



Sistemas Energéticos do Futuro III

Estado da Arte para Quantificação de Custos e Benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)

Subproduto 2.2

Relatório Final

Elaborado para



Julho 2020



Nº do Contrato: 83338036

SUMARIO

1	Resumo Executivo.....	8
1.1	Motivação	8
1.2	Objetivos.....	9
1.3	Estrutura de avaliação dos custos e benefícios	9
1.4	Principais Conclusões	11
2	Introdução.....	12
2.1	Visão geral do projeto	12
2.2	Objetivo do relatório.....	14
2.3	Organização do relatório	15
3	Custos e benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos nos Sistemas Elétricos	16
3.1	Custos de Investimentos e Operação	16
3.1.1	Custos de Investimentos e Operação no setor elétrico	16
3.1.2	Preços nos Mercados de Energia	22
3.1.3	Consumo de Energia.....	22
3.2	Flexibilidade	23
3.2.1	Modulação de carga	23
3.2.2	Impacto na curva de carga.....	23
3.3	Serviços Ancilares.....	25
3.3.1	Regulação de Frequência e Reserva Operativa	25
3.3.2	Black-start.....	26
3.3.3	Regulação de tensão	26
3.4	Robustez.....	27
3.4.1	Confiabilidade	27
3.4.2	Resiliência	27
3.5	Custos Ambientais	28
3.5.1	Penetração de Fontes Renováveis nas matrizes energéticas.....	28
3.5.2	Emissão de gases de efeito estufa	28
3.6	Qualidade.....	29

3.6.1	Perdas Técnicas	29
3.6.2	Coordenação da Proteção.....	29
4	Metodologias de Quantificação de Custos e Benefícios dos REDs	31
4.1	Testes para avaliação dos custos e benefícios dos REDs	32
4.1.1	Abordagens para contabilizar o impacto dos REDs.....	42
4.2	Valoração dos serviços dos REDs por aproximação de custos	45
4.3	Modelos de planejamento integrado e avaliação de custo-benefício dos REDs	46
4.3.1	Metodologia bottom-up para integração de REDs	46
4.3.2	Modelo de Planejamento Integrado para Distribuição.....	48
4.4	Avaliação do Benefício dos REDs no Planejamento	50
4.5	Resumo dos Métodos de Quantificação por Impacto dos REDs	53
4.5.1	Valoração dos Serviços de Geração, Transmissão e Distribuição.....	53
4.5.2	Valoração das Perdas Técnicas	57
4.5.3	Valoração dos Serviços Ancilares	59
4.5.4	Valoração da Flexibilidade.....	60
4.5.5	Valoração da Robustez.....	61
4.5.6	Custos Ambientais	62
4.5.7	Custos Administrativos.....	63
5	A aplicação das metodologias e impactos no planejamento dos sistemas elétricos	64
5.1	REDs para Postergação dos Investimentos em T&D e Redução dos Custos de Eletricidade – Texas (EUA)	64
5.2	Baterias atrás do medidor – Minnesota (EUA)	71
5.3	Veículos Elétricos – Arizona (EUA).....	75
5.4	Micro e Mini Geração Distribuída – Brasil.....	82
6	Conclusões.....	86
7	Referências Bibliográficas	87
8	Anexo.....	95
8.1	Anexo A	95
8.1.1	Com Edison - Brooklyn Queens Demand Management (BDQM) Program	95
8.1.2	GridSolar - BoothBay.....	96

8.2 Anexo B.....	96
------------------	----

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Resumo da estrutura do relatório.	10
Figura 2 – Evolução histórica de mini- e microgeração distribuída no Brasil.	12
Figura 3 – Produtos a serem desenvolvidos no âmbito do projeto.....	13
Figura 4 – Classificação dos serviços prestados pelos REDs.....	16
Figura 5 – Novos custos de investimento e operação dada a inserção de REDs	17
Figura 6 – Benefícios ou custos evitados de investimento e operação dada a inserção de REDs	18
Figura 7 – Classificação dos métodos de quantificação de Custos e Benefícios	31
Figura 8 – Classificação dos testes propostos para avaliação de custo-benefício dos REDs.....	32
Figura 9 – Guia de passos para avaliação equilibrada de custo-benefício	37
Figura 10 – Contribuição da alteração do consumo de energia de ar condicionada, na Califórnia.....	39
Figura 11 – Estrutura para análise de REDs em três níveis.	39
Figura 12 – Métodos de valoração dos serviços providos pelos REDs.....	45
Figura 13 – Metodologia bottom-up para avaliação dos efeitos dos REDs.....	47
Figura 14 – Avaliação Benefício-Custo proposta em [54].....	48
Figura 15 – Valoração do RED com uma estratégia de dois níveis.....	49
Figura 16 – Alimentador usado como caso-exemplo.	49
Figura 17 – Métodos para cálculo do benefício de adoção da GD na valoração do serviço de Geração.....	54
Figura 18 – Custos Marginais para adição de capacidade (\$/kW) em alguns alimentadores atendidos pela Orange&Rockland.	56
Figura 19 – Esquema indicativo para avaliação de postergação de investimento em nova capacidade de distribuição com geração distribuída fotovoltaica.	57
Figura 20 – Abordagens para estimar perdas em transmissão e distribuição, em ordem crescente de dificuldade.....	58
Figura 21 – Alternativas para estimar o valor dos serviços ancilares para a análise de custo-benefício de GDFV.	59
Figura 22 – Operação da Bateria no CAISO sem (esquerda) e com Resposta da Demanda (direita) provendo serviços de flexibilidade.....	61
Figura 23 – Informações do ERCOT.	65
Figura 24 – Metodologia para análise do RED na postergação de investimentos em fio no ERCOT.	65

Figura 25 – Distribuição da taxa de crescimento anual da demanda de ponta empregada no estudo.	67
Figura 26 – Resultado para as análises de sensibilidade dos parâmetros (20%).	68
Figura 27 – Preço horário para 15 dias com as maiores demanda de ponta.	69
Figura 28 – Processo iterativo para análise da redução do custo de energia com a presença dos REDs.	70
Figura 29 – Resultado da economia anual em função da penetração de RED.	70
Figura 30 – Resultado da economia anual por MW em função da penetração de RED em MW.	71
Figura 31 – Metodologia de avaliação de custo-benefício de baterias.	71
Figura 32 – Teste do Participante para Solar e Baterias atrás do medidor.	72
Figura 33 – Teste do Participante para Baterias atrás do medidor.	73
Figura 34 – Teste do Custo para os Contribuintes com bateria atrás do medidor.	74
Figura 35 – Teste do Custo dos Participantes para Bateria atrás dos medidores, avaliando benefício adicional de confiabilidade e serviço de confiabilidade.	75
Figura 36 – Proporção de VE nos anos de 2030, 2040 e 2050, nos cenários de penetração moderada e alta.	76
Figura 37 – P95 da demanda em 2016 e carga de VE em 2040 no Cenário de Recarga Base para um dia.	76
Figura 38 – P95 da demanda em 2016 e carga de VE em 2040 no Cenário de Recarga no Fora-Pico para um dia.	77
Figura 39 – Valor presente líquido da projeção de receita, custos e “benefício líquido” com venda de energia para VE considerando Recarga Base.	79
Figura 40 – Valor presente líquido da projeção de receita, custos e “benefício líquido” com venda de energia para VE considerando Recarga no Fora-Pico.	79
Figura 41 – Potencial efeito do carregamento de veículos elétricos na redução da conta de energia dos consumidores.	80
Figura 42 – Valor Social anual da redução de emissão de NOx, no Arizona.	80
Figura 43 – Emissão de CO2-e, no Arizona.	81
Figura 44 – Valor Presente Líquido do benefício social anual da redução de emissão de CO2-e, no Arizona.	82
Figura 45 – Resultado da análise custo-benefício para a MMGD instalada no mesmo local do consumo.	85
Figura 46 – Resultado da análise custo-benefício para a MMGD instalada remotamente.	85
Figura 47 – Recursos Distribuídos no BDQM.	96

Figura 48 – Resumo dos cenários de Penetração e Recarga de VE considerados para análise. .	97
Figura 49 – Demanda máxima nos cenários analisados ao longo dos anos.	98
Figura 50 – Perfil de carga, no 10º ano de simulação, ao longo de 24 horas de um dia.	99

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Efeitos (custos e benefícios) dos REDs na operação e necessidade de novos ativos. .20	
Tabela 2: Resumo dos serviços providos pelos REDs isoladamente.30	
Tabela 3: Componentes dos testes originais para programas de eficiência energética.34	
Tabela 4*: Testes Tradicionais para avaliação de Custo-Benefício35	
Tabela 5: Características da Estrutura de Análise dos REDs em três níveis.....41	
Tabela 6: Proxies utilizados em programas de eficiência energética para quantificar os benefícios não energéticos.42	
Tabela 7: Dados hipotéticos para uma análise de Multi-Atributos.....44	
Tabela 8: Abordagens sugeridas para a valoração dos benefícios dos REDs.45	
Tabela 9: Comparação das diferentes estratégias de planejamento.50	
Tabela 10: Estados com práticas de incorporar REDs no Planejamento da Distribuição.50	
Tabela 11: Duração da postergação do investimento em fio em termos da taxa de crescimento anual da carga e a inserção de RED.66	
Tabela 12: Premissas para o cálculo do valor presente líquido dos investimentos em infraestrutura.68	
Tabela 13: Resultado final para a economia em investimentos em fio com a penetração de RED.68	
Tabela 14: Premissas usadas na avaliação de baterias atrás dos medidores.....72	
Tabela 15: Impacto de VE na demanda de pico nos diferentes cenários de penetração e de recarga.77	
Tabela 16: Custos utilizados para avaliação do benefício-custo.78	
Tabela 17: Custos e benefícios de quem instala da GD82	
Tabela 18: Custos e benefícios para os demais consumidores83	
Tabela 19: Casos Simulados para avaliação dos impactos de VE no planejamento de transmissão.....97	

1 RESUMO EXECUTIVO

1.1 Motivação

Os sistemas elétricos vêm passando por um conjunto de mudanças que introduziram novos desafios para sua operação e planejamento. Tradicionalmente as fontes de geração de energia eram controláveis e despachadas centralizadamente, com consumidores passivos no sistema elétrico. Dessa forma, os planejadores dos sistemas elétricos buscavam uma expansão do sistema que minimizasse os custos totais de investimento e o valor esperado dos custos operativos considerando simulações com algumas “simplificações”. As características do sistema elétrico eram modeladas em “maior granularidade”, isto é, com representação da curva de demanda de energia agregada em patamares, considerando simplificações na rede de transmissão e por vezes, desconsiderando uma representação detalhada dos sistemas de distribuição. Nesse panorama, os modelos de negócio baseavam-se no suprimento de energia.

Entretanto, a crescente penetração de fontes renováveis e intermitentes nos sistemas elétricos ao redor do mundo, requereu que as análises dos sistemas passassem a ser feitas considerando simulações em menor escala de tempo.

A penetração de fontes renováveis não convencionais, tais como as fontes eólica e solar, e o surgimento de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) e consumidores capazes de gerar energia atrás do medidor na sua unidade de consumo (*prosumidores*) alterou alguns paradigmas dos setores elétricos que passou a ter menor *despachabilidade* e previsibilidade. Neste cenário, os modelos de negócio passam a ser baseados em serviços.

Neste contexto, é importante que o planejamento e operação dos sistemas elétricos se adaptem para incorporar e modelar as características dos REDs e os efeitos que causam no sistema elétrico. No âmbito do planejamento é essencial que sejam avaliados os efeitos resultantes dos REDs, isto é, os benefícios (ou custos evitados) ou novos custos introduzidos por estes recursos. É ideal que a adoção dos recursos distribuídos pelos agentes seja incorporada nos modelos centralizados de expansão dos sistemas elétricos para que se possa obter uma expansão indicativa que aponte para as reais necessidades do sistema.

Nesse sentido, a GIZ, com base em demandas da ANEEL e EPE, coordena o estudo sobre a temática de integração de Recursos Energéticos Distribuídos (RED) ao Sistema Elétrico Brasileiro.

Este estudo é dividido em 3 produtos principais: Modelos Regulatórios, Modelos computacionais e Estudos de Caso que são ainda divididos em subprodutos. O Produto 2 – Modelos Computacionais se divide em 3 produtos:

- Produto 2.1: Levantamento do estado da arte de metodologias para projeção da difusão dos RED de forma exógena aos modelos de expansão da geração centralizada/transmissão/distribuição;

- Produto 2.2: Levantamento do estado da arte de metodologias para quantificação de custos e benefícios (incluindo externalidades) dos RED no sistema elétrico, incluindo a eventual expansão dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Produto 2.3: Levantamento do estado da arte de metodologias para projeção e otimização da difusão dos RED de forma endógena aos modelos de expansão da capacidade de geração centralizada/transmissão/distribuição;

Este relatório, descreve as atividades do **produto 2.2** que foram desenvolvidas pelo consórcio formado pela PSR, SiglaSul, Professor Djalma Falcão.

1.2 Objetivos

Os principais objetivos deste produto compreendem:

- Avaliar de forma qualitativa os custos e benefícios que a presença dos Recursos Energéticos Distribuídos pode resultar para o sistema elétrico.
- Avaliar com base na revisão da literatura metodologias que proponham avaliações quantitativas dos custos e benefícios dos recursos energéticos distribuídos.
- Avaliar impactos na expansão dos sistemas elétricos, principalmente transmissão e distribuição em função da presença de REDs.
- Reunir exemplos de aplicação destas metodologias em outros países, ou em estudos de caso.

1.3 Estrutura de avaliação dos custos e benefícios

Neste estudo, o levantamento do estado da arte de metodologias para avaliação e quantificação dos custos e benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos compreende três atividades principais que incluem avaliação qualitativa, quantitativa e estudos de caso. Estas atividades são ilustradas na Figura 1.

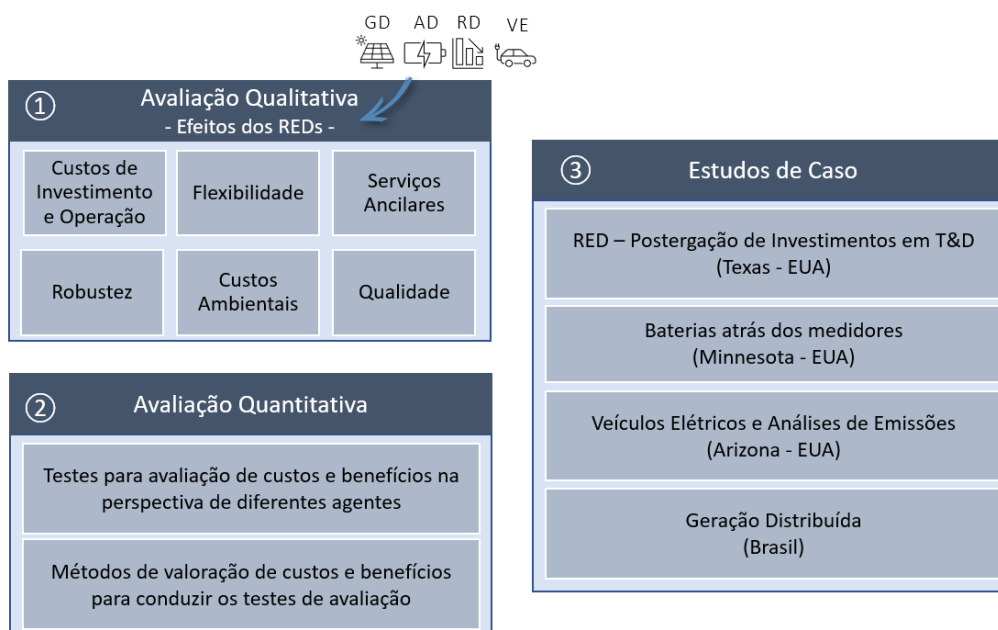


Figura 1 – Resumo da estrutura do relatório.

A avaliação qualitativa compreende avaliar, através de revisão da literatura, os custos decorrentes da presença e viabilização de REDs, assim como os benefícios proporcionados pelos serviços e atributos que cada um dos recursos distribuídos pode fornecer ao sistema elétrico. Neste trabalho os impactos (custos e benefícios) são divididos em seis grupos: Impactos nos Custos de Investimento e Operação do Sistema, na Flexibilidade Operativa, nos Serviços Ancilares, na Robustez do Sistema, além de efeitos no Meio Ambiente e na Qualidade de fornecimento e suprimento de energia.

Neste estudo, consideram-se entre os REDs a geração distribuída, mais especificamente a solar fotovoltaica, armazenamento distribuído, com foco em baterias, resposta da demanda e veículos elétricos. Destaca-se que REDs em conjunto podem também prestar serviços ao sistema através, por exemplo, de microrredes e usinas virtuais, porém não serão o foco da análise neste trabalho.

Em seguida, faz-se o levantamento do estado da arte de metodologias para quantificar os custos e benefícios identificados durante a análise qualitativa. Em geral, a avaliação da atratividade dos recursos distribuídos é feita por meio do cálculo do benefício líquido e/ou da razão entre os benefícios e custos totais. A avaliação dos efeitos dos REDs pode ser conduzida através de testes que analisam os impactos em diferentes perspectivas. Por exemplo, um recurso pode ser atrativo para um consumidor que opta por instalá-lo, mas pode não ser benéfico se a avaliação for conduzida do ponto de vista da concessionária de distribuição.

Para que estes testes sejam conduzidos é ideal que seja possível monetizar (ou valorar) estes custos e benefícios (ou custos evitados), em função dos serviços que são prestados por cada um dos REDs.

Uma vez apresentadas as metodologias de quantificação dos custos e benefícios dos recursos distribuídos, apresentam-se exemplos de aplicação para diferentes REDs com base na

literatura internacional, além de exemplos, no Brasil, em que buscou-se levantar os custos e benefícios de recursos distribuídos.

1.4 Principais Conclusões

- Os recursos energéticos distribuídos podem prover diversos serviços para o sistema elétricos. Ao mesmo tempo em que fornecem benefícios para o sistema, podem resultar também em novos custos. Desta forma, é importante analisar o trade-off entre os custos e benefícios (custos evitados).
- A avaliação dos custos e benefícios pode ser conduzida sob a perspectiva de diferentes agentes do sistema. Podem ser avaliados, por exemplo, sob ponto de vista da sociedade como um todo, participantes que adotam REDs e concessionárias de distribuição.
- A avaliação dos custos e benefícios deve sempre que possível monetizar os efeitos dos REDs e conduzir uma análise “simétrica”, isto é, considerando os efeitos positivos e negativos decorrentes da penetração dos REDs para que se obtenham resultados não tendenciosos.
- Diversos métodos são propostos na literatura com o objetivo de valorar os atributos que os recursos distribuídos podem prestar ao sistema na forma de serviço. Entretanto, para que alguns deles possam ser aplicados ao sistema elétrico brasileiro é preciso considerar adaptações. Este é o caso, por exemplo, de metodologias que consideram preços marginais locais para avaliar os serviços do REDs.
- Com a crescente penetração de REDs, torna-se cada vez mais relevante e urgente que essas fontes sejam integradas nas análises de planejamento do sistema. Uma vez que os REDs podem prover diversos serviços para o sistema, o ideal é que sejam representados de forma endógena no planejamento da expansão para que possam “competir” com outros recursos e então, permitir a obtenção de um plano de expansão com um mix ótimo de recursos.

2 INTRODUÇÃO

2.1 Visão geral do projeto

O crescimento dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) encabeça o remodelamento do setor elétrico mundial devido às revoluções tecnológica, econômica e socioambiental presentes e demandadas nos últimos anos. Os REDs que fazem parte dessa transformação do setor elétrico em geral são agrupados nas categorias de Geração Distribuída (GD), Armazenamento Distribuído (AD), Resposta pelo lado da demanda (RD), Microrredes (MR), Usinas Virtuais (UV) e Veículos Elétricos e estruturas de recarga (VE) e cada grupo se encontra em um processo de amadurecimento tecnológico e de difusão distinto.

A medida que os REDs são absorvidos pela sociedade, estes tem a aptidão de alterar estruturalmente o modelo físico e regulatório do setor elétrico mundial. Semelhante ao observado no mundo, o setor elétrico brasileiro vem sentindo as alterações na sua estrutura nos últimos anos e testemunha a ruptura da sua constituição tradicional que era de um sistema centralizado de geração, com cargas de demanda passivas e fluxos unidirecionais fluindo da rede de transmissão para a rede de distribuição. Dentro do espectro de REDs, a GD fotovoltaica é o RED com maior representatividade no setor elétrico brasileiro, como pode ser observado na Figura 2.

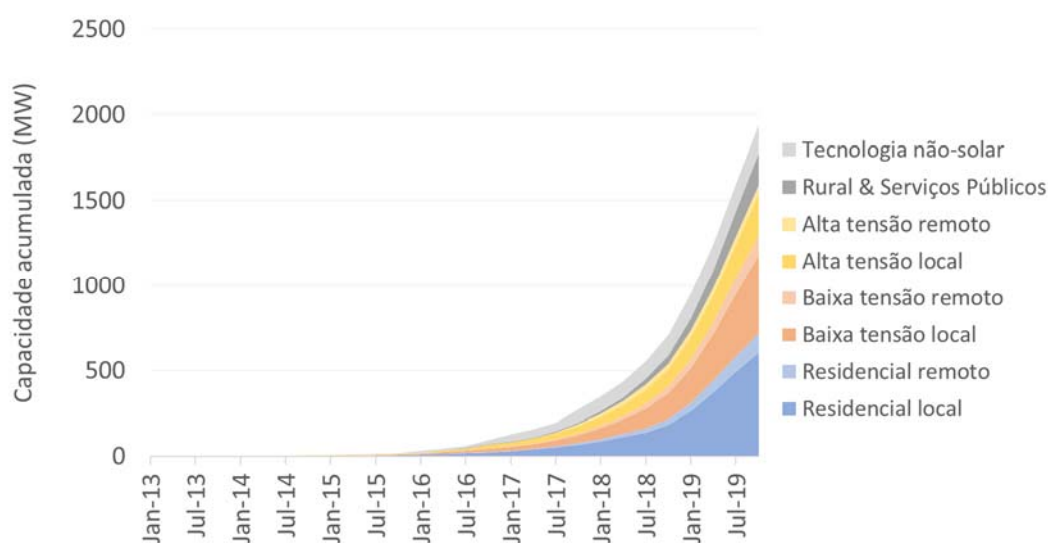


Figura 2 – Evolução histórica de mini- e microgeração distribuída no Brasil.

Fonte: Elaboração PSR com dados de [3]

Unicamente pelo crescimento exponencial da GD fotovoltaica, os estudos relacionados à penetração do RED no Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) já seria justificável. Considerando ainda que a penetração de outros tipos de RED se dará em um futuro próximo de acordo com o amadurecimento tecnológico, regulatório e econômico de cada recurso, a Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH solicitou o estudo sobre impactos da integração, em grande escala, dos REDs no sistema elétrico do Brasil – Sistema de Distribuição.

Nesse contexto, este trabalho tem como macro objetivos: A avaliação de modelos regulatórios para REDs nos distintos contextos de penetração e serviços e avaliação da incorporação dos REDs nos modelos de planejamento da expansão dos sistemas elétricos.

Os objetivos são alcançados através da execução de três produtos principais mostrados abaixo.

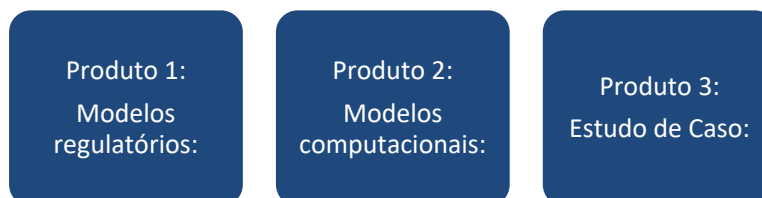


Figura 3 – Produtos a serem desenvolvidos no âmbito do projeto.

O produto 1, Modelos Regulatórios, tem como objetivo identificar os modelos regulatórios aplicáveis ao Brasil dada as melhores práticas, em âmbito mundial considerando a alocação de risco, atratividade e eficiência econômica entre os agentes, verificação de modelos de negócio aplicados a mercados com diferentes estruturas tarifárias que abordem tanto as tarifas tradicionais, que dispensam sinais tarifários e com sinais de preço horários e sistemas de medição avançados.

Este produto foi subdividido em 3 partes listadas abaixo:

- Subproduto 1.1 - Revisão Bibliográfica sobre Recursos Energéticos Distribuídos: Revisão bibliográfica sobre estado da arte em REDs, cobrindo, entre outros, os seguintes aspectos: conceitos, tecnologias em uso, potenciais impactos positivos e negativos no sistema elétrico, ambientes e modelos de negócio para RED, incluindo mercados de energia, de capacidade e de serviços ancilares, entre outros.
- Subproduto 1.2 - Experiência internacional em modelos regulatórios adotados em diferentes jurisdições. Em cada jurisdição, deverão ser escrutinados: casos de sucesso ou insucesso, lições aprendidas, resultados de projetos pilotos etc. Na função de operador de serviços de distribuição (DSO), deverão ser analisados: regimes regulatórios (*price cap*, *revenue cap*, *cost of service* etc.), modelos de negócios envolvendo DSO e RED, diretamente ou por meio de agregadores (incluindo tipos de serviços e formas de remuneração), influência de RED na formação de custos de rede, periodicidade (anual ou plurianual) de reconhecimento de custos na base de remuneração do DSO, entre outros aspectos;
- Subproduto 1.3 - Proposição de modelos regulatórios aplicáveis ao SEB, considerando as melhores práticas internacionais e as políticas públicas e regulatórias vigentes no Brasil. Para cada proposta, deverão ser explicitados: impactos potenciais no setor elétrico com a aplicação dos modelos, identificação dos stakeholders, barreiras existentes e alternativas legais e regulatórias.

O objetivo do Produto 2 – Modelos Computacionais é realizar uma análise comparativa de métodos e modelos de aplicáveis à modelagem e simulação de Recursos Energéticos Distribuídos (RED), incluindo geração distribuída, armazenamento atrás do medidor,

resposta da demanda e veículos elétricos. Serão abordados para cada método e modelo recomendado, os requisitos de dados, vantagens e limitações para a aplicação no Brasil.

Este produto foi subdividido em 3 partes listadas abaixo:

- Subproduto 2.1 - Levantamento do estado da arte de metodologias para projeção da difusão dos RED de forma exógena aos modelos de expansão da geração centralizada/transmissão/distribuição;
- Subproduto 2.2 - Levantamento do estado da arte de metodologias para quantificação de custos e benefícios (incluindo externalidades) dos RED no sistema elétrico, incluindo a eventual expansão dos sistemas de transmissão e distribuição;
- Subproduto 2.3 - Levantamento do estado da arte de metodologias para projeção e otimização da difusão dos RED de forma endógena aos modelos de expansão da capacidade de geração centralizada/transmissão/distribuição;

O objetivo do Produto 3 – Estudo de Caso tem foco em montar uma metodologia que permita inserir os métodos estudados nos produtos anteriores no planejamento do sistema.

Este produto foi subdividido em 3 partes listadas abaixo:

- Subproduto 3.1 - Proposta e elaboração de modelo integrado para a otimização da expansão. Nesta etapa é importante a definição de premissas que nortearão cada um dos processos de otimização. Estas premissas devem ser elaboradas para cada uma das tecnologias abordadas (geração distribuída, armazenamento atrás do medidor, resposta da demanda e veículos elétricos). O objetivo desta etapa é que haja discussão exaustiva de todas as variáveis do projeto, visando evitar retrabalhos futuros. Dentre as premissas a serem discutidas estão, não se limitando as mesmas: modelo, técnica de otimização, discretização espacial e temporal, modo de representação das tecnologias, horizonte de estudo e valoração das tecnologias.
- Subproduto 3.2 - Definição do estudo de caso e levantamento de dados. O estudo de caso deve ser discutido e elaborado previamente com toda a equipe participante (GIZ, EPE e consultoria contratada) visando o melhor aproveitamento do projeto.
- Subproduto 3.3 - Simulações e resultados da expansão com e sem RED;

2.2 Objetivo do relatório

Este relatório faz parte da produção de conteúdo do Produto 2 – Modelos Computacionais e foca no desenvolvimento do Subproduto 2.2 - *Estado da Arte para Quantificação de Custos e Benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)* em que são abordados os custos e/ou benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos incluindo geração distribuída, armazenamento, resposta da demanda e veículos elétricos, os impactos destes custos e benefícios nos sistemas elétricos com foco no segmento de geração e transmissão, análises das metodologias para representar estes custos e benefícios de forma endógena ou exógena nos modelos de planejamento nos setores de geração, transmissão e distribuição e avaliação a aplicação destas metodologias em exemplos teóricos ou em outros países.

2.3 Organização do relatório

Este relatório é composto de 7 capítulos em que o Capítulo 1 é o resumo executivo deste subproduto 2.2, o Capítulo 2 mostra a visão geral do projeto e o objetivo do produto/subproduto desenvolvido. O Capítulo 3 enumera e define os serviços que podem ser prestados pelos Recursos Energéticos Distribuídos assim como aborda seus custos e benefícios, o Capítulo 4 aborda as metodologias utilizadas para quantificar os custos e benefícios dos REDs e no Capítulo 5 são mostradas as aplicações dessas metodologias nos mercados internacionais. Por fim, o Capítulo 6 mostra a conclusão do subproduto abordando os principais pontos e o Capítulo 7 contém a lista da referência bibliografia consultada para esse relatório.

3 CUSTOS E BENEFÍCIOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NOS SISTEMAS ELÉTRICOS

A inserção dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) provocam diversas alterações técnicas nos sistemas elétricos que podem acarretar custos e benefícios econômicos. Dessa forma, este capítulo tem o objetivo de identificar os custos e benefícios sistêmicos resultantes dos REDs abordando geração distribuída, armazenamento, resposta da demanda e veículos elétricos.

Optou-se neste trabalho classificar os custos e benefícios dos REDs considerando os serviços que podem prestar ao sistema elétrico, que incluem o suprimento de energia com confiabilidade, a baixos custos e de acordo com requisitos de qualidade.

A Figura 4 mostra a classificação dos custos e benefícios em seis grandes grupos:

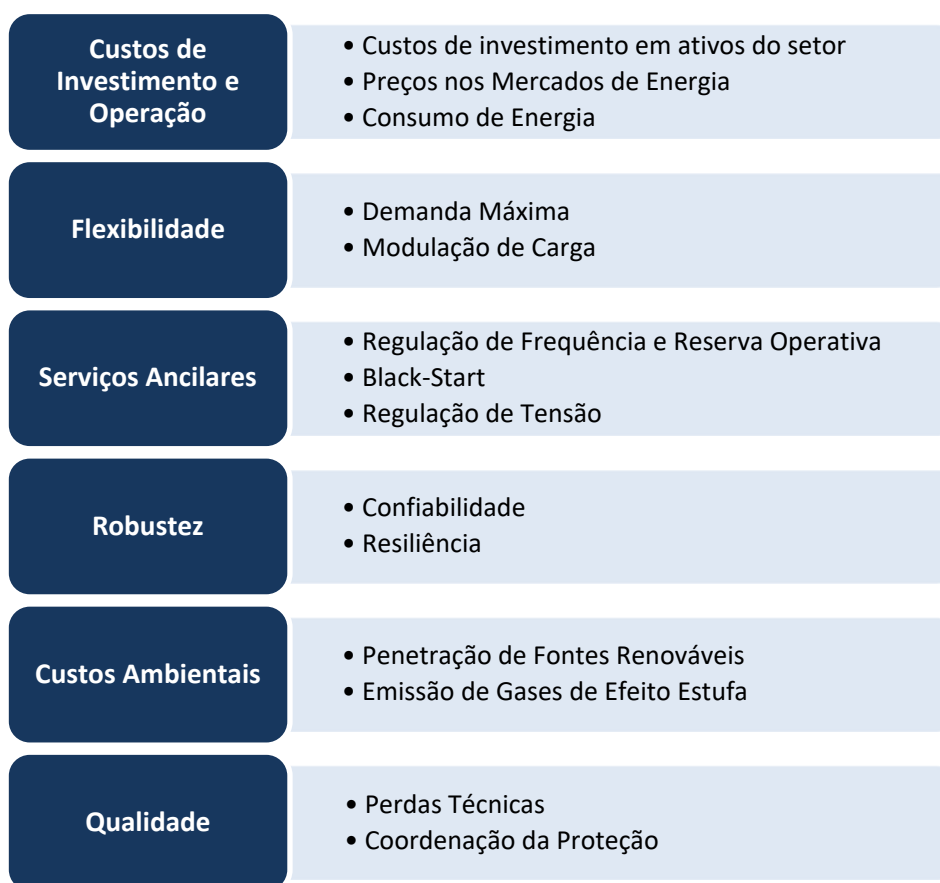


Figura 4 – Classificação dos serviços prestados pelos REDs

3.1 Custos de Investimentos e Operação

3.1.1 Custos de Investimentos e Operação no setor elétrico

A presença de Recursos Energéticos Distribuídos nos sistemas elétricos iniciou uma grande discussão sobre postergação de custos de investimentos de rede. O que se pode destacar é que

a presença de REDs no sistema pode ao mesmo tempo resultar na adição de custos como também postergar ou evitar gastos com investimentos e operação de novos ativos.

