluxo de caixa, desde que haja expectativas e suposições específicas para o projeto (por exemplo, prêmios de seguro podem ser usados no cálculo para refletir equivalentes de risco específicos). Quando as suposições, dados de entrada e fontes de dados da análise de investimentos diferirem entre a atividade do projeto e suas alternativas, as diferenças deverão ser bem fundamentadas. O MDL-DCP submetido à validação deve apresentar uma comparação clara do indicador financeiro para todas as alternativas de cenário. A alternativa de linha de base que tiver o melhor indicador pode ser pré-selecionada como o cenário da linha de base mais plausível, e uma análise de sensibilidade deve ser conduzida para cada uma das alternativas. A faixa da análise de sensibilidade deve cobrir, de forma realista, as

³ Observe a orientação prestada na 22ª reunião do Conselho Executivo sobre políticas e regulamentações nacionais e/ou setoriais.



variações possíveis de todos os parâmetros essenciais relacionados com a análise e que poderiam mudar no decorrer do período de obtenção de créditos.

Uma análise de sensibilidade deve ser feita para todas as alternativas a fim de confirmar se a conclusão a respeito da atratividade financeira suporta variações moderadas nas suposições essenciais (por exemplo, preços do combustível e fator de carga). A análise de investimentos representará um argumento válido na seleção do cenário da linha de base somente se corroborar de forma coerente (para uma série realista de suposições) a conclusão de que o cenário da linha de base pré-selecionado provavelmente continuará sendo o mais atrativo econômica e/ou financeiramente.

Se a análise de sensibilidade confirmar o resultado, selecione a alternativa mais atrativa economicamente como o cenário da linha de base mais plausível. No caso de a análise não ser totalmente conclusiva, selecione a alternativa do cenário da linha de base com a menor taxa de emissão entre as alternativas que são as mais atrativas financeira e/ou economicamente.

Se a taxa de emissão do cenário da linha de base selecionado for claramente menor que a da atividade do projeto (por exemplo, o cenário da linha de base envolve energia hidroelétrica, nuclear ou de biomassa), então não se poderá considerar que a atividade do projeto gera reduções de emissão, e esta metodologia não poderá ser aplicada.

Adicionalidade

A avaliação da adicionalidade compreende as seguintes etapas:

Etapas 1: análise de investimento de referência

Demonstre que é improvável que a atividade de projeto proposta no âmbito do MDL seja financeiramente atrativa, aplicando as subetapas 2b (Opção III: Aplicação da análise de referência), 2c (Cálculo e comparação dos indicadores financeiros) e 2d (Análise de sensibilidade) da última versão da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”, acordada pelo Conselho Executivo do MDL.

Etapas 2: análise da prática comum

Demonstre que a atividade do projeto não é uma prática comum no país e no setor em questão, aplicando a Etapa 4 (Análise da prática comum) da última versão da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”, acordada pelo Conselho Executivo do MDL.

Etapas 3: impacto do registro do MDL

Descreva o impacto do registro da atividade do projeto, aplicando a Etapa 5 (Impacto do registro do MDL) da última versão da “Ferramenta para demonstrar e avaliar a



adicionalidade”, acordada pelo Conselho Executivo do MDL.

Se todas as três etapas forem cumpridas, o projeto será considerado adicional.

Limite do projeto

A extensão espacial do limite do projeto abrange o local do projeto e todas as usinas elétricas fisicamente conectadas à rede elétrica da linha de base, conforme definido na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

No cálculo das emissões do projeto, somente as emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis na usina do projeto são consideradas. No cálculo das emissões da linha de base, somente as emissões de CO₂ provenientes da queima de combustíveis fósseis em usina(s) elétrica(s) na linha de base são consideradas.

Os gases de efeito estufa incluídos ou excluídos do limite do projeto são mostrados na Tabela 1.

Tabela 1 – Visão geral das fontes de emissões incluídas ou excluídas do limite do projeto

	Fonte	Gás	Incluído?	Justificativa/Explicação
Linha de base	Geração de energia na linha de base	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão.
		CH ₄	Não	Excluída para fins de simplificação. É conservadora.
		N ₂ O	Não	Excluída para fins de simplificação. É conservadora.
Atividade do projeto	Queima de combustível no local em razão da atividade do projeto	CO ₂	Sim	Principal fonte de emissão.
		CH ₄	Não	Excluída para fins de simplificação.
		N ₂ O	Não	Excluída para fins de simplificação.

