



SENDI - Seminário Nacional de Distribuição de Energia
Elétrica

Martha Rosa Martins Carvalho	Daniela Bayma de Almeida	Maynara Aredes
PSR Soluções e Consultoria em Energia	PSR Soluções e Consultoria em Energia	PSR Soluções e Consultoria em Energia
martha@psr-inc.com	daniela@psr-inc.com	maynara@psr-inc.com

Amanda Fernades	David Parrini	Bernardo Bezerra
PSR Soluções e Consultoria em Energia	PSR Soluções e Consultoria em Energia	PSR Soluções e Consultoria em Energia
amanda@psr-inc.com	david@psr-inc.com	Bernardo@psr-inc.com

Mario Veiga
PSR Soluções e Consultoria em Energia
mario@psr-inc.com

Desenvolvimento do arcabouço metodológico de avaliação do impacto regulatório frente às novas estruturas tarifárias

Palavras-chave

Resposta da Demanda
Avaliação impacto regulatório
Estrutura tarifária
Penetração de recursos energéticos distribuídos

Resumo

A atividade de distribuição tem passado por significativas mudanças, impulsionadas principalmente pela inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs). Uma das mudanças que se pode apontar é a necessidade de alteração da estrutura tarifária, uma vez que a estrutura tarifária vigente pode não atender mais o propósito de justiça e equidade entre os consumidores frente a inserção de geração distribuída. Além de não prover adequadamente sinais econômicos para a resposta da demanda. Dessa forma, torna-se primordial que metodologias de Análise de Impacto Regulatório (AIR) sejam desenvolvidas para a avaliação dessas alterações. O objetivo deste trabalho é apresentar um arcabouço metodológico para avaliação quantitativa de AIR da alteração da estrutura tarifária vigente, com foco no impacto para os segmentos de distribuição, consumo e o novo agente, prosumidor. Neste trabalho, o arcabouço metodológico é aplicado no estudo de caso considerando os dados reais de uma distribuidora do Brasil. A metodologia desenvolvida é resultado do estudo realizado no âmbito do projeto cooperado de P&D de Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica coordenado pelo Instituto ABRADÉE.

1. Introdução

A atividade de distribuição está passando por forte mudança em todo o mundo, impulsionada, principalmente, pelo crescimento dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), o que inclui geração distribuída, resposta da demanda, armazenamento distribuído, entre outros. A revolução energética envolve a adoção de papel mais ativo pelo consumidor, o qual passa a deter a possibilidade de produzir a sua própria energia e até de se desconectar completamente da rede. A inovação tecnológica dos REDs, tem permitido, ainda, (i) que os recursos distribuídos prestem serviços ancilares para a rede, (ii) redução das perdas e da demanda de ponta e (iii) aumento da resiliência do sistema elétrico em situações de contingência. No entanto, para o aproveitamento completo destes benefícios, é necessário promover uma série de aprimoramentos nos desenhos de mercado e nos marcos regulatórios dos países. Os principais desafios estão na operação das redes de distribuição, que ficarão cada vez mais complexas com a inserção dos REDs, e no desenho de mercado com sinais de preços adequados para que os agentes tomem decisões racionais neste novo ambiente.

As recomendações de diversos estudos internacionais apontam para a necessidade de um novo desenho das tarifas e da formação do preço nos mercados de curto prazo, bem como para a maior coordenação entre expansão e operação das redes de transmissão e distribuição [1] [2] [3].

Em virtude da crescente penetração de recursos distribuídos, a Cemig Distribuição avaliou o impacto da inserção da geração distribuída no sistema elétrico de sua área de concessão. As análises incluem avaliação de perdas, controle de tensão e fator de potência em pontos de fronteira com a rede

básica. [4] Com objetivo de avaliar os impactos técnicos e econômicos da inserção de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) em larga escala, em [5] foi desenvolvido uma plataforma de simulação utilizando o software OpenDSS. Este estudo apresentou resultados de impactos técnicos considerando cenários de injeção de GDFV em unidades consumidores residenciais. Em [6] e [7] a temática dos impactos da rede de distribuição com a inserção de RED também é destacada.

Somado aos impactos técnicos destacam-se também impactos econômicos e necessidades de adaptações regulatórias no contexto de alterações de paradigmas no setor de distribuição. Neste contexto, em [8] são destacados aspectos e desafios regulatórios para sistemas de distribuição de países na América Latina. Neste trabalho, são destacadas as discussões regulatórias no Brasil que incluem alteração da estrutura tarifária no setor de distribuição e no mecanismo de compensação de injeção de energia na rede. Observa-se que com a participação mais ativa dos consumidores alteraram-se alguns paradigmas nos sistemas elétricos e inclusive no setor de distribuição que passou a ter novos desafios e também novas oportunidades. Neste sentido, reveste-se de relevância analisar de forma integrada como a inserção de RED e presença de consumidores ativos impactam no setor de distribuição nos diferentes níveis de tensão e no acoplamento com a rede básica de transmissão.

No Brasil, aponta-se a necessidade de alteração da estrutura tarifária, uma vez que a estrutura tarifária vigente pode não atender mais o propósito de justiça e equidade entre os consumidores frente à inserção de geração distribuída e não prover adequadamente sinais econômicos para a resposta da demanda. Antes de se sugerir qualquer medida que pressuponha a alteração do conjunto normativo posto, é imperativo que se ponderem, de antemão, as consequências e os desdobramentos de cada alternativa de intervenção para todos os envolvidos, sob pena de os benefícios decorrentes da proposta eleita não superarem os seus respectivos custos. Frente a essa complexidade, é de suma importância que as diversas alternativas de metodologias tarifárias passem por avaliação de impacto regulatório, que deve abordar de forma ampla os aspectos principais que as alterações tarifárias podem trazer ao setor elétrico para que de forma sistêmica, o tomador de decisão tenha insumos suficientes para avaliar a mudança necessária.

