



**PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DO RIO DE JANEIRO**

**A geração distribuída e as tarifas do setor  
elétrico brasileiro.**

Estudo sobre os efeitos nas distribuidoras de energia do estado de São  
Paulo

**Jose Roberto Xavier Manço**

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO**

**CENTRO DE CIÊNCIAS SOCIAIS - CCS**

**DEPARTAMENTO DE ADMINISTRAÇÃO**

Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental  
nos Setores Energético e Mineral

Brasília, março de 2017.



**Jose Roberto Xavier Manço**

**A geração distribuída e as tarifas do setor elétrico  
brasileiro**

Estudo sobre os efeitos nas distribuidoras de energia do estado de São  
Paulo

**Trabalho de Conclusão de Curso**

Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral, apresentada ao programa de pós-graduação lato sensu em Administração da PUC-Rio como requisito parcial para a obtenção do título de especialista em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral.

Orientador: Leonardo Lima Gomes

Brasília  
Março de 2017.

## **Agradecimentos**

Agradeço a minha amada esposa pela dedicação e paciência.

## **Resumo**

Manço, Jose Roberto Xavier. Gomes, Leonardo Lima. A geração distribuída e as tarifas do setor elétrico brasileiro: Estudo sobre os efeitos nas distribuidoras de energia do estado de São Paulo. Brasília, 2017. 31 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Este trabalho simula os possíveis efeitos do aumento da geração distribuída, no estado de São Paulo, e suas consequências para os usuários finais e para as distribuidoras de energia frente as atuais regras do setor elétrico brasileiro.

Palavras – chave

Geração distribuída, setor elétrico, tarifas de energia

## **Abstract**

Manço, Jose Roberto Xavier. Gomes, Leonardo Lima. A geração distribuída e as tarifas do setor elétrico brasileiro: Estudo sobre os efeitos nas distribuidoras de energia do estado de São Paulo. Brasília, 2017. 31 p. Trabalho de Conclusão de Curso - Curso de Especialização em Políticas Públicas e Gestão Governamental nos Setores Energético e Mineral – Departamento de Administração. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This work simulates the possible effects of the increase of the distributed generation, in the state of São Paulo, and its consequences for the end users and for the energy distributors in front of the current rules of the Brazilian electric sector.

Key-words:

Distributed generation, electricity sector, energy tariffs.

## Sumário

1 O problema	8
1.1 Introdução	8
1.2 Objetivo Final	9
1.3 Objetivos Intermediários	9
1.4 Delimitação do Estudo	9
1.5 Relevância do Estudo	10
2 Metodologia	10
2.1 Tipo de Pesquisa	11
2.2 Principais Fontes de Dados	11
3 Resultados	11
3.1 O caso do estado de São Paulo	18
3.2 Efeitos na Parcela A	20
3.3 Efeitos na Parcela B	25
3.4 Efeitos Finais	27
4 Conclusão	30
5 Bibliografia	31

## Lista de figuras

Figura 1– Valores médios anuais de PLD .....	24
--	----

## Lista de Tabelas

Tabela 1 - Distribuidoras de São Paulo .....	19
Tabela 2 - Perda de encargos .....	21
Tabela 3 - Perda de transporte.....	22
Tabela 4 - Perdas e ganhos com PLD.....	24
Tabela 5 – Efeitos na Parcela B .....	26
Tabela 6 – Efeito consumidor final .....	27
Tabela 7 – Efeito distribuidoras .....	28

# 1 O problema

## 1.1 Introdução

No sistema elétrico brasileiro atual, existe uma separação clara entre agentes geradores, transmissores e distribuidores de energia, cabendo ao consumidor comprar energia da distribuidora, de um agente gerador ou mesmo de um comercializador de energia.

Existe, no entanto, uma figura não muito considerada, o consumidor que gera a própria energia e que pode, inclusive, fornecer o excedente de energia para a distribuidora local. Esta opção é conhecida como geração distribuída (GD). Esse agente também pode ser chamado de prosumidor.

Pode-se caracterizar a geração distribuída como a utilização de pequenos geradores, normalmente a partir de fontes renováveis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica. Ou seja, permite ao cliente instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora de energia.

O problema a ser tratado é o que representa o aumento da geração distribuída para o setor elétrico, em especial aos valores das tarifas de energia elétrica.

## **1.2 Objetivo Final**

O objetivo final deste trabalho é simular os eventuais efeitos nas tarifas reguladas do setor elétrico, em especial nas tarifas das distribuidoras de energia elétrica e possíveis perdas de receita para as distribuidoras de energia com o aumento da geração distribuída.

## **1.3 Objetivos Intermediários**

Para se calcular os eventuais efeitos tarifário precisa-se separar as perdas de cada item que compõem as receitas das distribuidoras e qual é o tratamento tarifário que cada um possui.

## **1.4 Delimitação do Estudo**

Este estudo somente simulará eventuais impactos nas empresas distribuidoras de energia do Estado de São Paulo que não são supridas, ou seja, empresas que não compram energia de outra distribuidora.

Não foram utilizados os dados das distribuidoras que compram energia de outra distribuidora, conhecidos como supridas porque

alterações em seus mercados alteram também a compra de energia da empresa que vende energia a esta. Estes agentes representam uma parcela insignificante do mercado total.

Este estudo também será limitado aos efeitos da geração distribuída que ocorrer nos mercados de baixa tensão (conhecido como grupo B ou residencial).