Emissões do projeto

A atividade do projeto consiste na queima de gás natural no próprio local para a geração de eletricidade. As emissões de CO₂ da geração de eletricidade (PE_y) são calculadas da seguinte maneira:

$$PE_y = \sum_f FC_{f,y} * COEF_{f,y} \quad (1)$$

Onde:



MDL – Conselho Executivo

AM0029/Versão 3

Escopo setorial: 1

39ª reunião do Conselho Executivo

$FC_{f,y}$ é o volume total de gás natural ou outro combustível “f” queimado na usina do projeto ou outro combustível de partida (m^3 ou similar), em ano(s) y ;
 $COEF_{f,y}$ é o coeficiente de emissão de CO_2 (tCO_2/m^3) ou similar em ano(s) para cada combustível, obtido da seguinte forma:

$$COEF_{f,y} = \sum NCV_y * EF_{CO_2,f,y} * OXID_f \quad (1a)$$

Onde:

$NCV_{f,y}$ é o poder calorífico inferior (teor energético) por unidade de volume de gás natural no ano y (GJ/m^3), conforme determinado pelo fornecedor do combustível, quando possível, ou por dados locais ou nacionais;
 $EF_{CO_2,f,y}$ é o fator de emissão de CO_2 por unidade de energia de gás natural no ano y (tCO_2/GJ), conforme determinado pelo fornecedor do combustível, quando possível, ou por dados locais ou nacionais;
 $OXID_f$ é o fator de oxidação do gás natural.

Para os combustíveis de partida, os poderes caloríficos e fatores de emissão de CO_2 padrão do IPCC são aceitáveis caso não haja estimativas locais ou nacionais.

Emissões da linha de base

As emissões da linha de base são calculadas multiplicando-se a eletricidade gerada na usina do projeto ($EG_{PJ,y}$) pelo fator de emissão de CO_2 da linha de base ($EF_{BL,CO_2,y}$), como demonstrado a seguir:

$$BE_y = EG_{PJ,y} \cdot EF_{BL,CO_2,y} \quad (2)$$

Para a construção de novos e grandes acréscimos de capacidade no âmbito do MDL, há uma considerável incerteza com relação ao outro tipo de geração elétrica que seria substituída pela geração elétrica da usina do projeto. Como resultado do projeto, a criação de tecnologia(s) alternativa(s) de geração de energia poderia ser evitada, ou a construção de uma série de outras usinas elétricas poderia simplesmente ser adiada. Além disso, se o projeto fosse instalado antes da execução desses outros projetos, seu impacto em curto prazo poderia ser reduzir bastante a geração de eletricidade nas usinas existentes. Isso depende de muitos fatores e suposições (por exemplo, se existe um déficit de oferta) difíceis de determinar e que mudam com o decorrer do tempo. A fim de tratar dessa incerteza de forma conservadora, os participantes do projeto devem usar para $EL_{BL,CO_2,y}$ o menor fator de emissão entre as três opções a seguir:

Para o primeiro período de obtenção de créditos:



- Opção 1 A margem de construção, calculada de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”; e
- Opção 2 A margem combinada, calculada de acordo com a “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”; utilizando-se um peso 50/50 para a margem operacional/margem de construção;
- Opção 3 O fator de emissão da tecnologia (e combustível) identificada como o cenário da linha de base mais provável, de acordo com a “Identificação do cenário da linha de base” acima, e calculado da seguinte forma:

$$EF_{BL,CO_2} (tCO_2 / MWh) = \frac{COEF_{BL} * 3.6GJ / MWh}{\eta_{BL}} \quad (3)$$

Onde:

- $COEF_{BL}$ é o coeficiente de emissão do combustível (tCO_2e/GJ), com base na média dos dados nacionais de combustível, se houver; caso contrário, os valores padrão do IPCC poderão ser usados;
- η_{BL} é a eficiência energética da tecnologia, conforme estimado acima na análise do cenário da linha de base.