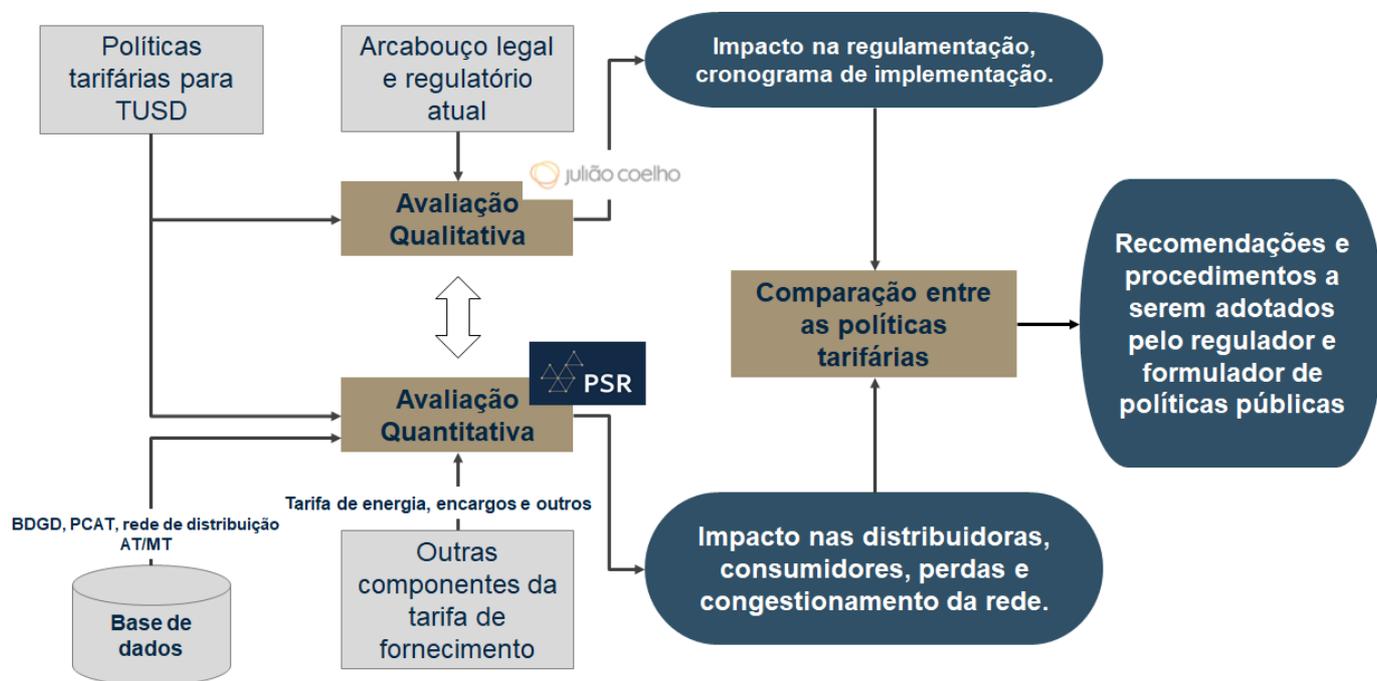
Nesse sentido, desenvolveu-se uma metodologia de avaliação de impacto regulatório considerando dois segmentos principais: (i) abordagem qualitativa na qual se avalia os aspectos legais e regulatórios, bem como o alcance sistêmico das novas estruturas tarifárias e (ii) abordagem quantitativa em que se colocou luz nos tópicos relacionados aos segmentos de consumo, geração e distribuição, abordando questões como a resposta da demanda a sinais de preço, arrecadação da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), insumos para as simulações numéricas relacionadas à penetração dos RED (Geração Distribuída Fotovoltaica e baterias) na configuração das redes de distribuição e avaliação da atratividade do segmento de geração distribuída.

Este trabalho tem como principais objetivos descrever a cadeia de modelos desenvolvidos para o arcabouço metodológico quantitativo no P&D, avaliar a resposta da demanda dos consumidores da Baixa Tensão a sinais de preço e a recuperação da TUSD em diferentes estruturas tarifárias.

2. Desenvolvimento

A) Introdução

A metodologia geral proposta no âmbito do P&D de Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica para análise de impacto regulatório é sintetizada pela figura abaixo e compreende três eixos principais: análise qualitativa, análise quantitativa e comparação entre as políticas tarifárias simuladas.



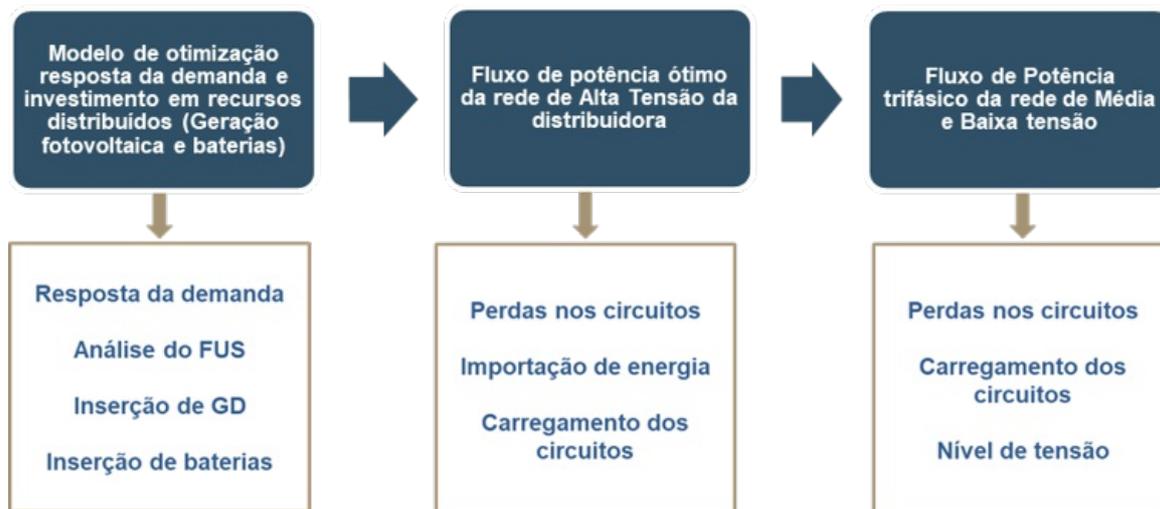
Neste trabalho, tem-se como foco a descrição da cadeia de modelos desenvolvida para o arcabouço metodológico quantitativo e a apresentação dos resultados obtidos através da aplicação dessa metodologia com foco na avaliação da resposta da demanda a sinais de preço dos consumidores da Baixa Tensão e a consequência dessa alteração das curvas de carga sob o ponto de vista da utilização dos equipamentos das subestações e a arrecadação da TUSD.

