



AEAMESP



IMPACTOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS DA MUDANÇA DA MATRIZ ENERGÉTICA NACIONAL NO TRANSPORTE METROVIÁRIO.

Ramón Carollo Sarabia Neto

Fernando Gomes Clímaco



AEAMESP



20ª SEMANA DE TECNOLOGIA METROFERROVIÁRIA
PRÊMIO TECNOLOGIA E DESENVOLVIMENTO METROFERROVIÁRIOS
Categoria 1

IMPACTOS ECONÔMICOS E AMBIENTAIS DA MUDANÇA DA MATRIZ
ENERGÉTICA NACIONAL NO TRANSPORTE METROVIÁRIO.

SÃO PAULO

2014



AEAMESP



Sumário

Capa	1
Índice de Figuras	2
Índice de Tabelas.....	3
Introdução	4
Diagnóstico	5
Sistema Elétrico Brasileiro	5
Análise dos resultados	14
Consumo e Custos Futuros Estimados	16
Emissão total vs. Fator de emissão de energia elétrica	18
Emissões futuras estimadas	20
Conclusões.....	24
Bibliografia.....	25

Índice de Figuras

Figura 1 Integração Eletroenergética – SIN.....	7
Figura 2 – Economia de Operação x Confiabilidade de Atendimento.....	9
Figura 3 – Energia Armazenada no Brasil.....	10
Figura 4 – Geração de energia elétrica térmica e hidráulica no Brasil.....	11
Figura 5 – Gasto com energia versus custo da energia (mercado livre).....	15
Figura 6 – Consumo de energia elétrica vs. pkm – 2008 a 2013.....	15



AEAMESP



Figura 7 – Evolução do custo de energia elétrica e respectivo custo total — 2005 a 2018.

Obs.: Os rótulos de dados de 2015 a 2018 se referem aos custos estimados no cenário 3 ... 17

Figura 8 – Evolução do fator de emissão de energia elétrica SIN. 19

Figura 9 – Emissão total da Cia vs. fator de emissão de energia elétrica. 19

Figura 10 – Evolução da representatividade do Escopo 2 no total de emissões do Metrô 20

Figura 11 – Evolução dos fatores de emissão do SIN e respectiva emissão total de GEE por consumo de energia elétrica — Metrô 2006 a 2018. 22

Índice de Tabelas

Tabela 1 – Matriz de capacidade instalada de geração de energia elétrica do Brasil – Abr/2014. 8

Tabela 2 – Consumo de energia elétrica e respectivo custo total de 2015 a 2018. 17

Tabela 3 – Consumo de energia elétrica e respectiva emissão de GEE pela operação de 2015 a 2018. 22

Tabela 4 – Emissões evitadas líquidas projetadas. 23



AEAMESP



Introdução

O Metrô-SP é um grande consumidor livre de energia elétrica e com a expansão da rede metrorroviária, esse recurso será ainda mais necessário para a operação do sistema. A tração elétrica dos trens é responsável por mais de 70% do consumo total, o qual, ultrapassa 500.000 megawatts-hora (500 mil MWh) ao ano.

Todo esse consumo é responsável por gastos que giram em torno de 100 milhões de reais por ano e emissões de gases de efeito estufa-GEE que representa, em geral, mais de 80% das emissões de toda a Cia do Metrô. Assim, as recentes mudanças na matriz energética brasileira, devido ao maior uso de termoelétricas no país impactarão diretamente nesses dois aspectos.

O trabalho traz uma análise do aumento de custos e emissões de GEE que a empresa poderá estar sujeita nos próximos anos. Isto poderá comprometer receita, custo de passagens e concessões de novas linhas a serem criadas. Também os aumentos de emissão poderão reduzir a importância do sistema metrorroviário enquanto alternativa modal estratégica para cidades e economias baseadas na baixa emissão de carbono.

Ambos os aspectos poderão servir para o planejamento estratégico da Cia para os próximos anos.



AEAMESP



Diagnóstico

Sistema Elétrico Brasileiro

O Sistema Elétrico Brasileiro é predominantemente hidrelétrico com usinas termoelétricas atuando para possibilitar a gestão da capacidade de regularização das hidrelétricas ou no sentido de complementar a geração de base do sistema — (dos Santos, 2014) apud (Marreco, 2007).

O aspecto a ser salientado é o fato de que, para produzir energia, uma usina térmica, estando em perfeitas condições técnicas, só depende de combustível. Sendo assim, em princípio, tem-se absoluto controle do momento e da quantidade de energia gerada. Ou seja, nas térmicas, a menos de necessidades contratuais, têm-se uma grande liberdade na decisão de gerar energia. Porém, o custo do combustível irá impactar no custo da energia gerada.

Apesar do Plano Nacional de Energia-PNE de 2030 (MME/EPE, 2007) indicar uma continuidade da predominância hidroelétrica, a participação delas na geração de energia deverá ser reduzida em função da redução da capacidade de regularização das hidroelétricas devido à dificuldade de implantação de novas usinas com grandes reservatórios. Como consequência, há um aumento na demanda por energia térmica. Segundo dados do PNE 2030, está previsto até 2030, em relação à capacidade instalada no país em 2005, um acréscimo de 29.415 MW de usinas térmicas, priorizando o gás natural e biomassa (dos Santos, 2014).

Como consequência dessa mudança gradativa, a geração de energia elétrica no país passa a ter maior conteúdo de carbono, no caso do uso de gás natural, por unidade de energia gerada, além de gerar poluição local, tanto para o uso de gás natural quanto para o uso de bio-



AEAMESP



massa. Deve-se ressaltar, que do ponto de vista de emissões de GEE, a geração destes por queima de biomassa é próximo de zero.

Com uma potência instalada de 128 mil MW a matriz elétrica brasileira é composta por uma diversidade de fontes energéticas com participação predominante de energia renovável, destacando-se a hidroeletricidade.

Dentre os empreendimentos existentes, as usinas hidrelétricas respondem por 87 mil MW de potência instalada e as termoelétricas contribuem com 37 mil MW — (MME, 2014) apud (ANEEL, 2014).

O sistema elétrico brasileiro permite o intercâmbio da energia produzida em todas as regiões, exceto nos sistemas isolados, localizados principalmente na região Norte. O trânsito da energia é possível graças ao Sistema Interligado Nacional-SIN, uma grande rede de transmissão, com cerca de 100 mil km de extensão conforme ilustra a Figura 1. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN.