Essa determinação será feita uma vez na fase de validação, com base em uma avaliação *ex ante*, e mais uma vez no início de cada período de obtenção de créditos subsequente (se for o caso). Se tanto a opção 1 (BM) quanto a opção 2 (CM) forem selecionadas, elas serão estimadas *ex post*, conforme descrito na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Fugas

As fugas podem decorrer da extração, processamento, liquefação, transporte, regaseificação e distribuição de combustíveis fósseis fora do limite do projeto. Envolvem principalmente as emissões fugitivas de CH_4 e as emissões de CO_2 provenientes da queima de combustível. Nesta metodologia, as seguintes fontes de emissões das fugas devem ser consideradas⁴:

- Emissões fugitivas de CH_4 associadas à extração, processamento, liquefação, transporte, regaseificação e distribuição do gás natural usado na usina do projeto e combustíveis fósseis usados na rede elétrica, na ausência da atividade do projeto;

⁴ O Conselho Executivo continua trabalhando na estimativa das fontes de emissões das fugas no caso das atividades de projeto de troca de combustível. Essa abordagem pode ser revista com base no resultado desse trabalho.



- No caso de o GNL ser usado na usina do projeto: as emissões de CO₂ provenientes da queima de combustível/consumo de eletricidade associados à liquefação, transporte, regaseificação e compressão em um sistema de transmissão ou distribuição de gás natural.

Assim, as emissões das fugas são calculadas da seguinte maneira:

$$LE_y = LE_{CH_4,y} + LE_{LNG,CO_2,y} \quad (4)$$

Onde:

LE_y	são as emissões das fugas durante o ano y em tCO ₂ e;
$LE_{CH_4,y}$	são as fugas provenientes das emissões fugitivas de CH ₄ da exploração e produção no ano y , em tCO ₂ e;
$LE_{LNG,CO_2,y}$	são as emissões das fugas decorrentes da queima de combustíveis fósseis/ consumo de eletricidade associados à liquefação, transporte, regaseificação e compressão em um sistema de transmissão ou distribuição de gás natural durante o ano y , em tCO ₂ e.

Emissões fugitivas de metano

Para estimar as emissões fugitivas de CH₄, os participantes do projeto devem multiplicar a quantidade de gás natural consumida pelo projeto no ano y por um fator de emissão para as emissões fugitivas de CH₄ ($EF_{GN,upstream,CH_4}$) do consumo de gás natural e subtrair as emissões provenientes dos combustíveis fósseis usados na ausência da atividade do projeto, conforme mostrado a seguir:

$$LE_{CH_4,y} = [FC_y \cdot NCV_y \cdot EF_{NG,upstream,CH_4} - EG_{PJ,y} \cdot EF_{BL,upstream,CH_4}] \cdot GWP_{CH_4} \quad (5)$$

Onde:

$LE_{CH_4,y}$	são as fugas decorrentes das emissões fugitivas de CH ₄ da exploração e produção no ano y , em tCO ₂ e;
FC_y	é a quantidade de gás natural queimada na usina do projeto durante o ano y , em m ³ ;
$NCV_{NG,y}$	é o poder calorífico inferior médio do gás natural queimado durante o ano y , em GJ/m ³ ;
$EF_{NG,upstream,CH_4}$	é o fator de emissão para as emissões fugitivas de metano da produção, transporte, distribuição do gás natural e, no caso do GNL, da liquefação, transporte, regaseificação e compressão em um sistema de transmissão ou distribuição, em tCH ₄ por GJ de combustível fornecido aos consumidores finais;
$EG_{PJ,y}$	é a geração de eletricidade na usina do projeto durante o ano, em



MWh;

$EF_{BL,upstream,CH4}$ é o fator de emissão para as emissões fugitivas de metano da exploração e produção ocorridas na ausência da atividade do projeto, em tCH₄ por eletricidade gerada em MWh na usina do projeto, como definido abaixo;

GWP_{CH4} é o potencial de aquecimento global do metano válido para o período de compromisso em questão.