A análise de impacto regulatório sob a ótica da avaliação quantitativa tem como objetivo mensurar possíveis comportamentos dos diversos agentes do setor elétrico sob a influência das novas estruturas tarifárias. Para este trabalho, selecionaram-se algumas das grandezas avaliadas no desenvolvimento

do P&D para avaliação dos impactos regulatórios nos segmentos de consumo e distribuição com alteração da estrutura tarifária vigente.

A. Metodologia

A cadeia de modelos e simulação vislumbrada para o atendimento das análises quantitativas é mostrada na figura abaixo. Cada módulo possibilita obter resultados para avaliação dos segmentos como mostrado na figura.



O modelo de otimização da resposta da demanda e investimento em RED tem função objetivo de minimizar os custos de energia do consumidor através de um modelo de otimização que dadas algumas restrições pode optar por alguns mecanismos tais como responder ao sinal de preço, deslocando sua demanda ao longo das horas e/ou investir em recursos distribuídos, por exemplo, geração distribuída fotovoltaica e baterias. A formulação desenvolvida para este modelo é mostrada abaixo de forma simplificada:

Função objetivo: minimizar o custo total de energia do consumidor

Sujeito a: (i) elasticidade que restringe a variação da demanda a cada hora, (ii) Balanço de energia do consumidor, (iii) Restrições de operação da bateria.

A simulação de minimização de custo do consumidor foi vislumbrada de forma a acomodar diversos tipos de estrutura tarifária que podem variar tanto locacionalmente, temporalmente, por faixa de consumo e considerando restrições de contratação mínima. Dessa forma, o problema de otimização minimiza os custos do consumidor considerando cada subestação da rede de distribuição, a classe de consumo a que ele está inserido, as diferentes tipologias de carga e faixa de consumo. Os resultados obtidos através da simulação desse módulo são: (i) impacto da resposta da demanda nas curvas de carga para cada classe e faixa de consumo, (ii) análise do Fator de Utilização da Subestação (FUS) [9] que é alterado em função da modificação da demanda máxima da subestação em que os consumidores estão conectados, (iii) avaliação da atratividade econômica, do ponto de vista do consumidor, na penetração de GD e baterias.

O segundo modelo desenvolvido para a avaliação quantitativa de análise de impacto regulatório é o modelo de fluxo de potência ótimo horário. Este modelo considera a operação do despacho ótimo do sistema hidrotérmico brasileiro considerando a rede detalhada do sistema de transmissão (Rede Básica) através da utilização do Custo Marginal Operativo (CMO) das barras de fronteira e considera restrições operativas da rede de distribuição de alta tensão tais como o nível de tensão nas subestações e carregamento dos circuitos desta rede. A modelagem de interface entre a rede de transmissão e distribuição tem como objetivo a simulação do acoplamento operativo entre os sistemas de forma a capturar as alterações dos Custos Marginais por barra da fronteira através da dinâmica de importação e exportação de energia.

Essa utilização dos CMOs permite a minimização dos custos operativos dos recursos de geração da área da distribuidora considerando a importação de energia da rede básica e o uso dos recursos distribuídos operados pela distribuidora como variáveis de decisão do modelo. No problema de otimização são consideradas as restrições operativas da rede, tais como: nível de tensão nas subestações, carregamento dos circuitos, taps dos transformadores e controle dos equipamentos de compensação de reativo.

A formulação desenvolvida para este acoplamento é mostrada abaixo de forma simplificada, em que a função objetivo é dada pelo custo total de importação de energia pelas barras de fronteira somado ao custo de corte carga nas subestações:

$$\min \sum_{k=1}^N CMO_k \times E_k^f + \sum_{k=1}^M C_{deficit} \times c_k$$

Em que,

CMO_k	Custo marginal da barra de fronteira k
E_k^f	Importação de energia pela barra de fronteira k
$C_{deficit}$	Custo de corte de carga
c_k	Corte de carga na barra k

Sujeito a:

equações do fluxo de potência;

- limites de tensão nas subestações da rede de distribuição;
- limites de carregamento dos circuitos;
- geração mínima e máxima de geradores presentes na rede da distribuidora;
- tap dos transformadores;
- ângulo dos defasadores;
- limites de compensação de reativo;

Vale ressaltar que, é assumido que a distribuidora controla a geração distribuída conectada à rede de alta tensão, mas não possui controle sobre a geração solar fotovoltaica dos prosumidores.

Os resultados obtidos por esse módulo de simulação são: i) importação de energia nos pontos de fronteira da rede básica com a rede da distribuidora, (ii) geração dos recursos distribuídos da rede de alta tensão da distribuidora, (iii) perdas nos circuitos e (iv) carregamento dos circuitos.

O terceiro modelo está relacionado à simulação de fluxo de potência trifásico da rede de média e baixa tensão da distribuidora com o software **OpenDSS [10]**. Os resultados obtidos por esse módulo são: (i) perdas nos circuitos, (ii) carregamento dos circuitos e (iii) avaliação do nível de tensão ao longo do alimentador.