Os novos custos de investimento e operação que podem resultar da implantação de recursos energéticos distribuídos, podem ser divididos, de acordo com [4] mostrados na Figura 5:



Figura 5 – Novos custos de investimento e operação dada a inserção de REDs

1. Os **custos de medição** correspondem a gastos com tecnologias ou equipamentos de medição necessários para viabilizar a presença de recursos energéticos distribuídos, em específico, alguns programas de resposta da demanda.
2. Os **custos de incentivo**, incluem, estímulos a mudança de comportamento (incentivos financeiros) e por performance, ou seja, pagamento pelo atendimento de métricas de desempenho específicas.
3. **Custos administrativos** incluem gastos com treinamento de equipe, marketing e gerenciamento de programas que incentivem a presença de recursos energéticos distribuídos.
4. **Custos de avaliação, medição e verificação** contemplam os gastos para avaliar a eficácia de programas que por meio de políticas incentivem a presença de REDs.

5. Os **custos de interconexão**¹ correspondem a gastos para integração de recursos distribuídos no sistema que podem também levar a novas despesas com melhorias e reforços na rede de distribuição.

É importante destacar que neste relatório não será discutido a alocação desses custos, por exemplo, o custo de medição deveria ser alocado aos consumidores ou a distribuidora? Entende-se que essa discussão é importante, porém não é determinante para o objeto de estudo deste trabalho.

Por parte dos benefícios, ou custos evitados de investimento e operação de ativos podem ser divididos como mostra a Figura 6.

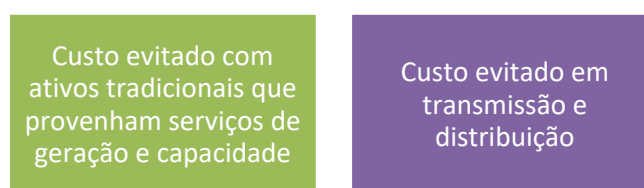


Figura 6 – Benefícios ou custos evitados de investimento e operação dada a inserção de REDs

Custo evitado com ativos tradicionais que provenham serviços de geração e capacidade são considerados quando a presença de recursos energéticos distribuídos pode reduzir a necessidade de contratação de nova capacidade de geração, transmissão e distribuição, em função, principalmente, da redução do consumo de energia *da rede* ou alteração do perfil de carga.

O custo evitado em transmissão e distribuição advém da possibilidade de postergar ou evitar investimentos tradicionais em redes de transmissão e distribuição, através de mecanismos não tradicionais, como, através da utilização de REDs, microrredes, ou operações de mercado. Este mecanismo é por vezes referenciado na literatura como “*Non Wire Alternative*”. (NWA) [5] Algumas aplicações de NWA para reduzir ou postergar investimentos em distribuição e transmissão são descritas no Anexo A.

Muitos REDs podem beneficiar os sistemas evitando novos custos de investimento em geração e transmissão. Nesse contexto, todo RED que promova uma redução real da demanda ou a redução da demanda de ponta, beneficia o sistema nesse sentido. É importante destacar que nesse contexto, para geração não controlável a simultaneidade da produção de energia com a demanda requerida se torna importante para capturar esse benefício. Como primeiro exemplo de RED para avaliação de custo evitado, tem-se a geração distribuída que permite aos consumidores produzir parcialmente (ou integralmente) a energia necessária para atender o próprio consumo, reduzindo a energia “importada” da rede. Caso essa redução de demanda seja de fato, pode-se reduzir a necessidade de novos investimentos em fontes de geração centralizada. Além disso, a presença de fontes de geração mais próximas aos consumidores

¹ Os custos de interconexão e integração de REDs podem ser mitigados através de outros REDs, e, portanto, ao se conduzir uma análise de custos e benefícios é importante considerar o efeito de sinergia entre os REDs.

pode evitar necessidades de novos reforços na rede de transmissão, já que parte da energia passa a ser suprida localmente.

Dispositivos de Armazenamento Distribuído também podem atender o suprimento de demanda uma vez que são tecnologias e dispositivos que armazenam energia para sua utilização em um momento posterior, reduzindo o consumo da eletricidade proveniente da rede de distribuição. O armazenamento distribuído pode também contribuir para evitar sobrecargas e evitar novos investimentos em transmissão e distribuição. Estes dispositivos podem ser utilizados para suprir a demanda em horários de pico, postergando a implantação de reforços na rede que seriam necessários para suprir a demanda em uma região específica. Na região de Punkin, próximo de Phoenix – Arizona (EUA), ao invés de se investir em mais de 30 km de linhas de distribuição, em terreno montanhoso, para atender demanda máxima da região, o governo anunciou que investiria em duas baterias de 1MW/4MWh. Elas permitiriam atender a demanda máxima e por menos da metade do preço de expandir a infraestrutura de distribuição. [6]

Veículos Elétricos também podem contribuir para evitar (ou postergar) novos investimentos na rede de distribuição, transmissão, mas dependendo da quantidade de veículos e horário de carregamento pode requerer reforços na infraestrutura das redes². Dessa forma, para que veículos elétricos possam contribuir para reduzir ou adiar novos reforços, é importante que seja fornecido um sinal temporal para que o carregamento seja feito em horários em que a rede é “subutilizada” [7]. Veículos elétricos podem prestar serviço de geração se usarem a tecnologia V2G (*Vehícule to grid*), que permite o fluxo bidirecional de energia, e dessa forma é capaz de controlar tanto o processo de injeção de energia na rede quanto o processo de recarga. Ainda que o desenvolvimento da tecnologia V2G esteja em um estágio inicial [8], ela tem o potencial de intensificar a atuação de veículos elétricos como RED ao possibilitar a injeção na rede de energia proveniente das baterias dos VE em momentos de grande demanda e congestionamento da infraestrutura de distribuição [9]. Dessa forma, no futuro veículos elétricos podem vir a ter comportamento semelhante ao de uma fonte de geração e/ou armazenamento de energia. Existem 50 projetos V2G em todo o mundo, dos quais 25 estão na Europa, 18 em América do Norte e 7 na Ásia [10]. Os serviços prestados por eles são diversos, mas não há nenhum específico relacionado aos conceitos de serviço de geração e capacidade mesmo que não haja impedimento tecnológico para isso.

De forma geral, os custos e benefícios decorrentes da presença de REDs no sistema podem variar entre os recursos energéticos distribuídos e em função das diretrizes e incentivos que são considerados ao serem implementados. Uma indicação dos efeitos (custos e benefícios) na operação do sistema e na necessidade de novos investimentos com a presença dos REDs é representada na Tabela 1. Nesta Tabela, utiliza-se uma simbologia “em escalas” para indicar um maior ou menor custo e benefício consequente da presença de RED. Portanto, trata-se de uma abordagem comparativa. O símbolo ■□ indica que é raro ou pouco comum que a presença do RED resulte em novo custo ou benefício em investimento e operação,

² A referência [69] analisa 21 cenários com diferentes penetrações de veículos elétricos, e tipos de recarga e verifica impactos no planejamento da transmissão do sistema. Em cenários com elevada penetração de VE, observa necessidade de reforços na geração. Alguns dos resultados encontrados neste trabalho estão descritos no Anexo B.































enquanto  indica que custos em novos ativos e benefícios (custos evitados) podem, às vezes, decorrer da viabilização do REDs e  indica que é comum e provável que o recurso resulte em efeitos na operação e necessidade de investimentos.




Tabela 1: Efeitos (custos e benefícios) dos REDs na operação e necessidade de novos ativos.



Fonte: Elaborado pela PSR com base em [4], [12], [13] e outros.

		Resposta da Demanda	Geração Distribuída	Armazenamento Distribuído	Veículo Elétrico
Custo	Medição				
	Incentivo				
	Administrativo				
	Avaliação, medição e verificação				
	Interconexão e Integração				
Benefício	Geração				
	Transmissão e Distribuição				

Esta tabela é um resumo comparativo e não inclui de forma exaustiva cada categoria de custo e benefício REDs.

Em que:

-  Presença de RED raramente resulta em custo (ou benefício) da categoria.
-  Presença de RED pode resultar em custo (ou benefício) da categoria.
-  Presença de RED geralmente resulta em custo (ou benefício) da categoria.

Por exemplo, para que alguns programas de resposta da demanda sejam melhores sucedidos é necessário que alguns incentivos financeiros sejam fornecidos aos consumidores. Neste caso, é provável que mecanismos de resposta da demanda resultem em mais gastos, na categoria de incentivos, se comparado a outros REDs e por isso apareçam com  enquanto, a geração e armazenamento distribuídos e veículos elétricos sejam representados por .

Os custos de investimento e operação associados a resposta da demanda como recurso energético distribuído são retratados em [11] e [12]. Estes custos podem ser divididos em custos para o sistema elétrico e para os participantes que aderirem ao mecanismo de resposta da demanda. Os custos sistêmicos correspondem às despesas com a infraestrutura necessária para permitir a implementação da resposta da demanda. Os custos para os participantes, em geral, refletem o desconforto de ter o consumo reduzido ou deslocado. No caso de indústrias, por exemplo, mão de obra para o acionamento de máquinas fora de horários convencionais pode ser solicitada e resultar em aumento de custos. Além disso, em caso de redução do consumo em função de resposta da demanda, alguns consumidores podem utilizar geradores

térmicos locais para o suprimento de energia. Nesse caso, a geração própria se traduz em despesas com combustíveis e, portanto, compõe parte dos custos que os participantes devem considerar na análise de benefício-custo para a tomada de decisão de aderir aos programas e mecanismos de resposta da demanda.

Em relação aos custos para o sistema resultantes da resposta da demanda, o *U.S. Department of Energy* em [11] os classifica em custos “iniciais” e “contínuos” que variam em função do mecanismo adotado de resposta da demanda (com base em incentivo ou preços).

Os custos iniciais correspondem aos gastos necessários para implementar e viabilizar a resposta da demanda no sistema. Esses gastos do ponto de vista do sistema estão principalmente relacionados a investimento em equipamentos avançados de medição e/ou em infraestrutura de comunicação. Além disso, incluem custos relacionados a adaptações na cobrança e contabilização do consumo de energia. Por exemplo, no caso de resposta da demanda com programas de *Real Time Pricing* e *Peak Time Rebate* é essencial medir o consumo em cada instante, permitir a comunicação bidirecional, além de gerenciar o volume de dados de consumo a serem armazenados. Acrescentam-se ainda nos custos iniciais, gastos com educação e conscientização da população sobre o funcionamento e mecanismo da resposta da demanda.

Os custos contínuos compreendem, de forma geral, os gastos para manter o gerenciamento da demanda. Portanto, incluem os custos com manutenção, operação e administração de equipamentos, tecnologia da informação, além de gastos com incentivos aos consumidores que aderem aos programas de resposta da demanda. Por exemplo, no caso do *Peak Time Rebate*, o incentivo ocorre por meio de desconto na tarifa.

Apesar destes custos, a resposta da demanda pode reduzir ou adiar novos investimentos em infraestrutura proporcionando assim benefícios ao sistema. De acordo com [11], um dos maiores benefícios da resposta da demanda é postergar ou evitar novos investimentos em geração e redes elétricas. Investimentos em rede elétrica geralmente são motivados para atendimento à demanda máxima do sistema. Uma vez que a resposta da demanda permite ajustar a curva de carga, reduzindo a demanda máxima do sistema ou deslocando o consumo de energia de horários de pico para horários fora de pico, permite postergar novos investimentos na rede elétrica. Na Austrália, por exemplo, se observou que de 20% a 30% dos investimentos em rede de transmissão eram necessários para o atendimento da demanda de pico. Como os horários de demanda máxima compreendiam cerca de 90 horas do ano, as redes de transmissão ficavam 99% do tempo ociosas o que levou o governo a estimular, a partir de 2012, que melhores sinais de preço fossem fornecidos aos consumidores. [14]

De forma análoga, a resposta da demanda permite aliviar congestionamentos em partes da rede de distribuição, podendo postergar e evitar novos investimentos. Destaca-se que como o setor de energia é muito intensivo em capitais, reduções de custos de investimento podem resultar em significativas economias. Entretanto, não existe consenso da melhor forma de quantificar os custos e benefícios da resposta da demanda que dependem do tipo de mecanismos de resposta da demanda adotado. Por exemplo, no caso de resposta da demanda com controle direto da carga por um operador, os custos de investimento evitados com

geração, transmissão e distribuição podem ser maiores do que em sistemas com incentivos por preços, como tarifas do tipo Time Of Use.

3.1.2 Preços nos Mercados de Energia

A presença de geração distribuída, por vezes associada a dispositivos de armazenamento de energia, permite que parte do consumo de energia seja suprido por geração local, reduzindo o consumo de energia gerada de forma centralizada. Considerando que o despacho dos geradores é feito por ordem de mérito, a redução da importação de energia da rede pode deslocar usinas mais caras que seriam despachadas.

Em países em que resposta da demanda pode participar de mercados de energia, pode contribuir para deslocar geradores mais caros e reduzir preço de energia. [16] Além disso, a resposta da demanda também pode contribuir para redução dos preços de energia ao permitir que em horários de energia mais cara parte da demanda seja transferida para ser consumida em outros horários. [11]

No Brasil, em 2021, serão introduzidos preços horários no mercado de energia de curto prazo permitindo maior aproximação entre o mundo físico e comercial. A presença de preços com menor granularidade, somada à abertura de mercado, poderia viabilizar que REDs vendessem seus serviços de fornecimento de energia por meio de agregadores. No Brasil, de acordo com as diretrizes regulatórias vigentes, os recursos distribuídos não podem vender seus serviços em mercados de energia, porém destaca-se que discussões relativas à abertura de mercado foram conduzidas na CP-33. Há ainda a discussão relativa a representação dos REDs nos modelos de formação de preço. Assim como os recursos renováveis não convencionais que possuem o custo de geração nulo, o aumento da difusão dos REDs (com representação nos modelos como demanda líquida ou representação agregada explícita dos REDs) afetará a formação de preço de curto prazo com tendência média de diminuição. Porém, dada a característica intermitentes das fontes, poderá ser observada maiores flutuações nos preços de curto prazo. Países como Austrália, Bélgica, Estados Unidos e Reino Unido [15] possuem ambientes regulatórios bem definidos que permitem, muitas vezes com a presença de agregadores, que REDs possam fornecer seus serviços em mercados.

3.1.3 Consumo de Energia

De acordo com [16] a presença de armazenamento distribuído sempre resulta em aumento líquido do consumo de energia, em função das perdas associadas à carga e descarga do dispositivo. Já a resposta da demanda, em algumas circunstâncias pode resultar em aumento do consumo de energia. Por exemplo, se um compressor de ar condicionado é desligado como medida rápida para reduzir o consumo de energia e, após superar a situação adversa o compressor do ar condicionado ser novamente acionado para rápido resfriamento, há um aumento do consumo total de energia.

O aumento do consumo de energia em função da presença do recurso energético distribuído deve ser inserido na forma de custo na análise custo/benefício.

3.2 Flexibilidade

3.2.1 Modulação de carga

A presença de matrizes energéticas com maior participação de fontes intermitentes e variáveis, como solar e eólica, aumentam a imprevisibilidade e diminuem a despachabilidade do sistema elétrico. No contexto de maior penetração dessas fontes aumenta a necessidade de flexibilidade no sistema, isto é, fontes que podem ser acionadas e desligadas de forma rápida para garantir o balanço de geração-demanda em todos os instantes. Por exemplo, no caso de a demanda líquida³ aumentar em função da variação não prevista da geração eólica, a demanda de energia deve ser atendida por fontes capazes de modular a carga, por exemplo, usina hidroelétrica ou térmica de partida rápida.

Com o objetivo de verificar o impacto operativo nas usinas térmicas ao proverem flexibilidade, a NREL desenvolveu um estudo estatístico do número de ciclagem de unidades térmicas, examinando os custos operacionais históricos de centenas de unidades convencionais de geração de energia. [17] Este estudo identifica fatores, de acordo com o tipo de unidades de geração, que permitem quantificar os custos da prestação de serviços de flexibilidade. Este estudo fornece informações para determinar os custos de usinas de carvão e gás, enquanto o estudo em [18] avalia os custos de hidrogeradores.

Alguns recursos energéticos distribuídos podem fornecer o serviço de flexibilidade operativa ao sistema e auxiliar na modulação da carga. Diversos estudos indicam que a resposta da demanda pode prover flexibilidade ao sistema[1][19], principalmente nos mecanismos em que a resposta da demanda é “despachável”, isto é, em que a demanda pode ser automaticamente controlada quando o operador identifica a necessidade de redução do consumo. Nestes casos, geralmente, existe um contrato que permite controle automático e remoto da carga do consumidor. [19]

Dispositivos de armazenamento distribuído de resposta rápida também podem ser utilizados para prover flexibilidade ao sistema ao permitir armazenar excesso de geração e injetar energia previamente armazenada para suprir a demanda de energia. Nos Estados Unidos, no estado da Califórnia, por exemplo, foi criado um “produto de flexibilidade” que permite diferentes recursos, inclusive baterias com resposta rápida, auxiliar no balanço geração-carga⁴.

3.2.2 Impacto na curva de carga

A maior presença de fontes de geração variável e não controlável nas matrizes energéticas, como por exemplo, fontes eólicas e solares, impactam na demanda líquida e no perfil de carga do sistema. A curva de carga líquida do sistema pode passar a ter rampas acentuadas decorrentes da elevada penetração de fontes solares (centralizadas e/ou descentralizadas). O perfil de geração solar, tende a reduzir a demanda líquida na parte da manhã e aumentar no

³ Demanda líquida é definida pela diferença entre a geração e a demanda de energia.

⁴ Alguns trabalhos consideram o serviço de “rampa” de baterias e REDs como serviço ancilar, como por exemplo, [23]

fim da tarde, quando há o pôr do sol. Essas curvas de carga com rampas acentuadas no início e fim do dia são comumente chamadas de curva do pato ou “*duck curve*”.

A presença de rampas acentuadas introduz um desafio operativo para o sistema elétrico. A presença de tarifas dinâmicas, como por exemplo, *Time of Use*, pode ser utilizada para estimular o consumidor a alterar o perfil de consumo e contribuir para a operação do sistema. Neste caso, preços menores próximos ao meio do dia, quando há abundância de geração solar, podem ser aplicados para estimular o maior consumo de energia. Em contra partida, preços mais elevados próximo do fim do dia, serviriam para sinalizar que recursos mais caros do sistema estão sendo utilizados, estimulando o consumidor a reduzir o consumo, reduzindo a rampa de carga. A possibilidade dos consumidores de diferentes tipos (comercial, industrial, residencial e rural) responderem aos sinais de preço, alterando o perfil de consumo e investindo em geração distribuída e baterias foi abordada no P&D desenvolvido para o Instituto Abradee. [20] Ressalta-se ainda que a EPE em [21] aborda a interação de mecanismos de resposta da demanda e impactos na carga, destacando os serviços e tipos de resposta da demanda.

A operação de dispositivos de armazenamento distribuído também pode impactar a curva de carga. Isso ocorre, por exemplo, em estruturas tarifárias em base somente no consumo de energia, como, por exemplo, *Time of Use (ToU)*. Neste caso, baterias dentro da área de concessão da distribuidora (ou dispositivos *behind-the-meter*) operam de maneira a importar energia da rede em horários em que o preço é mais baixo, para depois utilizar a energia armazenada para suprir o consumo (arbitragem). Dessa forma, parte da energia que seria importada da rede de transmissão em horários de demanda mais alta (em geral, horários com preços maiores) passa a ser importada em horários em que a demanda é mais baixa, deslocando o consumo de energia entre as horas do dia e, portanto, impactando a curva de carga.

Em alguns casos, o armazenamento distribuído contribui também para a redução da demanda de ponta. Tarifas com parcelas por capacidade podem estimular o uso de baterias para reduzir a demanda máxima. [22]

Veículos Elétricos com tecnologia V2G podem prestar serviços de flexibilidade ao se comunicarem à rede elétrica. Destaca-se que dos 50 projetos de V2G compilados em [10], 23 destacam o deslocamento da demanda e a redução do pico de carga como serviços prestados.

Destaca-se que os efeitos dos REDs nas curvas de carga, mais especificamente da resposta da demanda, veículos elétricos e armazenamento distribuído, muito relacionam-se a estruturas tarifas e sinais econômicos percebidos pelos consumidores. Além de tarifas *Time of Use*, mencionadas nesta seção, tarifas binômia e multipartes, com componentes por capacidade e parcela fixa, por exemplo, podem refletir na forma de atuação dos REDs. Ao mesmo tempo, tarifas locais e sazonais também podem impactar nas atratividades dos REDs e na curva de carga do sistema.

Por exemplo, tarifas binômias com dois postos de tarifa de capacidade (ponta e fora ponta) e tarifa volumétrica constante ao longo do dia, podem estimular que baterias sejam carregadas no período fora pico e descarregadas nos horários de ponta. Além disso, o consumidor pode alterar o perfil de consumo (resposta da demanda), buscando deslocar parte do consumo para

horários fora ponta. Estruturas tarifárias binômia e trinômia, com e sem postos tarifários e os impactos na curva de carga são estudados em [20]. Tarifas locacionais, por exemplo, podem estimular a adoção de REDs já que podem contribuir para redução do valor da conta de luz a ser paga. A operação dos REDs de forma a minimizar a conta de energia do consumidor, em geral, resulta em menor uso dos recursos do sistema em momentos em que estão mais escassos (ou sobrecarregados, no caso de infraestrutura de rede), impactando na curva de carga líquida do sistema. Destaca-se que [21] reúne experiências nacionais de diferentes estruturas tarifárias e resposta da demanda.

3.3 Serviços Ancilares

Serviços ancilares correspondem ao conjunto de serviços necessários para a operação dos sistemas de transmissão e distribuição. A definição e nomenclatura dos serviços ancilares pode variar entre os países e jurisdições. IRENA em [23] classifica os serviços ancilares em dois grandes grupos: serviços ancilares de frequência, como por exemplo, regulação de frequência e reservas operativas; e serviços ancilares que não se relacionam à frequência operativa do sistema, como por exemplo, Black-Start e Controle de Tensão.

Alguns Recursos Energéticos Distribuídos podem prover estes serviços para o sistema quando autorizado pela regulação.

3.3.1 Regulação de Frequência e Reserva Operativa

De acordo com o mecanismo de resposta da demanda e velocidade dos equipamentos de usuários participantes dos programas, a resposta da demanda pode contribuir para a reserva primária, secundária e terciária dos sistemas elétricos [12][24][26]. Para que um recurso possa prover reserva primária é essencial que possua resposta rápida (quase que imediata) para compensar desbalanços de geração-carga, em função de falhas em geradores e linhas de transmissão, por exemplo, que levem a desbalanços na frequência do sistema. Uma vez que a frequência do sistema retorne para os limites operativos, a reserva secundária é necessária para garantir que a frequência do sistema retorne para o valor padrão (60 Hz no caso do Brasil). Portanto, o tempo de resposta de dispositivos que provêm reserva secundária é maior que da reserva primária. A reserva terciária substitui (ou pode complementar) a reserva secundária após a ocorrência de uma perturbação no sistema⁵.

Para que um dispositivo possa prover reserva primária o tempo de resposta deve ser, no máximo, de segundos. Para a reserva secundária, o tempo pode variar entre 5 e 15 minutos, enquanto para reserva terciária ser maior que 15 minutos. [23]

De acordo com [26] e [28], luzes, ar condicionado e bombeamento de água são equipamentos que podem ser utilizados em programas de resposta da demanda para contribuir com a reserva do sistema. A iluminação pode ser desligada em segundos, assim como o ar condicionado que pode ser desligado (em segundos) ou ter a temperatura ajustada controlando o compressor (em poucos minutos).

⁵ A definição dos tipos de reserva pode variar entre os países e jurisdições.

Na Europa, diversos países com programas de Resposta da Demanda consideram que esta pode prestar o serviço de reserva primária, secundária e terciária, como, por exemplo, Áustria, Bélgica, Dinamarca, França e Finlândia.[24] Em alguns países, o serviço é dividido em dois produtos: reserva de subida e descida. Na Bélgica, por exemplo, a resposta da demanda só pode prover o serviço de reserva de subida.

As baterias como dispositivos de armazenamento distribuído também podem prover respostas rápidas para compensar desbalanços de geração-carga e auxiliar no controle da frequência do sistema. De acordo com [29] baterias do tipo íon lítio, de fluxo, chumbo-ácido e sódio são adequadas para auxiliar na regulação de frequência e reserva operativa do sistema.

Em relação aos veículos elétricos, a tecnologia V2G pode ser aplicada para a regulação de frequência. Observa-se que dos 50 projetos de V2G compilados em UK Power Network. 2018, 16 deles tem a resposta da frequência listada como serviço prestado por este RED. [10]

3.3.2 Black-start

A ocorrência de situações adversas nos sistemas elétricos pode resultar no desligamento de diversos geradores e resultar em falha de suprimento de energia (*black-outs*). Para que o sistema seja restaurado é necessário que os geradores voltem a produzir energia. Após um colapso, muitos geradores precisam de fontes de energia externa para ligar e permitir que o sistema volte a condições normais de operação, em um processo denominado black-start. Algumas baterias podem prover o serviço de “black-start” e auxiliar na restauração dos sistemas, caracterizando um benefício deste tipo de Recurso Energético Distribuído.

Na Califórnia, por exemplo, a *Imperial Irrigation District*, distribuidora no sul da Califórnia, mostrou que um conjunto de baterias íon lítio (33MW/20MWh) podem realizar o processo de black-start ao serem utilizadas para acionar uma usina a gás, ciclo combinado, de 44 MW. [29]

3.3.3 Regulação de tensão

Para que a demanda de energia dos consumidores seja suprida com qualidade é essencial que a tensão nas redes de transmissão e distribuição estejam de acordo com os limites e padrões operativos. O controle de tensão nos sistemas elétricos em geral é feito através de dispositivos (ou mesmo geradores) capazes de injetar ou absorver potência reativa do sistema.

De acordo com [29], quando estrategicamente distribuídos na rede, as baterias podem contribuir para a regulação de tensão. Além das baterias, fontes de geração distribuída, como por exemplo, geração solar fotovoltaica quando conectadas à rede por meio de inversores podem também auxiliar na regulação de tensão. [23]

De acordo com [9], os veículos elétricos também poderão prestar o serviço de regulação de tensão, uma vez que injetem energia elétrica em momentos com grande demanda na rede. Como exemplo de aplicação do uso do VE para regulação de tensão, destaca-se o projeto de pesquisa desenvolvido nos USA que busca analisar o fluxo máximo de energia que os veículos elétricos podem injetar na rede, considerando o tempo de resposta e o controle, para uma

variedade de aplicações incluindo energia reativa, regulação de tensão e armazenamento distribuído [10].

3.4 Robustez

Os serviços de robustez são classificados neste trabalho, em serviços de confiabilidade e resiliência. Existem diferentes definições na literatura para confiabilidade e resiliência. A confiabilidade está relacionada à habilidade de manter o suprimento dos serviços de eletricidade diante de diversas de incertezas operativas. [30] Resiliência está relacionada à capacidade de recuperação diante de efeitos de alto impacto nos sistemas elétricos, que podem se espalhar por vários locais e perdurar por mais tempo.[31]

3.4.1 Confiabilidade

A confiabilidade é um atributo essencial nos sistemas elétricos para garantir o suprimento da energia dos consumidores. Alguns recursos energéticos distribuídos podem prestar este serviço aos sistemas elétricos.

O armazenamento distribuído ao servir como *back-up* na ocorrência de interrupções no sistema, contribui para a confiabilidade e suprimento de energia dos consumidores. Em Vermont, por exemplo, a Green Mountain Power e a Tesla, em 2017, desenvolveram programas de estímulo à instalação de baterias “atrás de medidores” para servir de *back up* para consumidores. [6]

A resposta da demanda também pode contribuir com a confiabilidade do sistema a baixos custos. [12] Em 2018, durante o verão no Texas, o pico de demanda foi maior do que a capacidade de geração disponível no sistema e a resposta da demanda contribuiu para o suprimento da demanda, evitando que houvesse corte de carga no sistema. [32]

Programas de resposta da demanda desenvolvidos com incentivos para utilização em períodos de emergência contribuem para a confiabilidade dos sistemas elétricos. Neste caso os consumidores são pagos para que suas cargas possam ser interrompidas em situações desfavoráveis no sistema [11]. Os mecanismos de controle direto da carga também permitem aumentar a confiabilidade dos sistemas elétricos na medida em que operadores ou agregadores atuam remotamente no controle dos equipamentos dos usuários.

O mecanismo de resposta da demanda ao aliviar o sistema em situações adversas através da interrupção de energia, contribui também para evitar desligamentos forçados em outros usuários do sistema. Além disso, contribui para evitar situações de desligamentos forçados em cascata que culminariam em *black-out* no sistema. A distribuição dos participantes que aderem aos programas de resposta da demanda ao longo da rede contribui para que a resposta da demanda seja um recurso a ser utilizado pelos operadores do sistema (ou agregadores) contornar situações adversas nos sistemas e garantir operação segura do sistema elétrico.

3.4.2 Resiliência

A contribuição dos REDs para os serviços de resiliência nos sistemas elétricas é avaliada em [33], destacando microrredes e solares distribuídas (referidas como “solares resilientes”). Os

recursos distribuídos classificados como “solares resilientes” compreendem fontes solares fotovoltaicas integradas a baterias ou a usinas de calor e energia combinados (CHP), que podem fornecer energia em situações de emergência no sistema.

Alguns métodos utilizados para quantificar a contribuição dos REDs com o serviço de resiliência são apresentados em [33].

3.5 Custos Ambientais

3.5.1 Penetração de Fontes Renováveis nas matrizes energéticas

O aumento de graus de resposta da demanda contribui para aumentar penetração de fontes renováveis e intermitentes já que a própria resposta da demanda contribui aumentando a reserva e flexibilidade no sistema.

Armazenamento distribuído também permite aumentar a integração de fontes renováveis já que podem absorver energia em horários em que há excesso de geração produzida, evitando o *curtailment* de renováveis. No Hawaii, por exemplo, em 2016, 89% dos recursos de geração distribuída eram atrás dos medidores. Nesse contexto, as Companhias Elétricas do Hawaii (*Hawaiian Electric Companies – HECO*), começaram a avaliar diversos projetos de armazenamento para permitir a integração de renováveis e ainda prestar outros serviços, como regulação de tensão e regulação de frequência. [6]

3.5.2 Emissão de gases de efeito estufa

Os mecanismos de resposta da demanda podem indiretamente proporcionar benefícios ambientais na medida em que podem reduzir o despacho de usinas emissoras de gases de efeito estufa que são marginais no horário de ponta. No caso de a resposta da demanda deslocar parte do consumo em horários de pico para fora pico é importante considerar o contraponto de que emissão evitada no horário de pico pode ser aumentada em horário fora pico. Dessa forma, os benefícios ambientais dependem dos geradores marginais em horários específicos. Um estudo indicado em [34] aponta que em algumas regiões dos Estados Unidos, a resposta da demanda pode levar a aumento ou redução nas emissões de CO₂.