Dada a dificuldade de se prever os efeitos no grupo de alta tensão, que possui contratos separados de transporte e compra de energia, estes não foram incluídos nas simulações.

Por apresentar mais dados e ser mais fácil adoção no mercado, neste trabalho consideraremos apenas a geração fotovoltaica para a geração distribuída.

Foram utilizados os valores segregados de tarifas contidos nas planilhas PCAT de cada distribuidora que estão disponíveis no sitio eletrônico da ANEEL. Os detalhes da formação de cada tarifa não é objeto deste estudo. As tarifas são resultantes dos processos tarifários de 2016.

Por fim, foram utilizados os valores conhecidos como econômicos, ou seja, sem a adição de ajustes de processos anteriores pois poderiam alterar de sobremaneira os resultados deste trabalho.

## **1.5 Relevância do Estudo**

Este estudo pretende evidenciar que o atual modelo de tarifação no setor elétrico é incompatível com geração distribuída em grande quantidade podendo comprometer todo o sistema elétrico brasileiro.

## **2 Metodologia**

## **2.1 Tipo de Pesquisa**

O presente trabalho será baseado em pesquisa quantitativa baseado em dados do setor elétrico e estudos de potencial de geração distribuída.

## **2.2 Principais Fontes de Dados**

Serão utilizados, principalmente, dados produzidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica, ANEEL, no cálculo dos processos tarifários de 2016 das distribuidoras de energia além de estudo produzido pelo Governo do Estado de São Paulo e demais documentos e materiais disponíveis na rede de computadores.

## **3 Resultados**

No Brasil, os parques geradores de eletricidade são os responsáveis ao atendimento do mercado, necessitando de extensas linhas de transmissão para levar a energia, principalmente oriunda de fontes hidráulicas, das zonas produtoras para os centros de demanda. Hoje, todos estes custos, de geração e transmissão, são rateados entre os consumidores, inclusive os gastos com encargos setoriais.

Os encargos setoriais são valores constantes na tarifa de energia elétrica, instituídos por leis aprovadas pelo Congresso Nacional, com o intuito de viabilizar necessidades específicas ou políticas públicas no setor elétrico brasileiro. Seus valores constam de resoluções ou despachos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Os encargos representaram, em média, no ano de 2016, um quarto dos valores das tarifas antes dos impostos.

Resta saber o que acontece com a tarifa com a queda de consumo por parte daqueles que começam a gerar a própria energia e como serão tratados os empreendimentos de geração e transmissão de energia, atuais e em construção, já que sua necessidade começa a entrar em xeque.

Apesar das discussões recentes no Brasil, a geração distribuída já é realidade no sistema elétrico mundial.

Um exemplo bastante difundido foi o caso da Alemanha, que em 2000, iniciou o German Renewable Energy Sources Act ou EEG (Erneuerbare-Energien-Gesetz). No sistema alemão, a energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis (principalmente eólica e solar) é garantida sua venda ao sistema com remuneração acima do valor da energia vigente, durante vinte anos. A bonificação na remuneração da energia é revista a cada período de tempo, quando a fonte de geração se torna viável.

A Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012, permitiu que o consumidor brasileiro começasse a gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada,

além de permitir que o excedente gerado vire crédito para suas contas futuras.

A regra separa dois tipos de geração: micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica.

A microgeração distribuída se caracteriza, hoje, pela central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

A minigeração distribuída é feita por central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Os limites de geração e suas definições são dadas pela Resolução Normativa da ANEEL nº 687, de 24 de novembro de 2015.

Para as distribuidoras de energia, o ordenamento jurídico já previa, conforme Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que, no atendimento à contratação da totalidade do mercado destas, deveria ser considerada, dentre outras, a energia elétrica proveniente de geração distribuída, observados os limites de contratação e de repasse às tarifas, baseados no valor de referência do mercado regulado e nas respectivas condições técnicas. Ou seja, apesar da demora da ANEEL, a geração distribuída já era prevista.

A geração distribuída de energia elétrica, seguindo os exemplos internacionais, como o da Alemanha, tende a crescer nos próximos anos,

mudando o consumo de energia elétrica nas distribuidoras, podendo acarretar em alterações nas tarifas de todos os consumidores de energia.

A questão é o que acontecerá com as tarifas, e, por conseguinte, com o setor como um todo, caso os consumidores gerem quantidades significativas de energia, diminuindo sua necessidade de compra das distribuidoras

Primeiramente é preciso explicar a separação do mercado de energia no Brasil, que é dividido em Ambiente de Contratação Regulada (ACR), em que ficam os consumidores conhecidos como cativos, e o Ambiente de Contratação Livre (ACL), formado pelos consumidores livres.

Os consumidores cativos são obrigados a contratar sua carga de energia das distribuidoras de energia elétrica em que estão conectadas.

Estas unidades pagam em suas faturas de energia as tarifas estabelecidas pela ANEEL que inclui os valores relativos aos serviços de distribuição (valores que remuneram os ativos e operação e manutenção das distribuidoras), a transmissão de energia (valores pagos as empresas transmissoras que conectam as distribuidoras e as geradoras) e a geração da energia (valores relativos aos contratos de compra de energia das geradoras de energia).

Nos contratos de distribuição de energia, existe a separação entre Parcela A e Parcela B. A Parcela A é composta pelos itens que não são gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, são itens que esta não possui controle, são estes os encargos setoriais, os gastos com o transporte de energia e compra de energia. A Parcela B, por sua vez, é considerada como gerenciável, esta parcela remunera os investimentos, a operação e manutenção da distribuição de energia.