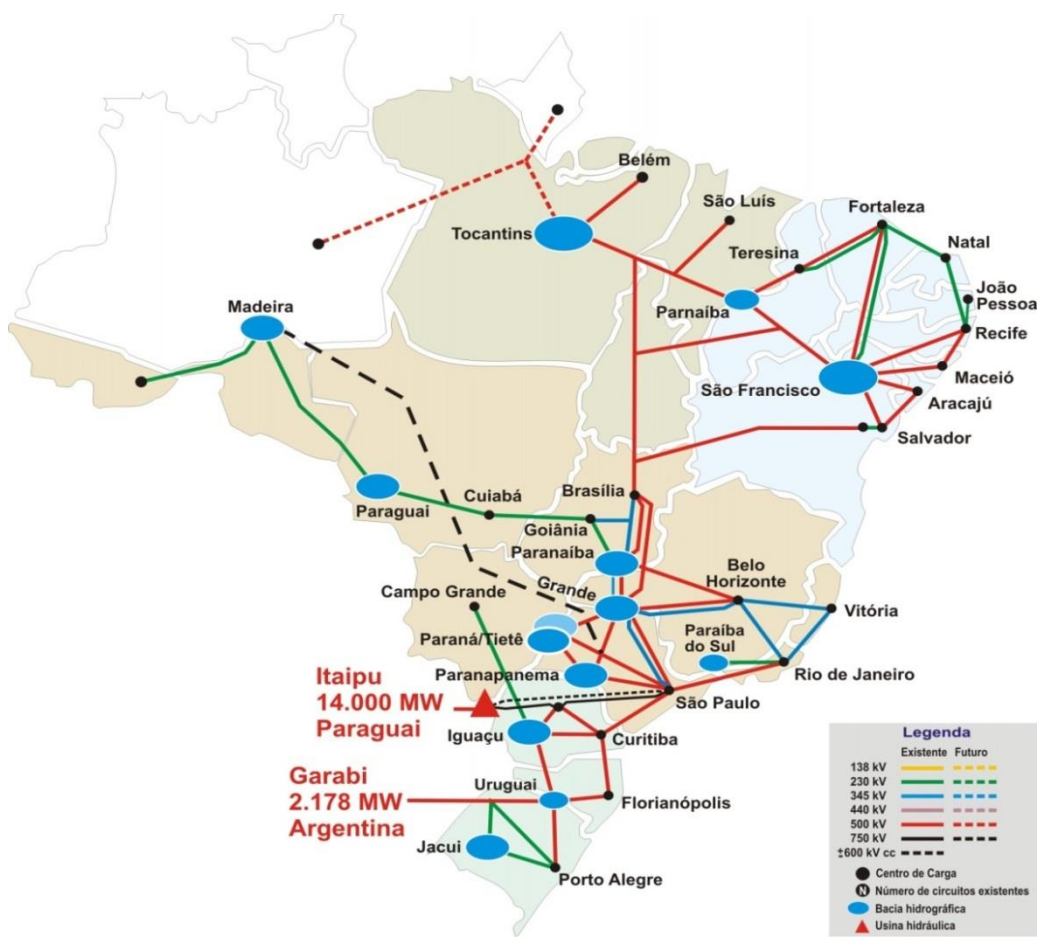


Figura 1 Integração Eletroenergética – SIN
 Fonte: ONS.

A Tabela 1 apresenta a Capacidade Instalada do SIN em abril de 2014 e apresenta sua evolução frente ao mesmo período de 2013.

Tabela 1 – Matriz de capacidade instalada¹ de geração de energia elétrica do Brasil – Abr/2014.

Fonte	nº de usinas	Capacidade Instalada (MW)	% Capacidade Disponível (sem importação contratada)	Evolução da Capacidade Instalada (Abr/14 – Abr/13)
Hidráulica	1.107	86.698	67,6%	2,4%
Térmica	1.804	38.697	30,2%	7,0%
Gás	157	14.282	11,1%	5,7%
Carvão	13	3.389	2,6%	27,2%
Petróleo	1.154	7.612	5,9%	-1,4%
Nuclear ²	2	1.990	1,6%	-0,8%
Biomassa	478	11.424	8,9%	11,2%
Eólica	135	2.877	2,2%	40,7%
Solar Fotovoltaica	101	9	<0,01%	23,5%
Capacidade Total	3.147	128.281	100,0%	4,4%

Fonte: MME apud ANEEL (adaptada).

O Operador Nacional do Sistema Elétrico-ONS é o órgão responsável pela coordenação e controle da operação das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional. Ele tem como objetivo principal atender os requisitos de carga, otimizar custos e garantir a confiabilidade do sistema, definindo ainda as condições de acesso à malha de transmissão em alta tensão do país (Clímaco, 2010).

A operação do sistema visa a garantir o suprimento de curto prazo e ao mesmo tempo procura assegurar os níveis nos reservatórios de regularização das hidrelétricas. Isto é feito para garantir o suprimento de energia elétrica no longo prazo nas diversas regiões do país.

¹ Além dos montantes apresentados, existe uma importação contratada de 5.650 MW com o Paraguai e de 200 MW com a Venezuela.

² A redução do montante de capacidade instalada das usinas nucleares observado em Abr/14 em comparação à Abr/13 deve-se à alteração da potência outorgada da usina Angra I de 657 MW para 640 MW, conforme Resolução Autorizativa 3.334/2012 da ANEEL. Em Abr/13, ainda constava no BIG/ANEEL, documento utilizado como referência para essa seção, o valor de 657 MW para a potência fiscalizada dessa usina, resultando, assim, na diferença observada de 17 MW em termos anuais.

O sistema prioriza a geração hidrelétrica, mas despacha as usinas objetivando assegurar menores tarifas e custos de produção de eletricidade e a segurança no abastecimento de energia elétrica de curto a longo prazo. Assim, a geração de base é composta principalmente pela geração hidrelétrica seguida pelas termoelétricas, que contribuem para a preservação da capacidade de regularização das hidroelétricas (dos Santos, 2014).

Desta forma, o ONS deve decidir, a todo o momento, se deve utilizar mais ou menos o potencial hídrico armazenado para atendimento da carga, considerando-se o volume armazenado existente, expectativas de afluições e novos empreendimentos de geração a serem disponibilizados para o sistema em um determinado horizonte de tempo.

Destarte, conforme pode ser visto na Figura 2, dependendo da decisão tomada quanto a preservação ou não dos níveis dos reservatórios teremos as respectivas consequências operativas tendo em vista as afluições futuras — (dos Santos, 2014) apud (Marreco, 2007).