O fator de emissão para as emissões fugitivas de CH₄ da exploração e produção ocorridas na ausência da atividade do projeto ($EF_{BL,upstream,CH4}$) deve ser calculado de acordo com o fator de emissão da linha de base ($EF_{BL,CO2}$) usado na equação (4) acima, da seguinte maneira:

Opção 1:
Margem de Construção:

$$EF_{BL,upstream,CH4} = \frac{\sum_j FF_{j,k} \cdot EF_{k,upstream,CH4}}{\sum_j EG_j}$$

Opção 2:
Margem combinada:

$$EF_{BL,upstream,CH4} = 0,5 \cdot \frac{\sum_j FF_{j,k} \cdot EF_{k,upstream,CH4}}{\sum_j EG_j} + 0,5 \cdot \frac{\sum_i FF_{i,k} \cdot EF_{k,upstream,CH4}}{\sum_i EG_i}$$

Opção3:
Tecnologia da linha de base:

$$EF_{BL,upstream,CH4} = \frac{EF_{k,upstream,CH4}}{\eta_{BL}} * 3.6GJ / MWh$$

Onde:

$EF_{BL,upstream,CH4}$ é o fator de emissão para as emissões fugitivas de metano da exploração e produção ocorridas na ausência da atividade do projeto, em tCH₄ por eletricidade gerada em MWh na usina do projeto;

j são as usinas incluídas na margem de construção;

$FF_{j,k}$ é a quantidade do tipo de combustível k (petróleo ou carvão mineral) queimada na usina elétrica j incluída na margem de construção;

$EF_{k,upstream,CH4}$ é o fator de emissão para as emissões fugitivas de metano da produção do tipo de combustível k (petróleo ou carvão mineral) em tCH₄ por MJ de combustível produzido;



EG_j	é a geração de eletricidade na usina j incluída na margem de construção, em MWh/a;
i	são as usinas incluídas na margem operacional;
$FF_{i,k}$	é a quantidade do tipo de combustível k (petróleo ou carvão mineral) queimada na usina elétrica i incluída na margem operacional;
EG_i	é a geração de eletricidade na usina i incluída na margem operacional, em MWh/a;
η_{BL}	é a eficiência energética da tecnologia de linha de base mais provável.

Se $EF_{BL,upstream,CH_4}$ for determinado com base na margem de construção ou na margem combinada, o cálculo deverá ser condizente com o cálculo das emissões de CO₂ na margem de construção e na margem combinada, ou seja, deve ser usado o mesmo grupo de usinas e dados sobre a queima de combustível e geração de eletricidade, e os valores de FF e EG devem ser aqueles já determinados por meio da aplicação da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.

Quando houver dados nacionais confiáveis e precisos sobre as emissões fugitivas de CH₄ associadas à produção, e, no caso do gás natural, ao transporte e distribuição de combustíveis, os participantes do projeto devem usá-los para determinar os fatores de emissão médios, dividindo a quantidade total de emissões de CH₄ pela quantidade de combustível produzida ou fornecida, respectivamente⁵. Quando não houver tais dados, os participantes do projeto devem usar os valores padrão fornecidos na Tabela 2 abaixo.

Observe que o fator de emissão para as emissões fugitivas de gás natural da exploração e produção ($EF_{GN,upstream,CH_4}$) deve abranger as emissões fugitivas provenientes da produção, processamento, transporte e distribuição do gás natural, conforme indicado na Tabela 2 abaixo. Quando os valores padrão dessa tabela forem usados, os fatores de emissão de gás natural para o local da atividade do projeto deverão ser usados. Os valores dos EUA/Canadá podem ser usados nos casos em que se possa demonstrar que o elemento relevante do sistema (produção de gás e/ou processamento/transmissão/distribuição) é predominantemente de fabricação recente e construído e operado de acordo com os padrões internacionais.

Uma vez que as emissões fugitivas da exploração e produção de carvão mineral dependem da fonte (minas subterrâneas ou de superfície), os participantes do projeto devem usar o fator de emissão que corresponda à fonte predominante (subterrânea ou de superfície) atualmente usada pelas usinas elétricas a carvão mineral na região.

Observe também que no caso do carvão mineral, o fator de emissão é fornecido com base em uma unidade de massa e precisa ser convertido em uma unidade de energia,

⁵ Os dados dos inventários de gases de efeito estufa relatados para a CQNUMC como parte das comunicações nacionais poderão ser usados quando abordagens específicas do país (e não os valores padrão do Nível 1 do IPCC) tiverem sido usadas para estimar as emissões.