Os consumidores livres não compram energia da distribuidora a que se conectam. Eles são livres para contratar diretamente com geradores ou

comercializadores, através de contratos bilaterais com condições livremente negociadas, como preço e prazos. Caso estes consumidores estejam dentro da área de uma distribuidora de energia, eles pagam somente os custos de conexão ao sistema da desta, sem contratar energia.

O cerne da questão é como é feita hoje a definição das tarifas pagas pelos consumidores.

As distribuidoras compram energia, principalmente, de leilões de Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado – CCEAR, se comprometendo a comprar, pelos anos definidos em cada leilão, uma determinada quantidade de energia dos empreendimentos de geração.

Com a queda do mercado, as empresas distribuidoras continuam com seus contratos de compra enquanto o mercado de energia que estas atendem diminui com a adoção da geração distribuída, o que pode acarretar em perdas financeiras significativas.

Desde Resolução Normativa ANEEL nº 482, quando se criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, o consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

Com o excedente, além de diminuir, zera o consumo de energia da unidade que fez a geração (mas a unidade paga, pelo menos, o valor mínimo de consumo, que são 100KWh, conforme Resolução Normativa ANEEL 414/2010), a energia é injetada no sistema da distribuidora, piorando o quadro da contratação de energia desta.

A legislação vigente permite ser repassado nas tarifas das distribuidoras até cinco por cento a título de sobrecontratação, ou seja, a empresa pode contratar até cinco por cento acima do mercado que os

valores do contrato de compra de energia serão repassados aos consumidores.

Quando a distribuidora está com contrato acima do que ela vende no mercado, esta energia é liquidada ao preço do PLD.

O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) é utilizado para valorar a energia comercializada no mercado de curto prazo e se faz pela utilização dos dados considerados pelo ONS para a otimização da operação do Sistema Interligado Nacional (SIN).

No Brasil, a maior parte da energia é produzida por usinas hidrelétricas, para valorar o PLD, são utilizados modelos matemáticos, que tenta encontrar equilíbrio entre o benefício presente do uso da água e o benefício futuro de seu armazenamento, medido em termos da economia esperada dos combustíveis das usinas termelétricas.

Assim, a distribuidora paga ao agente gerador o valor do contrato e vende ao mercado esta mesma energia excedente com o valor do PLD, que tende a ser muito baixo caso exista uma baixa demanda pela energia das usinas geradoras.

Estima-se que a capacidade instalada de geração solar chegue a 8.300 MW em 2024 no Brasil, segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE 2024), chegaremos a 7.000 MW geração descentralizada e 1.300 MW distribuída. A proporção de geração solar deve chegar a 1% do total.

O Programa de Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD) tem como objetivo estimular a geração de energia pelos próprios consumidores (residencial, comercial, industrial e rural) com base em fontes renováveis, em especial a fotovoltaica. Há potencial para a instalação de 23,5 GW até 2030.

Dada a expectativa grande de geração distribuída, apresentada nos dados acima, percebe-se a urgência em resolver a questão do possível excesso de contrato nas distribuidoras.

Claro que a geração distribuída através de fontes renováveis traz grandes vantagens frente as termelétricas no que se refere a questão ambiental, diminuindo a poluição e dependência de combustíveis fósseis.

Na parte do transporte de energia, as longas distâncias do Sistema Interligado Nacional (SIN), em que se interliga diversos geradores e distribuidores espalhados pelo país, pode ser evitado com a geração distribuída, em que a geração fica próxima a demanda de energia.

Além disso, geração próxima às cargas torna o sistema mais estável e confiável com diminuição da sobrecarga e o congestionamento do sistema de transmissão e ajuda a manter a tensão em níveis adequados, especialmente quando posicionada ao longo de redes de grande extensão, proporcionando maior confiabilidade ao sistema e a diminuição das perdas associadas ao transporte de energia elétrica.

Um problema da geração distribuída é que o Sistema Interligado Nacional (SIN), harmoniza os regimes hidrológicos das bacias do Brasil, regularizando o suprimento da demanda. Com a menor necessidade de investimentos, mais sensível o sistema se torna as variações pluviométricas.

A questão é o que acontecerá com as tarifas com menor carga no sistema?

Primeiro vamos apresentar o processo de construção de tarifas.

A tarifa para os consumidores finais é composta de das seguintes etapas: construção das Tarifas de Referência e construção das tarifas de aplicação para o usuário

As Tarifas de Referência norteiam a forma como o custo será rateado entre os subgrupos e modalidades tarifárias. Para isto, são feitas medições nos sistemas das distribuidoras de energia para ver onde a carga de energia passa e qual é o custo, ou seja, ativos de distribuição de energia necessário para atender cada nível de tensão.

Com as Tarifas de Referência, os custos de compra de energia (geração), de transporte de energia, encargos setoriais e a remuneração dos ativos e de operação e manutenção, são separados através de fatores de ajuste. Estes são aplicados às Tarifas de Referência de forma equiproporcional por componente tarifário. Ou seja, todas as Tarifas de Referência do componente tarifário são ajustadas com o mesmo fator, independentemente do subgrupo tarifário e modalidade tarifária, chegando-se as tarifas de aplicação ao consumidor final.

Aqui se percebe que a geração distribuída impacta em dois pontos a tarifa de energia.

Primeiramente ele diminui a carga de energia no nível em que é gerado, alocando custos aos demais níveis.