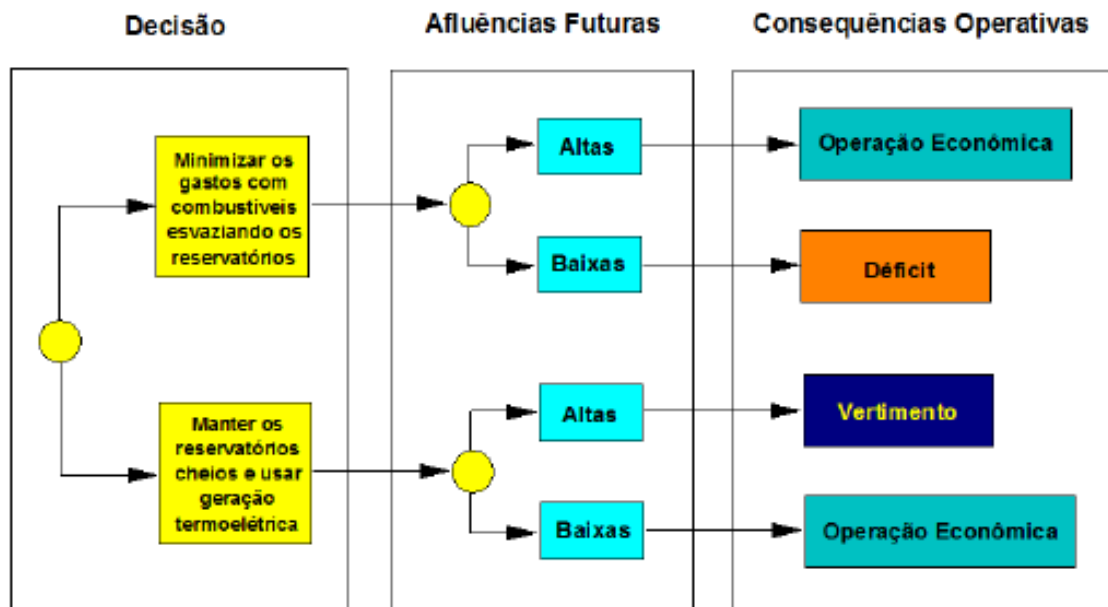


Figura 2 – Economia de Operação x Confiabilidade de Atendimento.
Fonte: dos Santos apud Marreco, 2014.

No presente momento, a totalidade de energia armazenada nos reservatórios das hidrelétricas é apresentada na Figura 3. Como pode ser notado, o total de energia armazenada no ano de 2014 tem sido menor que os outros anos em períodos equivalentes. Isto indica a necessidade de maior uso de termoelétricas, mais custosas, na geração de energia para todo o sistema.

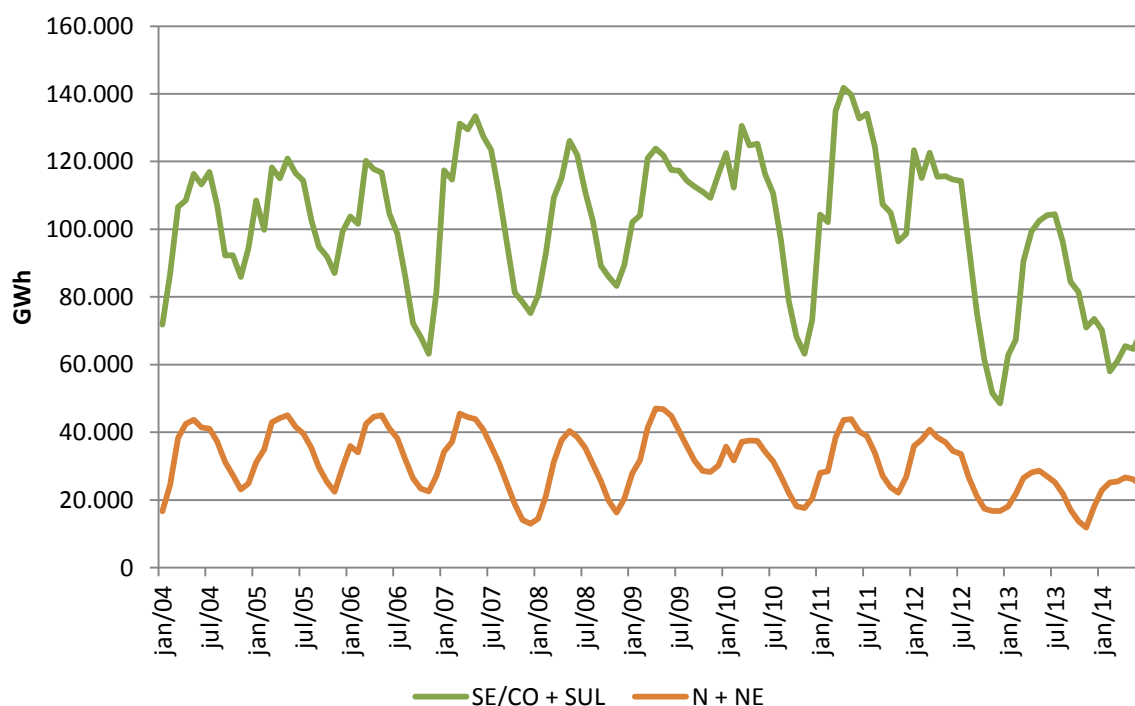


Figura 3 – Energia Armazenada no Brasil.
Fonte: ONS (adaptado).

As perspectivas de uma matriz energética mantendo-se nos níveis atuais de geração de energia hidráulica são remotas. Do potencial hidroelétrico nacional as regiões SE, S e NE já foram exploradas e 90% do potencial remanescente se encontra na Amazônia.

Como consequência da perda da capacidade de regularização hidrelétrica através dos reservatórios, o SIN tende a ficar mais vulnerável em função de uma maior dependência dos ciclos hidrológicos, aumentando assim o risco hídrico do sistema, o que requer cada vez mais regularização via geração termoelétrica (dos Santos, 2014).

Conforme apontado também por dos Santos (2014): “A vulnerabilidade do Sistema Elétrico Brasileiro em função da excessiva dependência da geração hidrelétrica e, conseqüentemente, dos ciclos pluviométricos observados, impõe importantes desafios à gestão do sistema como o observado pelo racionamento ocorrido em 2001/2002 quando o nível médio dos reservatórios das regiões Sudeste e Centro-Oeste atingiu valores na ordem de 30% e, assim, bem abaixo da média histórica...”.

Como observado na Figura 4, nos últimos anos, já é possível constatar a tendência de aumento da demanda de geração termoelétrica no país, bem como uma queda na geração de energia por fontes hídricas, com destaque às regiões SE e CO.