MDL – Conselho Executivo

AM0029/Versão 3

Escopo setorial: 1

39ª reunião do Conselho Executivo

levando-se em conta o poder calorífico inferior do carvão mineral.

As emissões da exploração e produção que ocorreram, a partir de 1º de janeiro de 2008, nos países no Anexo I que ratificaram o Protocolo de Quioto devem ser excluídas, se tecnicamente possível, do cálculo das fugas.

Tabela 2 – Fatores de emissão padrão para as emissões fugitivas de CH₄ da exploração e produção

Atividade	Unidade	Fator de emissão padrão	Referência para a faixa de fatores de emissão subjacente do Volume 3 das Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996
Carvão mineral			
Minas subterrâneas	t CH ₄ / kt carvão	13,4	Equações 1 e 4, p. 1.105 e 1.110
Minas de superfície	t CH ₄ / kt carvão	0,8	Equações 2 e 4, p. 1.108 e 1.110
Petróleo			
Produção	t CH ₄ / PJ	2,5	Tabelas 1-60 a 1-64, p. 1.129 - 1.131
Transporte, refino e armazenagem	t CH ₄ / PJ	1,6	Tabelas 1-60 a 1-64, p. 1.129 - 1.131
Total	t CH ₄ / PJ	4,1	
Gás natural			
EUA e Canadá			
Produção	t CH ₄ / PJ	72	Tabela 1-60, p. 1.129
Processamento, transporte e distribuição	t CH ₄ / PJ	88	Tabela 1-60, p. 1.129
Total	t CH ₄ / PJ	160	
Europa Oriental e antiga URSS			
Produção	t CH ₄ / PJ	393	Tabela 1-61, p. 1.129
Processamento, transporte e distribuição	t CH ₄ / PJ	528	Tabela 1-61, p. 1.129
Total	t CH ₄ / PJ	921	
Leste Europeu			
Produção	t CH ₄ / PJ	21	Tabela 1-62, p. 1.130
Processamento, transporte e distribuição	t CH ₄ / PJ	85	Tabela 1-62, p. 1.130
Total	t CH ₄ / PJ	105	
Outros países exportadores de petróleo / Restante do mundo			
Produção	t CH ₄ / PJ	68	Tabelas 1-63 e 1-64, p. 1.130 e 1.131
Processamento, transporte e distribuição	t CH ₄ / PJ	228	Tabelas 1-63 e 1-64, p. 1.130 e 1.131
Total	t CH ₄ / PJ	296	
Observação: os fatores de emissão desta tabela foram derivados dos fatores de emissão padrão do Nível 1 do IPCC, fornecidos no Volume 3 das Diretrizes Revisadas do IPCC de 1996, calculando-se a média da faixa de fatores de emissão padrão fornecida.			

Emissões de CO₂ do GNL

Quando possível, as emissões de CO₂ da queima de combustível/consumo de eletricidade associados à liquefação, transporte, regaseificação e compressão de GNL em um sistema de transmissão ou distribuição de gás natural ($LE_{LNG,CO_2,y}$) devem ser estimadas multiplicando-se a quantidade de gás natural queimada no projeto por um fator de emissão apropriado, como mostrado a seguir:

$$LE_{LNG,CO_2,y} = FC_y \cdot EF_{CO_2,upstream,LNG}$$



Onde:

$LE_{LNG,CO_2,y}$	são as emissões das fugas decorrentes da queima de combustível fóssil/consumo de eletricidade associados à liquefação, transporte, regaseificação e compressão de GNL em um sistema de transmissão ou distribuição durante o ano y , em t CO ₂ e;
FC_y	é a quantidade de gás natural queimada na usina do projeto durante o ano y , em m ³ ;
$EF_{CO_2,upstream,LNG}$	é o fator de emissão para as emissões de CO ₂ da exploração e produção decorrentes da queima de combustível fóssil/consumo de eletricidade associados à liquefação, transporte, regaseificação e compressão do GNL em um sistema de transmissão ou distribuição de gás natural.