B) Premissas

Neste projeto, será apresentado o estudo de caso para uma distribuidora real, denominada aqui como Distribuidora X do Setor Elétrico Brasileiro. A título informativo sobre as características da distribuidora X, esta se encontra no grupo das 20 maiores distribuidoras em termos de quantidade de unidades consumidoras, podendo ser classificada como uma distribuidora de grande porte. Em 2018, 60% do seu faturamento ocorreu na baixa tensão. Além disso, a área de atuação dessa concessionária possui um Índice de Desenvolvimento Humano Municipal (IDH-M) de 0.76, considerado alto. As estruturas tarifárias aqui analisadas para a distribuidora são resultados de parte do projeto do P&D de Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica [11][12]. Foram avaliadas as seguintes estruturas tarifárias: Binômia e 3Partes, denominadas de Tarifas para o Curto Prazo, pois em sua implementação não há necessidade de troca de medidores das residências e Binômia com postos tarifário, Trinômia com posto Tarifário e Time of Use (ToU), denominadas Tarifas para o Longo Prazo, pois requerem a substituição dos medidores.

As premissas metodológicas principais utilizadas no estudo foram: (i) todas as estruturas tarifárias foram consideradas como compulsórias, ou seja, o consumidor não possui um menu tarifário que possa escolher a melhor opção; (ii) é mantido o consumo total de energia em 24 horas, o que significa que o consumidor da baixa tensão pode alterar o perfil de consumo ao longo do dia mas mantém o consumo total de energia; (iii) considera-se que para a resposta da demanda há troca de medidores permitindo medição horária para as tarifas de longo prazo; (iv) demanda associada para cada faixa e classe de consumo para as tarifas de curto prazo, que não requerem mudança de medidores; (v) as simulações das estruturas tarifárias têm horizonte de 1 ano e consideram as novas estruturas tarifárias aplicadas somente aos consumidores da classe B (Exceto B4), Os consumidores baixa renda não são considerados nas simulações, ou seja, não há um tratamento diferenciado para consumidores baixa renda.; (vi) há recomposição da tarifa da distribuidora para a execução do modelo de resposta da demanda considerando que demais parcelas que compõe a tarifa foram mantidas constantes; (vii) o mecanismo de *Net Metering* é implementado considerando a compensação de todas as componentes da tarifa incluídas na parcela volumétrica da TUSD e da tarifa de energia para remuneração da produção de GD; (viii) não são consideradas alterações nas tarifas em função de alterações nas políticas de subsídios; (ix) a elasticidade a preço aplicada para todos os consumidores é de 14.9% [11].

Com relação à geração distribuída, considera-se um perfil para a geração solar com único cenário e com geração das 6:00h até às 19:00h. O custo de Investimento em GD para segmento residencial e rural é de 5.83 [R\$/Wp], industrial de 3.88 [R\$/Wp] e comercial de 4.68 [R\$/Wp]. O custo de troca de inversor que deve ser feito aproximadamente no 12º ano é de 15% do custo de investimento em GD. Consideraram-se diferentes taxas de juros para as diferentes faixas de consumo para contemplar a maior/menor facilidade de financiamento para instalação do equipamento. Da menor para a maior faixa de consumo, utilizaram-se as seguintes taxas de juros: 14%, 12%, 10% e 8% e vida útil de 25 anos.

Já para as premissas relativas ao sistema de baterias, o custo de investimento é de 4000 R\$/kWh, o número de anos para cálculo do custo anualizado da bateria é de 5 anos, o volume mínimo da bateria é de 20%, o volume máximo da bateria é de 80%, a eficiência de carga e descarga da bateria é de 85%, o fator de carga e descarga da bateria de 50% por hora e taxa de juros para financiamento de 8%.

As tabelas a seguir indicam as tarifas utilizadas como dado de entrada no modelo de resposta da demanda, que foram desenvolvidas no âmbito do projeto de P&D de Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica.

Tarifa (R\$/MWh)	Convencional	Binômia	3Partes	Binômia com posto tarifário	Trinômia com posto tarifário	ToU			
						P1	P2	P3	P4
Residencial	0.69	0.49	0.49	0.51	0.51	1.1	0.7	0.6	0.58
Rural	0.42	0.3	0.3	0.31	0.31	0.8	0.5	0.4	0.37
Comercial / Industrial	0.67	0.47	0.47	0.49	0.49	1.1	0.7	0.6	0.57

Os quatro postos tarifários (PT) da estrutura tarifária ToU compreendem às seguintes horas do dia: P1 das 18 às 21, P2 como posto intermediário de 17 às 18 e 21 às 22, P3 de 22 às 2 e das 6 às 17 e P4 das 2 às 6 da manhã. As tarifas de capacidade são apresentadas na tabela a seguir.