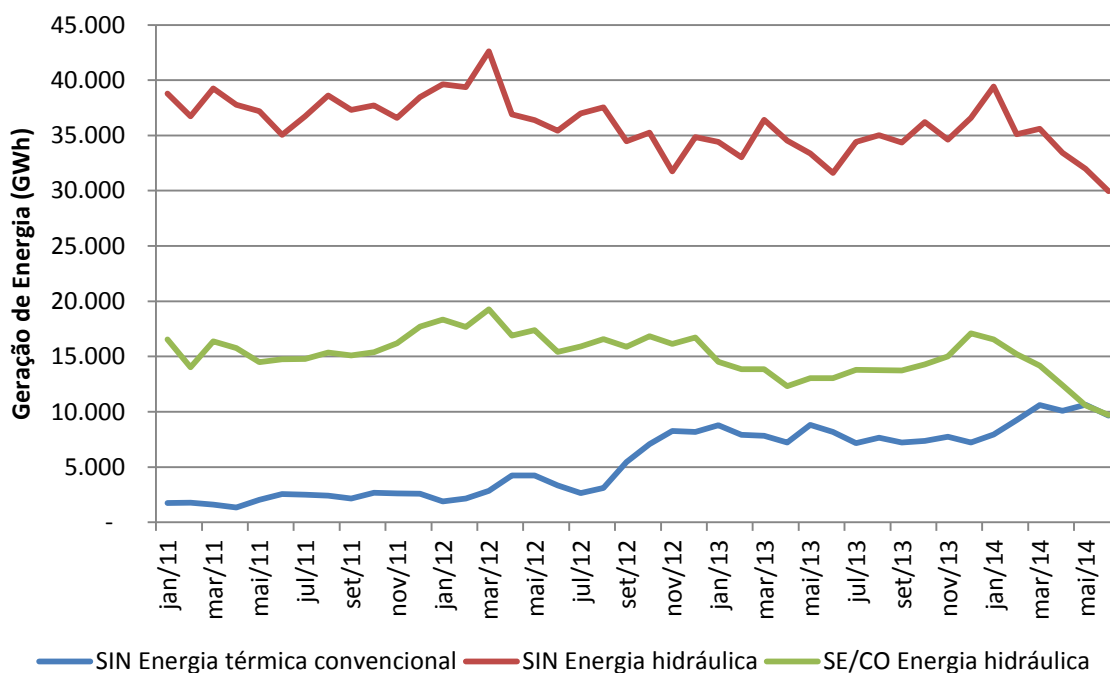


Figura 4 – Geração de energia elétrica térmica e hidráulica no Brasil.
Fonte: ONS (adaptado).

Conforme já apresentado, a continuidade deste padrão aumenta cada vez mais o custo operacional do SIN, além de aumentar as emissões de gases de efeito estufa associadas à energia gerada, conforme será apresentado nos capítulos a seguir.



AEAMESP



Na última década, o Setor Elétrico Brasileiro-SEB sofreu diversas alterações até chegar ao modelo vigente. Diversas mudanças ocorreram no intuito de diminuir a intervenção estatal, aumentar a participação de agentes privados e introduzir as leis de mercado no setor elétrico.

Neste contexto, o setor elétrico vivenciou uma significativa reestruturação. A eletricidade passou a ser comercializada em separado de seu transporte, possibilitando a introdução da competição na produção. O planejamento e o mercado passaram a ser o centro do novo modelo do setor.

Em relação à comercialização de energia, foram instituídos dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: o Ambiente de Contratação Regulada-ACR, do qual participam agentes de geração e de distribuição de energia e o Ambiente de Contratação Livre-ACL, do qual participam agentes de geração, comercializadores, importadores e exportadores de energia e consumidores livres.

A contratação no ACR é formalizada por meio de contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado-CCEAR, celebrados entre agentes vendedores (comercializadores, geradores, produtores independentes ou autoprodutores) e compradores (distribuidores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica. Também denominado pool, o ACR tem tarifas de suprimento reguladas por meio da compra da energia pelo conjunto das distribuidoras, em leilões, por diversos prazos, de maneira a proteger os consumidores cativos, atendidos pelas distribuidoras. Neste ambiente, todos os geradores, incluindo produtores independentes, vendem energia para todas as distribuidoras, por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica-CCEE. Os leilões de energia existente são separados dos leilões de expansão.



AEAMESP



Já no ACL há a livre negociação entre os agentes geradores, comercializadores, consumidores livres, importadores e exportadores de energia, sendo que os acordos de compra e venda de energia são pactuados por meio de contratos bilaterais. É justamente neste ambiente que os grandes consumidores de energia se inserem, como por exemplo, o Metrô.



AEAMESP



Análise dos resultados

A redução dos custos operacionais é uma preocupação constante do Metrô de São Paulo, assim, devido ao fato da energia elétrica ser um dos principais custos da operação metroviária, em janeiro de 2005 a empresa migrou para o ACL em decorrência da possibilidade de redução significativa dos gastos com a energia elétrica.

Atendendo as legislações vigentes ao ACL e as leis particulares que regem o serviço público, o Metrô lançou um edital público de licitação para a compra de sua energia, cujo resultado gerou um contrato de fornecimento com duração até 2012. Em função da expansão da rede metroviária e do aumento significativo no número de passageiros transportados, em 2008, outro contrato foi firmado, aumentando o montante de energia contratada. Assim, em ambos os contratos o término da vigência ficou estabelecida para 2012.

Apesar das contratações serem feitas sempre com fornecedores cuja geração predominante é a hidrelétrica, os preços (R\$/MWh) ofertados nos pregões de compra sempre são influenciados pelo preço de mercado da energia, uma vez que, pelas regras atuais do setor elétrico, os geradores tem a liberdade de escolher os preços de venda de sua energia.

Deste modo, refletindo os custos do mercado de energia (tarifas reguladas, encargos e impostos) e o resultado dos pregões de compra de energia, com exceção do ano de 2013, o custo da energia elétrica adquirida aumentou aproximadamente 7% ao ano.