O U.S Department of Energy em "*Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them*" acrescenta ainda que a resposta da demanda ao evitar investimentos em geração e infraestruturas de transmissão propicia benefícios ambientais na medida em que pode reduzir emissões sonoras, uso da terra, além de melhorar índices de qualidades das águas.

De forma similar à resposta da demanda, o armazenamento distribuído pode ou não contribuir para redução de gases de efeito estufa dependendo do mix das fontes e da fonte “marginal” de energia. Um estudo de avaliação de impactos do *Self-Generation Incentive Program* (SGIP) identificou que, dispositivos de armazenamento atrás de medidores tem contribuído, embora na média reduzam a demanda de ponta, aumentam as emissões de gases de efeito estufa. Segundo o estudo, um dos motivos para isso é que os sinais econômicos para a operação da bateria não estão alinhados aos horários em que há fontes mais limpas disponíveis no sistema. [6] [22]

Veículos Elétricos também podem contribuir para a redução de gases de efeito estufa. Nesse sentido, municípios e diversos estados, como por exemplo o Arizona, desenvolveram planos e processos de incentivos para integração de veículos elétricos, já que a eletrificação do transporte é vista como uma estratégia para redução das emissões. Um estudo desenvolvido no estado do Arizona [65] e outro em Illinois [35] estimam benefícios da redução de óxido de nitrogênio e gases de efeito estufa com a eletrificação do transporte.

Entretanto, é válido destacar que de forma análoga à resposta da demanda e armazenamento distribuído, os veículos elétricos podem contribuir para o aumento da emissão de gases poluentes dependendo das fontes despachadas para o carregamento dos veículos. Neste sentido, destaca-se a importância de considerar os veículos elétricos junto com mecanismos de resposta da demanda que estimulem recargas em momentos que evitem o despacho de usinas poluentes. Por exemplo, em sistemas com alta penetração de geração solar, pode-se estimular que a recarga dos veículos seja deslocada para horários próximos ao meio do dia, quando há maior incidência solar.

3.6 Qualidade

3.6.1 Perdas Técnicas

As perdas técnicas nas redes de transmissão e distribuição correspondem a perdas de efeito Joule que quando reduzidas contribuem para reduzir a quantidade de energia a ser produzida, já que a energia gerada deve ser suficiente para suprir a parcela demandada pelos consumidores acrescida das perdas.

A inserção de recursos energéticos distribuídos pode influenciar nas perdas técnicas dos sistemas. A geração distribuída, dependendo da localização, capacidade instalada e características da rede à qual é conectada pode contribuir para reduzir as perdas na rede de distribuição, e em alguns casos, principalmente na presença de fluxo reverso, pode aumentar as perdas nos alimentadores. [20][36]. Os veículos elétricos, por exemplo, dependendo da maneira em que são carregados podem contribuir para redução das perdas. De acordo com [37] estratégias de recarga que tendem a tornar a curva de carga mais uniforme, reduzindo a demanda de ponta e buscando transferir a recarga para horários em que a demanda do sistema é menor, podem contribuir com a redução das perdas. Entretanto, [38] destaca que a conversão de corrente alternada para contínua, em carregadores de veículos elétricos, pode propagar distorções harmônicas que contribuiu para elevar as perdas de energia nos alimentadores.

Mecanismos de resposta da demanda também podem contribuir para redução das perdas nas linhas de transmissão e distribuição, principalmente quando deslocam a demanda de horários de pico para fora pico. Em momentos de demanda máxima no sistema, as perdas tendem a ser significativamente maiores do que as perdas em níveis médios de carga. [12]

3.6.2 Coordenação da Proteção

Dispositivos de proteção são essenciais para proteger os equipamentos e pessoas diante da ocorrência de situações adversas no sistema. Dessa forma, estes dispositivos devem atuar

isolando a parte do sistema, o mais rápido possível, para reduzir o impacto do defeito na região e no resto do sistema. É importante que o sistema de proteção seja capaz de detectar as condições anormais do sistema e que atue de forma a buscar o máximo de continuidade para suprimento de energia dos consumidores.

A presença de recursos energéticos distribuídos com possibilidade de injetar energia na rede elétrica podem impactar a atuação e coordenação dos dispositivos de proteção. Nas redes de distribuição, principalmente em trechos com alimentadores com características radiais, os dispositivos de proteção, em geral, são instalados para perceber fluxos (ou correntes de falta) unidirecionais.

Dessa forma, se os dispositivos e coordenação da proteção não forem adaptados em função da presença de REDs, e injeção de energia na rede, podem atuar de forma indevida, ou em alguns casos não atuar para reparar defeitos. A coordenação da proteção em sistemas de distribuição, e impactos com a presença de recursos energéticos distribuídos são abordados em [39].

Assim, diante do exposto no capítulo, a Tabela 2, apresenta de forma resumida, os serviços que os diferentes recursos energéticos distribuídos podem prover ao sistema elétrico.

Tabela 2: Resumo dos serviços providos pelos REDs isoladamente.

Fonte: Elaborado pela PSR com base em [[4]], [40], outros.

	Energia	Capacidade	Regulação de Tensão	Regulação de Frequência	Reserva Operativa	Black-Start	Confiabilidade/Resiliência	Redução das Perdas	Flexibilidade	Redução de emissão
Resposta da Demanda	⊗	⊙	⊗	⊙	⊙	⊗	⊙	⊙	⊙	⊙
Geração Distribuída	⊙	⊙	⊙	⊗	⊗	⊗	⊗	⊙	⊗	⊙
Armazenamento Distribuído	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	⊗	⊙	⊙
Veículo Elétrico	⊙	⊙	⊙	⊙	⊙	-	⊙	⊙	⊙	⊙

Esta tabela é um resumo e não inclui de forma exaustiva todos os serviços e efeitos da presença de REDs.

Em que:

- ⊙ Indica que o RED provê o serviço
- ⊙ Indica que existe a possibilidade de o RED prover o serviço
- ⊗ O RED não é capaz de prover o serviço.
- Não foram identificadas referências na literatura

4 METODOLOGIAS DE QUANTIFICAÇÃO DE CUSTOS E BENEFÍCIOS DOS REDS

Este capítulo tem o objetivo de descrever as metodologias de quantificação de custos e benefícios dos REDs.

De acordo com a revisão da literatura, não existe um consenso, de uma melhor prática ou metodologia para a quantificação dos custos e benefícios dos recursos energéticos distribuídos. Entretanto, de forma geral, os métodos podem ser divididos em dois grandes grupos:

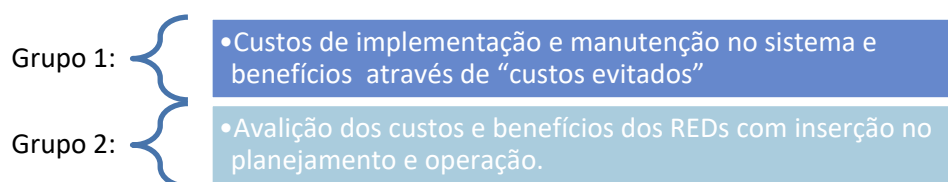


Figura 7 – Classificação dos métodos de quantificação de Custos e Benefícios

O primeiro grupo estima os custos dos recursos distribuídos através de projeção dos gastos para sua implementação e manutenção no sistema, enquanto os benefícios são representados através de “custos evitados” para o sistema em função dos serviços que os RED podem prover ao sistema. Então, através da razão e/ou diferença dos custos e benefícios avalia-se a atratividade dos REDs. Essa avaliação pode ser desenvolvida sob a perspectiva dos diferentes agentes do sistema (concessionárias de Distribuição, usuários do sistema que aderem a recursos distribuídos, entre outros). Alguns testes são propostos na literatura para a avaliação dos custos e benefícios em diferentes perspectivas. Dessa forma, a seção 4.1 apresenta os testes de avaliação dos custos e benefícios, e a seção 4.2 as metodologias encontradas na literatura para definir os “custos evitados” (ou benefícios) muitas vezes utilizados como dado de entrada para aplicação dos testes.

O segundo grupo de metodologias propõe que a avaliação dos custos e benefícios dos REDs seja feita integrando estes recursos ao sistema elétrico nas avaliações do planejamento e operação. Metodologias propostas na literatura para avaliação integrada dos REDs, contemplando explicitamente o cálculo de custos e benefícios de REDs no sistema elétrico são apresentadas na seção 4.3.

A penetração de recursos energéticos distribuídos capazes de prover serviços aos sistemas elétricos impulsionou alguns países e jurisdições a considerar estas fontes dentro de modelos computacionais para avaliação da expansão e operação do sistema. Nesses casos, os custos e benefícios são “implicitamente” contemplados na otimização para obtenção de um mix ótimo das fontes para a expansão (e operação). A seção 4.4 apresenta uma breve descrição das possíveis abordagens para representação de REDs nos modelos de planejamento da expansão. Este tema será detalhado no próximo relatório do estudo.

4.1 Testes para avaliação dos custos e benefícios dos REDs

De acordo com diversos autores, não existe um consenso entre as metodologias e formas de identificar e quantificar os custos e benefícios dos Recursos Energéticos Distribuídos [1][11]. O *US Department of Energy* em [11], por exemplo, destaca que não existe uma única metodologia para quantificar os benefícios dos REDs, mais precisamente da Resposta da Demanda. Este também busca comparar resultados de diferentes mecanismos de resposta da demanda em distintos contextos e mercados. Da mesma forma, os autores em [26] analisam estudos de caso de resposta da demanda (a maior parte nos Estados Unidos) e destacam que existe pouca consistência nas modelagens utilizadas nos estudos e que variam em função de diferentes regulações nos estados norte-americanos.

T. Woolf, E. Malone, L. Schwartz e J. Shenot em [12] propõe uma estrutura para avaliar os custos e benefícios da Resposta da Demanda com base no “Manual de Prática” (*Standard Practice Manual*) desenvolvido pela *California Public Utility Commission* em 1983 [26] para análise dos custos e benefícios de eficiência energética (depois modificado para mais se adequar aos recursos energéticos distribuídos).

A avaliação dos custos e benefícios é feita através da razão benefício/custo e do cálculo do benefício líquido, definido pela diferença entre os benefícios e custos totais decorrentes de medidas e programas de resposta da demanda. O ideal é que a razão benefício custo seja maior do que 1.0 para que os benefícios sejam maiores que os custos incorridos pela atividade.

Cinco testes para avaliação do custo-benefício são indicados por T. Woolf, E. Malone, L. Schwartz e J. Shenot. Esses testes diferem-se principalmente pela análise de custo-benefício em diferentes perspectivas, isto é, sob ponto de vista de diferentes partes. Os testes propõem estruturas em vista dos usuários que aderem à utilização de recursos energéticos distribuídos; consumidores que pagam regularmente tarifas de energia; das concessionárias e da sociedade como um todo. Os cinco testes são de:

- _____ Custos para os Participantes
- _____ Custos para os Contribuintes
- _____ Custos para os administradores
- _____ Custo do Recurso
- _____ Custos Sociais

Figura 8 – Classificação dos testes propostos para avaliação de custo-benefício dos REDs

Cada um destes testes é descrito a seguir.

A estrutura de teste que avalia os “Custos para os Participantes” (*Participant Cost Test*) objetiva analisar os custos e benefícios sob a perspectiva dos usuários que optam por adotar recursos energéticos distribuídos. Neste caso, os benefícios são compostos principalmente por reduções na conta de energia e gastos dos usuários, e incentivos/subsídios que estimulem a atividade. No caso de veículos elétricos, por exemplo, entre os benefícios destacam-se economias com combustíveis e com manutenção dos veículos [25]. Entre os custos destacam-se os gastos do participante com compra e instalação de equipamentos, no caso, por exemplo,

de aderir a programas de resposta da demanda. No caso de veículos elétricos, entre os custos está o preço de adquirir o veículo. Essa metodologia de avaliação pode contribuir para indicar os usuários com maior potencial de adotar os REDs, já que pode ser entendido como um método para quantificar o *trade-off* em aderir à utilização destes recursos.

O teste que avalia os “Custos para os Contribuintes” (*Ratepayer Impact Measure Test*) objetiva analisar se os custos e benefícios resultantes de aderir a programas de resposta da demanda ou, de forma geral, instalação de REDs, afetam a tarifa de energia a ser paga pelos consumidores. Dessa forma, o resultado deste teste fornece uma indicação dos impactos de REDs em todos os contribuintes, inclusive aos que não aderem às iniciativas. Este teste contempla entre os custos os gastos de administrar, manter e operar REDs e programas pilotos, além da possível perda de receita das concessionárias. Entre os benefícios são incluídos custos evitados de geração, transmissão e distribuição com a presença de REDs. Este teste é o que mais limita e traz prejuízos para a atratividade de REDs já que a perda de receita de concessionárias pode ser traduzida em grandes custos na avaliação de benefício-custo.

Além disso, nesta forma de avaliação, o resultado da razão benefício/custo traz pouca informação já que razão menor que 1 indica que a presença de REDs resultam em aumento das tarifas, porém não indica a profundidade deste aumento (a porcentagem do aumento). Desta forma, sugere-se que este teste seja realizado em conjunto com outras estruturas de cálculo de custo-benefício. Mesmo assim, é válido destacar que [26][12] entende que um aumento das tarifas em função de programas de resposta da demanda não significa prejuízos à sociedade ou para concessionárias. O aumento das tarifas é relacionado a transferência de pagamento dos participantes para usuários que não aderem a iniciativas de resposta da demanda. No caso do Brasil, em particular, de forma simplificada, o aumento da tarifa se daria caso a receita da distribuidora para recuperação da parcela da TUSD não fosse suficiente para cobrir com os custos de infraestrutura. Porém, em [20] observou-se que estruturas tarifárias com parcelas de capacidade e parcelas fixas, diminuía os riscos de não recuperação da parcela da TUSD mesmo considerando grande parte dos consumidores aderindo um programa de resposta da demanda.

A análise através do teste de “Custos para os administradores” (*Program Administrator Cost Test* ou *Utility Cost Test*) contempla os custos e benefícios de forma similar à análise do ponto de vista dos contribuintes, porém não inclui a perda de receita das concessionárias nos custos. Esta estrutura de análise na verdade identifica, do ponto de vista da concessionária, se os benefícios obtidos com a implantação de REDs são suficientes para compensar os custos. Esta análise não objetiva avaliar lucros obtidos pelas concessionárias. Por isso este teste é também comumente chamado de “*Utility Cost Test*”.

O “Custo do Recurso” (*Total Resource Cost*) analisa os custos e benefícios que são percebidos por todos os consumidores que recebem energia da concessionária, incluindo ou não os que adotam recursos energéticos distribuídos.

De forma similar à análise por meio do “Custo do Recurso”, a análise dos “Custos Sociais” (*Societal Cost*) também avalia os custos e benefícios do ponto de vista de todos os consumidores, porém acrescenta também externalidades que representam impactos para toda a sociedade. Entre as externalidades estão benefícios decorrentes da redução de poluição ou de

impactos naturais em função de investimentos evitados em geração, distribuição e transmissão. Este teste corresponde à forma mais abrangente de análise já que considera todos os efeitos dos REDs independentemente de quem os experimente. Entretanto, justamente por ser genérico alguns efeitos são mais difíceis de ser mensurados e quantificados.

De uma forma geral, o teste Custos para os Participantes apresenta uma perspectiva mais reduzida do impacto dos REDs enquanto o teste Custos Sociais apresenta uma perspectiva mais geral com benefícios mais difíceis de serem quantificados. A Tabela 3 apresenta um resumo dos componentes de cada um desses testes com base no “Manual de Prática” (*Standard Practice Manual*) [26].

Tabela 3: Componentes dos testes originais para programas de eficiência energética.

Fonte: [42]

	Teste do Participante	Contribuinte	Administradores	Recurso	Sociais
Benefícios:					
Economia na conta de luz	✓	-	-	-	-
Custo evitado de energia	-	✓	✓	✓	✓
Custo evitado de capacidade	-	✓	✓	✓	✓
Custo evitado de investimento em fio (T&D)	-	✓	✓	✓	✓
Impacto no preço do mercado atacadista	-	✓	✓	✓	✓
Custo evitado com conformidade ambiental	-	✓	✓	✓	✓
Benefícios não energéticos ⁶ (perspectiva dos administradores)	-	✓	✓	✓	✓
Benefícios não energéticos (perspectiva dos participantes)	✓	-	-	✓ ⁷	✓ ⁸
Benefícios não energéticos (perspectiva da sociedade)	-	-	-	-	✓
Custos:					
Custo de administração dos programas	-	✓	✓	✓	✓
Programa de incentivo financeiro	-	✓	✓	✓	✓
Contribuição do participante	✓	-	-	✓	✓

⁶ Benefícios não energéticos estão relacionados a saúde e segurança, conforto e alívios fiscais.

⁷ Em teoria, os benefícios não energéticos dos participantes devem ser incluídos nos testes do Recurso e Social. No entanto, na prática, eles são geralmente subestimados ou totalmente negligenciados. Como resultado, a maioria das avaliações do Custo do Recurso subestima os benefícios.

⁸ Idem.

Custos não-energéticos	-	✓	✓	✓	✓
Perda de receita do administrador	-	✓	-	-	-

Um resumo das cinco maneiras de avaliar o “custo-benefício” e as principais limitações de cada teste são sintetizadas na Tabela 4, com base em [12] e [41].

Tabela 4*: Testes Tradicionais para avaliação de Custo-Benefício

Testes	Motivação	Objetivo	Implicações e Limitações
Custos para os Participantes	Verificar se os custos dos que adotaram os recursos distribuídos reduzem	Comparar economias na conta de energia com custos em adotar os REDs.	Foco principal em custos evitados do ponto de vista de eletricidade, sem contemplar custos sistêmicos evitados.
Custos para os Contribuintes	Verificar se há redução na conta de energia dos consumidores.	Comparar custos de investimento evitados com custos de viabilizar REDs e perda de receita.	Permite analisar equidade entre participantes e não participantes. Limitação em servir de medida para custo-benefício.
Custos para os administradores	Verificar se há redução dos custos dos prestadores de serviço.	Compara custos evitados com REDs e custos das concessionárias para viabilizar REDs e/ou projetos pilotos.	Identifica benefícios e gastos limitados aos prestadores de serviço.
Custo do Recurso	Verificar se os custos para prestadores de serviço e para os que adotam REDs reduzem.	Compara custos e benefícios para as concessionárias e seus consumidores.	Difícil de contemplar alguns benefícios proporcionados pelos REDs.
Custos Sociais	Verificar se os custos para a sociedade reduzem.	Compara custos e benefícios para as concessionárias, seus consumidores e todos da sociedade	Difícil de quantificar os custos e benefícios sociais.

*Esta tabela é um resumo e não inclui de forma exaustiva todas as implicações e limitações dos testes.

Dentre estes cinco testes, comumente mencionados na literatura como “testes tradicionais”, os mais utilizados são os testes “Custo do Recurso”, “Custos Sociais” e “Custos para os Administradores” contudo, a escolha de quais perspectivas são analisadas, ou seja, quais testes são aplicados, varia para cada administrador. Por exemplos, a Califórnia instrui que as distribuidoras façam o teste dos Custos Sociais como uma primeira análise e que também apliquem os testes do Custo Total dos Recursos e Custo para os Contribuintes em um segundo momento para todos os REDs. Já em Nova Iorque, a recomendação é aplicar os testes dos custos e benefícios com a perspectiva da sociedade, administradores e contribuintes para avaliar o valor proposto dos REDs e programas de eficiência energética ao elaborar esquemas de compensação para esses recursos [46]. Entretanto, de acordo com [41] e [[4]] diversas jurisdições nos Estados Unidos tiveram dificuldade em identificar quais custos e benefícios deveriam ser incluídos nas avaliações e em como quantificá-los. Em alguns casos os testes

eram enviesados e parciais já que alguns benefícios mais difíceis de calcular não eram contemplados, enquanto todos os custos eram incluídos, conduzindo, portanto, a resultados tendenciosos.

Em virtude da dificuldade enfrentada pelas jurisdições, os resultados de testes por vezes não eram comparáveis. Em algumas situações, por exemplo, um estado realizava um teste do tipo “Custo do Recurso” que mais se aproximava do teste “Custo Social” ao incluir na avaliação os custos ambientais.

Embora os testes tradicionais propusessem avaliações sob diferentes perspectivas (das concessionárias, participantes, sociedade), autoridades encarregadas de planejar e avaliar a adoção dos recursos encontravam dificuldades para aplicá-los.

Nesse contexto, uma estrutura de teste foi proposta no “*National Efficiency Screening Project*” (NESP) e publicado no “*National Standard Practice Manual*” (NSPM)[4] sob a perspectiva do regulador e de instituições (ou agentes) que avaliam opções de investimentos em novos recursos.

O NSPM fornece um guia para jurisdições realizarem testes de análise de custo-benefício adaptando-os conforme particularidades e diretivas específicas. Os testes resultantes da aplicação do guia são chamados de “Teste do Valor do Recurso” (*Resource Value Test - RVT*) e incluem a análise de custo-benefício do ponto de vista do regulador, que além de avaliar gastos e custos evitados, verifica se a implantação do novo recurso atende a objetivos e metas políticas. Dessa forma, RVT é um teste mais dinâmico e flexível se comparado aos testes tradicionais já que permite que jurisdições adaptem as análises em função de objetivos específicos. Segundo [[4]], o RVT deve servir de teste inicial para avaliação de custos e benefícios e pode ser complementado pelos testes tradicionais.

Embora o NSPM tenha sido inicialmente proposto com propósito de permitir uma avaliação equilibrada de custos e benefícios para recursos de eficiência energética, esta estrutura pode servir de base para o desenvolvimento das análises em todos os tipos de REDs⁹.

O guia proposto em NSPM propõe a análise em sete passos que consistem na:

⁹ Um NSPM para análise de custos e benefícios voltada aos REDs está em desenvolvimento e, de acordo com o site da NESP, deve ser disponibilizado durante o verão de 2020.

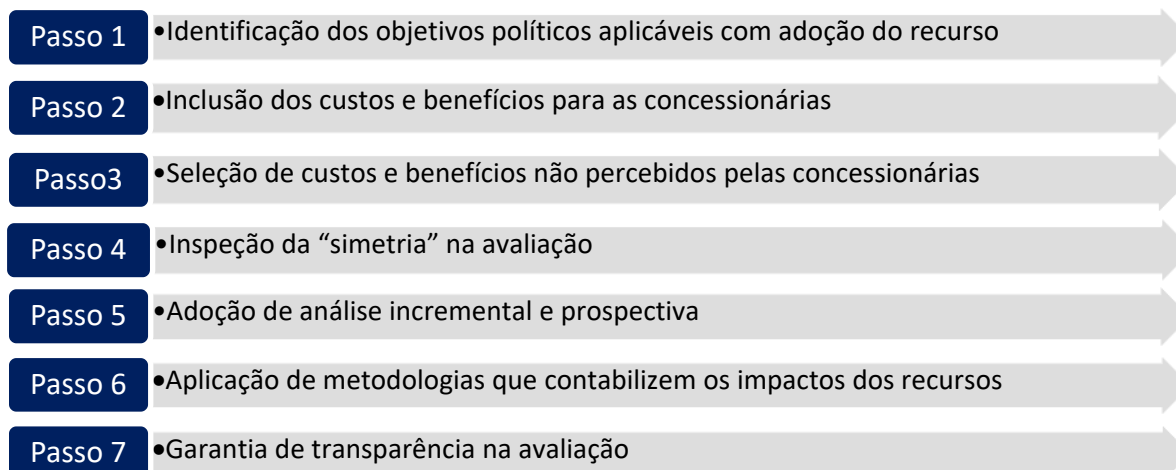


Figura 9 – Guia de passos para avaliação equilibrada de custo-benefício

- Passo 1: Identificação dos objetivos políticos aplicáveis com adoção do recurso

Os objetivos políticos geralmente são estabelecidos por regulações, planos e diretrizes de governo. Podem incluir, por exemplo, proteção a população de baixa renda, definição de meta de portfólio de geração renovável não convencional e/ou inserção de recursos energéticos distribuídos, metas climáticas (redução de emissão de gases de efeito estufa), dentre outros.

- Passo 2: Inclusão dos custos e benefícios para as concessionárias.

Levantamento dos custos e benefícios do ponto de vista das concessionárias que devem ser considerados. Entre os possíveis custos estão gastos com investimentos que viabilizem novos recursos, administração de programas com os novos recursos, medição, avaliação e verificação de dados, por exemplo, no caso de resposta da demanda através do mecanismo de *real time pricing*. Entre os benefícios podem estar custos evitados em transmissão, distribuição, capacidade de geração, recursos ancilares, redução de riscos das concessionárias, entre outros.

- Passo 3: Seleção de custos e benefícios não percebidos pelas concessionárias

Este passo tem por objetivo identificar quais custos e benefícios, além dos percebidos pelas concessionárias e identificados no passo 2, devem ser incluídos na avaliação do recurso. É importante destacar que esta seleção deve estar baseada e alinhada aos objetivos políticos observados no Passo 1. Esses custos, podem ser, por exemplo, custos de emissão de CO₂, impactos no desenvolvimento econômico e de empregos, redução na importação de combustíveis de outros estados/países, impactos nos indivíduos que aderem à utilização de novos recursos.

- Passo 4: Inspeção da “simetria” na avaliação

Corresponde a analisar se todos os custos e benefícios estão sendo contemplados no teste para evitar que o resultado da análise de custo-benefício de um recurso seja tendencioso, e não reflita o real impacto da adoção do recurso.

- Passo 5: Adoção de análise incremental e prospectiva.

O conceito de “incremental” se relaciona a garantir que a análise contemple nos custos e benefícios somente os efeitos que são consequentes e resultantes da adoção do recurso.

Além disso, este passo visa garantir uma análise prospectiva, isto é, que inclua custos e benefícios que serão percebidos no longo prazo. Os efeitos futuros devem ser considerados nesta análise pois, os reguladores devem proteger os consumidores e planejadores devem sugerir expansões que resultem em sistemas confiáveis e com baixos custos aos consumidores.

Destaca-se ainda que é importante que custos anteriores aos recursos, ou “custos afundados”, não sejam incluídos acidentalmente na avaliação de custos dos recursos. Considere, por exemplo, que um transformador da rede de distribuição estava sobrecarregado e requereu a instalação de um novo equipamento. Agora considere que painéis fotovoltaicos instalados na região contribuam para suprimento da energia local de tal forma a reduzir o carregamento nos circuitos e evitar sobrecarga nos equipamentos. Na análise de custo-benefício do painel solar, o custo do transformador instalado a priori e que ainda precisa ser recuperado pela concessionária não deve ser contemplado como um custo na avaliação de custo-benefício já que não é correspondente a um custo decorrente da instalação do painel solar como recurso distribuído.

- Passo 6: Aplicação de metodologias que contabilizem os impactos dos recursos

Objetiva certificar que os custos e benefícios identificados pela jurisdição possam ser monetizados, ou seja, que possam ter um valor associado.

- Passo 7: Garantia de transparência na avaliação.

A transparência na definição das premissas resultados da avaliação dos custos e benefícios é essencial para que todos os interessados possam avaliá-la e contribuir com comentários e sugestões.

Estes sete passos permitem às jurisdições definirem seus próprios testes para avaliação dos custos e benefícios. Embora estes passos sejam genéricos, eles foram desenvolvidos principalmente voltados para análise de medidas de eficiência energética. Dessa forma, algumas adaptações podem ser necessárias para contemplar características próprias de REDs na avaliação de custo-benefício. É o caso, por exemplo, de considerar o efeito locacional e temporal de REDs ou efeito sinérgico de REDs em proporcionar maiores benefícios. Nesse sentido, um NSPM com maior enfoque nos REDs está sendo desenvolvido pelo NESP, com previsão de publicação para julho de 2020.

A relevância de considerar efeito locacional, temporal e possibilidade de sinergia entre os REDs é destacada em diversas referências [49] [54]. O efeito temporal indica que os benefícios (e custos) dos REDs variam ao longo do tempo, em função, por exemplo do mix de geração, demanda e granularidade considerada na avaliação (anual, sazonal, outras). O efeito locacional indica que os benefícios e custos decorrentes da presença de REDs podem se relacionar à localização destes recursos na rede de distribuição. A Figura 10 destaca a

importância de contemplar análise locacional nas avaliações de REDs. Esta Figura indica em valores percentuais como medidas de eficiência e alteração do consumo de energia de ar-condicionado, por consumidores residenciais, na Califórnia, contribuem para o sistema. Observa-se que quase metade das economias (46%) são resultantes de redução de reforços de capacidade em sistemas de transmissão e distribuição.

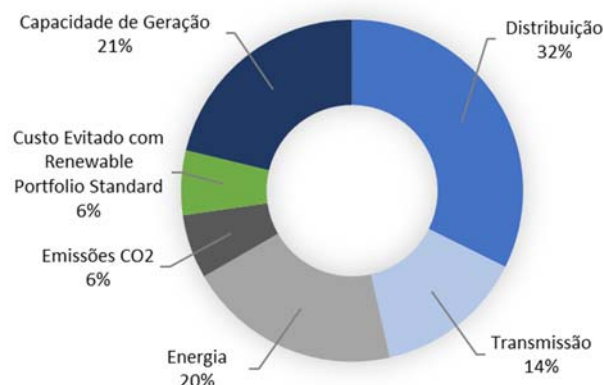


Figura 10 – Contribuição da alteração do consumo de energia de ar condicionada, na Califórnia.
Fonte: Elaboração PSR com dados de [43]

Neste contexto, o *Lawrence Berkeley National Laboratory* desenvolveu uma estrutura que permite analisar os REDs em três possíveis níveis, permitindo contemplar impactos temporais e locais. [49] Na estrutura proposta, a análise em cada um dos três níveis difere-se pelo número de REDs analisado e modelagem dos REDs de forma integrada ao sistema elétrico. A avaliação no nível 1 considera apenas avaliação de custos e benefícios de um RED, enquanto no nível 2 se avaliam dois ou mais REDs. A análise no nível 2 permite verificar se a presença de dois ou mais REDs em conjunto aumentam ou diminuem os custos e benefícios, em comparação à adoção de um dos REDs individualmente. No nível 3 também é avaliada a integração de dois ou mais REDs, mas, além disso, avalia os efeitos dos REDs nos sistemas elétricos. O nível 3 é o único nível que identifica um *mix* ótimo de recursos no sistema contemplando REDs.



Figura 11 – Estrutura para análise de REDs em três níveis.
Fonte: Elaboração PSR com base em [49]

Em todos os níveis de análise, considera-se uma avaliação temporal e podem ou não contemplar análises locais.

A análise no nível 1 consiste na avaliação de somente um RED e, considera que os recursos do sistema são fixos, i.e, não alteram em função da quantidade de REDs. Além disso, considera

que os custos¹⁰ que podem ser evitados com a presença de REDs são fixos e definidos a priori. No caso de jurisdições com estruturas verticalizadas os custos evitados em termos de energia são tipicamente representados pelo custo anualizado de uma nova usina. No caso de mercados de eletricidade centralizados (PJM, MISO), os custos evitados são representados por custos projetados nos mercados de energia, capacidade, serviços ancilares. Esses custos devem ser devidamente discretizados, variando de forma horária para contemplar diferenças nos custos entre os horários de pico e fora pico, por exemplo.

Dessa forma, na análise no nível 1, presume-se que o potencial dos REDs (observado, por exemplo, através da análise custo-benefício) não altera de forma significativa a data de entrada em operação, quantidade e tipos de recursos no sistema. Análises no nível 1 podem ser utilizadas como primeira avaliação do potencial de adoção dos REDs. Além disso, permitem indicar a necessidade de maiores incentivos para estimular uma tecnologia e atender diretrizes e metas políticas e/ou regulatórias.