Segundo, parte do custo alocado a este não é repassado a distribuidora, já que em baixa tensão, os custos de transporte, encargo e distribuição são proporcionais ao consumo de energia.

### **3.1 O caso do estado de São Paulo**

O estado de São Paulo possui as distribuidoras de energia com tarifa regulada contidas na Tabela 1 baixo.

**Tabela 1 - Distribuidoras de São Paulo**

COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DA REGIÃO DE SÃO JOSÉ DO RIO PRETO LTDA	CERRP
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DA REGIÃO DE PROMISSÃO LTDA	CERPRO
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DA REGIÃO DE NOVO HORIZONTE	CERNHE
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO DA REGIÃO DE MOGI DAS CRUZES	CERMC
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DA REGIÃO DE ITAPECERICA DA SERRA	CERIS
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL DE ITAÍ-PARANAPANEMA-AVARÉ	CERIPA
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO RURAL ITU-MAIRINQUE	CERIM
COOPERATIVA DE ENERGIZAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DO VALE DO ITARIRI	CEDRI
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E DESENVOLVIMENTO RURAL DO ALTO PARAÍBA LTDA	CEDRAP
COOPERATIVA DE ELETRIFICAÇÃO E TELEFONIA RURAIS DE IBIÚNA LTDA	CETRIL
ELETROPAULO METROPOLITANA ELETRICIDADE DE SÃO PAULO S/A	ELETROPAULO
ELEKTRO ELETRICIDADE E SERVIÇOS S/A.	ELEKTRO
EMPRESA ELÉTRICA BRAGANTINA S/A.	EEB
EMPRESA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA VALE PARANAPANEMA S/A	EDEVP
COMPANHIA SUL PAULISTA DE ENERGIA	CSPE
COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ	CPFL PAULISTA
COMPANHIA PIRATININGA DE FORÇA E LUZ	CPFL PIRATININGA
COMPANHIA LESTE PAULISTA DE ENERGIA	CPFL LESTE PAULISTA
COMPANHIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA	CNEE
COMPANHIA JAGUARI DE ENERGIA	CJE
CAIUÁ DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA S/A	CAIUA
BANDEIRANTE ENERGIA S/A.	BANDEIRANTE
COMPANHIA LUZ E FORÇA MOCOCA	CLFM
COMPANHIA LUZ E FORÇA SANTA CRUZ	CPFL Santa Cruz

Na tabela existem dois grupos distintos: permissionárias (em verde) e concessionárias (em amarelo) de distribuição de energia.

Como já explicado, neste estudo somente serão utilizados os dados das distribuidoras que não são supridas. Todas as permissionárias de distribuição são supridoras enquanto todas as concessionárias não o são.

O primeiro passo será definir qual seria a quantidade de energia que poderia ser gerada através da geração distribuída no estado de São Paulo. Para isto, utilizaremos as projeções contidas no estudo feitos pelo próprio estado de São Paulo através do ENERGIA SOLAR PAULISTA.

Neste estudo, iremos adotar que metade da capacidade seria efetivamente utilizada no mercado de baixa tensão. No estudo paulista, 67% do potencial total seria efetivado pelos consumidores residenciais, o que torna esta estimativa plausível.

Novamente salientamos que a dificuldade em se prever os efeitos da geração fotovoltaica no mercado de alta tensão, o que tornaria o presente estudo mais complexo que se deseja, ficando este assunto para pesquisas futuras.

Assim, da quantidade total prevista para o estado de São Paulo, de 12.085.166 MWh/ano, consideraremos apenas metade, 6.042.583,00 MWh/ano, sempre no mercado de baixa tensão. Este montante corresponde a cerca de 5,66% de toda a energia contratada contida nas tarifas (106.838.107MWh/ano).

### **3.2 Efeitos na Parcela A**

Como já explicado, a composição das receitas das distribuidoras é dividida em Parcela A e Parcela B.

A Parcela A é composta de gastos com encargos setoriais, transporte de energia e compra de energia.

Nos contratos de concessão existe uma cláusula que garante as distribuidoras a neutralidade de encargos setoriais, ou seja, ela recebe ou devolve ao consumidor toda a diferença entre o que foi pago e o que de fato recebeu, via tarifa, referentes aos valores de encargos setoriais. Assim, mesmo que o mercado de energia oscile significativamente, as distribuidoras não ganham ou perdem neste quesito.

Assim, a diferença ocorrida pela variação do mercado, ou seja, a energia que esta deixar de vender para o mercado que passou a gerar parte de sua energia, será integralmente repassado as tarifas do ano seguinte além de existir, para o rateio dos valores de encargo, um mercado ainda menor, acarretando em maiores tarifas.

Para mensurar qual seria o efeito, na Tabela 2 abaixo estão os montantes totais de mercado de cada distribuidora, o total de mercado de baixa tensão, a proporção do mercado que deixou de existir (5,66%) proporcional ao montante de mercado de baixa tensão de cada distribuidora frente ao total de mercado de baixa tensão de todas juntas, o valor separado das tarifas referentes a encargos setoriais e o total, em reais, que deixou de ser arrecado e farão parte da receita requerida do processo tarifário seguinte.