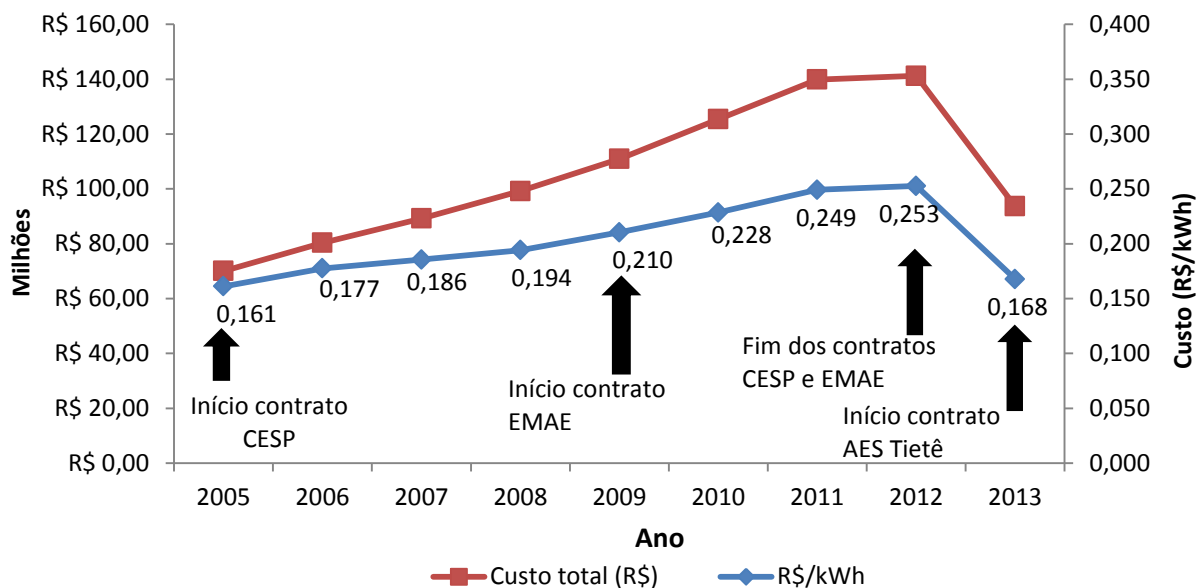


Figura 5 – Gasto com energia versus custo da energia (mercado livre).

De 2008 a 2013, o consumo de energia total cresceu em média 2,3% ao ano. Mesmo com a estabilidade no consumo de energia elétrica para operação de trens e estações em 2013, houve um aumento no consumo total da Cia. Essa variação positiva se deu principalmente pelo aumento no consumo de energia de média tensão nos canteiros de obra e em parte das áreas desapropriadas, fato esperado com a expansão da rede e intensificação dos trabalhos nas obras.

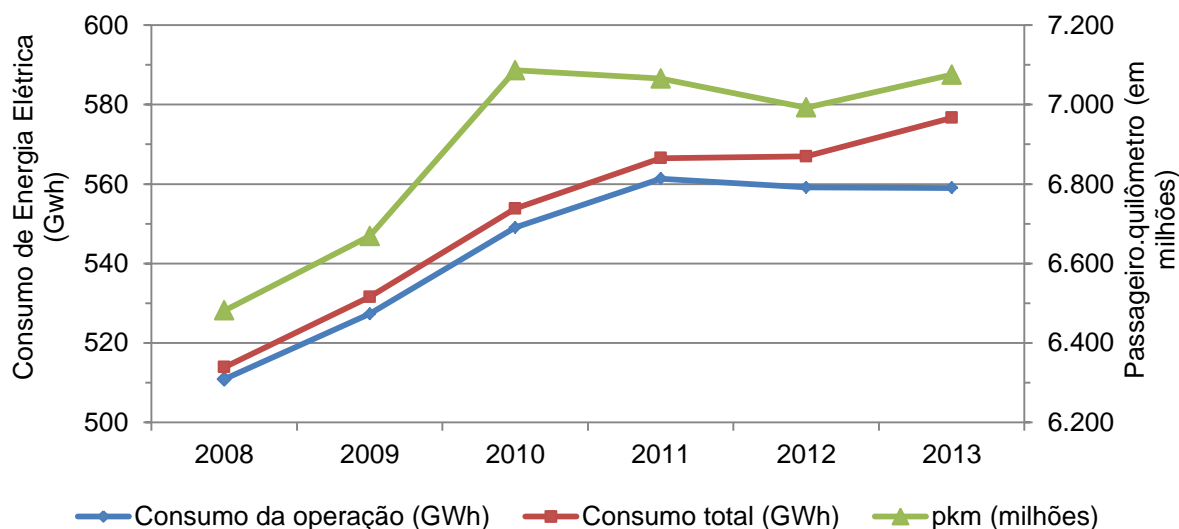


Figura 6 – Consumo de energia elétrica vs. pkm – 2008 a 2013.



AEAMESP



Consumo e Custos Futuros Estimados

O custo anual com o consumo de energia elétrica é o resultado do perfil de consumo diário (curva de carga) e das tarifas e preços vigentes a época. Desta forma, para este estudo foram adotadas as seguintes premissas:

- Metas de inauguração e expansão da rede metroviária apresentadas no documento interno “Planejamento Plurianual 2015 – 2023 – Rev. Abril/2014”;
- Tarifas e preços vigentes em 2014 e projeções de correção dos mesmos para os próximos 4 anos. Devido ao fato de não haver índices de correção pré-estabelecidos até 2018, adotamos projetar 3 cenários para estudo, conforme definidos abaixo.

Cenário 1: neste cenário as projeções de preços consideraram que o atual estágio hidrológico de seca nos reservatórios será revertido com o período chuvoso de nov/14 a abr/15 de modo que os preços da energia reflitam apenas as correções da inflação e dos custos setoriais médios para geração predominantemente hidrelétrica;

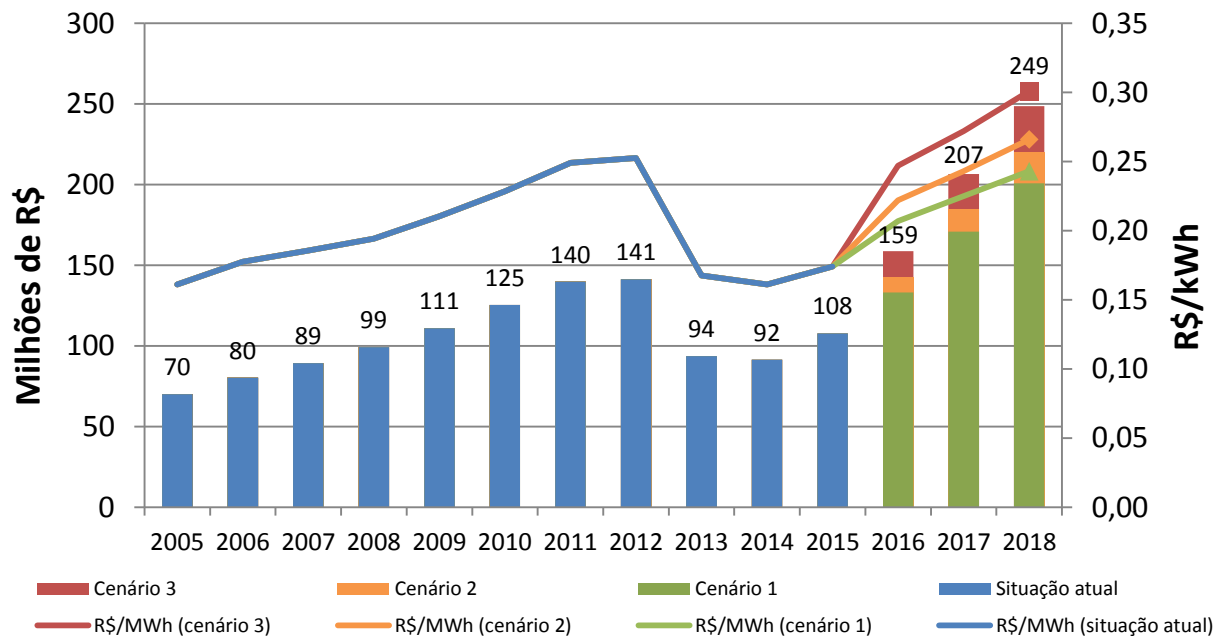
Cenário 2: neste cenário as projeções de preços consideraram que o atual estágio hidrológico de seca nos reservatórios será mantido, ou seja, nem se recuperará e nem ficará pior. Deste modo, os preços da energia refletirão as correções da inflação e o uso moderado das térmicas;

Cenário 3: neste cenário as projeções de preços consideraram que o atual estágio hidrológico de seca nos reservatórios ficará pior. Deste modo, os preços da energia refletirão as correções da inflação e o uso intenso das térmicas.