A análise no nível 2 permite avaliar múltiplos REDs e contemplar os efeitos da adoção de REDs em conjunto. Considera também a premissa de que custos evitados e recursos do sistema são fixos, i.e., não alteram em função da penetração de REDs. Um exemplo de análise integrada de REDs, é avaliação em conjunto de eficiência energética- resposta da demanda, e baterias - geração distribuída.

A análise no nível 3 considera a integração de múltiplos REDs entre si e além da integração dos REDs com o sistema elétrico. Neste caso, utiliza-se um modelo de expansão para definir o portfólio ótimo dos recursos do sistema, os recursos a serem instalados, quantidade e data de entrada em operação em função das necessidades sistêmicas. Na avaliação no nível 3 os REDs são contemplados como recursos candidatos na expansão do sistema. Desta forma, ao contrário das análises realizadas nos níveis 1 e 2, otimiza os recursos do sistema e, projeta diferentes valores de custos evitados pois o portfólio é definido considerando uma maior variedade de recursos capazes de prover serviços para o sistema.

A análise integrada de REDs ao sistema permite analisar o sistema de forma conjunta e obter um portfólio ótimo de fontes, contemplando os efeitos dos REDs. Entretanto, requer que sejam definidos modelos para representação dos REDs, mais dados e informações além de modelos de otimização mais sofisticados.

Características gerais de cada um dos níveis de análise são descritas na Tabela 5.

¹⁰ Em \$/kWh, \$/MW, \$/kW-ano, outros

Tabela 5: Características da Estrutura de Análise dos REDs em três níveis.

	Nível 1	Nível 2	Nível 3
Número de REDs	Um	Dois ou Mais	Dois ou Mais
Integração de REDs	Caso exista, é limitada	Análise integrada dos REDs entre si	Análise integrada dos REDs entre si, além de analisar impactos dos REDs em todos os recursos do sistema (recursos centralizados e descentralizados)
Interação com sistema elétrico	Considera que os recursos do sistema, e custos evitados não são alterados em função da quantidade de REDs.		Simulação integrada dos REDs com o sistema para obter um mix de recursos. Neste caso os custos evitados são obtidos de forma “dinâmica”.
Resultados da análise	Quantifica impactos na geração de energia/ demanda (kWh ou kW), dependendo dos serviços proporcionados por cada REDs. Também permite avaliar aspectos econômicos dos REDs (custos e benefícios) e avaliação do potencial do(s) DER(s).		Identifica o mix ótimo de fontes, e o custo deste mix.
Análise temporal	Alguns estudos podem incluir análises temporais e requerer dados horários (ou com menor discretização), sazonais e informações, por exemplo, de preços em horário de pico e fora de pico. Alguns estudos mais simplificados, que geralmente não envolvem avaliação econômica podem ser realizados com dados diários e/ou mensais		Análises considerando dados horários, ou com menor granularidade.
Análise locacional	Alguns estudos podem incluir análises e avaliações locais, indicando impacto de REDs, por exemplo, em subestações ou circuitos específicos.		
Benefícios	Análise simplificada dos REDs	Análise simplificada, mas que permite considerar efeito conjunto dos REDs	Análise mais detalhada e robusta, com maior necessidade de dados, que permite analisar os REDs e seus efeitos na perspectiva do sistema elétrico como um todo.
Desafios	Ao impossibilitar que REDs alterem o portfólio das fontes do sistema pode sobre ou sub estimar os reais efeitos do REDs.		Requer maior quantidade de dados e, além disso, exige maior esforço computacional para obter o mix ótimo de fontes.

Esta tabela é um resumo e não inclui de forma exaustiva todas as implicações e limitações dos testes.

A análise integrada dos REDs no planejamento permite identificar o mix de recursos que resultam em menores custos para o sistema, contemplando os benefícios e custos que os recursos distribuídos podem prover aos sistemas elétricos. Entretanto, muitos estudos ainda consideram avaliações no âmbito dos níveis 1 e 2, considerando que os custos evitados para avaliar os benefícios e custos dos REDs são definidos a priori.

De forma geral, para se definir a priori os custos evitados que são utilizados para avaliação do custo-benefício, algumas metodologias que podem ser utilizadas são descritas na seção a seguir.

4.1.1 Abordagens para contabilizar o impacto dos REDs

Outra discussão relevante destacada na literatura é em quais unidades devem ser contabilizados os custos e benefícios dos REDs [47][42]. Os autores em [42] sugerem a monetização como a melhor abordagem para contabilizar os impactos dos REDs, devendo ser a escolhida sempre que possível. Contudo, quando o custo ou o benefício não pode ser diretamente monetizado, o estudo propõe outras abordagens *proxies*, *benchmarks*, decisão regulatória ou análise dos Multi-Atributos que serão definidas a seguir.

4.1.1.1 Proxy

Os *proxies* são pontuados como a primeira abordagem após a monetização. A principal vantagem de utilizar o *proxy* é que ele traduz o impacto qualitativo em termos monetários que podem ser adicionados a outros valores para compor o benefício/custo final do RED. Os tipos de proxy incluem multiplicadores de custo evitado (por exemplo, acréscimos em porcentagem do custo/benefício), multiplicadores em termos de eletricidade (\$/MWh) e outros multiplicadores como \$/MW e \$/MMBtu.

Os multiplicadores de custo evitado permitem aproximar o valor não monetário dos impactos do REDs em um custo evitado mais facilmente quantificado. Dessa forma, é possível aumentar o custo evitado com os REDs por uma porcentagem pré-estabelecida. Aqui, destaca-se que a definição de um proxy e o seu valor deve ser baseada em informações disponíveis e não se deve adotar valores arbitrários. A tabela abaixo traz o exemplo de multiplicadores utilizados em outras jurisdições em seus programas de eficiência energética como forma de quantificar os benefícios não energéticos da perspectiva dos participantes dos programas.

Tabela 6: Proxies utilizados em programas de eficiência energética para quantificar os benefícios não energéticos.

Estado	Multiplicadores de custo evitado para todos os programas	Multiplicadores de custo evitado para programas de baixa-renda
Colorado (USA)	10%	25%
Washington, D.C. (USA)	10%	0
Oregon (USA)	10%	0
Vermont (USA)	15%	15%

Os multiplicadores em termos de eletricidade (\$/MWh) permitem aproximar os impactos não monetários em relação a quantidade de energia gerada ou economizada pela presença do RED. Contudo, para alguns REDs que fornecem primariamente capacidade ao invés de energia, por exemplo, alguns programas de resposta da demanda, os multiplicadores em termos de eletricidade não são adequados.

Neste caso, outros multiplicadores como \$/MW, \$/MMBtu e \$/Unidade podem capturar melhor o benefício a ser mensurado. Por exemplo, para mensurar o serviço de capacidade entregue por um RED ou até mesmo a economia em combustíveis.

Além disso, os valores de proxy podem ser desenvolvidos para diferentes níveis de granularidade como um único proxy a ser aplicado para todo o portfólio de RED ou diferentes proxies para cada impacto distinto. Dessa forma, os proxies podem ser divididos nos seguintes níveis de detalhe:

- Nível de portfólio: desenvolve-se um único proxy por impacto a ser aplicado para todos os REDs. É o nível menos detalhado e acurado e não é possível capturar diferenças significativas entre os impactos para os distintos tipos de REDs;
- Nível de recurso: desenvolve-se um proxy por impacto a ser aplicado separadamente para cada tipo de RED. Com isso, já é possível capturar como um impacto varia significativamente entre os REDs;
- Nível de setor: desenvolve-se um proxy para cada impacto e para cada classe de consumo (por exemplo, residencial, baixa-renda, comercial, industrial e rural). Dessa forma, captura-se como o RED impacta cada setor;
- Nível de impacto: desenvolve-se um proxy para cada impacto considerando o contexto completo do RED como o setor de aplicação e o recurso. Dessa forma, é o nível mais detalhado e acurado que os outros listados acima.

4.1.1.2 *Benchmark Alternativo*

Na ausência de valores monetários ou proxies, os benefícios relevantes podem ser contabilizados usando benchmarks alternativos. Essa abordagem permite que os programas de REDs ou um planejamento com a inserção desses ativos sejam considerados eficazes em termos de custo, com taxas de custo-benefício pré-determinadas que são menores (ou maiores) que 1. Dessa forma, considerando que existem benefícios não-monetizados, realiza-se o cálculo da razão entre benefício e custo considerando apenas os impactos monetizados e estabelece-se um benchmark menor que 1 para essa razão e com isso determinar a efetividade econômica do cenário analisado.

Por exemplo, em Washington existia uma política em que programas energéticos com uma quantidade significativa de benefícios não monetizados são considerados efetivos economicamente, ou seja, resultam em mais benefícios que custos se a razão entre benefício e custo monetizados fossem maior do que 0.667 [48].

4.1.1.3 *Decisão Regulatória*

A contabilização dos impactos do REDs por meio de julgamento regulatório permite que os reguladores e planejadores determinem que um recurso é economicamente eficaz para ser introduzido no sistema sem monetizar todos os impactos. Dessa forma, os reguladores podem determinar o benefício econômico do RED levando em consideração os benefícios não monetizados. Contudo, é importante que a decisão seja apoiada pela maior quantidade de informações disponíveis, incluindo informações quantitativas e qualitativas.

Por exemplo, ao analisar o benefício de redução de CO₂ ou os benefícios do desenvolvimento econômico que não foram possíveis de serem monetizados com os dados e ferramentas existentes, os reguladores devem considerar a redução de emissão de CO₂ e o número de empregos que poderão ser criados.

4.1.1.4 Análise dos Multi-Atributos

Por fim, a última abordagem proposta neste estudo é a análise dos Multi-Atributos que consiste em um processo sistemático para ponderar e pontuar os critérios. Para exemplificar, a Tabela 7 apresenta dados hipotéticos para a análise de Multi-Atributos para 3 alternativas de cenários de inserção de REDs.

Dessa forma, para comparar esses 3 cenários e com isso, definir qual traria maior benefício, neste processo, monta-se uma matriz de decisão que resume todos os dados disponíveis em relação aos atributos de cada alternativa. Nesta matriz, é possível pontuar cada atributo independente deles serem monetizados ou não. No caso exemplo, os benefícios não-monetizados foram ranqueados de forma qualitativa (baixo, médio e alto) e transformados em números. Em seguida, cada atributo deve ser normalizado para depois ser multiplicado pelos pesos e com isso, calcular uma nota final para cada alternativa. Observa-se que nesse caso exemplo, se apenas os benefícios monetizados fossem considerados, a alternativa C seria o cenário com menor benefício (\$0.87), contudo, na análise dos Multi-Atributos, a alternativa C apresenta a melhor nota final (0.35).

Tabela 7: Dados hipotéticos para uma análise de Multi-Atributos.
Fonte: Adaptado de [42]

Dados	Valor dos custos/benefícios monetizados		Benefícios Ambientais Não-Monetizados		Contribuições para o Mercado		Benefícios Não-Monetizados aos Consumidores		Nota Final
	Milhões (Normalizado)	Peso	Nota Qualitativa (Normalizado)	Peso	Nota Qualitativa (Normalizado)	Peso	Nota Qualitativa (Normalizado)	Peso	
Alternativa A	\$1.54 (0.44)	0.6	Baixo = 1 (0.17)	0.2	Baixo = 1 (0.17)	0.15	Baixo = 1 (0.25)	0.05	0.33
Alternativa B	\$1.10 (0.31)	0.6	Médio = 2 (0.33)	0.2	Médio = 2 (0.33)	0.15	Baixo = 1 (0.25)	0.05	0.32
Alternativa C	\$0.87 (0.25)	0.6	Alto = 3 (0.50)	0.2	Alto = 3 (0.50)	0.15	Médio = 2 (0.50)	0.05	0.35

Para exemplificar, a Tabela 8 ilustra quais são as abordagens disponíveis para calcular o benefício dos impactos do REDs sendo que a coluna sinalizada indica o método mais adequado sendo que a monetização é sempre um método preferível. Neste caso, é importante destacar que a escolha de um método se baseia na quantidade de informações e disponíveis no momento, mas que a melhoria contínua nos métodos de avaliação deve ser direcionada para a monetização direta dos serviços de acordo com [42].

Tabela 8: Abordagens sugeridas para a valoração dos benefícios dos REDs.
Fonte: [42]

Perspectiva	Benefícios	Abordagem		
		Monetização	Proxy	Multi-Atributo
Consumidores	Redução da carga e custos evitados de energia	☑	-	-
	Redução da demanda e custos evitados de capacidade	☑	-	-
	Custos evitados de inadimplência	☑	-	-
	Serviços ancilares evitados	☑	-	-
	Operação da distribuição	☑	-	-
	Eficiência do mercado	-	-	☑
	Risco	-	☑	
Sociedade	Benefícios públicos	☑	-	☑
	Benefícios ambientais	☑	-	☑

4.2 Valoração dos serviços dos REDs por aproximação de custos

O custo (evitado) dos serviços provido pelos REDs, utilizados em avaliações e testes de custo-benefício, podem ser determinados de algumas maneiras. Estes valores são comumente definidos através de projeções de preços de mercados ou de recursos marginais, e em alguns casos definidos por diretrizes regulatórias ou com auxílio de estudos especiais.[43]

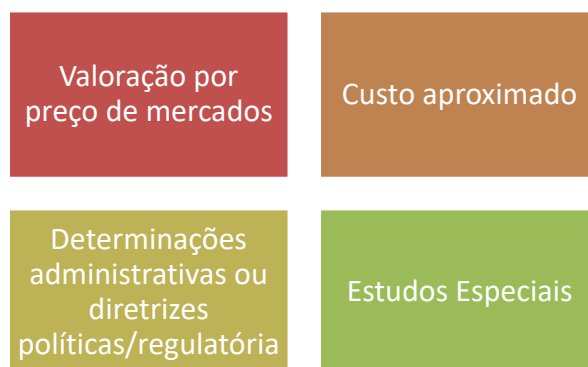


Figura 12 – Métodos de valoração dos serviços providos pelos REDs

- Valoração por preço de mercados: o valor dos diferentes serviços que podem ser providos pelos REDs, como por exemplo, serviços ancilares, de energia e capacidade são obtidos através de projeção dos custos destes serviços nos diferentes mercados, isto é, através de um processo competitivo. Neste sentido, o custo do recurso mais caro que oferece uma oferta no mercado e é aceito para prover o serviço é utilizado para definir o valor do custo evitado. Em outras palavras, considera-se o preço do mercado para definir o valor do custo evitado.

- Valoração por custo aproximado: o custo evitado utilizado no cálculo do benefício dos REDs é aproximado pelo custo do recurso capaz de prover o mesmo serviço para o sistema. Neste caso, considera-se que caso não houvesse a adoção de REDs, o recurso aproximado seria o mais eficiente para ser utilizado e prover o serviço ao sistema. Na Califórnia, por exemplo, até 2019 o custo evitado de energia, calculado através da Calculadora de Custos Evitados (*Avoided Cost Calculator – ACC*), era com base no custo de térmicas a gás de ciclo combinado [51]. No caso de custos de investimento em transmissão ou distribuição evitados com a presença de REDs, pode-se basear em preços históricos para aumento de capacidade no estado ou região.
- Valoração por determinações administrativas ou diretrizes políticas/regulatória: os valores de custos evitado podem ser definidos de acordo com diretrizes administrativas ou políticas. Em geral isto é feito na tentativa de incluir na avaliação de custo-benefício os benefícios que são difíceis de quantificar. Em Vermont, por exemplo, por determinação do *Vermont Public Service Board*, deve-se acrescentar um valor fixo de 15% sobre os benefícios dos recursos de eficiência energética para capturar benefícios “não energéticos”. No Colorado, ao aplicar testes de avaliação benefício-custo para programas de Gerenciamento da Demanda, os benefícios são aumentados em 20% para refletir benefícios que podem não ser capturados nas avaliações de gerenciamento da demanda. [53]
- Valoração por Estudos Especiais: alguns estudos especiais podem ser conduzidos para melhor capturar os efeitos dos REDs nos sistemas elétricos, para então, definir metodologias ou determinar os custos evitados a serem considerados na avaliação dos serviços providos pelos REDs. Essa aplicação pode ser utilizada, quando são necessárias pesquisas para avaliar os serviços e definir o valor dos custos evitados. É o caso por exemplo, de serviços de confiabilidade provido por alguns REDs. O Laboratório de Berkeley, em parceria com a Nexant, desenvolveu uma calculadora para estimar custos de interrupção (*ICE Calculator – Interruption Cost Estimate*) e benefícios associados a melhorias de confiabilidade. Esta ferramenta é utilizada por empresas em algumas jurisdições nos Estados Unidos para monetizar benefícios de confiabilidade e resiliência.

4.3 Modelos de planejamento integrado e avaliação de custo-benefício dos REDs

4.3.1 Metodologia bottom-up para integração de REDs

O EPRI propõe em [54] uma metodologia *bottom-up* para avaliar os impactos de diferentes cenários de REDs na expansão e operação do sistema, seguida por uma avaliação de benefício-custo que compara os cenários avaliados através do valor presente do “benefício líquido” e/ou da razão custo/benefício.

Nesta metodologia avalia-se primeiramente os efeitos de REDs na rede de distribuição, e em seguida, alguns resultados da análise servem de “input” para a avaliação do sistema “centralizado”, isto é, transmissão e geração, caracterizando uma abordagem *bottom-up*. A abordagem sugerida em [54] é sintetizada na Figura 13.

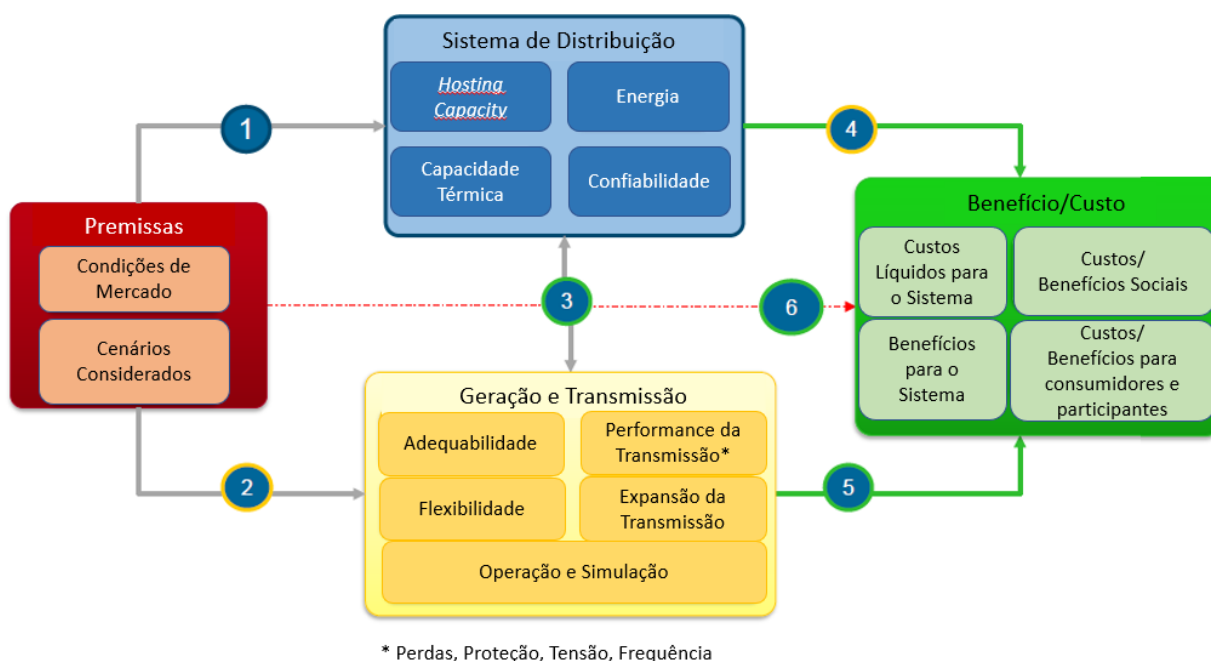


Figura 13 – Metodologia bottom-up para avaliação dos efeitos dos REDs.
Fonte: [54]

Os mecanismos de formação dos preços de eletricidade no sistema estudado e, cenários de adoção de REDs compreendem alguns dados de entrada para aplicação da metodologia. As informações de entrada requeridas incluem também a produção horária (ou em menor granularidade) dos REDs, indicando o montante de energia produzida e consumida localmente e a parcela injetada na rede (fluxo-reverso). Além disso, características dos REDs, como por exemplo, se são ou não despacháveis, além de características dos alimentadores devem ser informados.

Com o objetivo de avaliar os efeitos dos REDs, [54] avalia o “hosting capacity”¹¹ dos alimentadores com o intuito de verificar se os REDs, em cada cenário avaliado, resultam em violações de tensão ou impactos em dispositivos de proteção. Em casos de violações, são propostas ações de mitigação para contornar o problema.

Além disso, a análise no âmbito da rede de distribuição contempla avaliações de perdas nos alimentadores, confiabilidade e o limite térmico nos alimentadores e subestações, considerando os perfis de carga e projeção de crescimento da demanda.

A informação do *hosting capacity* serve de *input* para a análise da operação e planejamento dos sistemas de geração e transmissão. No caso de violações de restrições na rede de transmissão, em regiões específicas da rede, pode-se reavaliar o potencial de penetração de REDs na rede.

A simulação dos sistemas de geração e transmissão, em cada cenário, podem resultar em diferentes fontes de geração, despachos de geradores e consequentemente distintas emissões

¹¹ Hosting Capacity tem o objetivo de avaliar o montante de recursos distribuídos que pode ser adicionado nos alimentadores, sem resultar em problemas operativos ou impactar a qualidade ou confiabilidade do suprimento de energia.

de CO₂, além de diferentes reforços e perdas nos circuitos. Ao mesmo tempo, a análise na rede de distribuição nos diferentes cenários resulta em distintos usos da rede, podendo evitar congestionamentos e reforços ou intensificá-los. A comparação destas informações entre os cenários permite avaliar os benefícios e custos dos REDs contemplados.

A avaliação de benefício custo proposta é indicada na Figura 14.

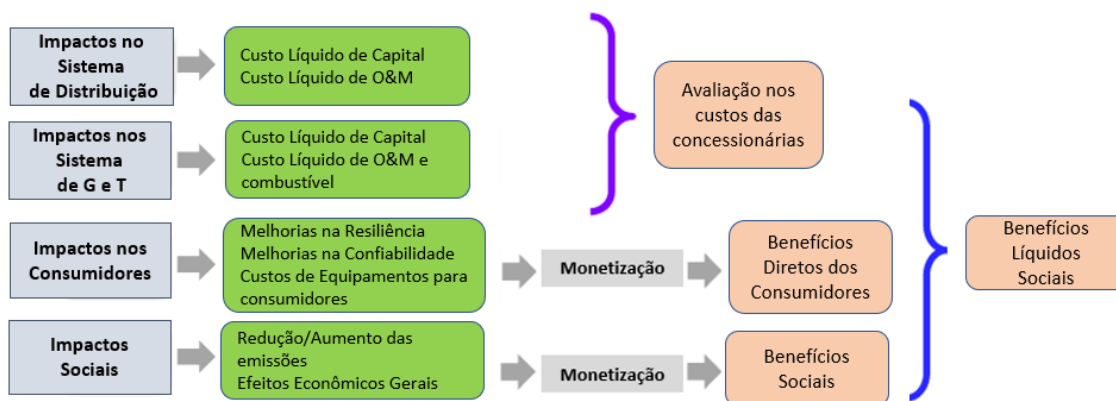


Figura 14 – Avaliação Benefício-Custo proposta em [54]

Observa-se que a metodologia permite conduzir as análises sob diferentes perspectivas, o que a aproxima dos objetivos dos testes indicados na seção 4.1. Para valorar os custos dos benefícios e gastos decorrentes da instalação de REDs, [54] sugere que sejam “monetizados”, isto é, quantificados, considerando preços marginais, resultados de estudos¹² ou determinações regulatórias¹³, conforme destacado na seção 4.2.

4.3.2 Modelo de Planejamento Integrado para Distribuição

Z. Li, et. Al propõe em [55] um modelo de otimização do planejamento e operação de uma rede de distribuição como forma de otimizar os custos e benefícios de longo prazo e curto prazo dos REDs na rede de distribuição.

Neste trabalho, os custos e benefícios que impactam o planejamento tais como custo de investimento e benefício de postergação de investimento em fio, são classificados como longo prazo. Por outro lado, os custos e benefícios que impactam a operação do sistema tais como perdas e confiabilidade são classificados como curto prazo.

Dessa forma, considera-se um modelo de otimização em dois níveis para representar a integração entre planejamento e operação da rede de distribuição e valorando o RED tanto no longo prazo como no curto prazo. Neste esquema de valoração, são necessários várias simulação e métodos analíticos para desenvolver o *framework* final.

¹² Resultados de estudos que buscam quantificar os prejuízos associados à emissão de gases poluentes poderiam ser utilizados para os custos associados a emissões. Estudos para quantificar custo de interrupções no suprimento de energia, a nível de distribuição, poderiam ser usados para valorar o serviço de confiabilidade. Dependendo de grandezas, como por exemplo, penetração dos recursos distribuídos, localização na rede e característica dos alimentadores, REDs podem impactar a confiabilidade do sistema.

O primeiro nível desse modelo corresponde a etapa de planejamento em que é necessário decidir os investimentos necessários nos ativos para acomodar as perspectivas futuras da rede de distribuição. Para isso, o modelo recebe as instalações de DER com informações pré-estabelecidas de locais de instalação, tamanhos e a tecnologia. No segundo nível correspondente a operação, estabelece-se qual o melhor uso dos recursos disponíveis, incluindo os recursos planejados pelo primeiro nível, para satisfazer os requisitos do serviço de eletricidade considerando o horizonte do planejamento. Estes dois níveis são resolvidos iterativamente até atingir um critério de convergência, por exemplo, a diferença da solução entre duas iterações é menor que um erro pré-estabelecido. O modelo de planejamento integrado para determinar os custos evitados no longo prazo e os benefícios operacionais de curto prazo é descrito na Figura 15 abaixo.

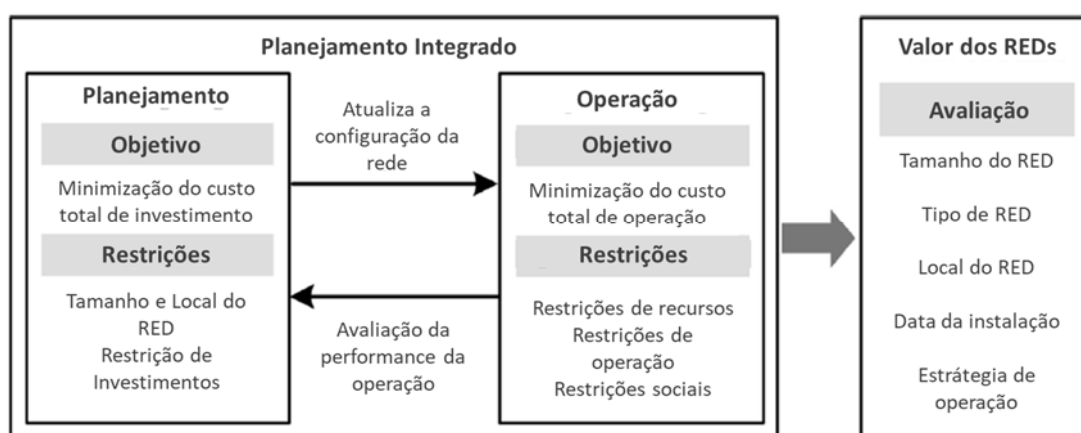


Figura 15 – Valoração do RED com uma estratégia de dois níveis.
Fonte: [55]

O trabalho também apresenta um caso exemplo da aplicação desse planejamento integrado utilizando o alimentador da Figura 16. O barramento 1 é o nó que faz a conexão com o sistema de transmissão enquanto os outros barramentos 2, 3 e 4 possuem cargas conectadas com diferentes perfis de demanda. O exemplo considera um horizonte de planejamento de três anos com 12 etapas (trimestral) e é possível escolher entre três casos de investimentos:

- i. Benchmark – conta apenas com o investimento na rede de distribuição para aumentar a capacidade das linhas;
- ii. Caso A – portfólio contendo geração eólica na barra 3 e geração solar na barra 4;
- iii. Caso B – portfólio contendo geração apenas geração solar na barra 3 e 4.



Figura 16 – Alimentador usado como caso-exemplo.
Fonte: [55]

Dessa forma, o modelo recebe as informações como, custo de investimento em cada caso, contingências nas linhas, projeção de carga e geração e do custo marginal da barra 1 para

atendimento do alimentador, e escolhe o caso A como o de menor custo considerando planejamento e operação. Os resultados são apresentados na Tabela 9.

Tabela 9: Comparação das diferentes estratégias de planejamento.

Fonte: [55]

	<i>Benchmark</i>	Caso A	Caso B
Investimento	\$1,500,000	\$210,000	\$300,000
Operação (Ano 1)	\$1,671,189	\$1,147,625	\$1,159,911
Operação (Ano 2)	\$2,099,346	\$1,328,047	\$1,335,897
Operação (Ano 3)	\$2,237,556	\$2,176,735	\$1,923,219
Total	\$7,508,091	\$4,862,407	\$4,719,027

4.4 Avaliação do Benefício dos REDs no Planejamento

As metodologias apresentadas nas seções anteriores contemplam os serviços prestados pelas fontes para explicitamente avaliar os custos e benefícios de inseri-las no sistema elétrico.

Entretanto, conhecendo-se os serviços que cada recurso distribuído pode prover ao sistema, e os benefícios que podem prestar aos sistemas elétricos, os REDs dentro de um modelo de expansão, podem ser considerados para prover estes atributos. Nesses casos, ao se contemplar e modelar os recursos distribuídos como possíveis fontes capazes de prover serviços, implicitamente está sendo contemplado seus custos e benefícios.

A análise integrada dos REDs nos estudos de planejamento e operação do sistema elétrico tem se tornado mais frequente com a crescente penetração desses recursos. Em alguns países e jurisdições, os REDs já estão sendo integrados em alguns estudos de planejamento da distribuição, conforme indicado na Tabela 10.

Tabela 10: Estados com práticas de incorporar REDs no Planejamento da Distribuição.

Fonte: Elaborado pela PSR com base em [5]

	Estados com práticas mais avançadas					Estados com outras práticas		
	California	Hawaii	Massachusetts	Minnesota	New York	Illinois	Ohio	Oregon
Requisitos legais para planejamento da distribuição em longo prazo ou modernização da rede	√			√				
Requisitos previstos por regulações públicas para planejamento da distribuição em longo prazo ou modernização da rede		√	√		√			
Planos voluntários para modernização da rede						√	√	

Acesso a <i>Non Wire Alternatives</i> e novas maneiras para avaliá-las	√				√			
Requisitos de avaliação da capacidade de hospedagem (<i>hosting-capacity</i>)	√	√		√	√			
Análise benefício locacional	√				√			
Planos para desenvolvimento de redes inteligentes								√
Exigência de reportar circuitos com problemas operativos e planos de melhoria						√	√	
Investigação de mercados para REDs		√						

A integração dos recursos distribuídos nas análises de expansão pode ser feita através de metodologias endógenas ou exógenas. Na modelagem exógena as projeções destes recursos são feitas em separado, e depois consideradas de forma fixa no planejamento. Na modelagem endógena os REDs são modelados nos estudos de planejamento, integrando recursos centralizados e descentralizados. De acordo com a estrutura proposta em [49] e ilustrada na Figura 11, a modelagem endógena corresponde à análise no nível 3.

A abordagem exógena é mais simples e muitas vezes utilizada para avaliar os recursos energéticos distribuídos nos sistemas elétricos. Nas metodologias exógenas, a projeção de crescimento dos REDs é feita separadamente e considerada como dado de entrada nos modelos e estudos dos sistemas elétricos. Nessa modelagem os REDs podem, por exemplo, ser inseridos nos estudos por meio da demanda líquida, em que se desconta (ou acrescenta¹⁴) à projeção de demanda, os efeitos do portfólio dos recursos distribuídos definidos em etapa anterior. Neste caso, por exemplo, somente se considera o benefício/custo do RED em modular e/ou alterar a curva de carga, desconsiderando os outros serviços das fontes.