Quando houver dados confiáveis e precisos sobre as emissões de CO₂ da exploração e produção decorrentes da queima de combustível fóssil/consumo de eletricidade associados à liquefação, transporte, regaseificação e compressão do GNL em um sistema de transmissão ou distribuição de gás natural, os participantes do projeto devem usá-los para determinar um fator de emissão médio. Quando não houver esses dados, os participantes do projeto podem adotar o valor padrão de 6 t CO₂/TJ como um valor aproximado.⁶

Quando os efeitos totais líquidos das fugas forem negativos ($LE_y < 0$), os participantes do projeto devem supor que $LE_y = 0$.

Reduções de emissões

Para calcular as reduções de emissões, os participantes do projeto devem aplicar a seguinte equação:

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y \quad (6)$$

Onde:

ER_y	são as reduções de emissões no ano y (t CO ₂ e);
BE_y	são as emissões no cenário da linha de base no ano y (t CO ₂ e);
PE_y	são as emissões no cenário do projeto no ano y (t CO ₂ e);
LE_y	são as fugas no ano y (t CO ₂ e).

⁶ Esse valor foi derivado dos dados publicados para a North American LNG Systems. Barclay, M. e N. Denton, 2005. Selecting offshore LNG process. http://www.fwc.com/publications/tech_papers/files/LNJ091105p34-36.pdf (10 de abril de 2006).



MDL – Conselho Executivo

AM0029/Versão 3

Escopo setorial: 1
39ª reunião do Conselho Executivo

Mudanças necessárias para a implementação da metodologia no segundo e terceiro períodos de obtenção de créditos (se for o caso/opcionais)

Veja as mudanças descritas acima a respeito das emissões na linha de base.



Metodologia de monitoramento aprovada AM0029

Usinas elétricas conectadas à rede elétrica movidas a combustível não-renovável e menos intensivo em gases de efeito estufa

Fontes

Esta metodologia de monitoramento baseia-se nas propostas NM0080-rev “Baseline methodology for grid connected generation plants using non-renewable and less GHG intensive fuel” [Metodologia de linha de base para usinas elétricas conectadas à rede elétrica movidas a combustível não-renovável e menos intensivo em gases de efeito estufa] e NM0153 “Baseline methodology for grid connected electricity generation plants using Natural Gas (NG)/Liquefied Natural Gas (LNG) as fuels” [Metodologia de linha de base para usinas elétricas conectadas à rede elétrica movidas a gás natural (GN)/gás natural liquefeito (GNL)], submetidas pela Torrent Power Generation Limited (TPGL), com o auxílio da PricewaterhouseCoopers (P) e Reliance Energy Limited (REL), respectivamente.

Mais informações sobre a proposta e sua análise pelo Conselho Executivo podem ser obtidas no endereço: <http://cdm.unfccc.int/methodologies/approved>.

Esta metodologia também usa a abordagem da margem de construção (BM), conforme especificado na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, com a determinação anual *ex post* do fator de emissão da linha de base, e a “Ferramenta para demonstrar e avaliar a adicionalidade”.

Aplicabilidade

Esta metodologia pode ser aplicada atendidas as mesmas condições da metodologia de linha de base correspondente.

Esta metodologia de monitoramento deve ser usada em conjunto com a metodologia de linha de base aprovada AM0029.

Breve descrição da metodologia

Os principais parâmetros a serem monitorados durante o período de obtenção de créditos da atividade do projeto estão listados abaixo. Outros parâmetros serão calculados com base nos parâmetros principais.

Para as emissões do projeto:

1. Consumo anual de combustível na atividade do projeto;
2. Poder calorífico inferior do combustível usado na atividade do projeto;
3. Fatores de emissão do combustível usado na atividade do projeto.



MDL – Conselho Executivo

AM0029/Versão 3

Escopo setorial: 1
39ª reunião do Conselho Executivo

As emissões da linha de base serão monitoradas pela “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”, se aplicável e conforme o caso.

**Parâmetros das emissões do projeto**

Dados a serem coletados ou usados para monitorar as emissões da atividade do projeto e como esses dados serão arquivados:

Número de identificação	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Parcela dos dados a ser monitorada	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentários
FCf,y	Quantidade anual de combustível “f” consumida na atividade do projeto	Leitura do medidor do fluxo de combustível no limite do projeto	m ³	m	diária	100%	Eletronicamente e em papel	O consumo total de combustível será monitorado tanto pelo fornecedor quanto pelo projeto para confirmação
NCVf,y	Poder calorífico inferior do combustível “f”	Fornecedor do combustível, autoridade local, específico para o país, IPCC	GJ/m ³	e	quinzenal	100%	Eletronicamente	Use os dados obtidos do fornecedor, dados locais, valores específicos do país, nessa ordem de preferência. Os valores do IPCC podem ser usados para combustíveis de partida.