Diante do exposto, a Tabela 2 e Figura 7 resumem os valores projetados de consumo de energia elétrica e do respectivo custo total envolvidos nos 3 cenários propostos.

Tabela 2 – Consumo de energia elétrica e respectivo custo total de 2015 a 2018.

Ano	Demanda projetada – MWh	Consumo projetado – MWh	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
			Custo médio – R\$/MWh	Custo médio – R\$/MWh	Custo médio – R\$/MWh	Custo total – R\$	Custo total – R\$	Custo total – R\$
2015	122	619.322	174	174	174	107.763.768	107.763.768	107.763.768
2016	148	642.727	207	222	247	133.044.489	142.685.394	158.753.569
2017	148	759.492	225	243	272	170.885.700	184.556.556	206.581.824
2018	166	826.068	243	266	301	200.734.524	219.734.088	248.646.468


Figura 7 – Evolução do custo de energia elétrica e respectivo custo total — 2005 a 2018³.

Obs.: Os rótulos de dados de 2015 a 2018 se referem aos custos estimados no cenário 3

³ Obs.: Para o ano de 2015, os cenários se igualam devido ao fato da contratação atual junto ao fornecedor de energia terminar em 2015. Sendo assim, o preço da energia já está estabelecido para 2015, sofrendo apenas no mês de julho de 2015 a correção pela inflação acumulada dos últimos 12 meses.



AEAMESP



Emissão total vs. Fator de emissão de energia elétrica

Em comparação aos outros modais, o Metrô traz uma contribuição significativa na promoção de um cenário de baixo carbono:

- Para transportar 1 passageiro pela distância de 1 km a operação dos trens emitiu indiretamente – no período 2008-2013 – 4 gramas em CO₂ equivalente (gCO₂e).
- A emissão de GEE por passageiro.kilômetro do Metrô representa uma emissão aproximadamente 30 vezes menor que os automóveis.

Porém, como já apresentado é possível constatar nos dados apresentados, há aumento crescente da utilização de termoelétricas apresentadas pela ONS e ANEEL (Figura 4 e Tabela 1) a tendência crescente por uma maior participação da geração termoelétrica para suprir a demanda do sistema.

Assim, existe uma ameaça à manutenção desse cenário uma vez que, os índices de uso de termoelétricas no Sistema Interligado Nacional-SIN têm aumentado nos últimos anos refletindo, por consequência, no fator médio de emissão por unidade de energia gerada, conforme a figura a seguir.

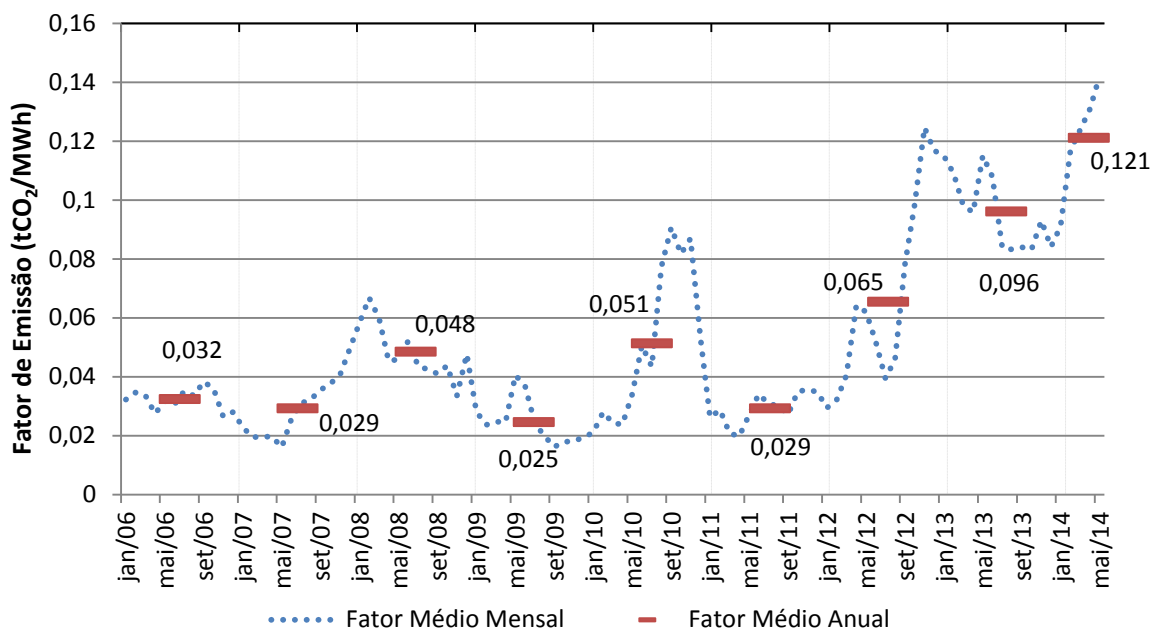


Figura 8 – Evolução do fator de emissão de energia elétrica SIN.
 Fonte: MCTI (adaptado).

Considerando-se a natureza das atividades do Metrô associado ao modelo de fornecimento de energia elétrica do SIN, não há como separar as grandes variações nas emissões da Cia das variações dos fatores de emissão de energia elétrica. A figura a seguir apresenta esse comparativo.