Diversos estudos nos Estados Unidos e Canadá, realizados nos anos de 2010, consideravam a resposta da demanda de forma exógena em estudos de planejamento. É o caso de estudos desenvolvidos pela Companhia de Serviço Público do Colorado (*Public Service Company of Colorado - PSCo*), nos Estados Unidos, em 2011; pelo Serviço Público de Arizona (*Arizona Public Service - APS*), nos Estados Unidos, em 2012; Projeto *Salt River*, nos Estados Unidos, em 2011; e pela *BC Hydro*, no Canadá, em 2012, dentre outros. [26]

Nestes estudos, o portfólio de candidatos de resposta da demanda, era definido de forma exógena ao plano, e depois incluído nos modelos de planejamento como dado de entrada. Na maioria dos casos a resposta da demanda foi usada para redução da demanda de pico, e adotou-se a simplificação de que a capacidade dos recursos de resposta da demanda era de 100% e, então, o pico da curva de carga era reduzido do valor de resposta da demanda que podia ser provido pelas fontes. Destaca-se, ainda, que alguns desses estudos projetavam a resposta da demanda para um determinado horizonte diferente do utilizado nos estudos de planejamento. Nos casos em que o horizonte de análise da resposta da demanda era menor, assumia-se um valor constante de redução da demanda de pico para os demais anos, o que

¹⁴ No caso de veículo elétricos, por exemplo.

subestimava o efeito da resposta da demanda nestes anos. Desta forma, considerava-se o benefício de impactar a curva de carga, reduzindo o pico, mas não considerava, por exemplo, a capacidade da resposta da demanda em prover reserva operativa.

Assim, embora a modelagem exógena seja mais simples, não retrata em totalidade os reais benefícios (e custos) dos REDs para os sistemas elétricos. Além disso, não reflete um planejamento que resulte em um mix ótimo dos recursos, já que não permite uma análise integrada dos recursos centralizados e distribuídos que minimize os custos totais.

Metodologias endógenas permitem que os REDs “compitam” com os outros recursos dos sistemas na análise da expansão e planejamento do sistema para prover os serviços necessários ao sistema, resultando em um mix ótimo de fontes. Destaca-se que no Brasil a EPE considerou uma modelagem endógena para a resposta da demanda no Modelo de Decisão de Investimentos (MDI) utilizado para a elaboração do Plano Decenal de Expansão de Energia de 2029 (PDE 2019). [50]

Na publicação em [56], a resposta da demanda é modelada junto a outras fontes do sistema. Neste estudo é utilizado o software livre OseMOSYS para avaliar o impacto da resposta da demanda no planejamento energético de longo prazo considerando um estudo de caso do sistema de Portugal. Este software minimiza o custo total para o suprimento da demanda de energia, considerando um conjunto de tecnologias, custos, restrições, metas de emissão, dentre outros parâmetros. Considera ainda que os diferentes segmentos de consumo (industrial, residencial e setor terciário) podem deslocar suas atividades e processos de forma distinta ao longo das horas do dia. Por exemplo, considera que o ar condicionado de consumidores residenciais podem ser “deslocados” por 2 horas, enquanto o consumo de energia de máquinas de papel em indústrias pode ser deslocado por 24 horas.

Este trabalho observa que resposta da demanda permite reduzir no longo prazo os custos no sistema principalmente por evitar a necessidade de novas capacidades de geração, principalmente de térmicas usadas de *backup* já que a própria resposta da demanda poderia ser utilizada para prover o serviço e flexibilidade de acomodar a máxima geração renovável. Assim, ao modelar a da resposta da demanda junto com outras fontes capazes de suprir a demanda, é possível melhor avaliar os benefícios deste RED para o sistema, se comparado a uma abordagem exógena.

Entretanto, ressalta-se que neste artigo não são considerados os custos associados a resposta da demanda, como por exemplo, com incentivos para estimular os consumidores alterarem o consumo.

A modelagem endógena embora seja ideal para obter um mix ótimo de recursos que minimizem os custos totais para os consumidores apresentam uma série de desafios para sua implementação. Simulações integradas podem ser computacionalmente trabalhosas, principalmente em função do tamanho do sistema elétrico simulado. Além disso, acoplar as redes de transmissão e distribuição é desafiante na medida em que a rede de distribuição deve ser representada com rede trifásica, detalhada, enquanto a rede de transmissão é muitas vezes

“simplificada” e representada através de equivalente de sequência positiva (em função de características particulares que as diferem das redes de distribuição)¹⁵. Acrescenta-se ainda que, em algumas jurisdições e países, diferentes entidades podem ser responsáveis por conduzir planejamentos da geração, transmissão e distribuição, que podem ter horizontes de avaliação e interesse distintos.

Apesar destas questões, algumas jurisdições, como por exemplo o Hawaii, estão buscando superar desafios e propor metodologias integradas e endógenas de planejamento [7]. Metodologias para difusão dos RED de forma endógena serão abordadas no produto 2.3.

4.5 Resumo dos Métodos de Quantificação por Impacto dos REDs

Como discutido neste capítulo, a metodologia de quantificação de custos pode ser dividida em dois grandes grupos de forma que no primeiro, calcula-se os benefícios de acordo com o custo evitado e no segundo, calcula-se os benefícios/custos inserindo-os no planejamento e operação. A escolha de qual grupo será utilizado para avaliar determinado impacto dependerá dos dados e ferramentas disponíveis, de forma que um framework de análise completa dos benefícios/custos dos REDs poderá valorar cada impacto de forma distinta.

Dessa forma, nesta seção, apresenta-se um resumo de métodos encontrados na literatura, baseados nas metodologias discutidas anteriormente, separados pelos serviços que os REDs prestam.

4.5.1 Valoração dos Serviços de Geração, Transmissão e Distribuição

Diversos frameworks de análise custo-benefício destacam a relevância de avaliar os custos evitados com geração, transmissão e distribuição dada a inserção dos REDs. Inclusive, a literatura sugere que a maior parte dos benefícios dos REDs são encontrados na geração e transmissão [40]. Os métodos utilizados para a valoração nesses segmentos são principalmente baseados no custo evitado e comparando cenários alternativos com e sem a presença dos REDs.

Em [46], destaca-se que o mercado atacadista de energia permite uma análise monetária do valor do RED em função do custo evitado ao sistema. Dessa forma, sugere-se utilizar preços marginais locais que permitem refletir três custos: geração, congestão e perdas para calcular o custo evitado com a presença de RED. Ao definir que um RED consiga atender o sistema naquele horário e local do preço do mercado atacadista, o benefício do RED é igual a esse preço.

Além disso, para calcular o custo evitado com a capacidade de geração, propõe-se a análise de três dados:

1. A capacidade efetiva do RED em determinados períodos como no momento da ponta de uma determinada região;

¹⁵ Uma proposta de representação acoplada das redes de distribuição e transmissão, contemplando características dos REDs é considerada no estudo [20]

2. Capacidade necessária do sistema ao longo do tempo;
3. Valor esperado da capacidade futura com base nos preços do mercado atacadista.

Dessa forma, para locais com mercado atacadista de capacidade, o custo evitado do RED devido ao atendimento de demanda seria calculado com os dados acima.

No estudo do NREL [36], os autores definem diversos métodos para analisar o custo/benefício da geração distribuída fotovoltaica (GDFV). Ainda que os métodos sejam desenhados para a GDFV, eles podem ser estendidos para outros REDs. Neste estudo, a análise do benefício da energia fornecida pela GDFV é baseada em determinar o gerador marginal deslocado quando a GDFV atende ao sistema. Dessa forma, o benefício da GDFV em termos de energia é deslocar o gerador mais caro do sistema. Para esse cálculo, definem-se 5 métodos distintos apresentados a seguir na ordem de menor a maior complexidade de aplicação:

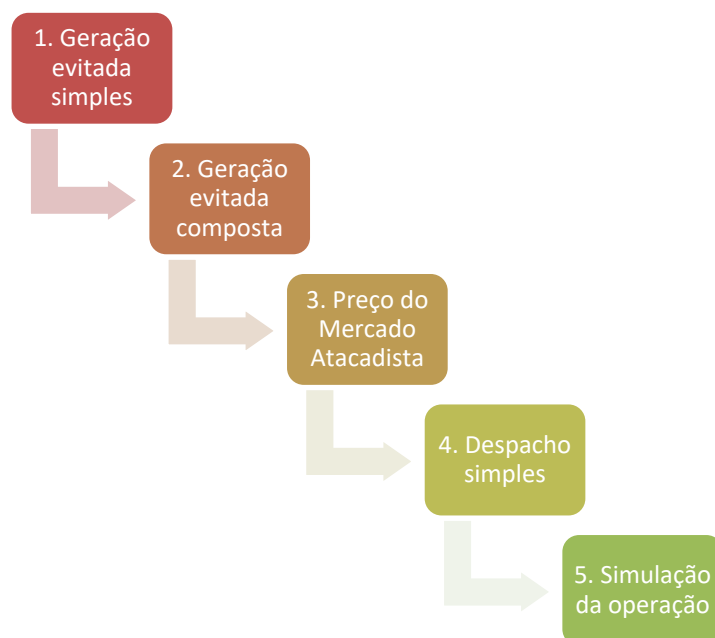


Figura 17 – Métodos para cálculo do benefício de adoção da GD na valoração do serviço de Geração.

1. Geração evitada simples – assume-se que a GDFV desloca sempre o gerador mais caro do sistema. Esta alternativa não utiliza de simulações e contas; é importante destacar que esse método é melhor aplicado em sistemas termelétricos em que se possui o custo do combustível de forma direta.
2. Geração evitada composta – assume-se que a GDFV desloca um mix de geradores marginais de forma que o benefício final é calculado através da média ponderada do custo de geração desses geradores;
3. Preço do Mercado Atacadista – utilizando dados históricos do preço marginal locacional dos sistemas ou o preço de energia marginal do sistema. Alternativa similar foi proposta em [46] apresentada anteriormente;
4. Despacho simples – realiza-se uma simulação de despacho do sistema considerando a presença do GDFV e compara com o despacho sem o gerador distribuído. Neste método, o despacho considera apenas o custo de geração dos geradores sem levar em conta as restrições

do sistema como congestionamento e poderia ser tão simples quanto contas realizadas em uma planilha considerando os custos dos geradores e o perfil da demanda;

5. Simulação da operação – o último método envolve uma simulação completa da operação do sistema. Ou seja, realiza-se uma simulação do Sistema conforme ocorre no planejamento comparando a simulação com e sem a presença de GDFV para calcular o benefício econômico em termos de custos de atendimento da carga em cada simulação.

Estes mecanismos de valoração, a despeito de algumas adaptações, poderiam ser aplicados ao sistema brasileiro. As duas abordagens mais simples (geração evitada simples e evitada composta) são mais bem adaptadas a sistemas termelétricos não sendo recomendada a aplicação no Brasil. Como a matriz energética brasileira apresenta forte presença de hidroelétricas, o(s) gerador(es) marginal(ais) variam em função da condição hidrológica considerada. Destaca-se ainda que a abordagem proposta com preços do mercado atacadista precisaria ser adaptada uma vez que no sistema brasileiro não é utilizado preço marginal locacional. Uma possível aplicação, embora simplificada, corresponderia a considerar o preço do mercado de curto prazo que no Brasil são zonais. A metodologia de despacho simples pode ser utilizada no Brasil e mesmo sendo mais complexa, a metodologia que aborda a simulação da operação do sistema é a mais indicada para o SEB uma vez que se possui ferramenta computacional e o sistema hidroelétrico com renováveis não convencionais possui a complexidade de múltiplos cenários hidrológicos, vento e solar.

Para a análise do custo evitado de investimentos em transmissão, [46] sugere estimar a relação entre a expansão de capacidade de transmissão planejada com as receitas requeridas através de análises de regressão e estimar a necessidade de investimentos em transmissão com o aumento da carga. Dessa forma, estimando o aumento de carga evitado com a presença de RED, estima-se o custo evitado com a expansão de transmissão. Neste estudo, os custos evitados de curto prazo na transmissão como congestionamento e perdas já estão refletidos na análise do preço marginal locacional do mercado atacadista discutida anteriormente.

Em [36], para a análise do benefício da GDFV na rede de transmissão, propõe-se três métodos para estimar esse benefício. O primeiro é relacionado ao custo evitado de congestionamento utilizando a diferença dos custos marginais locais com e sem a presença da geração distribuída. O segundo método é realizar um planejamento do sistema de transmissão considerando um cenário sem o recurso e um cenário com o recurso distribuído. Por fim, o terceiro método e o mais complexo envolve utilizar uma ferramenta de co-otimização entre a expansão do sistema de transmissão e sistema de geração considerando alternativas *non-wire* de forma que o gerador distribuído passa a ser visto como uma alternativa *non-wire*.

No ponto de vista do sistema elétrico brasileiro, as três metodologias poderiam, a princípio, ser consideradas uma vez que existem bases de dados com informações disponíveis relativas aos sistemas de geração e transmissão. A comparação dos custos marginais entre barras do sistema com e sem a presença de recursos distribuídos poderiam indicar se o recurso distribuído contribui para evitar congestionamento na infraestrutura de rede. Ao mesmo tempo, poderia ser conduzido um planejamento da transmissão com a presença e ausência do RED, conforme sugerido na segunda metodologia. Porém, devido às dimensões do sistema elétrico brasileiro e matriz energética com “características estocásticas”, em função da

presença de hidrelétricas, uma ferramenta de co-otimização para obtenção da expansão de geração e transmissão pode introduzir muitos desafios e até inviabilizar a aplicação do método no Brasil.

Para avaliação da infraestrutura de distribuição, [46]propõe uma análise dos custos marginais para expansão da distribuição divididos em 5 centros de custos, mostrados na Figura 18, baseado no estudo [57]. Neste estudo, avalia-se a necessidade de investimentos em distribuição para cada um dos 50 alimentadores que atendem a distribuição de alguns condados no estado de Nova Iorque. A Figura 18 abaixo traz o resultado de alguns alimentadores de acordo com os centros de custo. Dessa forma, o benefício da inserção do RED seria o custo marginal da expansão da capacidade a depender do resultado de cada alimentador e em quais centros de custos seriam evitados os investimentos com a presença do RED. Destaca-se que neste estudo, 28 dos 50 alimentadores não apresentavam a necessidade de qualquer investimento na próxima década indicando que o RED não traria nenhum benefício na postergação de investimentos para esses locais. Dessa forma, a análise por alimentador e centros de custos permite refletir o sinal locacional da necessidade de investimento e com isso, o benefício do RED.

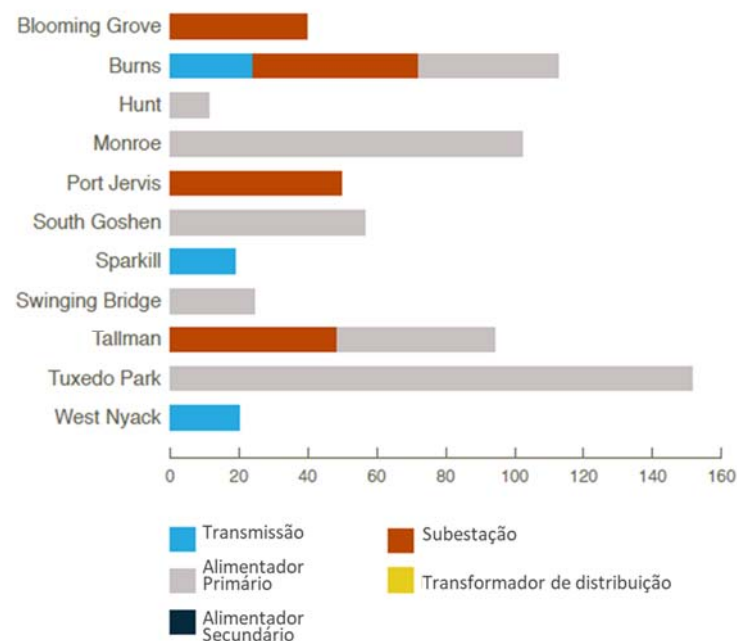


Figura 18 – Custos Marginais para adição de capacidade (\$/kW) em alguns alimentadores atendidos pela Orange&Rockland.

Fonte: [57]

O estudo [36] também propõe algumas alternativas para mensurar o impacto da GDFV na distribuição avaliando não só os benefícios, mas também os custos extras que podem ser incorridos na rede para acomodar a geração distribuída. A primeira alternativa é avaliar a média de investimento postergado com a redução da demanda de ponta. Essa alternativa é adotada no estudo do Texas que será discutido na seção 5.1. A segunda alternativa e mais complexa é utilizar de modelos de otimização da expansão da distribuição e comparar a necessidade de investimentos para diferentes cenários de penetração de GDFV.

Destaca-se ainda [58] que propõe uma abordagem de avaliação de custos evitados na distribuição com a presença de geração solar distribuída, que pode ser estendida para outros REDs. A metodologia proposta consiste em avaliar os custos em infraestrutura de distribuição (em um horizonte de dez anos) que seriam evitados com a presença do recurso distribuído contribuindo para redução da demanda de ponta. Nesta metodologia primeiramente estima-se o ano em que reforços e obras de infraestrutura de rede são necessárias, considerando, por exemplo, a necessidade de obras nos alimentadores em decorrência do crescimento da demanda. Em seguida, avaliam-se os investimentos que poderiam ser postergados (ou evitados) com a presença de geração distribuída. Assim, comparando-se o valor presente do custo das obras entre os anos inicialmente estimados e os anos de necessidade de reforço após a presença de RED, obtém-se a economia que os REDs podem proporcionar. A metodologia sugerida em [58] é ilustrada na Figura 19.

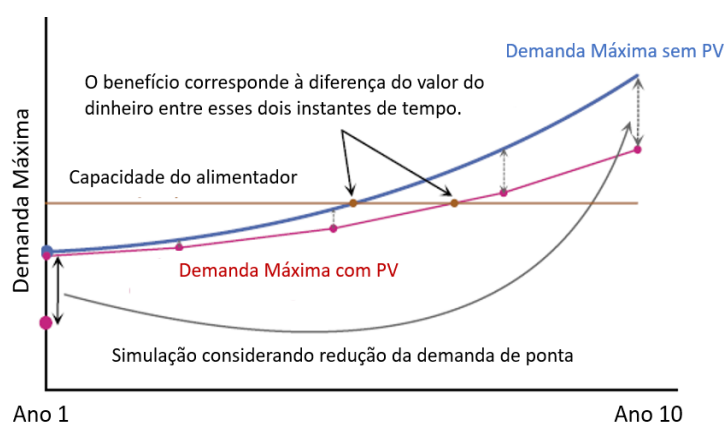


Figura 19 – Esquema indicativo para avaliação de postergação de investimento em nova capacidade de distribuição com geração distribuída fotovoltaica.

Fonte: [58]

4.5.2 Valoração das Perdas Técnicas

Do ponto de vista das perdas na rede elétrica (transmissão e distribuição), [36] indica quatro maneiras para avaliar o impacto da GDFV nas perdas do sistema, mas que pode ser estendido para outros REDs. As alternativas propostas em [36] são indicadas na Figura 20.

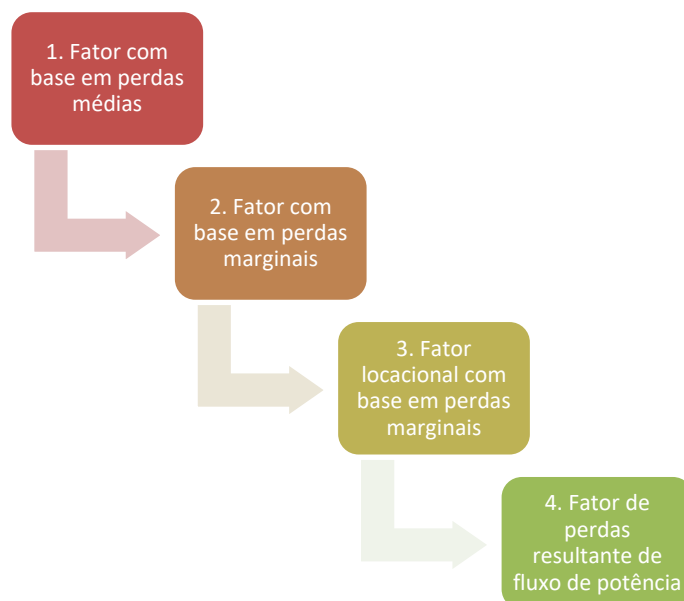


Figura 20 – Abordagens para estimar perdas em transmissão e distribuição, em ordem crescente de dificuldade.

A primeira maneira, e mais simples, consiste em considerar que as perdas médias na transmissão e distribuição reduzem em um determinado fator com a presença de REDs. Em alguns casos se utilizam fatores distintos para horários de ponta e fora ponta. Entretanto, como as perdas podem variar significativamente em diferentes regiões da rede e em diferentes instantes, a utilização de um fator médio de perdas tende a distorcer o benefício (ou custo) que um RED pode resultar no sistema.

A segunda maneira sugere que sejam utilizadas as perdas marginais ao invés das perdas médias¹⁶ para avaliação do impacto da GDFV nas perdas (ou REDs de forma geral). De acordo com [44] as perdas marginais são tipicamente 1.5 vezes maiores do que as perdas médias. Esta abordagem indica que curvas (não lineares) para aproximar as perdas em função da demanda líquida do sistema podem ser utilizadas para identificar fatores de perdas marginais. Esses cálculos podem ser feitos através de planilhas em Excel. Com o objetivo de verificar os diferentes valores de perdas em distintas regiões da rede, a terceira metodologia propõe que as curvas de perdas em função da demanda sejam desenvolvidas para distintas localizações do sistema. Dessa forma, a terceira alternativa pode ser entendida como uma extensão da segunda, na medida em que propõe que a análise proposta na segunda abordagem seja aplicada de forma locacional. De forma similar, [46] indica que as análises de perdas na rede elétrica são mais precisas quando contemplam perdas marginais em diferentes zonas ou nós da rede, em diferentes períodos (diários ou sazonais).

¹⁶ Perdas marginais podem ser entendidas como as perdas alterariam em função de uma variação de demanda ou geração no sistema, em função da presença de REDs.

A quarta maneira de avaliar o impacto dos REDs nas perdas do sistema consiste em simular fluxos de potências para as redes de transmissão e distribuição, correspondendo a uma alternativa de análise mais precisa e que resulta em maior esforço computacional.

Uma vez identificado como os REDs podem impactar nas perdas do sistema, as perdas devem ser valoradas. De acordo com o NREL em [36] e [45], as perdas são tratadas como benefícios (ou custos) indiretos já que impactam em outros benefícios (ou custos) proporcionados ao sistema, incluindo efeitos nos serviços de geração, capacidade e impactos ambientais. Desta forma, as perdas são muitas vezes contempladas como multiplicadores na avaliação de custo e benefício que podem ser obtidos conforme uma das quatro maneiras descritas anteriormente.

No estudo [44] de avaliação de custos e benefícios de geração solar fotovoltaica, considera-se o multiplicador de 4.5% para representar as perdas marginais evitadas na transmissão com a presença de GDFV. Este fator é aplicado sobre diferentes custos, como por exemplo, custo evitado de energia, capacidade de geração e transmissão para monetizar o impacto do RED nas perdas técnicas do sistema. O valor obtido das perdas é então considerado na análise de custo e benefícios.

4.5.3 Valoração dos Serviços Ancilares

O estudo do NREL [36] considera duas categorias de serviços ancilares que são afetados com a presença de GDFV, reserva operativa e controle de tensão (incluindo o fornecimento de energia reativa). Neste relatório, propõe-se três alternativas para estimar o valor dos serviços ancilares para a análise de custo-benefício de GDFV, mas que pode ser estendido para outros REDs:



Figura 21 – Alternativas para estimar o valor dos serviços ancilares para a análise de custo-benefício de GDFV.

1. Assumir nenhum impacto – este caso envolve assumir que a penetração de RED é insignificante para refletir em impactos nos serviços ancilares;
2. Método simples baseado em custo – estima mudanças no requerimento de serviços ancilares e aplica custos estimados ou os preços no mercado para os serviços correspondentes;
3. Análise custo-benefício detalhada – executa simulações do sistema com o RED e calcula o impacto em necessidade de reserva e em controle de tensão.

Em [46], também é discutido a questão do custo dos serviços ancilares ser substancialmente menor do que os custos em geração e mais difíceis de calcular. Neste contexto, as distribuidoras da Califórnia têm sido direcionadas para simplesmente calcular o custo dos serviços ancilares como 0.9% do custo de geração. Dessa forma, ao valorar o custo evitado com geração na presença do RED, poderia estimar o custo evitado com serviços ancilares [51].

Para o sistema brasileiro os dois primeiros métodos poderiam ser aplicados, a despeito de algumas ressalvas. Pode-se optar pelo primeiro método e assumir que os REDs não proveem serviços ancilares, porém entende-se que esta simplificação subestima os benefícios destes recursos e, então, não seria a abordagem ideal. Dessa forma, custos aproximados destes serviços poderiam ser considerados para valorá-los, aproximando-se do segundo método destacado na Figura 21. O terceiro método requer uma análise mais intensiva que exige principalmente uma base de dados detalhada para a obtenção real da necessidade de controle de tensão. As distribuidoras brasileiras caminham para a disponibilização dessa base de dados detalhada através da construção da BDGD. Ultrapassado esse passo, entende-se que o desafio segue na simulação, que deve ser estocástica, para conseguir capturar a diversidade dos pontos operativos da rede de distribuição. Ou seja, mesmo que mais trabalhoso, não se vê tantos impedimentos na adoção do terceiro método para o Brasil, mas há a necessidade de investimento na construção do *framework* de simulação.

4.5.4 Valoração da Flexibilidade

Neste trabalho o serviço de flexibilidade foi dividido em impactos na curva de carga e modulação da carga, conforme descrito na seção 3.2. Impactos na curva de carga, por exemplo, podem se relacionar à possibilidade de REDs contribuírem para redução da demanda máxima, enquanto o serviço de modulação estaria relacionado ao “seguimento da carga”, contribuindo para o balanço geração-demanda.

Entretanto, na literatura não foram identificadas muitas referências que sugiram métricas ou metodologias quantitativas de análise de benefícios e custos relacionados ao atributo de flexibilidade. Nos serviços em que os recursos distribuídos impactam a curva de carga, com redução da demanda máxima, a valoração pode ser feita através do custo evitado com serviços de capacidade.

Em [52], se avalia como a resposta da demanda é capaz de auxiliar no “seguimento de carga”, com atuação em escala de tempo entre 1 minuto e 1 hora, e no serviço de regulação, com tempo de resposta entre segundos e minutos. No estudo, consideram-se simulações do sistema avaliando custos de investimento e operação evitados com a presença da resposta da demanda.

Dessa forma, são avaliados dois cenários, sendo o primeiro correspondente ao caso base, em que a resposta da demanda não é capaz de prover estes serviços, enquanto o segundo considera que este recurso distribuído pode prover estes atributos para o sistema.

No cenário base, sem resposta da demanda, observa-se que baterias (recurso não distribuído) são utilizadas para prestar o serviço de flexibilidade para “seguimento de carga” e regulação. Ao simular o cenário em que dispositivos com rápida resposta são utilizados como mecanismos de resposta da demanda para o sistema, observa-se que estes serviços podem ser fornecidos pelo recurso distribuído. Além de o RED fornecer flexibilidade operativa, permite

que as baterias passem a prover outros serviços ao sistema. Neste caso, a resposta da demanda permite que a bateria aumente o carregamento nos horários com excesso de geração renovável no sistema, evitando o “curtailment”, e contribuindo para atender metas e níveis de portfólio de renovável (*Renewable Portfolio Standards*) definidos. A operação da bateria nos dois cenários é destacada na Figura 24.

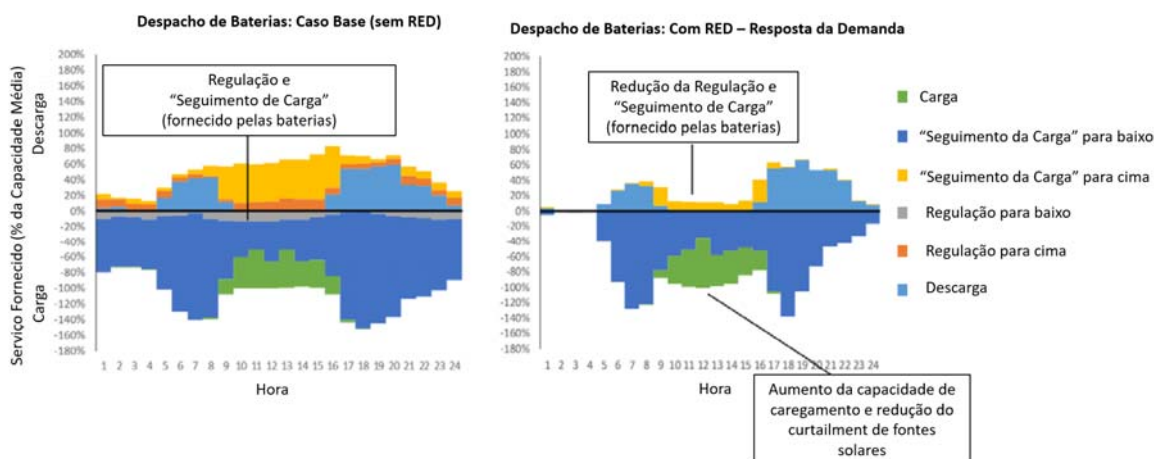


Figura 22 – Operação da Bateria no CAISO sem (esquerda) e com Resposta da Demanda (direita) provendo serviços de flexibilidade.

Fonte: [52]

Embora este estudo não monetize o valor para o sistema desses serviços de flexibilidade fornecidos pela resposta da demanda, avalia o benefício que pode proporcionar ao sistema do CAISO. Conclui-se que para o ano de 2025 uma resposta da demanda de 600 MW pode resultar em um benefício de 21 milhões de dólares referente ao serviço de “seguimento de carga” e mais de 22 milhões de dólares com o serviço de regulação.

Ressalta-se que embora esta abordagem seja aplicada para avaliação da resposta da demanda, ela poderia também ser aplicada para avaliar a capacidade de outros REDs proverem serviço de flexibilidade ao sistema.

4.5.5 Valoração da Robustez

Para a valoração da Robustez do sistema, [36] propõe o cálculo do custo evitado de duas grandezas: custo de restauração do sistema e custo de energia não suprida. O custo evitado com a restauração do sistema seria igual ao custo de um investimento tradicional em confiabilidade de restauração do sistema de forma que esse benefício seria calculado apenas para um projeto ou portfólio individual de RED. De forma similar, o custo evitado de energia não suprida envolveria calcular o a redução na frequência e duração de energia não suprida com a presença do RED e multiplicar por um custo estimado por interrupção.

A resiliência é citada como um benefício difícil de ser quantificado na análise de REDs uma vez que não possui uma única métrica que indica a resiliência do sistema frente a diferentes eventos de alto impacto [46]. Comumente, existem várias abordagens para avaliar interrupções de energia evitadas, sendo utilizado como *proxy* para quantificar a resiliência de energia [59].

Baseado na literatura acadêmica, [46] propõe calcular a resiliência de qualquer investimento, incluindo o RED, utilizando os seguintes passos:

1. Caracteriza as potenciais fontes de perturbação;
2. Especifica métricas para resiliência de forma que cada métrica deve:
 - a. Ser mensurável em termos da consequência esperada;
 - b. Refletir incerteza;
 - c. Utilizar dados de modelos computacionais que incorporam experiências históricas ou avaliação de um especialista.
3. Quantificar a resiliência de um sistema em um cenário base (por exemplo, um cenário sem os REDs);
4. Caracterizar como o investimento modifica a resiliência do sistema;
5. Comparar os benefícios e custos do aumento de resiliência no sistema.