**Tabela 2 - Perda de encargos**

Sigla	Energia contratada	Mercado B	Mercado Perdido	Tarifa encargos	Perdas encargos
ELETROPAULO	41.273.757	24.247.335	2.444.951	44,15	107.949.081,99
ELEKTRO	13.813.019	7.400.348	746.205	45,20	33.728.683,15
EEB	793.911	436.841	44.048	48,64	2.142.705,51
EDEVP	928.883	568.725	57.347	47,72	2.736.643,39
CSPE	443.096	244.149	24.618	49,34	1.214.720,77
CPFL PAULISTA	24.995.712	13.986.361	1.410.298	46,90	66.144.591,47
CPFL PIRATININGA	10.082.007	5.339.105	538.362	46,50	25.036.083,85
CPFL LESTE PAULISTA	322.913	211.312	21.307	48,12	1.025.243,88
CNEE	650.022	412.872	41.631	47,03	1.957.747,31
CJE	528.191	146.409	14.763	47,13	695.819,81
CAIUA	1.215.155	776.642	78.312	47,91	3.752.148,38
BANDEIRANTE	10.419.130	5.389.079	543.401	44,58	24.222.375,23
CLFM	230.351	145.735	14.695	48,68	715.347,87
CPFL Santa Cruz	1.141.961	621.255	62.643	48,86	3.060.743,40
<b>Total</b>	<b>106.838.107</b>	<b>59.926.167</b>	<b>6.042.583</b>		<b>274.381.936,03</b>

Para os encargos, R\$ 274.381.936,03 que as distribuidoras não arrecadaram serão suportados pelos demais consumidores. Além disto, o mesmo valor será redistribuído nas tarifas do ano seguinte, ou seja, aqueles que continuam consumindo energia terão que arcar com os valores que aqueles que geraram sua energia não pagaram e os valores que eles não mais irão pagar.

Os custos de transporte, que as distribuidoras pagam para as empresas transmissoras são definidos nos contratos de uso do sistema de transmissão e as distribuidoras pagam, como uma espécie de multa, a diferença entre os valores medidos e os contratados de potência. O valor de potência está associado a um valor máximo de energia alcançado no mês e, portanto, não necessariamente diminuirá ou aumentará com a possível mudança causada pela geração distribuída assim, não será considerado as possíveis variações nos montantes de transporte.

Todavia, assim como os encargos setoriais, existe um pedaço da tarifa final que recuperam os valores de transporte de energia e, se o mercado diminuir, as distribuidoras perdem parte da receita. A diferença entre transporte e encargos é que a distribuidora não tem a garantia que o valor não arrecadado de transporte fará parte da tarifa do ano seguinte. Mas, no processo tarifário seguinte, os valores serão rateados por um mercado menor, aumentando as tarifas dos demais consumidores.

Para medirmos os efeitos no próximo processo tarifário, na Tabela 3 abaixo estão os montantes totais de mercado de cada distribuidora, o total de mercado de baixa tensão, a proporção do mercado que deixou de existir (5,66%) proporcional ao montante de mercado de baixa tensão de cada distribuidora frente ao total de mercado de baixa tensão de todas juntas, o valor separado das tarifas referentes a transporte de energia e o total, em reais, que farão parte da receita requerida do próximo processo tarifário.

**Tabela 3 - Perda de transporte**

Sigla	Energia contratada	Mercado B	Mercado Perdido	Tarifas transporte	Perdas transporte
ELETROPAULO	41.273.757	24.247.335	2.444.951	12,83	31.358.026,22
ELEKTRO	13.813.019	7.400.348	746.205	17,05	12.725.106,08
EEB	793.911	436.841	44.048	18,23	802.948,58
EDEVP	928.883	568.725	57.347	11,77	674.949,59
CSPE	443.096	244.149	24.618	23,08	568.145,89
CPFL PAULISTA	24.995.712	13.986.361	1.410.298	9,48	13.372.912,93
CPFL PIRATININGA	10.082.007	5.339.105	538.362	11,02	5.933.815,59

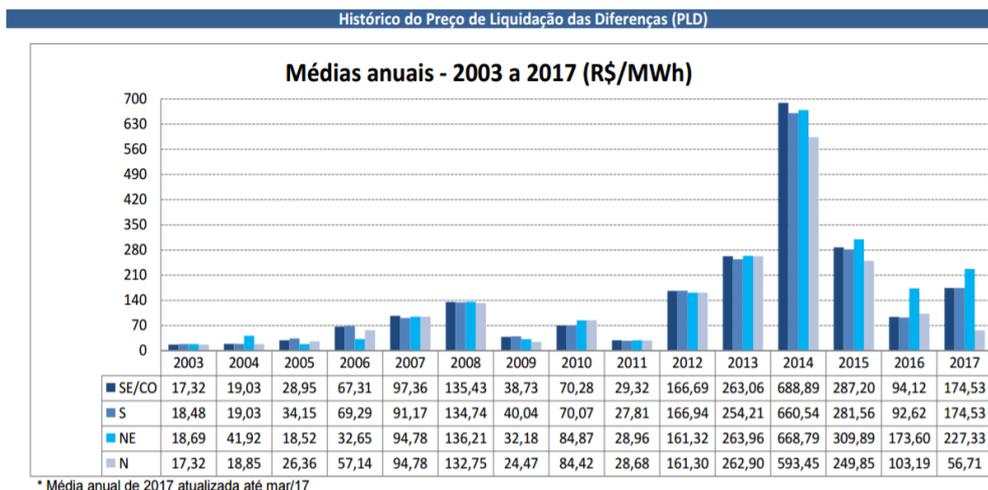
CPFL LESTE PAULISTA	322.913	211.312	21.307	21,91	466.743,35
CNEE	650.022	412.872	41.631	10,48	436.490,56
CJE	528.191	146.409	14.763	14,49	213.848,93
CAIUA	1.215.155	776.642	78.312	12,93	1.012.891,91
BANDEIRANTE	10.419.130	5.389.079	543.401	13,35	7.252.773,55
CLFM	230.351	145.735	14.695	25,10	368.888,41
CPFL Santa Cruz	1.141.961	621.255	62.643	11,70	732.966,03
<b>Total</b>	<b>106.838.107</b>	<b>59.926.167</b>	<b>6.042.583</b>		<b>75.920.507,64</b>

Assim, R\$ 75.920.507,64 referentes aos valores que não mais serão arcados pelos consumidores que geram sua própria energia serão repartidos entre os demais usuários.