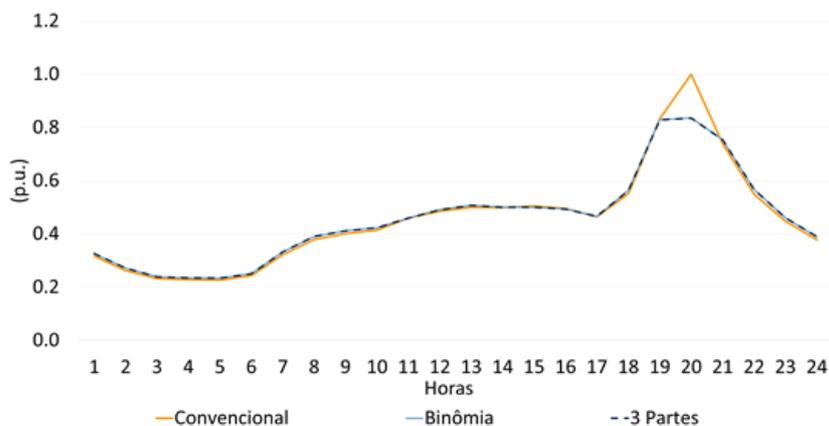
Tarifa (R\$/kW)	B1: 0-100 kWh	B1: 100-220 kWh	B1: 220-500 kWh	B1: 500-1000 kWh	B1: >1000 kWh	B2: 0-300 kWh	B2: 300-1000 kWh	B2: 1000-5000 kWh	B2: >5000 kWh	B3(Com): 0-2500 kWh	B3(Com): 2500-5000 kWh	B3(Com): 5000-10000 kWh	B3(Com): >10000 kWh	B3(Ind): 0-2500 kWh	B3(Ind): 2500-5000 kWh	B3(Ind): 5000-10000 kWh	B3(Ind): >10000 kWh
Convencional	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Binômia	54.1	48.9	56.6	66.2	82.0	30.8	35.6	51.3	46.5	62.5	72.8	80.4	80.9	61.9	61.3	80.1	81.3
3 Partes	47.4	42.8	49.6	58.0	71.9	27.0	31.2	44.9	40.7	54.8	63.8	70.4	70.9	54.3	53.7	70.2	71.2
Binômia P	72.2	72.2	72.2	72.2	72.2	62.4	62.4	62.4	62.4	70.3	70.3	70.3	70.3	70.3	70.3	70.3	70.3
Binômia FP	16.5	16.5	16.5	16.5	16.5	14.2	14.2	14.2	14.2	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0	16.0
Trinômia P	62.0	62.0	62.0	62.0	62.0	53.5	53.5	53.5	53.5	60.4	60.4	60.4	60.4	60.4	60.4	60.4	60.4
Trinômia FP	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	13.0	13.0	13.0	13.0	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7	14.7
ToU	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Os dois postos tarifários da tarifa de capacidade das estruturas tarifárias Binômia com posto tarifário e Trinômia com posto tarifário correspondem às seguintes horas do dia: Ponta (P) das 18 às 21 e fora ponta (FP) as outras horas do dia. Somente as estruturas tarifárias 3 partes e trinômia com posto tarifário apresentam parcelas fixas, cobradas mensalmente, em sua formação e são apresentadas a seguir de forma respectiva para cada classe de consumo: classe residencial é de R\$5.30 e R\$5.23, classe rural de R\$4.58 e R\$4.51 e classe comercial e industrial de R\$5.17 e R\$5.09. Neste trabalho não se tem como objetivo discutir as premissas utilizadas na formação dos valores de tarifa nas novas estruturas tarifárias simuladas. Estas são provenientes do trabalho desenvolvido no âmbito do P&D Tarifa Moderna.

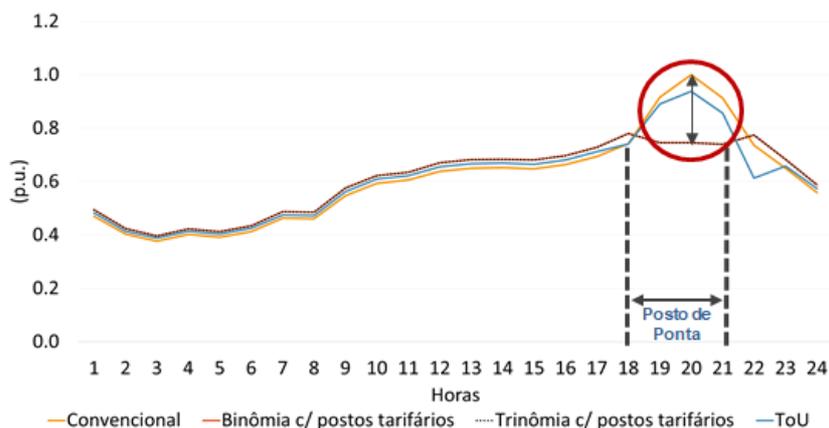
A. Estudo de Caso

Será apresentada nesta seção o estudo de caso aplicado à Distribuidora X com foco na avaliação das grandezas de interesse, tais como a avaliação sob a ótica da arrecadação da TUSD da distribuidora, o fator de utilização dos equipamentos das subestações e na resposta da demanda do consumidor da baixa tensão considerando cinco estruturas tarifárias propostas. Para isso, construíram-se dois casos de trabalho: (i) caso *Impacto da Modulação do Consumidor*, sem inserção de recursos energéticos distribuídos, que permite avaliar: a) alterações no perfil de consumo frente às novas estruturas tarifárias (reposta da demanda) e b) arrecadação da TUSD dada a resposta da demanda em cada política tarifária, (ii) caso *Impacto da Alta Penetração de GD*, que tem o objetivo de avaliar dada uma mesma penetração de GD fotovoltaica a recuperação da TUSD em cada política tarifária.

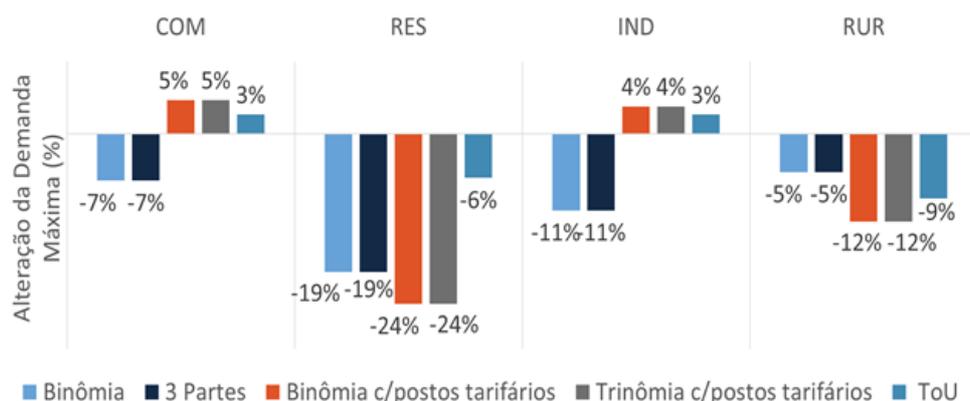
Para o caso *Impacto da Modulação do Consumidor* iniciou-se a análise pela modulação da curva de carga dos consumidores de baixa tensão. Neste caso não há inserção de geração fotovoltaica distribuída ou baterias. As figuras abaixo mostram a curva de demanda resultante dos perfis de consumo agregado da baixa tensão da distribuidora X para as políticas tarifárias estudadas e comparadas com a curva de carga original representada pela Convencional. A figura abaixo mostra o resultado da curva de carga considerando a resposta da demanda quando os consumidores são submetidos às estruturas tarifárias Binômia e 3 partes. Observa-se uma redução da demanda máxima de 17%, ou seja, dada a elasticidade dos consumidores ao preço das tarifas de energia, para os consumidores é economicamente melhor deslocar a sua curva de demanda, reduzindo o pico do sistema.