Embora a metodologia proposta em [46] seja genérica e possa ser aplicada para diversas fontes de perturbação, no Brasil existem diferentes fontes de perturbação, que variam também nas diferentes regiões do país, sendo algumas com incidência sazonais. Este é o caso, por exemplo, de queimadas que, ocorrem predominantemente no 3º trimestre do ano, final do período seco nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e Norte do Brasil. Em 2019, as queimadas corresponderam à segunda maior causa de desligamentos forçados em linhas de transmissão da Rede Básica (de acordo com informações disponibilizadas na página da internet do ONS).

Porém, se condições adversas no sistema que levam a cortes de carga puderem, por exemplo, ser associadas a taxas de indisponibilidade forçada de equipamentos do sistema, pode-se avaliar a operação do sistema considerando, por exemplo, simulações Monte Carlo. Neste caso, através das simulações pode-se avaliar a probabilidade de corte de carga (LOLP – *Loss of Load Probability*) e/ou Valor Esperado da Energia não Suprida (EENS – *Expected Energy Not Supplied*) em um cenário base (sem a presença de REDs) e em um cenário considerando os recursos distribuídos. Dessa forma, seria possível avaliar benefícios de resiliência que os REDs são capazes de prestar ao sistema.

4.5.6 Custos Ambientais

Ao avaliar os benefícios ambientais dos REDs, o principal aspecto levado em consideração nos *frameworks* são as emissões evitadas de poluentes. Vários tipos de emissões podem ser calculados, contudo três classes gerais de emissões podem ser consideradas: gases de efeito estufa (principalmente dióxido de carbono), poluentes críticos incluindo dióxido de enxofre (SO₂) e óxido de nitrogênio (NO_x) e poluentes perigosos do ar, como mercúrio.

Em [60], descreve-se um método com 5 passos para calcular a redução dos custos monetários de emissões devido a presença de REDs. Neste relatório, inclui metodologias, fontes de dados e ferramentas analíticas para cada um dos passos:

1. Determinar qual recurso de geração será deslocado com a instalação do RED;

2. Quantificar as taxas de emissão marginais do recurso de geração deslocado;
3. Calcula em termos monetários os danos das emissões, considerando os tipos de poluentes e seus destinos, além do momento da emissão (sazonal ou diária);
4. Monetiza o valor das emissões evitadas usando as taxas de emissão marginais estabelecidas no passo 2 e os danos por unidade estabelecidos no passo 3;
5. Subtraia o resultado do passo 4 do valor de qualquer emissão diretamente atribuída a operação do RED.

Ainda neste contexto, para estimar o custo monetário dos danos causados do incremento das emissões de gases do efeito estufa, uma ferramenta comumente citada na literatura é o Custo Social do Carbono desenvolvido em 2010 e atualizado em 2013 e 2016 [60].

Outros impactos ambientais além da emissão de gases poluentes podem ser quantificados com abordagem similar a depender da disponibilidade de dados. O impacto no consumo de água, por exemplo, pode ser quantificado se existir um custo variável do consumo de água [46]. Outro impacto ambiental comumente citado é o impacto na terra devido a exploração de combustíveis fósseis contudo, apenas análises qualitativas são propostas [46] [61].

4.5.7 Custos Administrativos

Algumas referências citam a análise de custos administrativos ao realizar o estudo de benefício/custo dos REDs no sistema. Em [13], propõe-se que os custos administrativos sejam monetizados através da carga horário de trabalho dos recursos humanos responsáveis além de espaço para escritório e equipamentos que sejam necessários com a criação de novos setores para a administração dos REDs no sistema. Neste estudo, destaca-se que apenas custos incrementais com a presença de REDs devem ser levados em consideração nas análises. Na análise [53], também se pontua que os custos administrativos são monetizados apesar de não detalhar métodos para essa quantificação.

Em [61], também se destaca a questão dos custos administrativos incrementais de forma que para a análise proposta, considera-se que existe uma transferência de recursos com a entrada de REDs no sistema, de forma que a diferença entre os custos administrativos ao comparar um cenário com e sem RED seja nula.

No Brasil, as distribuidoras poderiam estimar com dados históricos o aumento dos custos administrativos com a penetração de RED em seus sistemas. Destaca-se que neste caso, estimar o aumento dos custos administrativos no Brasil exigiria esse *input* de todas as distribuidoras uma vez que devido às diferenças regionais no país, não só em termos de tarifas, mas também de penetração de RED, não seria possível estender a estimativa de poucas distribuidoras para todo o país.

5 A APLICAÇÃO DAS METODOLOGIAS E IMPACTOS NO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS

5.1 REDs para Postergação dos Investimentos em T&D e Redução dos Custos de Eletricidade – Texas (EUA)

O Texas Advanced Energy Business Alliance publicou um estudo em 2019 [62] sobre o quanto de dinheiro pode ser economizado para os consumidores do Texas com a integração dos REDs sob duas perspectivas: (i) redução e/ou postergação de investimentos em transmissão e distribuição; (ii) redução nos custos de eletricidade com a redução de preços de pico.

Neste estudo, a valoração dos REDs baseia-se em analisar o custo evitado no sistema com a presença dos recursos utilizando dados históricos e algumas simulações do sistema. O resultado do estudo apresenta uma economia total de 5.47 bilhões de dólares na próxima década ao avaliar os benefícios dos REDs sobre essas duas perspectivas sendo 2.45 bilhões de dólares referente a postergação dos investimentos em fio e 3.02 bilhões de dólares referente a redução nos custos de eletricidade com a adição de 1 GW de REDs que atendam o sistema no horário de pico dos preços.

Primeiro, uma visão geral do sistema elétrico do Texas é necessária para compreender a metodologia e os resultados obtidos neste estudo de caso. A Figura 23 adaptada do ERCOT, entidade não lucrativa que supervisiona o mercado de eletricidade do Texas, apresenta os primeiros dados sobre o sistema elétrico do Texas. O sistema conta com mais de 12 milhões de consumidores e uma demanda de pico superior a 74 GW. Além disso, o sistema elétrico conta com mais de 74 mil km de extensão da rede de transmissão e 15,000 circuitos alimentadores. Em um período de 10 anos, de 2009 a 2018, o Texas desembolsou mais de 40 bilhões de dólares em investimentos em transmissão e distribuição. Como será visto a seguir, o estudo não faz menção a uma tecnologia específica de RED, mas avalia os recursos sob a condição de redução da demanda de ponta.

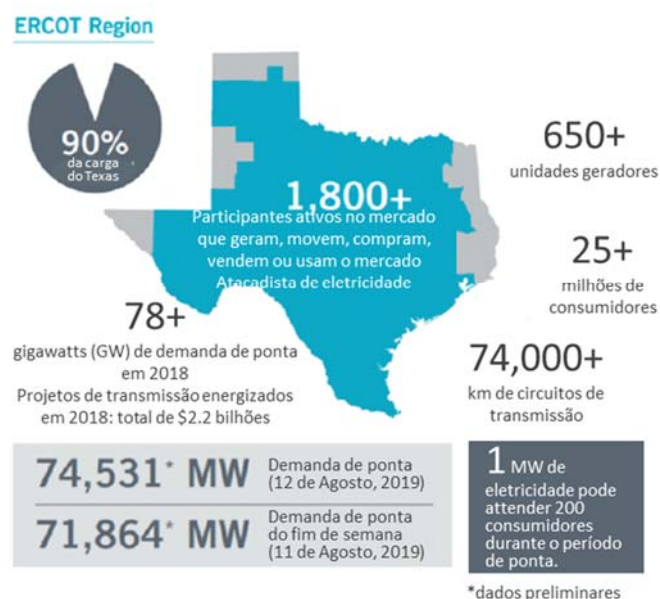


Figura 23 – Informações do ERCOT.
Fonte: [62]

Investimento em Fio

Para a análise do benefício do RED para a postergação do investimento em fio, o trabalho proposto busca responder as 4 perguntas esquematizadas na Figura 24. A resposta de cada pergunta traz consigo dados e premissas que permitirão obter o resultado final do benefício de forma monetizada.

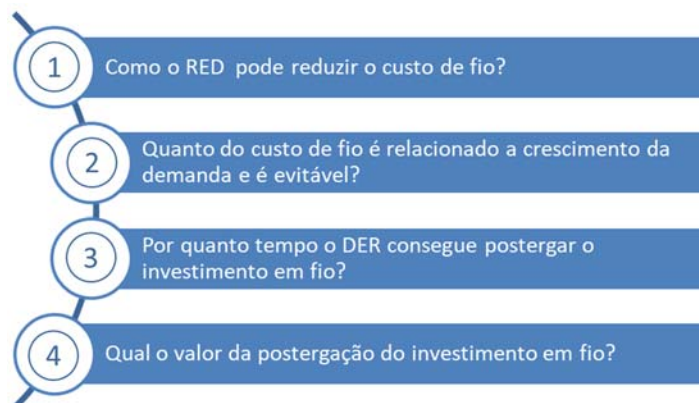


Figura 24 – Metodologia para análise do RED na postergação de investimentos em fio no ERCOT.
Fonte: Elaboração PSR.

A primeira pergunta “Como o RED pode reduzir o custo do fio?” traz uma premissa relevante que norteia toda a metodologia utilizada neste estudo. Uma vez que os investimentos em infraestrutura de T&D pode ocorrer por diversas razões como, substituição de ativos depreciados, conexão de novos consumidores ou geradores à rede elétrica, necessidade de melhorar a confiabilidade, é preciso entender em quais casos o RED de fato pode atuar para postergar o investimento. De acordo com as características do sistema do Texas, o estudo considera como regra geral de que apenas a expansão da infraestrutura devido ao crescimento

do pico de demanda pode ser reduzida, adiada ou evitada com a presença de REDs através da redução da demanda local.

Dessa forma, seguindo a premissa anterior, é necessário estimar o quanto do investimento em fio está relacionado ao crescimento da demanda de pico. Para isso, o estudo utiliza de dados históricos e exemplos de outras jurisdições para obter um valor de referência para o sistema do ERCOT. Como o sistema texano não apresenta o dado de quantos por cento do investimento em fio dos últimos anos foi relacionado ao crescimento de demanda, o estudo utiliza a referência de outros locais para fazer essa estimativa e conclui que entre 10%-30% dos investimentos em fio estão relacionados ao crescimento da demanda.

Para a terceira pergunta “Por quanto tempo o RED consegue postergar o investimento em fio?”, o trabalho cruza os dados da taxa anual de crescimento da carga com a penetração de RED em termos de % do limite de operação, ou seja, em termos da redução da ponta que o RED pode proporcionar, para calcular em quanto anos o RED consegue postergar o investimento em fio. Na Tabela 11, apresenta-se o resultado da postergação em investimento em anos para cada taxa anual de crescimento de carga (linhas) e penetração de RED (colunas). A conta obtida considera o crescimento composto, por exemplo, para um taxa de crescimento anual de 0.5% e uma penetração de RED de 5% é possível postergar os investimentos em fio por 9.78 anos, ou seja, $(1+0.5\%)^{9.78} = 1+5\%$. Além disso, considerou-se apenas os casos em que a postergação do investimento deve ser superior a 2 anos para que as soluções *non-wire*, neste caso o RED, sejam considerados no planejamento.

Tabela 11: Duração da postergação do investimento em fio em termos da taxa de crescimento anual da carga e a inserção de RED.

Fonte: [62]

Taxa Anual de Crescimento da Carga (%)	Penetração de RED (% do limite de operação)				
	5%	10%	15%	20%	25%
0.0%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
0.5%	9.78	19.11	28.02	36.56	44.74
1.0%	4.90	9.58	14.05	18.32	22.43
1.5%	3.28	6.40	9.39	12.25	14.99
2.0%	2.46	4.81	7.06	9.21	11.27
2.5%	1.98	3.86	5.66	7.38	9.04
3.0%	1.65	3.22	4.73	6.17	7.55
3.5%	1.42	2.77	4.06	5.30	6.49
4.0%	1.24	2.43	3.56	4.65	5.69
4.5%	1.11	2.17	3.18	4.14	5.07
5.0%	1.00	1.95	2.86	3.74	4.57
5.5%	0.91	1.78	2.61	3.41	4.17
6.0%	0.84	1.64	2.40	3.13	3.83
6.5%	0.77	1.51	2.22	2.9	3.54
7.0%	0.72	1.41	2.07	2.69	3.30

7.5%	0.67	1.32	1.93	2.52	3.09
8.0%	0.63	1.24	1.82	2.37	2.90
8.5%	0.60	1.17	1.71	2.23	2.74
9.0%	0.57	1.11	1.62	2.12	2.59
9.5%	0.54	1.05	1.54	2.01	2.46

Além disso, para capturar o valor locacional do RED, o estudo cruza os dados de crescimento populacional e da demanda de ponta pelas microáreas do sistema para melhor compreender como as taxas de crescimento de demanda variam pelo Texas. A Figura 25 ilustra a distribuição da taxa de crescimento de demanda utilizada no estudo, obtida através da análise dos dados históricos como forma de representar a particularidade de cada área do Texas.

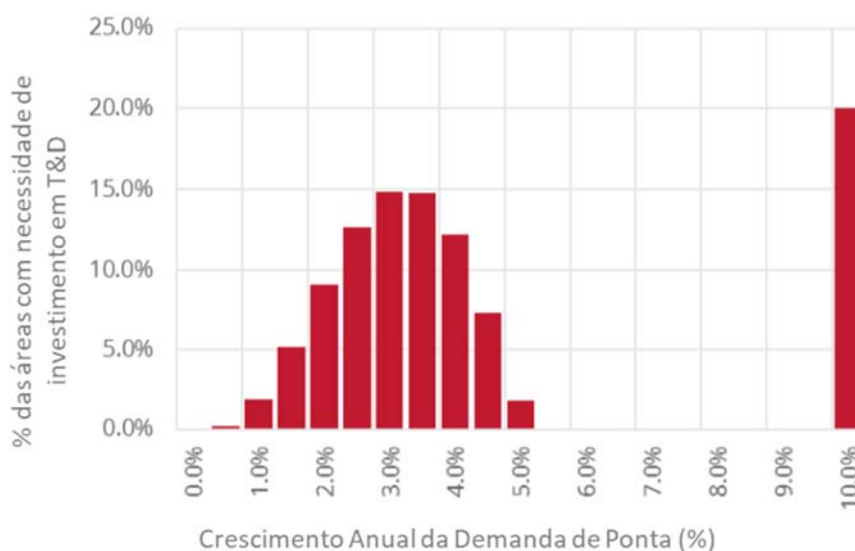


Figura 25 – Distribuição da taxa de crescimento anual da demanda de ponta empregada no estudo.
Fonte: [62]

Por fim, assumindo um custo anual em investimentos em fio de \$3.55 bilhões e que 20% desses investimentos estão relacionados a crescimento da demanda, o estudo calcula considerando as premissas da Tabela 12, a diferença do valor presente líquido dos investimentos em fio sem a presença do RED e com a presença do RED. Neste último caso, o tempo que o RED posterga o investimento foi calculado em função da taxa de crescimento da demanda e da penetração de RED conforme apresentado na Tabela 11. O resultado final do estudo é apresentado na Tabela 13. Anualmente, o benefício econômico do RED representa 8.5% do total de custo de infraestrutura de T&D.

Tabela 12: Premissas para o cálculo do valor presente líquido dos investimentos em infraestrutura.

Fonte: [62]

Premissa	Valor
Multiplicador Líquido - Bruto ¹⁷	142.9%
Tempo de vida útil dos ativos	50 anos
Penetração de RED (% do limite operativo)	20%
WACC	8.5%
Taxa de Inflação	2.1%

Tabela 13: Resultado final para a economia em investimentos em fio com a penetração de RED.

Fonte: [62]

Resultado	Valor (\$ 2019 milhões)
Valor presente sem postergação	\$1,044.7
Valor presente com postergação (Penetração de RED)	\$700.4
Valor anual economizado (Benefício do RED)	\$344.4
Valor economizado por 10 anos	\$2,451.6

O estudo também traz uma análise de sensibilidade para identificar para quais dados de entrada, os resultados são mais suscetíveis a mudanças significativas. Para isso, cada fator foi modificado para $\pm 20\%$ enquanto os outros eram mantidos constantes. Os resultados para a análise de sensibilidade dos parâmetros são apresentados na Figura 26. A principal observação é que o benefício de postergação dos investimentos com a penetração de REDs ainda é relevante para os casos mais críticos.



Figura 26 – Resultado para as análises de sensibilidade dos parâmetros (20%).

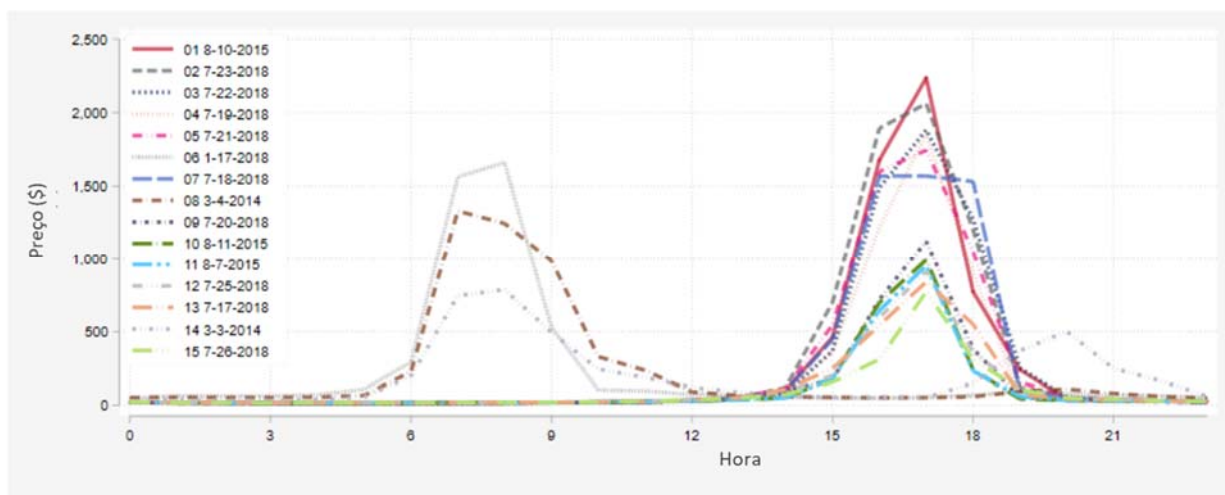
Fonte: [62]

¹⁷ Multiplicador Líquido-Bruto foi calculado para considerar os impostos federais, estaduais, locais e de propriedade como outros custos contábeis, como depreciação e seguro.

Custos de Eletricidade

Na segunda análise do estudo, avalia-se o benefício econômico do RED se ele participasse do mercado atacadista de energia do ERCOT uma vez que o RED pode agregar oferta no mercado quando os preços atingem picos altos indicando a necessidade de recurso adicional. Dessa forma, ao permitir a participação de RED no mercado atacadista, aumenta-se a concorrência e atenua os picos de preços.

Para melhor compreender em que momentos o RED deve atuar, uma análise de quando ocorre os picos de preço no sistema é necessária. Apesar dos picos de preços serem raros, eles chegam a valores ordens mais altas que o preço médio. Por exemplo, em agosto de 2019, o preço atingiu o valor de \$9,000 por MWh enquanto a média do preço de 2019 foi de \$35.63 por MWh [63]. A Figura 27 apresenta o preço horário nos 15 dias em que ocorreram os maiores picos de preço no período de 2014 a 2018. Essa análise mostrou que durante o verão, os picos de preço ocorreram em sua maioria no horário de ponta (das 15h às 19h) e no inverno com o horário de ponta das 7h às 10h, o mesmo padrão foi observado.



**Figura 27 – Preço horário para 15 dias com as maiores demanda de ponta.
Fonte: [62]**

Dessa forma, considerando essas características do Sistema, o estudo monta o seguinte processo para avaliar a redução dos custos do preço com a inserção da oferta de RED nos horários de ponta (Verão das 15h às 19h, inverno das 7h às 10h). Utilizando, os dados históricos de 2014-2018, itera-se para cada hora do ano, os seguintes passos ilustrados na Figura 28.

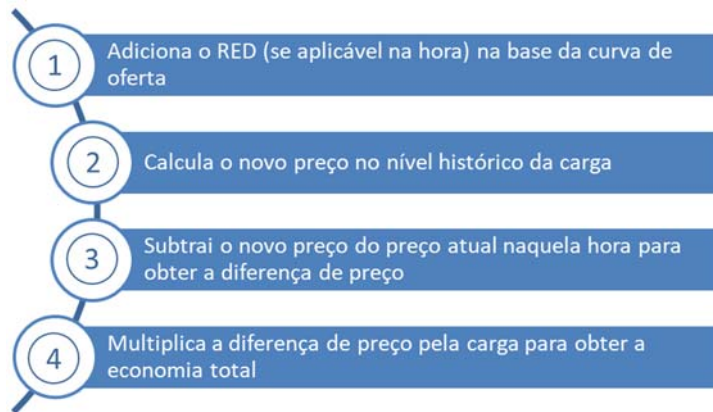


Figura 28 – Processo iterativo para análise da redução do custo de energia com a presença dos REDs.
Fonte: Elaborado pela PSR

O processo descrito anteriormente foi realizado para diversos valores de penetração de RED entre 10 e 10,000 MW, assumindo que a capacidade do RED seja igual o seu potencial de demanda para entregar no horário da ponta. Considerando que o benefício econômico anual seja a média obtida para o resultado obtido com os dados dos anos 2014-2018, o resultado da economia anual para cada valor de penetração de RED é apresentado na Figura 29.

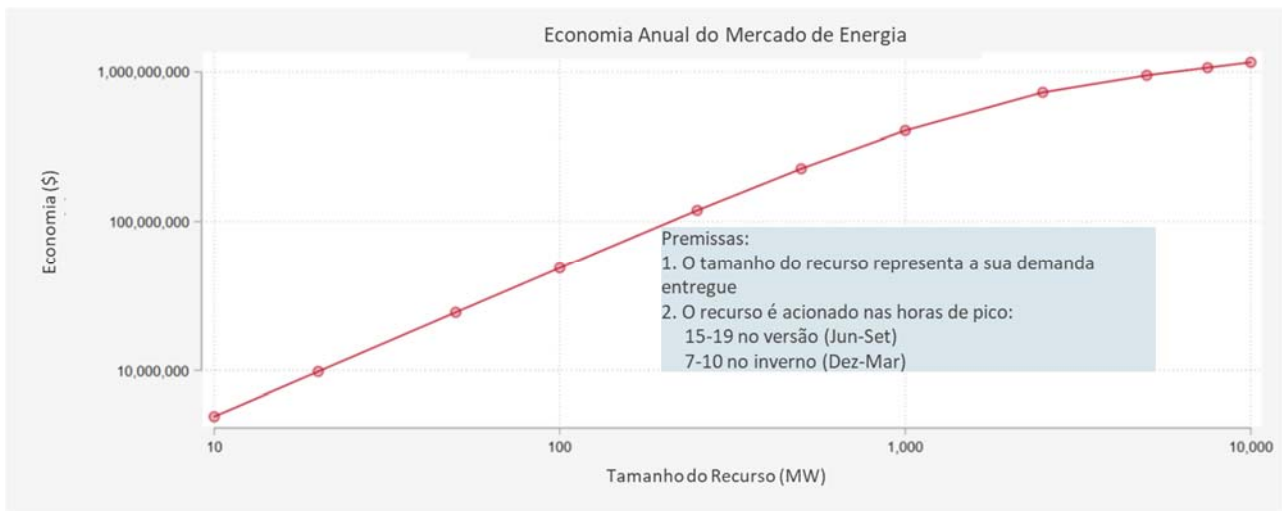


Figura 29 – Resultado da economia anual em função da penetração de RED.

Fonte: [62]

Do resultado anterior, conclui-se que quanto maior a penetração de RED, maior a economia com a redução dos preços. Contudo, ao considerar essa economia por MW de RED, os resultados mostram que o benefício por MW começa a decrescer após a entrada de 1,000 MW de RED conforme apresentado na Figura 30.

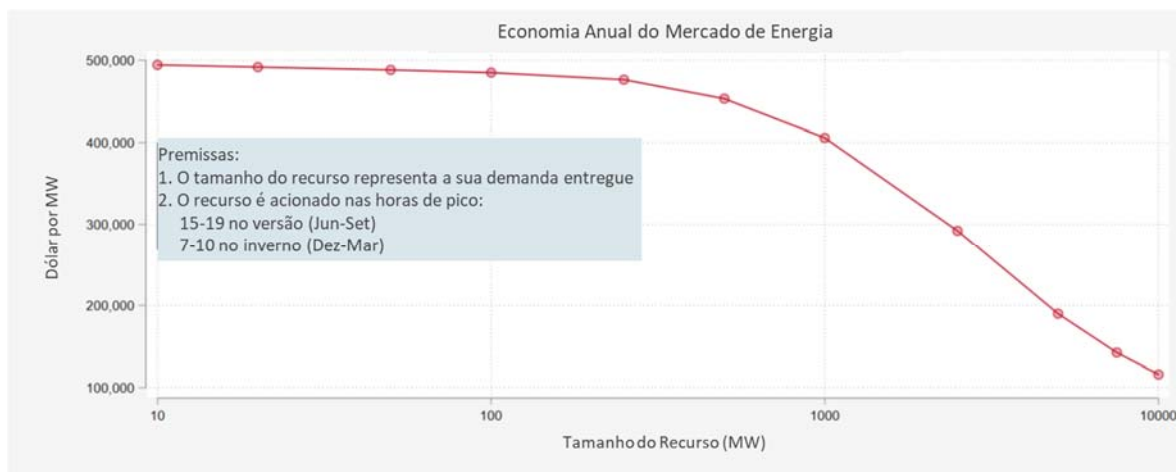


Figura 30 – Resultado da economia anual por MW em função da penetração de RED em MW.
Fonte: [62]

5.2 Baterias atrás do medidor – Minnesota (EUA)

“Energy and Environmental Economics, Inc. (E3)” em [64] desenvolveu um conjunto de avaliações de benefício-custo, em diferentes perspectivas e considerando distintos horizontes de tempo para avaliação da atratividade de baterias e de baterias em conjunto com geração solar distribuída, em Minnesota.

Para avaliação da atratividade e análise de custo benefício, a metodologia aplicada no estudo pode ser resumida através da Figura 31.

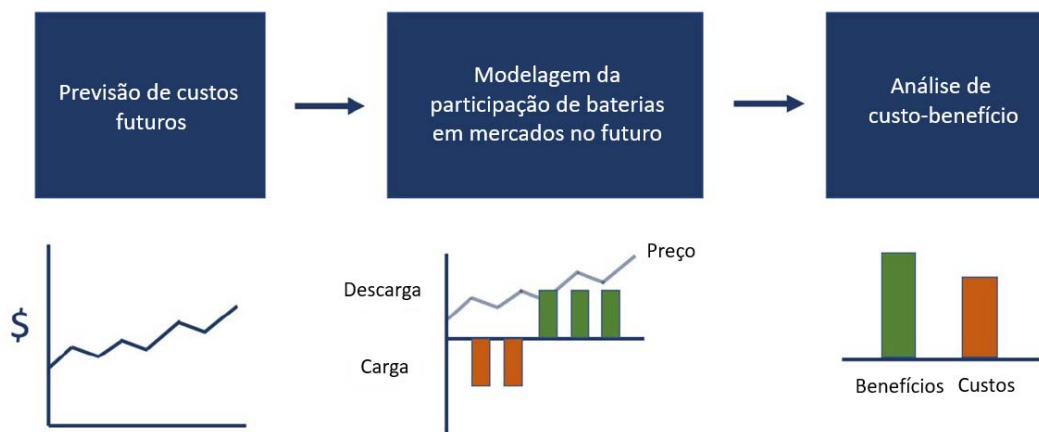


Figura 31 – Metodologia de avaliação de custo-benefício de baterias.
Fonte: [64]

Neste relatório, apresentam-se os resultados e conclusões obtidos na avaliação de REDs (baterias e baterias em conjunto com geração fotovoltaica) para o caso atrás dos medidores. Para este estudo de caso, foi modelado um sistema solar com 30 kW, bateria com 1 hora de duração, em uma instalação em Mineápolis (Minnesota – Estados Unidos). A tarifa de demanda para a instalação avaliada, em horário de pico, é de \$14.79/kW. A Tabela 10 indica algumas premissas de custos e benefícios (custos evitados) utilizada na análise.

Tabela 14: Premissas usadas na avaliação de baterias atrás dos medidores.

Fonte: [64]

Custos de Investimento em Bateria	\$234/kW + \$523/kWh em 2020
Custo Fixo de O&M para bateria	\$7.25/kW + \$16.15/kWh em 2020 + 2% ajuste anual
Vida útil da bateria	10 anos
Custos de Investimento em Solar	\$2182/kW em 2020
Custo Fixo de O&M para solares	\$22/kW in 2020 + 2% ajuste anual
Vida útil da solar	35 anos
Incentivos (Tax Credit)	26% em 2020
Limite de ciclagem de baterias	365 ciclos/ano

Considerando-se a instalação de baterias em conjunto com geração fotovoltaica, verificou-se por meio do “Teste do Participante” (*Participant Cost Test*), que a integração dos dois REDs resulta em benefício líquido positivo, isto é, com os benefícios maiores do que os custos percebidos pelos participantes, conforme indicado na Figura 32.

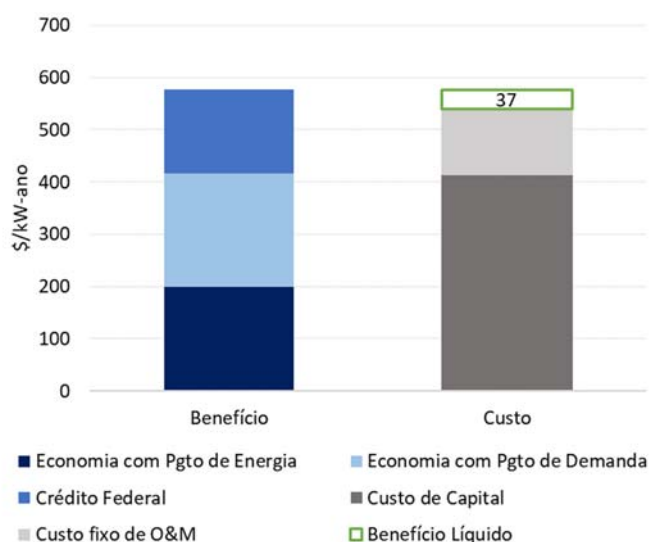


Figura 32 – Teste do Participante para Solar e Baterias atrás do medidor.

Fonte: Elaboração PSR com dados de [64]

A bateria em conjunto com geração solar fotovoltaica atrás do medidor permite reduzir os gastos com energia e demanda dos consumidores. Para instalação desses REDs, os gastos dos consumidores seriam com custos de capital, operação e manutenção. Além disso, nesta análise de custo-benefício, créditos para incentivar a adoção de REDs são consideradas na quantificação dos benefícios que contribuem para permitir que estes dois REDs proporcionem benefício líquido para o consumidor.

Entretanto, uma análise individual das baterias, isto é, sem considerar os dois REDs em conjunto, indica que o armazenamento distribuído não seria economicamente atrativo para o consumidor, conforme indicado na Figura 33.

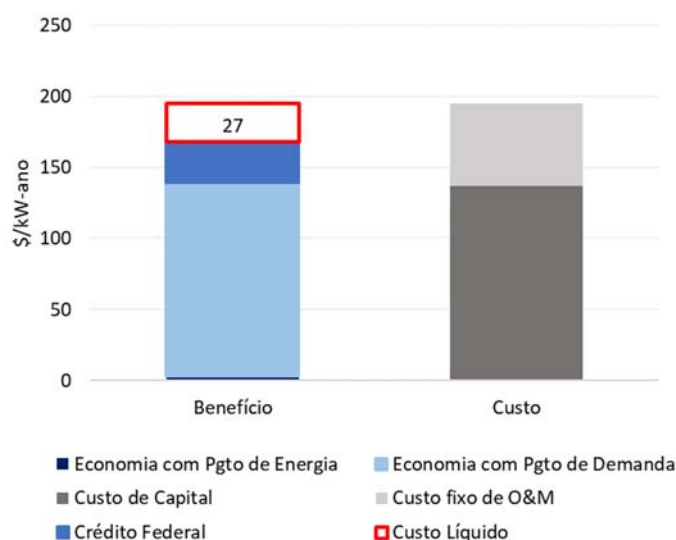


Figura 33 – Teste do Participante para Baterias atrás do medidor.
Fonte: Elaboração PSR com dados de [64]

Pode-se argumentar que a energia solar “sozinha” não seria suficiente para permitir uma redução “firme” da demanda de ponta, em função de tratar-se de um recurso intermitente e estocástico. Portanto, caso o crédito pela contribuição da redução da demanda de ponta fosse atribuído às baterias, o armazenamento distribuído poderia, por si só, ser atrativo.