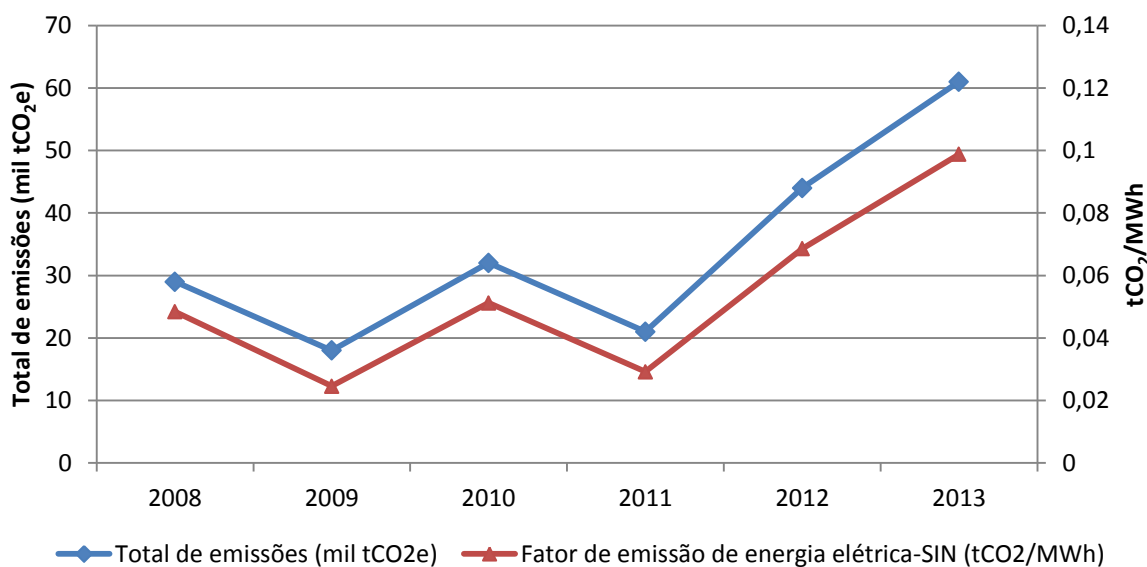


Figura 9 – Emissão total da Cia vs. fator de emissão de energia elétrica.

O aumento ocorrido no fator de emissão de energia elétrica nos últimos dois anos tem, por consequência, aumentado ainda mais a representatividade das emissões do Escopo 2 no total de emissões da Cia, conforme apresentado na figura a seguir.

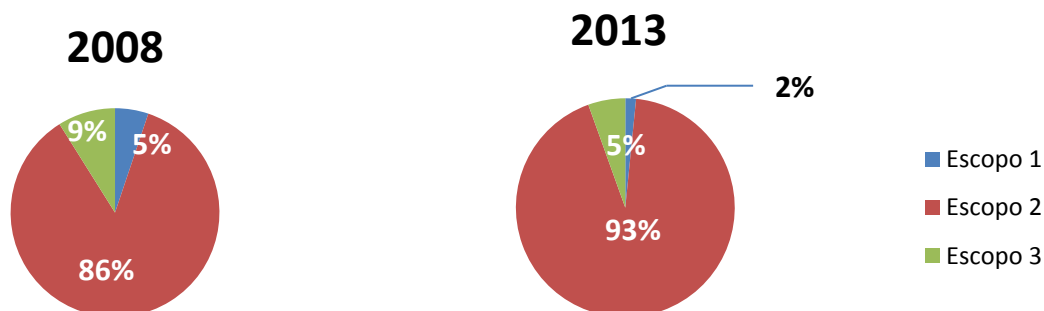


Figura 10 – Evolução da representatividade do Escopo 2 no total de emissões do Metrô

Emissões futuras estimadas

O fator de emissão de CO₂ por unidade de energia é resultado de cálculos feitos de acordo com o percentual de representatividade de cada fonte de geração na composição da energia gerada pelo SIN. Já o fator de emissão por pkm é obtido calculando-se a emissão total de transporte dividindo-se pela viagem de metrô de cada usuário.

Desta forma, além de manter a premissa da expansão da rede utilizada para estimativa de custos, para este estudo foram adotadas os seguintes dados que utilizam cálculos baseados na pesquisa Origem/Destino-OD:

- Viagem média de usuário de metrô estimada até 2018.
- Número total de entradas estimado até 2018.
- Emissões de CO₂ evitadas devido a expansão em 2018.

Além desses, foram utilizados:

- Estimativa de consumo de energia futuro até 2018.



AEAMESP



- Como aproximação, o consumo da tração utilizado foi de 75% da energia da operação.

A partir daí foram montados 3 cenários futuros para o perfil de emissão de GEE da operação do Metrô.

Cenário 1: neste cenário as projeções de preços consideraram que o atual estágio hidrológico de seca nos reservatórios será revertido com o período chuvoso de nov/14 a abr/15 e que a participação de outras fontes renováveis de energia aumente sua representatividade no SIN de modo que as emissões por geração de energia caiam gradativamente até atingirem a média de 2012 no ano de 2018 devido a uma geração predominantemente de fontes renováveis;

Cenário 2: neste cenário as projeções de preços consideraram que o atual estágio hidrológico de seca nos reservatórios será mantido, ou seja, nem se recuperará e nem ficará pior. Deste modo, os fatores de emissão se estagnariam com o uso moderado das térmicas;

Cenário 3: neste cenário as projeções de emissão por geração de energia consideraram que o atual estágio hidrológico de seca nos reservatórios ficará pior. Deste modo, as emissões por geração de energia aumentarão no mesmo ritmo que tem crescido de 2011 até 2014 (média de janeiro a maio) devido ao uso intenso das térmicas.

Diante do exposto, a Tabela 3 e Figura 11 resumem os valores projetados de consumo de energia elétrica e das respectivas emissões de GEE totais envolvidos nos 3 cenários propostos.

Tabela 3 – Consumo de energia elétrica e respectiva emissão de GEE pela operação de 2015 a 2018.

Ano	Demanda projetada – MWh	Consumo projetado – MWh	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3
			Fator médio – tCO ₂ /MWh	Fator médio – tCO ₂ /MWh	Fator médio – tCO ₂ /MWh	Emissão total – tCO ₂	Emissão total – tCO ₂	Emissão total – tCO ₂
2015	122	619.322	0,1031	0,1157	0,1491	63.853	71.657	92.342
2016	148	642.727	0,0905	0,1157	0,1781	58.167	74.364	114.483
2017	148	759.492	0,0779	0,1157	0,2071	59.164	87.873	157.321
2018	166	826.068	0,0653	0,1157	0,2364	53.977	95.576	195.084