MDL – Conselho Executivo

AM0029/Versão 3

Escopo setorial: 1

39ª reunião do Conselho Executivo

Número de identificação	Variável dos dados	Fonte dos dados	Unidade dos dados	Medidos (m), calculados (c) ou estimados (e)	Frequência do registro	Parcela dos dados a ser monitorada	Como os dados serão arquivados? (eletronicamente/ em papel)	Comentários
OXID _f	Fator de oxidação	IPCC	--	e	anual	100%	Eletronicamente	Use os valores padrão do IPCC.
EF _{CO2,f,y}	Fator de emissão para o combustível “f”	Local/ regional/ global (IPCC)	tCO ₂ /GJ	e	anual	100%	Eletronicamente	Use os dados obtidos do fornecedor, dados locais, valores específicos do país, nessa ordem de preferência. Os valores do IPCC podem ser usados para combustíveis de partida.
COEF _y	Coeficiente de emissão de CO ₂	Calculado no âmbito da atividade do projeto	tCO ₂ /m ³	c	anual	100%	Eletronicamente	
PE _y	Emissão do projeto decorrente da queima de combustível	Calculado no âmbito da atividade do projeto	tCO ₂	c	anual	100%	Eletronicamente	



MDL – Conselho Executivo

AM0029/Versão 3

Escopo setorial: 1

39ª reunião do Conselho Executivo

Parâmetros das emissões da linha de base

Veja os parâmetros das emissões na linha de base na “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico” para.

Procedimentos de controle da qualidade (CQ) e garantia da qualidade (GQ)

Todas as medições devem ser feitas com equipamentos calibrados, submetidos a manutenção periódica e após a verificação do seu funcionamento. Os procedimentos de CQ/GQ para os parâmetros a serem monitorados são ilustrados na tabela abaixo.

Dados	Nível de incerteza dos dados (Alto/Médio/Baixo)	Explique os procedimentos de CQ/GQ planejados para esses dados ou por que esses procedimentos não são necessários
1.FCy	Baixo	O medidor do fornecimento de gás natural para o projeto será submetido a manutenção e testes periódicos (de acordo com o estipulado pelo fornecedor do medidor) para garantir a precisão. As leituras serão conferidas pela companhia de fornecimento de gás.
2.NCVy	Baixo	Procedimentos adicionais de CQ/GQ provavelmente não serão necessários.
3.OXID	Baixo	Procedimentos adicionais de CQ/GQ provavelmente não serão necessários.
4.EFCO ₂ y	Baixo	Procedimentos adicionais de CQ/GQ provavelmente não serão necessários.
5.COEFy	Baixo	Procedimentos adicionais de CQ/GQ provavelmente não serão necessários.



MDL – Conselho Executivo

AM0029/Versão 3

Escopo setorial: 1

39ª reunião do Conselho Executivo

Histórico do documento

Versão	Data	Natureza da revisão
3	Relatório da 39ª reunião do Conselho Executivo, Anexo 3 16 de maio de 2008	• Flexibilidade para escolher o indicador financeiro mais adequado a ser usado na análise para a identificação do cenário da linha de base; • Esclarecer que o patamar de 1% para caracterizar pequenas quantidades de outros combustíveis de partida ou auxiliares se refere à base energética; • Ressaltar que a faixa da análise de sensibilidade deve cobrir, de forma realista, a dinâmica econômica de todos os parâmetros essenciais relacionados com a análise e que poderiam mudar no decorrer do período de obtenção de créditos.
2	Relatório da 35ª reunião do Conselho Executivo, parágrafo 24 19 de outubro de 2007	Revisão para incorporar o uso da “Ferramenta para calcular o fator de emissão para um sistema elétrico”.
1	Relatório da 24ª reunião do Conselho Executivo, Anexo 11 12 de maio de 2006	Adoção inicial.