As tarifas de demanda são definidas de acordo com os horários de demanda máxima dos consumidores. Entretanto, diferentes grupos de consumidores apresentam suas demandas máximas em horários distintos. Dessa maneira, por mais que as baterias possam reduzir a demanda máxima e a conta de energia de um determinado consumidor, não há necessariamente redução da demanda máxima do sistema e novos investimentos para manter a operação da rede elétrica permaneceriam sendo necessários. Assim, a redução do pagamento do consumidor adotante do RED, poderia terminar sendo transferida para os outros consumidores de forma que, na perspectiva de todos os consumidores, a instalação do armazenamento distribuído pudesse não ser atrativa.

Conforme mencionado no Capítulo 3, o efeito para os demais consumidores pode ser capturado através da aplicação do teste dos “Custos para os Contribuintes” (*Ratepayer Impact Measure Test*). A aplicação deste teste indica que as baterias trariam um benefício negativo, ou seja, não seria benéfica na perspectiva de todos os consumidores da concessionária, como indicado na Figura 34.

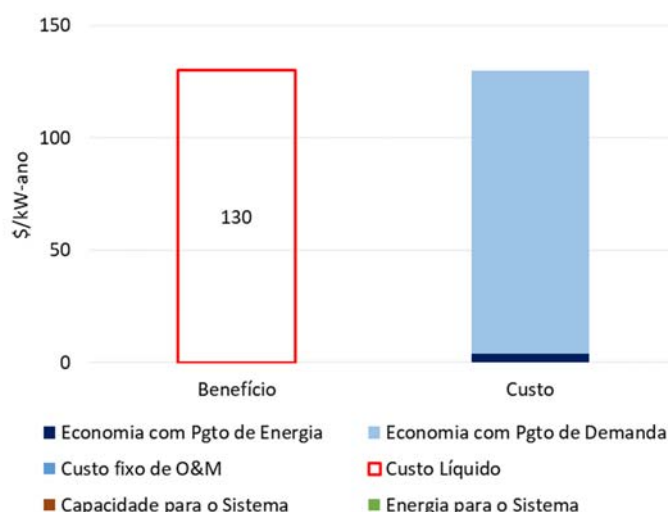


Figura 34 – Teste do Custo para os Contribuintes com bateria atrás do medidor.
Fonte: Elaboração PSR com dados de [64]

Este mesmo estudo avaliou a possibilidade de tecnologias de armazenamento atrás dos medidores fornecerem serviços ancilares e de confiabilidade. O serviço de confiabilidade é importante para locais em que a interrupção de energia resulta em custos bastante elevados, como, por exemplo, hospitais e algumas indústrias. A participação de baterias atrás dos medidores em mercados de serviço ancilar ou com a atuação de precificação de autorização e adequações regulatórias.

Para quantificar esses serviços em 2020, o estudo considerou \$265/kWh para valorar a energia não suprida (com base no *ICE Calculator*), enquanto para o serviço ancilar utilizou-se aproximadamente \$11/MWh (determinado com auxílio do software Aurora). Para que baterias pudessem contribuir com o serviço de confiabilidade, considerou-se que 50% da energia das baterias estaria reservada para momentos adversos no sistema em que haveria interrupção no suprimento de energia.

Neste caso, para este consumidor em específico, baterias provendo serviço de confiabilidade ou serviço de confiabilidade juntamente com serviço ancilares resultariam em benefícios econômicos, como indicado na Figura 35.

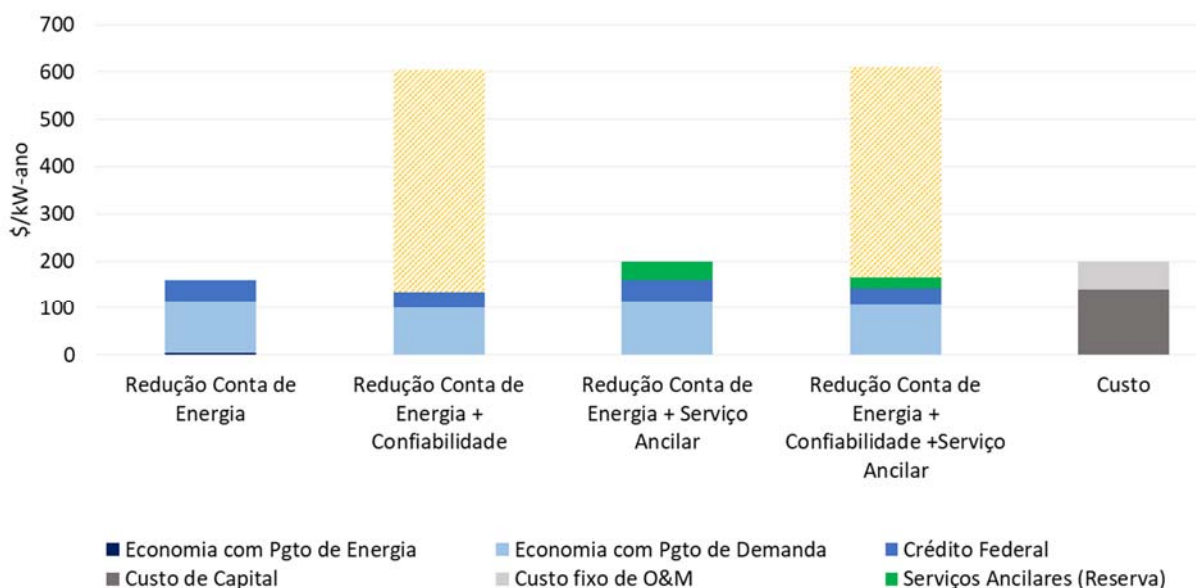


Figura 35 – Teste do Custo dos Participantes para Bateria através dos medidores, avaliando benefício adicional de confiabilidade e serviço de confiabilidade.
Fonte: Elaboração PSR com dados de [64]

5.3 Veículos Elétricos – Arizona (EUA)

O Estado de Arizona, nos Estados Unidos conduziu uma série de políticas para incentivar a adoção de veículos elétricos. O estudo desenvolvido em [65] avalia os custos e benefícios de veículos elétricos (carros e pequenos caminhões) no estado do Arizona, na perspectiva do faturamento da distribuidora e dos impactos nos consumidores para dois tipos de cenários de recarga. Os veículos elétricos avaliados correspondem aos tipos “elétrico com bateria” (*battery-electric vehicles – BEV*) e “híbrido plug in” (*plug in hybrid electric vehicles – PHEV*).

Os dois cenários de recarga são:

- Recarga Base: os veículos são conectados à rede assim que as pessoas chegam em suas residências.
- Recarga no Fora-Pico: o carregamento dos veículos elétricos é feito em horários fora-pico. Neste caso supõe-se que 92% dos veículos só são conectados à rede em um horário pré-definido (entre 9 P.M – 4 A.M), em função de um sinal econômico fornecido pela concessionária de energia aos donos dos veículos. Neste cenário considera-se que o carregamento é feito de forma a evitar um segundo pico, às 9 P.M.

A análise dos benefícios e custos é feita considerando dois cenários de penetração de veículos elétricos: um com crescimento moderado, que considera um nível de penetração necessário para atingir a meta do Estado de 1 milhão de veículos elétricos em 2050; e outro com crescimento elevado de veículos elétricos.

A proporção de veículos elétricos em relação ao total de veículos do estado, em cada um desses dois cenários, é ilustrada na Figura 36.

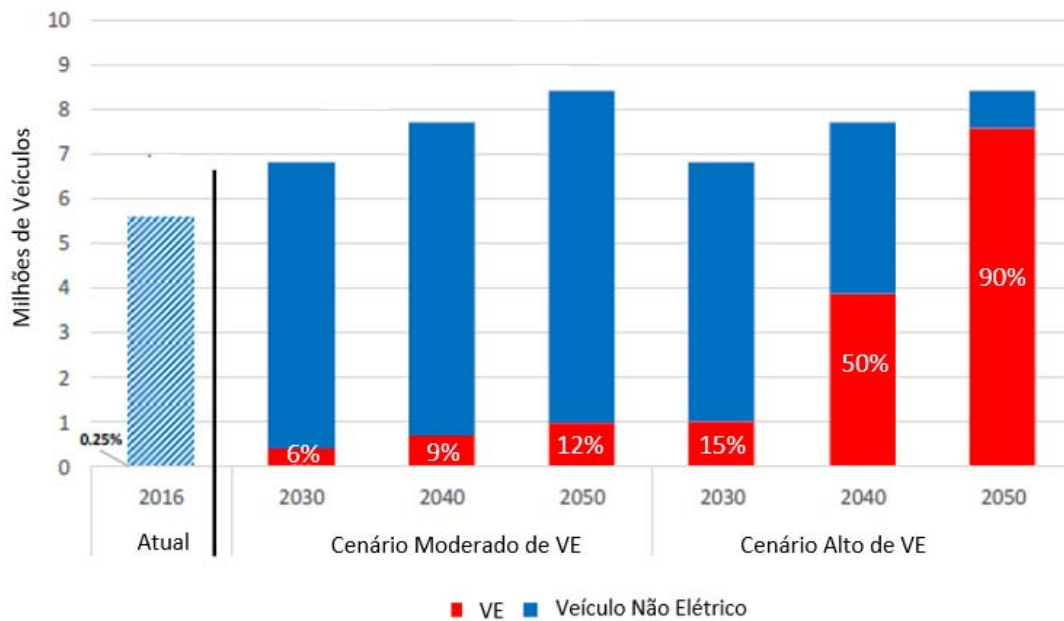


Figura 36 – Proporção de VE nos anos de 2030, 2040 e 2050, nos cenários de penetração moderada e alta.
Fonte: [65]

Para atingir a meta de 1 milhão em 2050, a frota de veículos elétricos deve crescer de aproximadamente 14 mil em 2016 para 420 mil em 2030, 710 mil em 2040 e, então, chegar a 1 milhão em 2050. No cenário de alta penetração de veículos elétricos, em 2030 o número de veículos ultrapassa mais de 1 milhão, em 2040 se aproxima a 3.8 milhões em 2040 e atinge mais de 7.5 milhões em 2050.

A Figura 37 e Figura 38 ilustram para o cenário de elevada penetração de veículos elétricos, o percentil 95% de demanda em cada hora do dia, em 2016 (em laranja), e a carga incremental em 2040 em função da presença de veículos elétricos. A Figura 37 ilustra o Cenários de Recarga Base, enquanto a Figura 38 o Cenário de Recarga Fora-Pico.

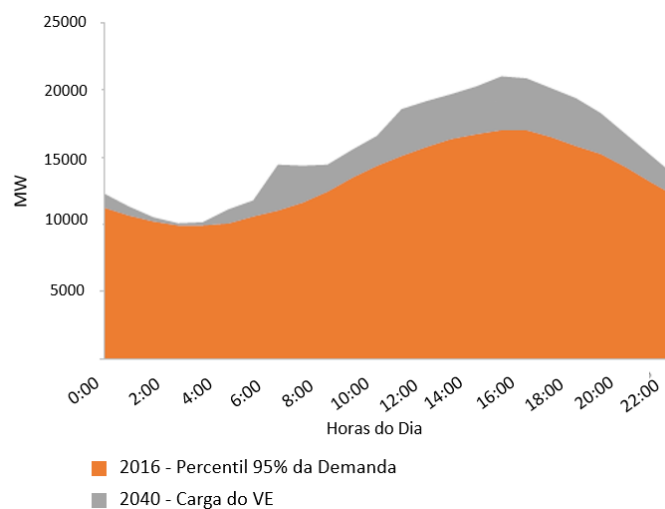


Figura 37 – P95 da demanda em 2016 e carga de VE em 2040 no Cenário de Recarga Base para um dia.
Fonte: [65]

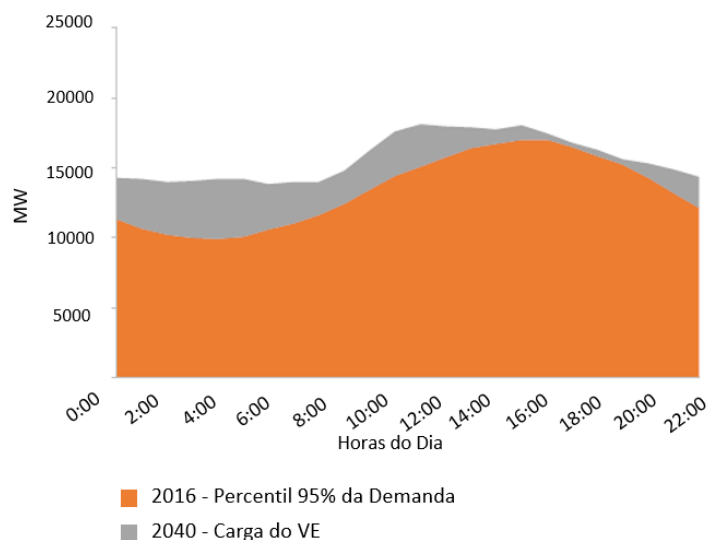


Figura 38 – P95 da demanda em 2016 e carga de VE em 2040 no Cenário de Recarga no Fora-Pico para um dia.

Fonte: [65]

Observa-se que para o caso base, o carregamento coincide com o pico de demanda no fim da tarde, enquanto no caso com sinal de preço e recarga em horários fora do pico, o carregamento é deslocado para o final da noite e início da manhã.

O aumento da demanda de ponta devido à presença de VEs, em comparação à 2016, para os dois cenários de recarga e penetração de VEs, é ilustrado na Tabela 15. Ressalta-se que, o aumento da demanda de pico, pode levar a necessidade de investimento em nova infraestrutura de rede, conforme mencionado no capítulo 2. Além disso, o aumento da demanda de energia no horário de ponta aumenta os gastos da distribuidora com compra de energia, já que em horários de ponta o preço da energia (\$/MWh) é maior do que no horário fora-ponta.

Dessa forma, ressalta-se que um sinal econômico que estimula a recarga de veículos elétricos em períodos em que a rede está sendo “menos utilizada” e que preços de energia sejam menores, é importante para mitigar gastos das distribuidoras.

Tabela 15: Impacto de VE na demanda de pico nos diferentes cenários de penetração e de recarga.

Fonte: Elaborado pela PSR com base em [65]

		Cenário de Penetração Moderado			Cenário de Penetração Alto		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050
Recarga Base	Carga VE (MW)	400.0	677.8	954.7	977.8	4006.2	7232.1
	Aumento em relação ao pico de demanda de 2016	2.4%	4.0%	5.6%	5.7%	23.6%	42.5%

		Cenário de Penetração Moderado			Cenário de Penetração Alto		
		2030	2040	2050	2030	2040	2050
Recarga Fora-Pico	Carga VE (MW)	108.0	182.6	257.2	263.4	1017.6	1948.4
	Aumento em relação ao pico de demanda de 2016	0.6%	1.1%	1.5%	1.5%	6.0%	11.5%

Para avaliar a receita líquida das distribuidoras, isto é, a diferente entre a receita projetada para as distribuidoras e seus custos com o carregamento de veículos elétricos, este estudo considerou entre os custos os gastos com compra de energia, custos associados a investimentos em capacidade de distribuição e transmissão. Esses custos utilizados como premissas são indicados na Tabela 16.

Tabela 16: Custos utilizados para avaliação do benefício-custo.

Fonte: Elaborado pela PSR com base em [65]

	Custos utilizados	Observações
Compra de energia	Baseados em preços horários no mercado do dia seguinte no Arizona	Projeção de Preços do EIA, acrescido de custos de geração associados especificamente ao carregamento de VE.
Capacidade de G, T e D	\$ 108.65/kW- ano (2018) Aumento de 2.5% em cada ano	Valor definido com base em valores do <i>Arizona Public Service Company's 2017 Integrated Resource Plan</i> .

A Figura 39 e Figura 40 apresentam a projeção de receita das distribuidoras, e ilustram os custos das concessionárias para atender a demanda de energia dos veículos elétricos nos dois cenários de penetração. Destaca-se que embora a projeção de receita da distribuidora e os custos de transmissão não alteram em função do cenário de recarga, os custos com geração e capacidade mudam. No cenário de recarga base a presença de VEs aumenta a demanda de pico, conforme indicado na Tabela 15 e requer mais investimentos em infraestrutura e, portanto, maiores custos de capacidade se comparado ao cenário de recarga no fora-pico. Além disso, na recarga base os custos de geração da distribuidora são maiores já que precisa comprar energia mais cara para suprir a carga dos VEs em horários de ponta.

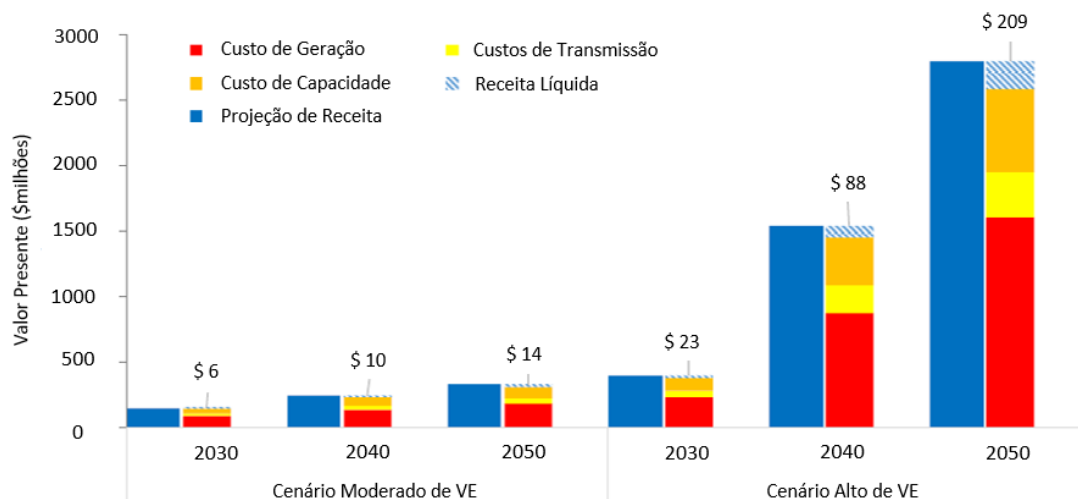


Figura 39 – Valor presente líquido da projeção de receita, custos e “benefício líquido” com venda de energia para VE considerando Recarga Base.

Fonte: [65]

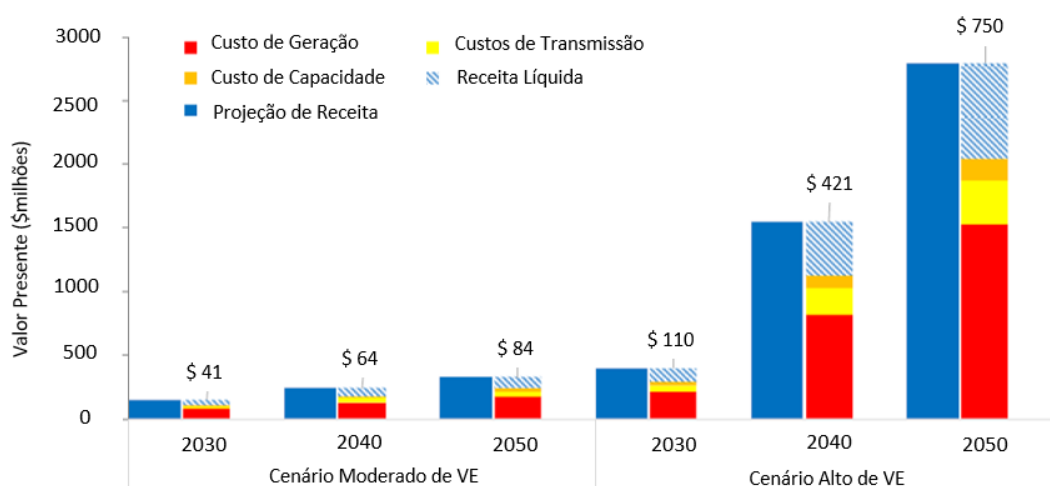


Figura 40 – Valor presente líquido da projeção de receita, custos e “benefício líquido” com venda de energia para VE considerando Recarga no Fora-Pico.

Fonte: [65]

Comparando-se a projeção da receita das distribuidoras, com os custos, pode-se avaliar o “benefício líquido” ou “lucro” que as distribuidoras teriam em vender energia para suprir a demanda dos VEs. De acordo com a regulação tarifária no Arizona, grande parte do lucro obtido pela distribuidora com a venda de energia para o carregamento de VEs seria repassada aos consumidores, contribuindo para a redução das contas de energia a serem pagas pelos consumidores.

A Figura 41 destaca como o “benefício líquido” das distribuidoras impactariam a redução das contas de eletricidade de todos os consumidores de energia da concessionária. Destaca-se que no caso do cenário elevado de penetração de veículos elétricos as tarifas médias poderiam ser reduzidas em até 5.5% em 2030.

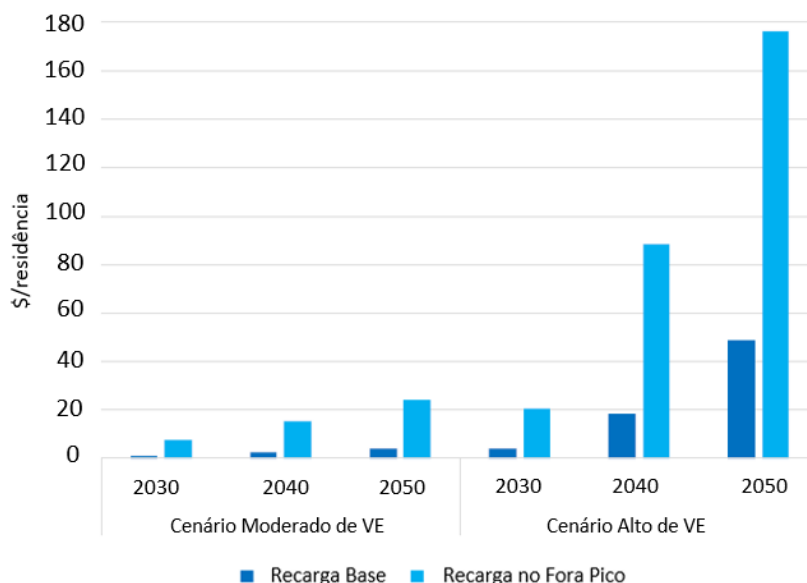


Figura 41 – Potencial efeito do carregamento de veículos elétricos na redução da conta de energia dos consumidores.

Fonte: [65]

Este estudo também estima outros benefícios, como por exemplo, benefícios em função da redução de emissão de gases poluentes, como emissão de óxido de nitrogênio (NOx) e gases de efeito estufa.

No cenário de penetração moderada de veículos elétricos, em 2030, a redução anual de emissões de NOx, se comparada a emissões de veículos tradicionais, é de aproximadamente 139 toneladas. Em 2050, a redução anual é de 377 toneladas. No cenário de alta penetração de VEs, em 2030 a redução anual é de 356 toneladas, e, em 2050, de mais de 2900 toneladas.

Com base em valor médio estimado para os danos de emissão de NOx pela U.S. Environmental Protection Agency – EPA (\$ 15.909/ton), os benefícios em função da redução de emissão, nos dois cenários de penetração de VEs, são ilustrados na Figura 42.

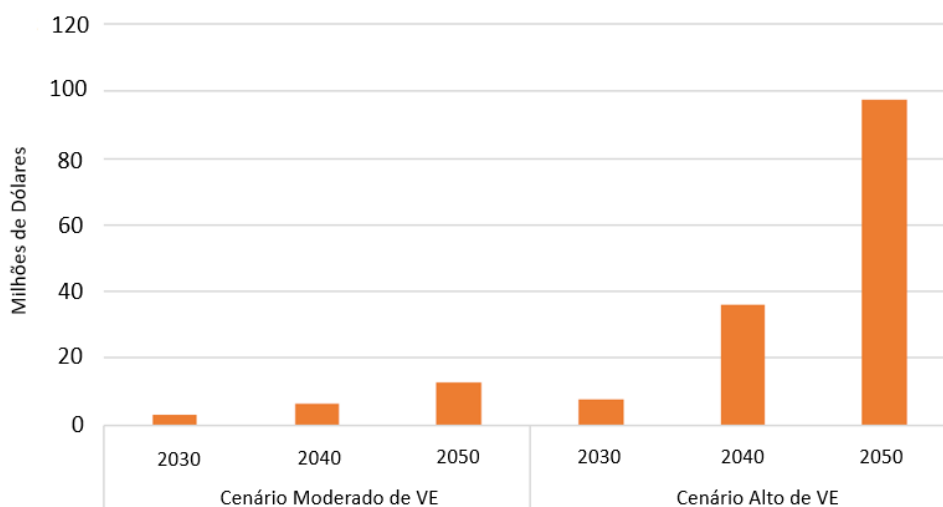


Figura 42 – Valor Social anual da redução de emissão de NOx, no Arizona.

Fonte: [65]

Além da redução nas emissões de NOx, a eletrificação de veículos contribui para a redução de gases de efeito estufa. A Figura 43 ilustra, em vermelho, uma projeção de emissão, em milhões de toneladas equivalentes de dióxido de carbono – CO2-e, para um cenário base com maior presença de veículos tradicionais (com gasolina). Já em azul, indica a projeção de emissão, para cada cenário de penetração de veículo elétrico.

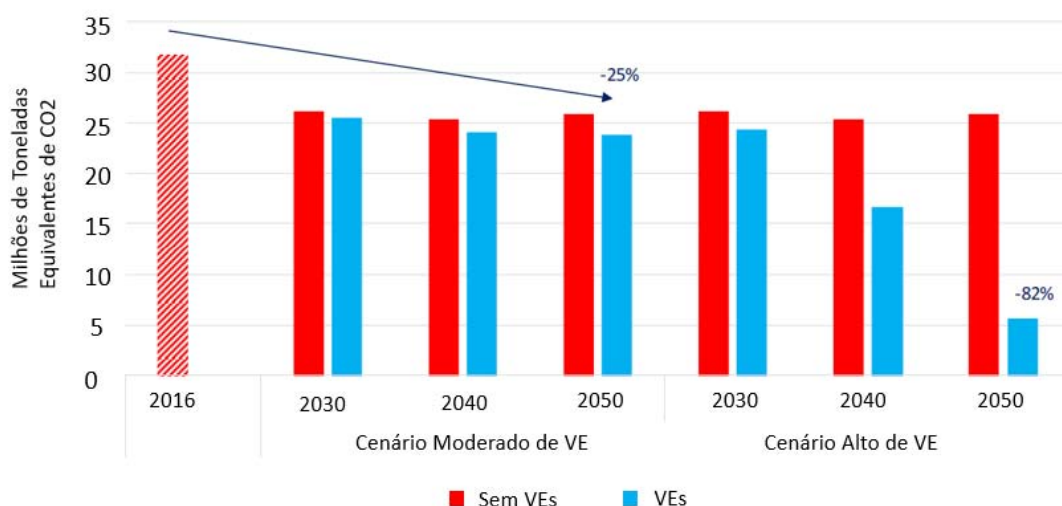


Figura 43 – Emissão de CO2-e, no Arizona.

Fonte: [65]

Pela Figura 43 observa-se que, no cenário moderado de penetração de VEs, a redução de emissões de CO2-e, em 2050 é de aproximadamente 8 milhões de toneladas, se comparado à 2016 (25% de redução). No cenário de alta penetração, a redução é de mais de 26 milhões de toneladas, o que corresponde a mais de 80% de redução.

Para quantificar e monetizar o benefício com a redução de CO2-e, se utiliza “o custo do carbono” adotado pelo Serviço Público do Arizona (*Arizona Public Service – APS*) em 2017, baseado no preço de negociação de certificados de carbono no mercado da Califórnia. O valor presente líquido do valor das emissões é indicado na Figura 49, que indica o potencial de redução de emissões.

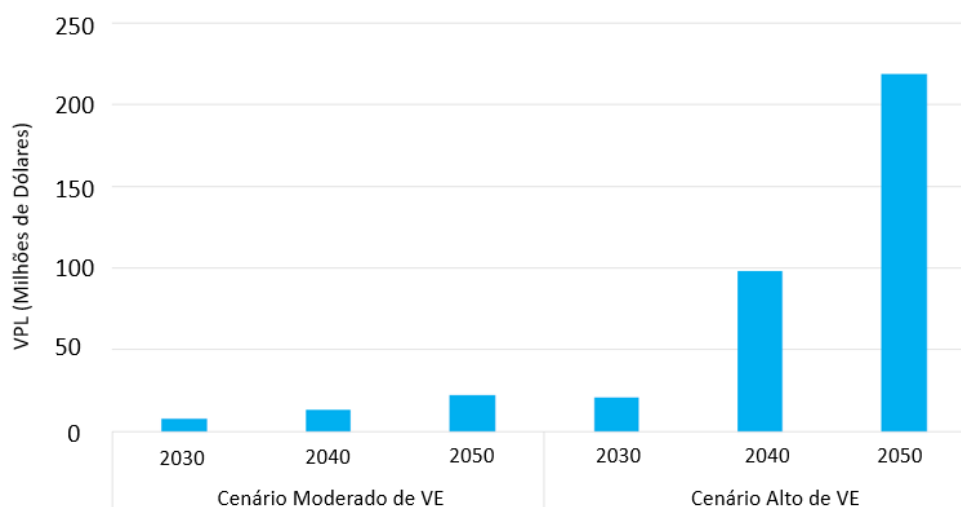


Figura 44 – Valor Presente Líquido do benefício social anual da redução de emissão de CO₂-e, no Arizona.
Fonte: [65]

5.4 Micro e Mini Geração Distribuída – Brasil

Em 2019, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) conduziu uma análise de impacto regulatório (AIR) da micro e mini geração distribuída (MMGD) através da Audiência Pública 001/2019 e Consulta Pública 025/2019. Nesta discussão, a ANEEL buscava mensurar o impacto da MMGD para propor um novo sistema de compensação de energia (*net-metering*). No AIR [71], a ANEEL conduziu uma análise de custo/benefício da GD sob a ótica do consumidor que instala a GD e sob a ótica dos demais consumidores.

Na análise do custo/benefício para o consumidor que instala a GD, os seguintes benefícios e custos eram mensurados apresentados na tabela Tabela 17 abaixo. O objetivo dessa análise era calcular o *payback* para medir a diferença da atratividade entre os esquemas de compensação de energia propostos e com isso, determinar uma projeção de crescimento da MMGD. Vale destacar que para tornar a análise mais robusta as premissas de entrada, foram consideradas variáveis estocásticas, sendo definido limite superior, inferior e médio para os parâmetros do custo de implantação do sistema e custo de capital.

Tabela 17: Custos e benefícios de quem instala da GD

Fonte: [71]

Benefícios	Pagamento evitado à distribuidora
	Pagamento evitado de impostos (ICMS e Pis/Cofins)
Custos	Custo de implantação do sistema
	Custo de troca do inversor
	Custos de manutenção
	Pagamento do custo de disponibilidade
	Pagamento da contratação de demanda em sistemas para compensação remota

Uma vez estimada a quantidade de GD que será instalada em cada ano, é possível estimar os impactos positivos e negativos dessa geração sob a perspectiva dos demais consumidores. Nesta segunda análise, a Tabela 18 resume os benefícios e custos quantificados e o método para essa quantificação será detalhado a seguir. Dessa forma, essa segunda análise permite mensurar o potencial de retorno para o setor elétrico com a quantidade de MMGD instalada no sistema, sendo essa quantidade variável de acordo com o mecanismo de compensação de energia proposto.