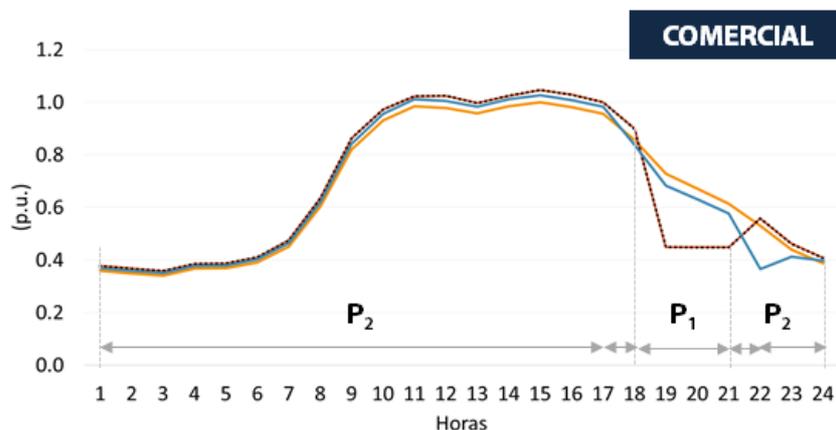
A figura abaixo mostra o resultado da resposta da demanda para as estruturas tarifárias Binômia e Trinômia que possuem postos tarifários ponta e fora da ponta e para a estrutura tarifária ToU. Observou-se a redução média da demanda de ponta de 17% para as das primeiras estruturas e de 4% para a ToU.



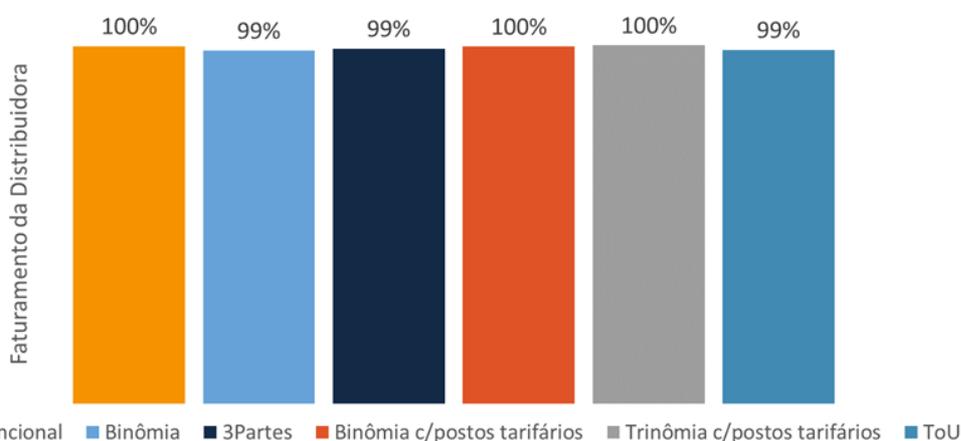
A diminuição da demanda máxima do sistema de distribuição pode trazer benefícios sistêmicos operativos e de planejamento uma vez que a rápida elevação de carga do sistema no horário de ponta pode exigir uma operação mais complexa a nível de estabilidade do sistema elétrico e suprimento da demanda. A nível de planejamento, a diminuição da demanda máxima pode implicar na redução/adiamento dos custos de investimento em rede para a distribuidora, dado que as redes são planejadas para atender a demanda máxima do sistema. Quando avaliada a redução da demanda máxima por classe de consumo para as tarifas Binômia e 3 Partes, em função da resposta dos consumidores ao preço, observa-se que há diminuição do pico de demanda para todas as classes, como indicado na figura abaixo.



As políticas tarifárias Binômia e Trinômia com posto tarifário foram concebidas considerando o patamar de ponta da tarifa de capacidade nos horários que coincidem com a demanda máxima das curvas de carga dos consumidores das classes residencial e rural. Assim, conforme indicado no gráfico, são as classes que mais respondem à sinalização econômica da tarifa de capacidade. Em contra partida, as classes comerciais e industriais apresentam uma elevação da demanda máxima em relação à curva de demanda original uma vez que apresentam consumo máximo próximo ao meio do dia, período fora ponta da tarifa de capacidade. Dessa forma, não recebem um sinal econômico adequado para redução da demanda máxima. A curva de carga típica dos consumidores do grupo B3 pode ser vista na figura abaixo.