Como já explicado, as distribuidoras podem contratar até 5% de energia acima do mercado que este valor será repassado a tarifa final. Caso as distribuidoras estejam contratadas exatamente no volume de mercado, a perda de 5,66% referentes a geração distribuída terá um impacto pequeno na receita. Caso já estejam com a contratação nos 5% excedentes, os efeitos podem ser bastante expressivos.

Para tentar entender as possíveis perdas que as distribuidoras teriam com a geração distribuída, primeiramente é preciso saber a variação do valor do PLD.

Na Figura 1 estão as médias anuais dos valores de PLD, de 2003 a março de 2017 que serão utilizados nas simulações a seguir.



**Figura 1– Valores médios anuais de PLD**

Já foi explicado que quando a distribuidora possui mais energia contratada do que ela vende no seu mercado ela recebe o valor do PLD pela energia, mas paga, ao gerador, o valor do contrato.

Assim, para dimensionar os possíveis ganhos ou perdas das distribuidoras utilizamos o mercado que ela deixou de atender pela geração distribuída, o valor médio geral de compra de energia, em reais, contida nos processos tarifários de 2016 de cada distribuidora e a diferença entre o valor médio histórico do PLD entre 2003 e 2017 de R\$ 143,12 e valor médio geral de 2016 multiplicado pelo mercado perdido, o menor valor de PLD, de R\$ 17,32 e valor médio geral de 2016 multiplicado pelo mercado perdido e o maior valor de PLD, de R\$ 688,89 e valor médio geral de 2016 multiplicado pelo mercado perdido. Estes dados estão contidos na Tabela 4.

**Tabela 4 - Perdas e ganhos com PLD**

Sigla	Mercado Perdido	Custo médio geral	PLD médio histórico	PLD menor valor	PLD maior valor
ELETROPAULO	2.444.950,89	157,42	- 34.961.051,28	- 342.537.619,15	1.299.418.047,47
ELEKTRO	746.205,20	172,10	- 21.624.493,67	- 115.497.640,72	385.631.384,86
EEB	44.048,30	177,29	- 1.505.099,08	- 7.046.407,18	22.535.112,28
EDEVP	57.346,72	159,75	- 953.634,99	- 8.167.893,28	30.344.443,22
CSPE	24.618,48	135,17	195.734,51	- 2.901.287,94	13.631.745,09
CPFL PAULISTA	1.410.297,90	178,55	- 49.965.847,40	- 227.382.331,12	719.731.432,51

CPFL PIRATININGA	538.362,23	174,12	- 16.688.844,58	- 84.415.197,64	277.132.725,06
CPFL LESTE PAULISTA	21.307,37	135,04	172.178,74	- 2.508.303,11	11.801.084,56
CNEE	41.631,41	174,19	- 1.293.458,05	- 6.530.718,66	21.427.684,68
CJE	14.762,94	147,27	- 61.255,67	- 1.918.444,43	7.995.905,15
CAIUA	78.311,76	167,47	- 1.906.835,31	- 11.758.510,06	40.833.315,46
BANDEIRANTE	543.401,34	166,48	- 12.693.467,11	- 81.053.743,58	283.878.293,01
CLFM	14.694,97	134,24	130.501,82	- 1.718.135,79	8.150.564,64
CPFL Santa Cruz	62.643,50	174,63	- 1.973.851,91	- 9.854.448,83	32.215.045,81
	<b>6.042.583,00</b>		<b>- 143.129.423,97</b>	<b>- 903.290.681,50</b>	<b>3.154.726.783,81</b>

Salienta-se que foram utilizados os valores referentes a região SE/CO, sudeste e centro oeste, dado que as distribuidoras estão no estado de São Paulo.

Percebe-se que se as distribuidoras venderem a energia pelo valor médio do PLD perderiam R\$ 143.129.423,97 reais. Se vendessem pelo menor valor, perderiam R\$ 903.290.681,50 e se caso vendessem pelo maior valor ganhariam R\$3.154.726.783,81.

Faz-se necessário algumas observações sobre os resultados acima. Primeiro é que em 14 anos, apenas em quatro o valor médio anual foi maior que média. Segundo é que o valor máximo para o ano de 2017 é de R\$ 533,82/MWh, abaixo do valor alcançado em 2014. Terceiro é que o PLD está correlacionado a disponibilidade de energia e como o aumento de geração distribuída aumenta a oferta de energia, o preço do PLD tende a cair.

### 3.3 Efeitos na Parcela B

De maneira similar aos efeitos da Parcela A, para a Parcela B podemos estimar os efeitos da geração distribuída.

A Parcela B é definida nos processos de revisão tarifária e são atualizadas nos reajustes. As revisões ocorrerem, em média, a cada 4 anos e os reajustes entre esses períodos.