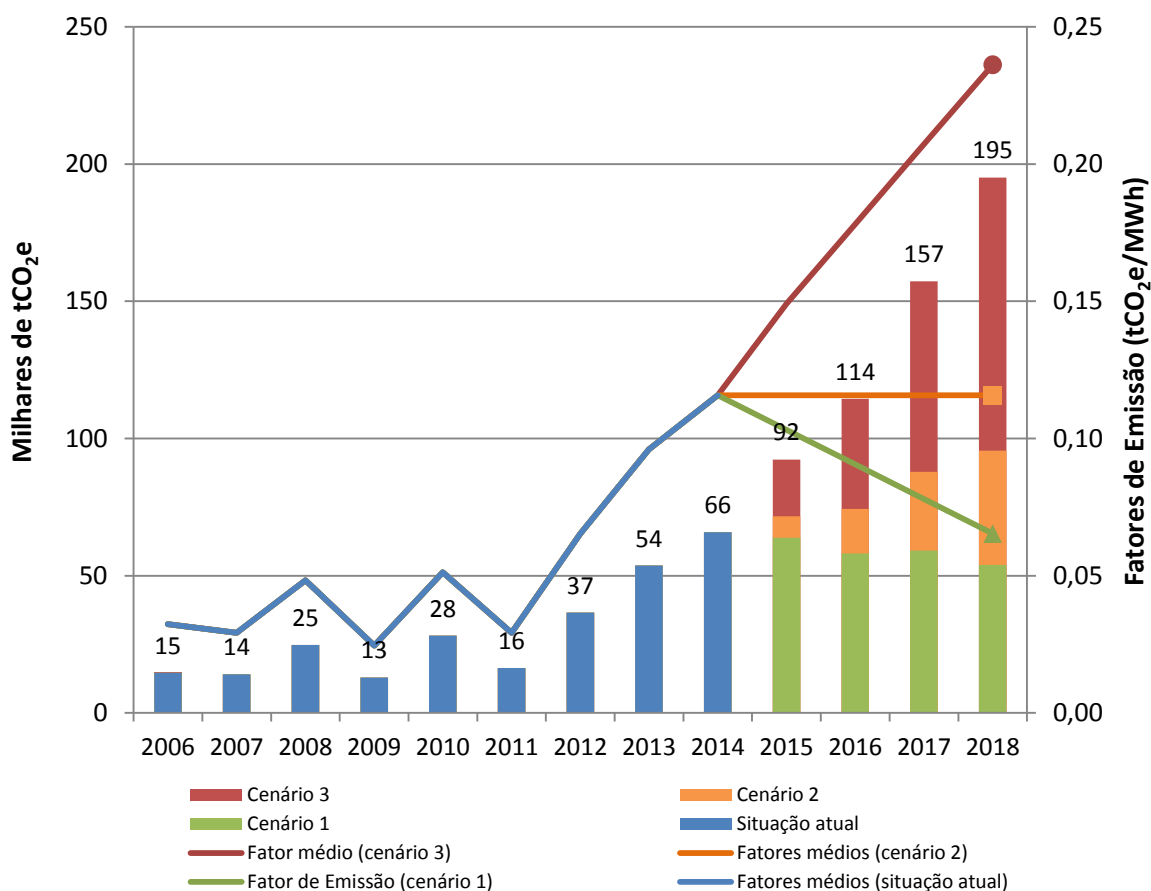


Figura 11 – Evolução dos fatores de emissão do SIN e respectiva emissão total de GEE por consumo de energia elétrica — Metrô 2006 a 2018.

Obs.: Os rótulos de dados de 2015 a 2018 se referem às emissões de GEE estimadas no cenário 3.

Considerando-se o cenário mais pessimista de emissões, temos que, o aumento do fator de emissão associado a um aumento de consumo dado pela expansão prevista poderá levar a operação a triplicar suas emissões de 2014 a 2018.



AEAMESP



O número, apesar de alto comparado aos outros anos, ainda sim aponta para um grande benefício do modal para a cidade. Com a expansão da rede metroviária, em 2018 a Cia. fará com que a cidade de São Paulo deixe de emitir 1,45 milhão de toneladas de CO₂.

Quando comparada a emissão por tração dos trens — aproximadamente 75% da emissão da operação — essa redução de emissões leva a um balanço líquido que varia de 1,30 a 1,40 milhão de toneladas de CO₂ de acordo com o cenário considerado. O dado é apresentado na Tabela 4.

Tabela 4 – Emissões evitadas líquidas projetadas

Cenário	Emissões evitadas em 2018 (mil tCO ₂) – A	Emissões estimadas para tração dos trens em 2018 (mil tCO ₂) – B	Balanço líquido – C	Razão (C/B)
Cenário 1	1.447,62	40,48	1.407,14	34,8
Cenário 2	1.447,62	71,68	1.375,94	19,2
Cenário 3	1.447,62	146,31	1.301,31	8,9

Desta forma, para cada tonelada de CO₂ emitida para mover os trens do Metrô de 9 a 35 toneladas deixarão de ser emitidas na cidade de São Paulo — um benefício que pode superar os 3000% em um cenário otimista.



AEAMESP



Conclusões

Apesar da queda de preço registrada em 2013 e 2014, o prognóstico para a próxima contratação — a partir de 2016 — não é o mesmo. Caso o cenário hidrológico e regulatório do setor elétrico deste ano (2014) se mantenha em 2015, um novo contrato poderá ter reajustes de 30 a 40% no custo do MWh, o que acarretaria em um gasto adicional de, aproximadamente, 40 milhões de reais por ano para a Cia.

Dos cenários analisados de projeções, verificou-se que, no pior caso, em 2018, é possível que os custos com energia elétrica para tração dos trens e consumo dos equipamentos das estações sofram reajustes da ordem de até 200% no custo médio do MWh consumido. Tal taxa de crescimento no principal item de custeio da Operação da Cia. certamente será muito maior que a inflação acumulada no período, acarretando em séria preocupação no equilíbrio econômico – financeiro da Cia diante da dificuldade em reajustar as tarifas cobrada aos usuários.

Já do ponto de vista ambiental, pode haver um acréscimo na emissão de GEE indireta pelo consumo de energia elétrica que levaria a um valor quase 3 vezes maior. Mesmo nesse caso crítico, haverá grande impacto positivo trazido pela expansão da rede. Isso ocorrerá de maneira que, para cada tonelada de CO₂ emitida indiretamente para a tração dos trens no mínimo 9 deixarão de ser emitidas. Esse número, contudo pode ultrapassar 30 vezes, dependendo das condições de geração de energia nos próximos anos.

Deste modo, como ferramenta de planejamento estratégico, torna-se premente a necessidade de avaliar os cenários futuros considerando os quadros de expansão, aumento do preço da energia e de emissões de GEE de maneira associada.



AEAMESP



Bibliografia

- Clímaco, F. G. (2010). *GESTÃO DE CONSUMIDORES LIVRES DE ENERGIA ELÉTRICA*. São Paulo.
- dos Santos, R. L. (2014). *A ENERGIA NUCLEAR NO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO*. Rio de Janeiro.
- Marreco, J. d. (2007). *Planejamento de Longo Prazo da Expansão da Oferta de Energia Elétrica no Brasil sob uma Perspectiva da Teoria das Opções Reais*. Rio de Janeiro.
- MME. (2014). *Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro*. Brasília.
- MME/EPE. (2007). *Plano Nacional de Energia 2030 - PNE 2030*.