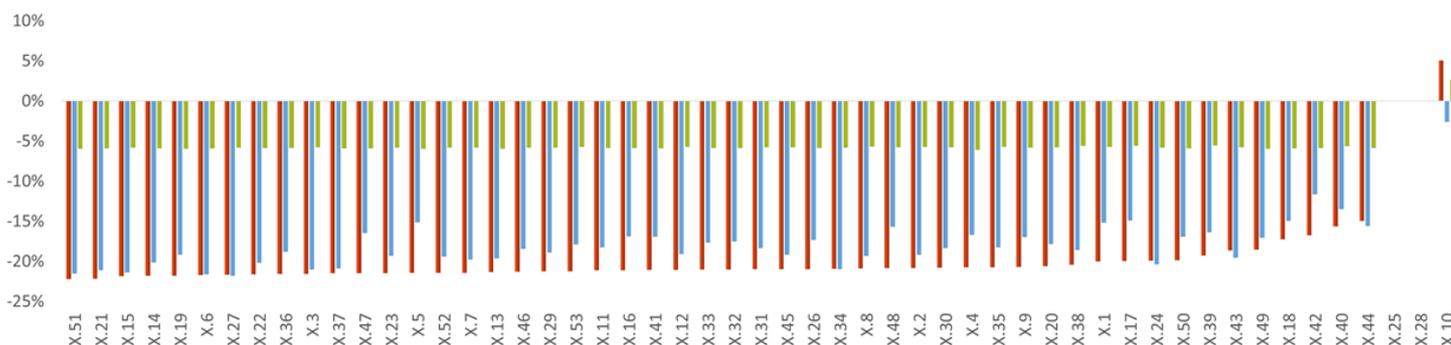
Prosseguindo na avaliação do impacto da resposta da demanda nas curvas de carga da distribuidora, avaliou-se a recuperação do faturamento da distribuidora. Conforme mencionado na seção de premissas, a resposta da demanda e alteração na estrutura tarifária não alteram o total de MWh consumido no ano. Entende-se que o impacto na receita das distribuidoras ocorre pela redução da ponta e que a demanda máxima corresponde ao maior valor de consumo entre todas as horas de todos os dias típicos (dia útil, sábado e domingo). A figura abaixo indica que para todas as políticas tarifárias estudadas, o percentual do faturamento da distribuidora é recuperado quando comparando com a política tarifária Convencional.



Assim, mesmo com a redução da ponta (demanda contratada no caso de tarifa binômia e 3 Partes) ou redução do consumo nas horas de maior tarifa (política ToU), ainda é possível recuperar os custos da distribuidora. Ressalta-se que as alterações no faturamento total da distribuidora dadas as novas estruturas tarifárias, resultariam em possíveis reajustes nas tarifas dos consumidores em anos seguintes.

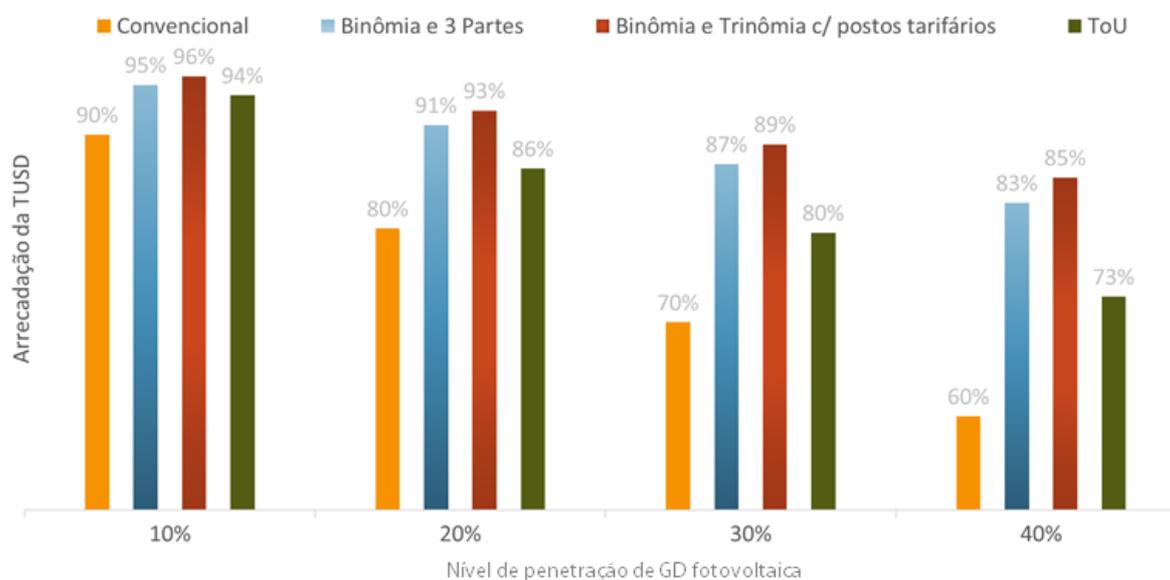
Como consequência da resposta da demanda do consumidor ao incentivo econômico, pode-se esperar uma operação da rede de distribuição menos estressada. Esse alívio na operação pode ser medido através do Fator de Utilização da Subestação, que é proporcional à máxima demanda observada na subestação, incluindo consumidores de média tensão e baixa tensão.

A figura abaixo apresenta para cada subestação da alta tensão da distribuidora X a comparação do valor do FUS entre cada estrutura tarifária estudada e a política convencional.



As políticas tarifárias Binômnia, 3 Partes, Binômnia com posto tarifário e Trinômnia com posto tarifário apresentam tarifa por capacidade e, por isso, a resposta da demanda tende a reduzir o consumo nos horários de pico, deslocando o consumo para outras horas, para reduzir o pagamento por capacidade. Assim, com a redução da demanda de pico, os valores do FUS das subestações destas políticas tarifárias são, em geral menores do que na tarifa convencional. Embora a ToU não apresente tarifa por capacidade, os postos tarifários mais caros coincidem com horários de ponta dos consumidores residenciais e rurais. Como os consumidores residenciais são grande parte da base de consumidores da distribuidora X, o FUS também tende a reduzir nas subestações para a estrutura tarifária ToU. As subestações X.25 e X.28 apresentam um aumento da utilização dos equipamentos e isso é devido a composição das cargas conectadas à subestação. Considerando que as classes de consumo comercial e industrial possuem um aumento da demanda máxima comparado com a curva de carga original, a predominância de consumidores desse tipo em X.25 e X.28 é maior do que os consumidores residenciais. Dessa forma, conclui-se que as tarifas que possuem um incentivo de diminuição de demanda máxima, causam um impacto positivo no alívio da operação do sistema como também podem postergar investimentos de rede.