Nos processos de reajuste, os valores da Parcela B são atualizados pela variação do IGPM ou IPCA, mais um fator de ajuste, conhecido como Fator X e pela variação do mercado.

A geração distribuída influencia na variação de mercado podendo acarretar em perdas de receita para as distribuidoras até a próxima revisão tarifária, em que um novo valor de Parcela B será definido e dividido entre o mercado.

Assim, durante os reajustes, as distribuidoras podem perder receita e quando ocorrer a revisão tarifária, os demais consumidores arcarão com os valores que os que geram sua própria energia deixaram de pagar.

Os efeitos de perdas de Parcela B podem ser vistos na Tabela 5 abaixo que contém o mercado que ela deixou de atender, o valor separado das tarifas referentes a Parcela B e, em reais, os valores que deixarão de serem pagos pela geração distribuída.

**Tabela 5 – Efeitos na Parcela B**

<b>Sigla</b>	<b>Mercado Perdido</b>	<b>Tarifa PB</b>	<b>Perda de Parcela B</b>
ELETROPAULO	2.444.951	93,84	229.425.907,22
ELEKTRO	746.205	130,22	97.170.948,55
EEB	44.048	134,13	5.908.320,02
EDEVP	57.347	110,55	6.339.678,28
CSPE	24.618	181,66	4.472.279,64
CPFL PAULISTA	1.410.298	76,24	107.515.265,39
CPFL PIRATININGA	538.362	103,46	55.698.367,28
CPFL LESTE PAULISTA	21.307	158,61	3.379.543,38
CNEE	41.631	103,98	4.328.789,47
CJE	14.763	118,07	1.743.038,65
CAIUA	78.312	104,23	8.162.407,10
BANDEIRANTE	543.401	103,09	56.017.288,60
CLFM	14.695	169,14	2.485.439,83
CPFL Santa Cruz	62.643	150,53	9.429.937,69
<b>Total</b>	<b>6.042.583</b>		<b>592.077.211,09</b>

Portanto, neste estudo, a perda, por ano, de Parcela B pode chegar a R\$ 592.077.211,09 no total.

### 3.4 Efeitos Finais

Para o consumidor que não gerar a própria energia perceberá, no momento da revisão tarifária da distribuidora local a somatória dos seguintes efeitos: os encargos setoriais não pagos pelos que geraram energia, os valores de encargos, transporte e Parcela B que não mais serão pagos pela geração distribuída. Na tabela 6, abaixo, estão os totais de receita requerida que cada distribuidora possuía em 2016, os valores de encargos não recuperados e que não mais serão pagos, os valores de transporte e Parcela B, o total que deve ser repartido e a porcentagem que isto representa da receita requerida, que representa, aproximadamente, o aumento das tarifas.

**Tabela 6 – Efeito consumidor final**

Sigla	Receita requerida	Perdas encargos x2	Perdas transporte	Perda de Parcela B	Total de perdas	% TOTAL
ELETROPAULO	14.001.390.672,81	215.898.163,98	31.358.026,22	229.425.907,22	476.682.097,43	3,40%
ELEKTRO	5.575.419.273,81	67.457.366,30	12.725.106,08	97.170.948,55	177.353.420,93	3,18%
EEB	333.440.826,92	4.285.411,03	802.948,58	5.908.320,02	10.996.679,63	3,30%
EDEVP	340.605.390,02	5.473.286,77	674.949,59	6.339.678,28	12.487.914,65	3,67%
CSPE	171.335.215,21	2.429.441,55	568.145,89	4.472.279,64	7.469.867,08	4,36%
CPFL PAULISTA	9.320.719.230,34	132.289.182,94	13.372.912,93	107.515.265,39	253.177.361,26	2,72%
CPFL PIRATININGA	3.930.168.344,19	50.072.167,71	5.933.815,59	55.698.367,28	111.704.350,57	2,84%
CPFL LESTE PAULISTA	129.479.180,21	2.050.487,77	466.743,35	3.379.543,38	5.896.774,51	4,55%
CNEE	221.288.623,55	3.915.494,61	436.490,56	4.328.789,47	8.680.774,64	3,92%
CJE	169.071.024,32	1.391.639,62	213.848,93	1.743.038,65	3.348.527,20	1,98%
CAIUA	442.243.862,30	7.504.296,77	1.012.891,91	8.162.407,10	16.679.595,78	3,77%

BANDEIRANT E	3.925.221.044,06	48.444.750,46	7.252.773,55	56.017.288,60	111.714.812,61	2,85%
CLFM	91.267.393,10	1.430.695,75	368.888,41	2.485.439,83	4.285.023,99	4,70%
CPFL Santa Cruz	435.457.817,12	6.121.486,79	732.966,03	9.429.937,69	16.284.390,51	3,74%
<b>Total</b>	<b>39.087.107.897,98</b>	<b>548.763.872,05</b>	<b>75.920.507,64</b>	<b>592.077.211,09</b>	<b>1.216.761.590,78</b>	<b>3,11%</b>

As tarifas de energia, como já explicado, são consequências da divisão dos valores de receita requerida de cada distribuidora pelo seu mercado. Cada grupo tarifário tem sua própria tarifa, mas a soma de todas as tarifas multiplicadas pelo mercado resulta na receita requerida da distribuidora.