Com o objetivo de avaliar a recuperação da TUSD dada uma mesma penetração de GD fotovoltaica, construiu-se o *Casdmptacto da Alta Penetração de GD*, no qual fixou-se a penetração de GD fotovoltaica, para cada política tarifária, nos montantes de 10%, 20%, 30% e 40% da energia consumida pelas faixas e classes de consumo. A figura abaixo mostra a parcela da receita referente a TUSD arrecadada pela distribuidora. Destaca-se que essa arrecadação é calculada sem considerar revisões ou reajustes tarifários de forma que para todos os cenários de penetração simulados são utilizadas as mesmas tarifas no cálculo.



Observa-se que para todas as políticas tarifárias quanto maior a inserção de geração distribuída menor a arrecadação através da TUSD, porém para a tarifa convencional esta redução é mais acentuada. À medida em que se aumenta a penetração de GD, as estruturas tarifárias com tarifa de capacidade e parcela fixa (nos casos de tarifa 3 Partes e Trinômnia) são as que permitem maior arrecadação da parcela da TUSD da distribuidora.

3. Conclusões

Com a inserção dos RED se torna cada vez mais importante o desenvolvimento de arcabouço metodológico para avaliação do impacto nos diversos setores do sistema elétrico brasileiro. Este trabalho apresentou a metodologia utilizada para avaliação do impacto regulatório desenvolvido no P&D tarifa moderna. A apresentação dos resultados focou nas análises dos segmentos de distribuição verificando a arrecadação da receita das distribuidoras frente às novas estruturas tarifárias propostas e alta inserção de GD fotovoltaica, na avaliação do segmento consumo que, dadas as novas estruturas, respondeu à sinalização econômica e como essa resposta da demanda impactou a utilização dos equipamentos das subestações.

Concluiu-se a partir dos resultados das simulações que as estruturas tarifárias com sinal de preço na ponta são eficientes para estimular a modulação da carga. Este sinal econômico pode levar à redução/postergação de investimentos na rede de distribuição. Essa afirmação é ratificada com a análise do FUS em que há uma redução desse fator em quase todas as subestações da distribuidora. Verificou-se ainda que mesmo com a alteração do perfil da curva de carga, todas as estruturas tarifárias propostas arrecadam 100% da receita da distribuidora.

A definição de uma estrutura tarifária binômica sem postos incentiva o consumidor a responder ao sinal tarifário no seu horário de demanda máxima e caso sejam definidos postos tarifários é necessário que esses sejam condizentes com o formato da curva de demanda de cada classe de consumo para uma sinalização de preço mais efetiva. A estrutura tarifária *Time of Use*, embora não apresente componente por capacidade, possui patamares com preços distintos de forma a também estimular a redução da demanda máxima do consumidor, “diluindo” o consumo ao longo do dia. Observou-se ainda que no caso da penetração de GD, quanto maior a penetração de GD, menor a recuperação dos custos da distribuidora e, portanto, maior a urgência em alterar a estrutura tarifária vigente.

A presença de tarifas com componente de capacidade permite maior estabilidade na recuperação de receita da distribuidora frente à entrada de GD. Assim, uma nova estrutura tarifária com tarifa por capacidade permitiria menor impacto na tarifa de energia dos consumidores em revisões tarifárias seguintes.

4. Referências bibliográficas

1. IRENA (2016), “REmap: Roadmap for a Renewable Energy Future”, 2016 Edition. International Renewable Energy Agency (IRENA).
2. IRENA (2017), “Adapting market design to high shares of variable renewable energy”. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi
3. MIT Energy Initiative (2017), “Utility of the Future”.
4. C.M.Luiz, A.M. Oliveira, P.S. Mendes, D.D.Alves, B. H. Catao, J.L.Teixeira, Avaliação do Impacto da Inserção da Geração Distribuída no Sistema Elétrico da Cemig Distribuição”, SNPTEE 2019.
5. L.H.Leite, J.J.Mafra, L.Teixeira,P.M.Assis, "Plataforma para Avaliação de Impactos Técnicos da Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica em Larga Escala na Rede de Distribuição", SNPTEE 2019.
6. G.N. Taranto, D.M. Falcão, L.O. Rêgo, E.M.M.D. Casseres, "Impactos da Difusão da Micro e da Mini Geração no Planejamento, na Operação e na Manutenção do Sistema de Distribuição”, TDSE no 73, Gesel/UFRJ, 2017.
7. G.N. Taranto1, D.M. Falcão, G.A. Dantas, J.F.S. Alves, L.O. Rêgo, E.M.M.D. Casseres, “The Impact of Micro and Mini Distribution Generation in an Actual Brazilian Distribution Utility”, CigrèInternational Seminar on Policies, Incentives, Technology and Regulation of Smart Grids, Rio de JaneiroDecember 4-7, 2017.
8. Combining Developed and Developing Worlds’ Policy Concerns: The Challenges of Distribution Network Ratemaking in Latin America
9. PRORET Módulo 2: Revisão Tarifária de Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica Submódulo 2 . 3 BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA.
10. OpenDSS - <https://www.epri.com/#/pages/sa/opendss?lang=en>
11. Material suporte da apresentação do P&D de Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica realizada para a ANEEL em Setembro, 2019.
12. Relatórios desenvolvidos no Âmbito do P&D de Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica, IABRADEE, 2018 – 2019.
13. Michael Birk, José Pablo Chaves-Ávila, Tomás Gómez, and Richard Tabors, “TSO/DSO Coordination in a Context of Distributed Energy Resource Penetration” Working Paper Series, October, 2017.