Uma forma simples de se simular os efeitos tarifários, que utilizamos na Tabela 5 acima, é, ao invés de se retirar o mercado que não mais fará parte da divisão da receita (receita requerida dividida pelo mercado resulta nas tarifas) podemos ver o quanto o mercado que deixaria de existir imputa de custo aos demais consumidores e como as tarifas são proporcionais a receita requerida, o efeito tarifário seria a proporção de aumento de custos na distribuidora.

Concluimos que, em média, o efeito tarifário, seria aproximadamente de 3,11% aos demais consumidores.

Para as distribuidoras, resta arcar com as perdas dos valores que estas não conseguem repor com os demais consumidores conforme Tabela 7, de receita com o transporte de energia, com a diferença entre o valor médio da energia e o PLD (valor médio histórico) e Parcela B. A estas, as perdas devem ser comparadas ao valor presente de Parcela B já que os valores de Parcela A não fazem parte de sua receita.

**Tabela 7 – Efeito distribuidoras**

Sigla	Parcela B atual	Perdas transporte	PLD médio histórico	Perda Parcela B	Total de perdas	% TOTAL
ELETROPAULO	2.978.165.741,31	31.358.026,22	34.961.051,28	229.425.907,22	264.386.958,50	8,88%
ELEKTRO	1.390.035.829,42	12.725.106,08	21.624.493,67	97.170.948,55	118.795.442,22	8,55%
EEB	82.320.267,83	802.948,58	1.505.099,08	5.908.320,02	7.413.419,10	9,01%

EDEVP	84.930.055,31	674.949,59	953.634,99	6.339.678,28	7.293.313,27	8,59%
CSPE	54.326.215,11	568.145,89	195.734,51	4.472.279,64	4.276.545,13	7,87%
CPFL PAULISTA	1.818.128.394,35	13.372.912,93	49.965.847,40	107.515.265,39	157.481.112,78	8,66%
CPFL PIRATININGA	788.793.235,61	5.933.815,59	16.688.844,58	55.698.367,28	72.387.211,86	9,18%
CPFL LESTE PAULISTA	45.014.582,20	466.743,35	172.178,74	3.379.543,38	3.207.364,65	7,13%
CNEE	55.869.124,55	436.490,56	1.293.458,05	4.328.789,47	5.622.247,52	10,06%
CJE	31.453.124,12	213.848,93	61.255,67	1.743.038,65	1.804.294,32	5,74%
CAIUA	103.454.740,28	1.012.891,91	1.906.835,31	8.162.407,10	10.069.242,40	9,73%
BANDEIRANTE	828.863.354,57	7.252.773,55	12.693.467,11	56.017.288,60	68.710.755,71	8,29%
CLFM	33.366.844,04	368.888,41	130.501,82	2.485.439,83	2.354.938,01	7,06%
CPFL Santa Cruz	116.253.353,97	732.966,03	1.973.851,91	9.429.937,69	11.403.789,60	9,81%
<b>Total</b>	<b>8.410.974.862,67</b>	<b>75.920.507,64</b>	<b>143.129.423,97</b>	<b>592.077.211,09</b>	<b>735.206.635,06</b>	<b>8,74%</b>

Para as distribuidoras, utilizamos o valor médio de PLD e as receitas que não seriam recuperáveis. A comparação com a Parcela B se faz necessário já que a real receita, remuneração do capital investido e demais investimentos, estão contidos nesta parcela.

Assim, em média, as distribuidoras perderiam R\$ 735.206.635,06 por ano com a GD, o que equivale a cerca de 8,74% da Parcela B.

## 4 Conclusão

Conclui-se que, quando se foca nos efeitos nas tarifas de energia, o aumento da geração distribuída causa, no atual sistema tarifário brasileiro, problemas para os demais consumidores, com aumento das tarifas e prejuízos para as distribuidoras.

Entende-se que o a geração distribuída trará diversos benefícios ao sistema brasileiro, tornando-o ainda menos poluente, com menor gastos em grandes e polêmicas obras de geração de energia e o diminuindo a necessidade de expansão da rede de transmissão de energia brasileira, mas, sem as devidas alterações nas atuais regras, poderá colapsar o sistema como um todo.

De acordo com as simulações aqui presentes, as distribuidoras de energia devem sofrer uma significativa perda de receitas, que representariam em torno 8,74% da Parcela B ao ano, dependendo bastante dos valores do PLD.

Os consumidores que não gerarem, perceberiam um aumento tarifário da ordem de 3,11%.

Todos os efeitos aqui elencados são consequência de apenas 5,66% do mercado de baixa tensão gerando a própria energia. Novas tecnologias ou maior adoção dos usuários podem aumentar ainda mais estes efeitos

Para futuros estudos recomenda-se criar uma forma de simular os efeitos da geração distribuída no mercado de alta tensão, incluindo as demais fontes de energia e as demais regiões do Brasil.

## 5 Bibliografia

Ministério de Minas e Energia. **Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD**, Brasília. 2014

Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 – PDE 2024**, Brasília. 2014

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482/2012**, Brasília, Brasil, 17 abr. 2012

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 687/2015**, Brasília, Brasil, 24 nov. 2015

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 657/2015**, Brasília, Brasil, 15 abr. 2015

AGENCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 721/2016**, Brasília, Brasil, 1 jun. 2016

Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>>. Acesso em 14 de março de 2017.

Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em 14 de março de 2017.

GOVERNO DO ESTADO DE SÃO PAULO - **Energia solar paulista levantamento do potencial**. São Paulo, Brasil, fevereiro 2013