Tabela 18: Custos e benefícios para os demais consumidores

Fonte: [71]

Benefícios	Energia evitada
	Redução de perdas na distribuição
	Redução de perdas na transmissão
	Redução da capacidade máxima do sistema (G e T)
Custos	Redução do mercado das distribuidoras

Para o benefício da energia evitada, para à valoração da energia produzida pela GD, procurou-se estabelecer valor de referência para a quantificação de seu benefício econômico sob a ótica do Sistema Interligado Nacional – SIN, em termos médios e no longo prazo. Por ser um dado muito impactante nos resultados da análise, a valoração desse benefício foi modelada como uma variável estocástica, assumido valores entre 225 R\$/MWh (valor financeiro do mix de compra das distribuidoras – custos econômicos e financeiros –, média Brasil) e 270 R\$/MWh (contribuição da ABSOLAR), sendo o valor mais provável o CME do PDE 2027, de 234 R\$/MWh. A valoração desses dois benefícios (energia e capacidade evitada de geração) é dada pela multiplicação entre a energia injetada localmente pela GD (em kWh) e o valor atribuído a essa energia (e capacidade), em R\$/kWh.

Em relação a redução de perdas na distribuição, utilizou-se o método mais simples apresentado pelo NREL [36] (discutido na seção 4.5.2) em que as perdas evitadas pela energia gerada localmente são equivalentes às perdas médias do sistema. Se, por exemplo, fossem gerados 95 kWh de maneira distribuída numa rede em que as perdas são de 5%, então a energia total que a GD teria evitado seria de 100 kWh. Dessa forma, essas perdas evitadas foram valoradas da mesma forma que o cálculo da energia evitada. Nesta análise, a ANEEL adotou o percentual médio de perdas técnicas regulatórias na distribuição, 7,44%. Além disso, tal benefício foi computado apenas para a GD local, de pequeno porte e para a GD remota, assumiu-se que esse benefício é nulo;

Para as perdas na transmissão, adotou-se o mesmo procedimento utilizado na distribuição, sendo que as perdas técnicas consideradas foram de 5% referente a média das perdas técnicas totais da Rede Básica. Este benefício foi considerado tanto para a GD local quanto para a GD remota.

Por fim, para valorar a redução da capacidade máxima do sistema, ou seja, a expansão evitada no sistema de transmissão com a GD contribuído para a redução da ponta, levou-se em

consideração a média das variações das Receitas Anuais Permitidas (RAP) prospectivas pelas variações das contratações do Montante de Uso do Sistema do Consumo, resultando em um valor médio de R\$ 703,00/MW. Destaca-se que dadas as elevadas incertezas relativas ao impacto da GD intermitente nas redes de média e baixa tensão, optou-se por não valorar a expansão evitada na distribuição.

O único custo analisado foi a redução de mercado sob a ótica tarifária. Nesse sentido, a redução do mercado corresponde à energia injetada pelo consumidor (em kWh) valorada pelas componentes das tarifas contempladas em cada alternativa do sistema de compensação subtraídas da componente de energia da Tarifa de Energia (TE). Dessa forma, o esquema de compensação apenas pela Tarifa de Energia (TE) resulta em custo nulo de redução do mercado.

Esses benefícios e custos foram calculados considerando o horizonte de 15 anos, de 2020 até 2035 de forma que os benefícios e custos em todos esses anos foram a valor presente líquido.

Abaixo, a Figura 45 e Figura 46 apresentam os resultados dessas duas análises para a MMGD local e MMGD remota, respectivamente, considerando o esquema de compensação proposto pela ANEEL. Observa-se que como foi introduzida uma variável estocástica nas análises, os resultados são apresentados em *box plot*.

O primeiro diagrama apresenta o resultado da segunda análise de custo e benefício sob a ótica dos demais consumidores. Em ambos os casos, a MMGD possui grandes chances de trazer um benefício líquido ao setor elétrico. No caso da GD Local, o percentil 10 da análise mostra uma chance de prejuízo ao setor de forma que os custos superam os benefícios obtidos. O segundo diagrama apresentado refere-se ao custo da redução do mercado da distribuidora calculado na segunda análise. No caso da GD Local, como ainda vai existir uma compensação da tarifa maior do que a tarifa de energia, existe uma transposição dos custos da distribuidora para os consumidores sem MMGD. No caso da GD Remota, a proposta de compensação de energia é valorada apenas pela Tarifa de Energia de forma que todos os outros custos do sistema ainda são pagos pelos usuários que possuem MMGD e por isso, o impacto é nulo.

O terceiro e quarto diagrama referem-se ao payback e TIR calculado através da primeira análise de custo/benefício. Tanto para a GD Local quanto a GD Remota ainda mantém uma atratividade econômica para os usuários de MMGD. Por fim, o último diagrama apresenta a penetração esperada de MMGD dadas as novas condições do sistema de compensação de energia elétrica.

Fruto da ACB sob a ótica dos demais consumidores sem MMGD

Análise do impacto nos consumidores sem MMGD

Avaliação do impacto no negócio de MMGD

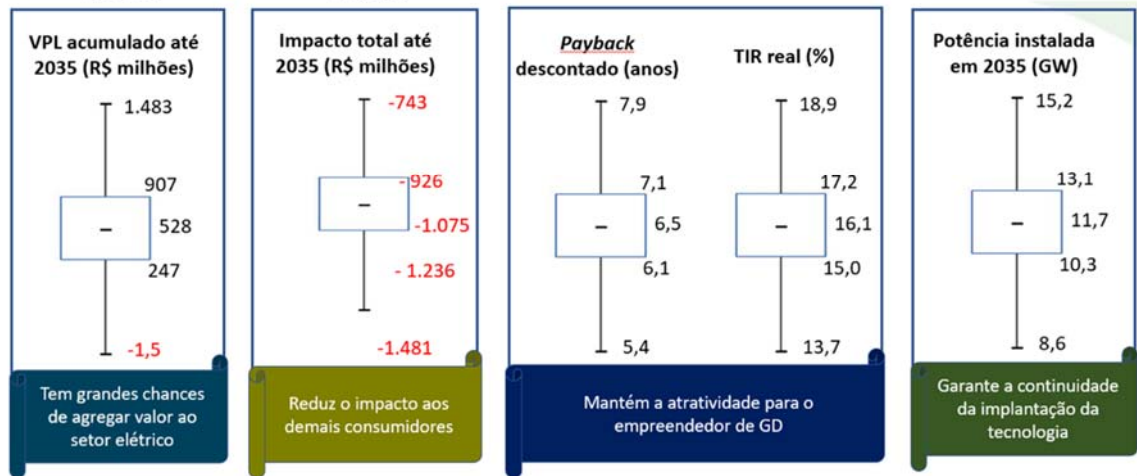


Figura 45 – Resultado da análise custo-benefício para a MMGD instalada no mesmo local do consumo.

Fonte: [72]

Fruto da ACB sob a ótica dos demais consumidores sem MMGD

Análise do impacto nos consumidores sem MMGD

Avaliação do impacto no negócio de MMGD

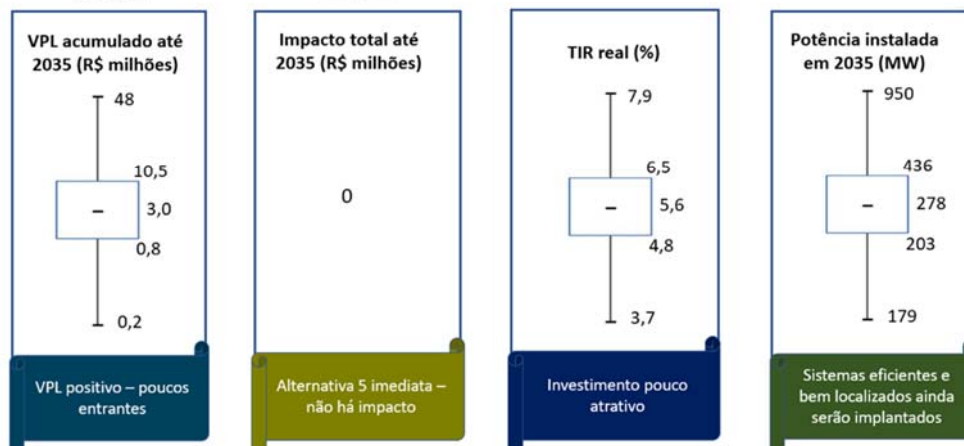


Figura 46 – Resultado da análise custo-benefício para a MMGD instalada remotamente.

Fonte: [72]

6 CONCLUSÕES

Neste relatório apresentaram-se os possíveis serviços que os recursos energéticos distribuídos, mais especificamente, geração distribuída, armazenamento distribuído, resposta da demanda e veículos elétricos, podem prover para os sistemas elétricos.

A presença e penetração desses recursos no sistema, embora propiciem benefícios, também resultam em custos para serem viabilizados e instalados. Portanto, reveste-se de relevância analisar e monetizar o trade-off entre os custos e benefícios da presença desses recursos. Então, através da razão e/ou diferença dos custos e benefícios avalia-se a atratividade dos REDs.

O presente relatório apresentou uma revisão do estado da arte de metodologias de avaliação do custo-benefício dos REDs, sob a perspectiva de diferentes agentes do sistema: participantes que aderem à utilização de REDs, concessionárias responsáveis pelo suprimento da energia dos consumidores e ponto de vista da sociedade. Para avaliar os custos e benefícios (ou custos evitados), em geral, os países e jurisdições buscam monetizá-los através de estimativas dos valores dos serviços providos pelos REDs. O capítulo 4 apresenta, com base em revisão da literatura, as principais maneiras consideradas para projeção desses custos e exemplos de aplicações em jurisdições e/ou países. Além disso, o capítulo 4 apresenta considerações a respeito de algumas adequações necessárias para que as metodologias possam ser estendidas para o sistema elétrico brasileiro.

Além disso, este relatório apresenta exemplos da aplicação das metodologias de avaliação de custo e benefício. O caso exemplo em Minnesota, avalia os efeitos do armazenamento distribuído e geração fotovoltaica através dos testes do “Custo para o Participante” e “Custo para os Contribuintes”, enquanto, a avaliação de veículos elétricos, no estado do Arizona, avalia os efeitos da eletrificação do transporte sob perspectiva da concessionária, dos seus contribuintes e também do ponto de vista social, ao avaliar redução da emissão de gases poluentes. Destaca-se ainda, o caso texano, em que a instalação de REDs impacta no planejamento do sistema, na medida em que contribui para postergação de investimentos em infraestrutura de rede. Vale também destacar que no Brasil, discussões sobre custos e benefícios de fontes distribuídas foram contempladas pela ANEEL em Análise de Impacto Regulatório.

Embora diversas metodologias objetivem quantificar explicitamente os custos e benefícios dos REDs, através da valoração dos seus atributos, observa-se, através da revisão da literatura, um crescente esforço e dedicação de países e jurisdições em avaliar o custo e benefício dos REDs de forma integrada aos sistemas elétricos e também acoplando estes recursos nos modelos computacionais de expansão e operação dos sistemas elétricos.

Ao acoplar os REDs em modelos de planejamento, é possível não só avaliar os benefícios, custos e serviços que podem prover ao sistema, mas também verificar a atratividade dos recursos descentralizados em comparação com fontes tradicionais e recursos centralizados do sistema. A avaliação dos benefícios dos REDs em estudos de planejamento é abordada na seção 4.4, e será aprofundada e detalhada no produto 2.3.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Forsten, K. "The integrated grid - A Benefit-Cost Framework." Electric Power Research Institute (EPRI): Palo Alto, CA, USA (2015).
- [2] Clean Energy Council, "The Distributed Energy Resources Revolution – A Roadmap for Australia’s Enormous Rooftop Solar and Battery Potential", 2019. Disponível em: <https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/advocacy-initiatives/the-distributed-energy-resources-revolution-paper.pdf> (Acesso em: 02/07/2020)
- [3] ANEEL, 2020. Base de dados de unidades de geração distribuída. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>, (Acesso: Março de 2020)
- [4] Woolf, T., Neme, C., Kushler, M., Schiller, S., and Eckman, T., "National standard practice manual for assessing cost-effectiveness of energy efficiency resources." Prepared by The National Efficiency Screening Project. (2017).
- [5] Homer, J. S., Cooke, A. L., Schwartz, L., Leventis, G., Flores-Espino, F., Coddington, M., "State Engagement in Electric Distribution System Planning" (No. PNNL-27066). Pacific Northwest National Lab. (PNNL), Richland, WA (United States), 2017.
- [6] Energy Storage in Maryland. "Policy and regulatory options for promoting energy storage and its benefits", Maryland Department of Natural Resources (2018). Disponível em: <https://dnr.maryland.gov/pprp/Documents/Energy-Storage-In-Maryland.pdf> (Acesso: 15/04/2020)
- [7] Hawaiian Electric Maui Electric Hawai’i Electric Light, "Planning Hawai’i’s Grid for Future Generations, Integrated Grid Planning Report", 2018. Disponível em: https://www.hawaiielectric.com/documents/clean_energy_hawaii/integrated_grid_planning/20180301_IGP_final_report.pdf (Acesso: 04/06/2020)
- [8] Empresa de Pesquisa Energética – EPE, "Recursos Energéticos Distribuídos. Documento de Apoio ao PNE 2050", 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/GT%20PNE%20-%20RED%20-%20Relat%C3%B3rio%20Final.pdf> (Acesso: 03/06/2020)

- [9] Rocky Mountain Institute -RMI, “Electric Vehicles as Distributed Energy Resources”. 2016. Disponível em: <https://rmi.org/insight/electric-vehicles-distributed-energy-resources>. (Acesso em: 03/06/2020).
- [10] V2G GLOBAL ROADTRIP: AROUND THE WORLD IN 50 PROJECTS - Lessons learned from fifty international vehicle-to-grid projects. UK Power Network. 2018. Disponível em: <http://everoze.com/app/uploads/2018/10/UKPN001-S-01-H-V2G-global-review-compressed.pdf> (Acesso: 23/05/2020)
- [11] "Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them." US Department of Energy, Washington, DC, USA, Tech. Rep (2006).
- [12] Woolf, T., et al. "A Framework for Evaluating the Cost-Effectiveness of Demand." Department of Energy, USA (2013).
- [13] Woolf, T., Whited, M., Malone, E., Vitolo, T., “Hornby, R. Benefit-cost analysis for distributed energy resources”. Advanced Energy Economy Institute, Cambridge (2014).
- [14] Regulator, Australian Energy. "State of the energy market." Canberra, ACT: Commonwealth of Australia (2012).
- [15] International Renewable Energy Agency – IRENA. “Innovation landscape for a renewable-powered future: solutions to integrate variable renewables”. 2019.
- [16] Woolf, T., et al. "Benefit-Cost Analysis for Distributed Energy Resources: A Framework for Accounting for All Relevant Costs and Benefits." Synapse Energy Economics. Prepared for the Advanced" Energy Economy Institute (2014).
- [17] Aptech, I. "Power plant cycling costs." prepared for NREL (2012).
- [18] Osburn, G. Hydrogenerator Start-Stop Costs. US Department of the Interior, Bureau of Reclamation, Technical Service Center, 2014. (Bureau of Reclamation, “Hydrogenerator Start / Stop Costs” Reclamation, 2014.)
- [19] Panfil, M., Fine, J. “Demand Response to Work for California” (2015) Disponível em: <https://www.edf.org/sites/default/files/demand-response-california.pdf> (Acesso: 22/04/2020)
- [20] PSR, Julião Coelho. Projeto Cooperado de P&D sobre Modernização das Tarifas de Distribuição de Energia Elétrica: Subprojeto 3 – Análise de Impacto Regulatório. 2019.

- [21] Empresa de Pesquisa Energética, 2019. Nota Técnica - Resposta da Demanda: Conceitos, Aspectos Regulatórios e Planejamento Energético, Nº EPE-DEE-NT-022/2019, Rio de Janeiro, Brasil.
- [22] Itron, “SGIP Advanced Energy Storage Impact Evaluation”. 2017 Disponível em:<https://www.cpuc.ca.gov/WorkArea/DownloadAsset.aspx?id=6442454964> (Acesso: 20/05/2020)
- [23] International Renewable Energy Agency – IRENA. “Innovative Ancillary Services - Innovation Landscape Brief”. 2019.
- [24] Faria, P., J. Spinola, and Z. Vale. "Identified Short and Real-Time Demand Response Opportunities in the Corresponding Requirements and Concise Systematization of the Conceived and Develop. Dram GO." Horizon (2017).
- [25] Malmgren, I. “Quantifying the societal benefits of electric vehicles”. 2016, World Electric Vehicle Journal, 8(4), 996-1007.
- [26] Cal. Pub. Utilities. Comm’n, “Standard Practice for Cost-benefit Analysis of Conservation and Load Management Programs: Joint Staff Report”, 1983.
- [27] Satchwell, A., Hedik,R. "Analytical frameworks to incorporate demand response in long-term resource planning." Utilities Policy 28 (2014): 73-81.
- [28] Kiliccote, S., et al. "Integrating renewable resources in California and the role of automated demand response." Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, CA (2010).
- [29] Department of Energy - DOE. “Potential Benefits of High-Power, High-Capacity Batteries”. 2020b. Disponível em:
https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/02/f71/Potential_Benefits_of_High_Powered_Batteries_Report.pdf. (Acesso: 15/04/2020)
- [30] Anderson, D., Eberle, A., Edmunds, T., Eto, J., Folga, S., Hadley, S., et al. (2017). Grid Modernization: Metrics Analysis (GMLC1.1) (PNNL-26541). Richland, WA: Pacific Northwest National Laboratory, U.S. Department of Energy Grid Modernization Laboratory Consortium
- [31] Electric Power Research Institute - EPRI. (2016). “Electric Power System Resiliency: Challenges and Opportunities”. Palo Alto, CA. Disponível em:
<https://www.epri.com/research/products/000000003002007376> (Acesso em: 01/07/2020)
- [32] State of Reliability, 2019, North American Electric Reliability Cooperation.

- [33] Rickerson, W., Gillis, J., & Bulkeley, M. (2019). The value of resilience for distributed energy resources: An overview of current analytical practices. Nat. Assoc. Regulatory Utility Commissioners, Tech. Rep.
- [34] Hledik, R. "How green is the smart grid?" *The Electricity Journal* 22.3 (2009): 29-41.
- [35] M.J. Bradley & Associates, "Electric Vehicle Cost-Benefit Analysis. Plug-in Electric Vehicle Cost-Benefit Analysis: Illinois" 2017, Disponível em: https://www.nrdc.org/sites/default/files/electric-vehicle-cost-benefit-analysis_2017-09-27.pdf (Acesso:05/06/2020)
- [36] Denholm, P., Margolis, R., Palmintier, B., Barrows, C., Ibanez, E., Bird, L., and Zuboy, J. "Methods for analyzing the benefits and costs of distributed photovoltaic generation to the US electric utility system". 2014, National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States).
- [37] Brati, R., e Maria, L. "Analysis of the Impacts of the Electrification of the Vehicle Fleet in the Electric Power System in Curitiba". 2018, *Brazilian Archives of Biology and Technology*, 61 (SPE).
- [38] Sepahi, M, Mirzaei, A, Saadati, E, "Impacts of electric vehicles on power distribution system", 3rd International Conference on Electrical, Control and Electronics Engineering, 2016, Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/309391914_Impacts_of_electric_vehicles_on_power_distribution_system (Acesso: 08 de junho de 2020)
- [39] Singh, M. "Protection coordination in distribution systems with and without distributed energy resources-a review." *Protection and Control of Modern Power Systems* 2.1 (2017).
- [40] Larsen, J, Herndon, W., "What Is IT Worth? The State of the Art in Valuing Distributed Energy Resources", 2017, Disponível em: https://rhg.com/wp-content/uploads/2017/01/RHG_WhatsItWorth_Jan2017.pdf (Acesso: 22/05/2020)
- [41] Duncan, J., and Dallas B., "Does Integrated Resource Planning Effectively Integrate Demand-Side Resources?" (2018).
- [42] Woolf, T., Whited, M., Malone, E., Vitolo, T., Hornby, R. "Benefit-Cost Analysis for Distributed Energy Resource" (2014).
- [43] Eckman, T., Schwartz, L. C., & Leventis, G. "Determining Utility System Value of Demand Flexibility from Grid-interactive" Efficient Buildings, 2020.

- [44] Woolf, T., Whited, M., A. Horowitz, T. Vitolo, W. Ong “Distributed Solar in the District of Columbia.” Prepared for the Office of the People’s Counsel for the District of Columbia by Synapse Energy Economics, Inc. (2017) Disponível em: <http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/Distributed-Solar-in-DC-16-041.pdf>. (Acesso em: 29/06/2020)
- [45] Cory, K. S., Aznar, A. Y., Cook, J. J., Holm, A., Coughlin, J. W., Parkhill, L. D., & Mow, B. “Quantifying Distributed Solar Photovoltaics Costs and Benefits: Considerations and Decision Framework for Oklahoma” (No. NREL/PR-7A40-72165). National Renewable Energy Lab. (NREL), Golden, CO (United States). (2019). Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72165.pdf> (Acesso em: 26/06/2020)
- [46] Gundlach, J., Unel, B., “Getting the value of distributed energy resources right” (2019), Institute for Policy Integrity – New York University School of Law, New York, NY (United States). Disponível em: https://policyintegrity.org/files/publications/Value_of_DER_Report.pdf (Acesso em: 30/06/2020)
- [47] National Home Performance Council, “The Resource Value Framework – Reforming Energy Efficiency Cost-Effectiveness”, The National Efficiency Screening Project- NESP (2014). Disponível em: <https://nationalefficiencyscreening.org/wp-content/uploads/2017/03/The-Resource-Value-Framework-Reforming-EE-Cost-Effectiveness-14-027.pdf> (Acesso em: 30/06/2020)
- [48] Tim, W., Steinhurst, W., Malone, E., and Takahashi, K., “Energy Efficiency Cost-Effectiveness Screening: How to Properly Account for Other Program Impacts and Environmental Compliance Costs”, Disponível em: http://www.synapse-energy.com/sites/default/files/SynapseReport.2012-11.RAP_.EE-Cost-Effectiveness-Screening.12-014.pdf (Acesso: 08/06/2020)
- [49] Mims Frick, N., Schwartz, L, Taylor-Anyikire, A. “A Framework for Integrated Analysis of Distributed Energy Resources: Guide for States”, 2018, Disponível em: <https://emp.lbl.gov/publications/framework-integrated-analysis> (Acesso: 27/05/2020)
- [50] Empresa de Pesquisa Energética (EPE)/ Ministério de Minas e Energia (MME). Plano Decenal de Expansão de Energia – 2029, Brasil.

- [51] Energy+Environmental Economics, “2020 Distributed Energy Resources Avoided Cost Calculator Documentation”, California Public Utilities Commission, 2020 (Version 1b).
- [52] Alstone, P., Potter, J., Piette, M., Schwartz, P, et.al, “2025 California Demand Response Potential Study”, Final Report on Phase, 2, Lawrence Berkeley National Laboratory, 2017. Disponível em: <https://www.cpuc.ca.gov/General.aspx?id=10622> (Acesso: 02/07/2020)
- [53] Northeast Energy Efficiency Partnerships – NESP, “Non-Energy Impacts Approaches and Values: An Examination of the Northeast, Mid-Atlantic and Beyond”, 2017. Disponível em: <https://neep.org/non-energy-impacts-approaches-and-values-examination-northeast-mid-atlantic-and-beyond> (Acesso em: 31/05/2020)
- [54] Forsten, K. “The integrated grid - A Benefit-Cost Framework”. Electric Power Research Institute -EPRI Palo Alto, CA, USA, 2015
- [55] Li, Z., Shahidpour, M., Alabdulwahab, A., Al-Turki, Y., “Valuation of distributed energy resources in active distribution networks”. Robert W. Galvin Center for Electricity Innovation at Illinois Institute of Technology, Chicago, IL (United States), 2019.
- [56] Anjo, J., Neves, D., Silva, C., Shivakumar, A., & Howells, M. “Modeling the long-term impact of demand response in energy planning: The Portuguese electric system case study”, 2018. Energy, 165, 456-468.
- [57] Reuben Behlhomjt et. Al, “General Rate Case Marginal Cost and Sales Forecast Proposal”, 2017.
- [58] Cohen, M. A., P. A. Kauzmann, and D. S. Callaway. "Effects of distributed PV generation on California's distribution system, part 2: Economic analysis." Solar Energy, 2016.
- [59] National Association of Regulatory Utility Commissioners (NARUC), “The Value of Resilience for Distributed Energy Resources: An Overview of Current Analytical Practices”, 2019. Disponível em: <https://pubs.naruc.org/pub/531AD059-9CC0-BAF6-127B-99BCB5F02198> (Acesso em: 08/06/2020)
- [60] Shrader, J., Unel, B., “Valuing Pollution Reductions: How to monetize greenhouse reductions gas and local Air Pollutant reductions from distributed energy resources”, 2018. Disponível em:

https://policyintegrity.org/files/publications/valuing_pollution_reductions.pdf

(Acesso em: 31/05/2020)

[61] Con Edison, “z Handbook”, 2018.

[62] Texas Advanced Energy Business Alliance, “The value of integrating distributed energy resources in Texas” 2019, Disponível em: <https://www.texasadvancedenergy.org/> (Acesso: 26/05/2020)

[63] Potomac Economics, “2018 State of the Market Report for the ERCOT Electricity Markets” 2019, Disponível em: <https://www.potomaceconomics.com/wp-content/uploads/2019/06/2018-State-of-the-Market-Report.pdf> (Acesso: 03/06/2020)

[64] Energy+Environmental Economics, “Minnesota Energy Storage Cost-Benefit Analysis”. 2019. Disponível em: <https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2020/01/E3-Minnesota-energy-storage-cost-benefit-study-2020.pdf> (Acesso: 28/05/2020)

[65] M.J. Bradley & Associates, “Electric Vehicle Cost-Benefit Analysis. Plug-in Electric Vehicle Cost-Benefit Analysis: Arizona” 2018, Disponível em: <https://www.swenergy.org/pubs/azevstudy> (Acesso:04/06/2020)

[66] Chew, B., Myers, E.H., Adolf, T, Thomas,Ed, "Non Wire Alternatives – Case Studies from Leading U.S Projects”, 2018. Disponível em: https://e4thefuture.org/wp-content/uploads/2018/11/2018-Non-Wires-Alternatives-Report_FINAL.pdf (Acesso: 01/06/2020)

[67] Coddington, M., Damian S., Jason F. "Change in Brooklyn and Queens: How New York? s Reforming the Energy Vision Program and Con Edison Are Reshaping Electric Distribution Planning." IEEE Power and Energy Magazine 15.2 (2017): 40-47.

[68] Umoff,R, Gahl, Dave, Lucas, K, “DER and The Non-Wire Solutions Opportunity”, Solar Energy Industries Association, 2018.

[69] Gomes, P. Vilaça, et al. "Impact of large fleets of plug-in-electric vehicles on transmission systems expansion planning." 2018 Power Systems Computation Conference (PSCC). IEEE, 2018.

[70] Eckman, T., Schwartz, L. C., & Leventis, G. “Determining Utility System Value of Demand Flexibility from Grid-interactive” Efficient Buildings, 2020.

[71] ANEEL, “Relatório de AIR N° 003/2018-SRD/SGT/SRM/SRG/SCG/SMA/ANEEL”, 2019.

[72] ANEEL, “Revisão da REN n° 482/2012 – Propostas para a Consulta Pública n° 25/2019”, 2019.

8 ANEXO

8.1 Anexo A

De acordo com [66] existem mais de 100 projetos de “*Non Wire Alternatives*”(NWA) nos Estados Unidos, sendo que alguns já foram finalizados, enquanto outros ainda estão em andamento. Nesta seção serão descritos dois projetos com utilização de NWA.

8.1.1 Com Edison - Brooklyn Queens Demand Management (BDQM) Program

De acordo com a literatura este programa corresponde ao exemplo mais conhecido de que recursos energéticos distribuídos podem contribuir para evitar grandes investimentos em infraestrutura de transmissão. [49]

Em virtude de condições de sobrecarga na rede de distribuição, na área de Brooklyn e Queen, em dias e horários de demanda máxima, a solução tradicional corresponderia a expandir subestações e construir alimentadores a nível de subtransmissão. Porém, essas obras na cidade de Nova York, onde terrenos tem custos elevados, resultariam em grandes despesas. [66]

As obras necessárias resultariam em custos de aproximadamente 1.2 bilhões de dólares. Nesse contexto, Con Edison implementou o programa BDQM com 52 MW de capacidade com serviços de capacidade fornecidos por concessionárias (11 MW) e consumidores (41 MW). O orçamento do BDQM era de 200 milhões de dólares, sendo \$69 milhões efetivamente gastos. [67]

O portfólio de fontes para prover o serviço incluía células a combustível, projetos de eficiência energética, usinas de calor e energia combinados (CHP), baterias, fontes solares de energia e otimização para conservação de tensão.[66] A localização de alguns destes recursos é indicada na Figura 47.

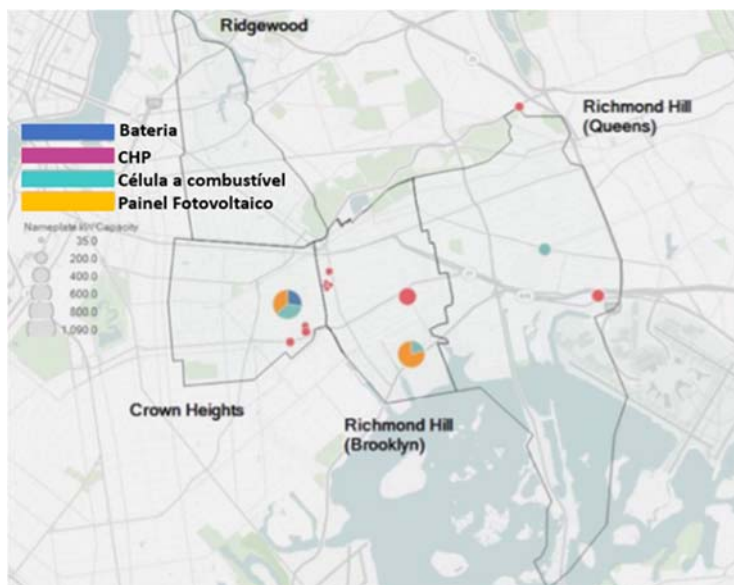


Figura 47 – Recursos Distribuídos no BDQM.
Fonte: [68]

Este projeto adiou a necessidade de investimentos que resultariam em custos de 1.2 bilhões e, após o término do programa, ele foi estendido para que o programa permitisse ainda evitar outras despesas com novos investimentos.

8.1.2 GridSolar - BoothBay

A Central Maine Power (CMP), em 2008, propôs que cerca de 480 km de linhas de transmissão e subestações de alta tensão fossem construídos para atender aumento de demanda de pico previstos. O investimento necessário para as obras na região seriam de aproximadamente 1.5 bilhões. Então, de acordo com determinações da Comissão Pública do Estado, parte das obras seriam construídas, e em duas áreas do estado seriam desenvolvidos um projeto piloto para prover confiabilidade.

Esse projeto piloto contou com sistemas de armazenamento de energia na forma de bateria, gerador a diesel para back-up, sistemas de painéis fotovoltaicos e medidas de eficiência energética.

Este projeto piloto, de acordo com [66] permitiu aos consumidores de Maine economizarem mais de 12 milhões de dólares.

8.2 Anexo B

A Publicação Acadêmica [69] avalia o impacto de diferentes cenários de penetração de veículos elétricos, com diferentes formas de recarga, no planejamento da transmissão de longo prazo, com horizonte de 10 anos. Este trabalho subtrai da demanda horária do sistema o montante de demanda requerida para o suprimento da carga dos veículos elétricos. Ao obter a demanda líquida por hora, verifica o pico de demanda anual no horizonte de 10 anos, para ser utilizado na análise do planejamento da expansão.

Este estudo considera três cenários de projeção de veículo elétrico e quatro maneiras de recarga, indicadas na Figura 48. Dessa forma são avaliados 21 cenários, conforme indicado na Tabela 19.

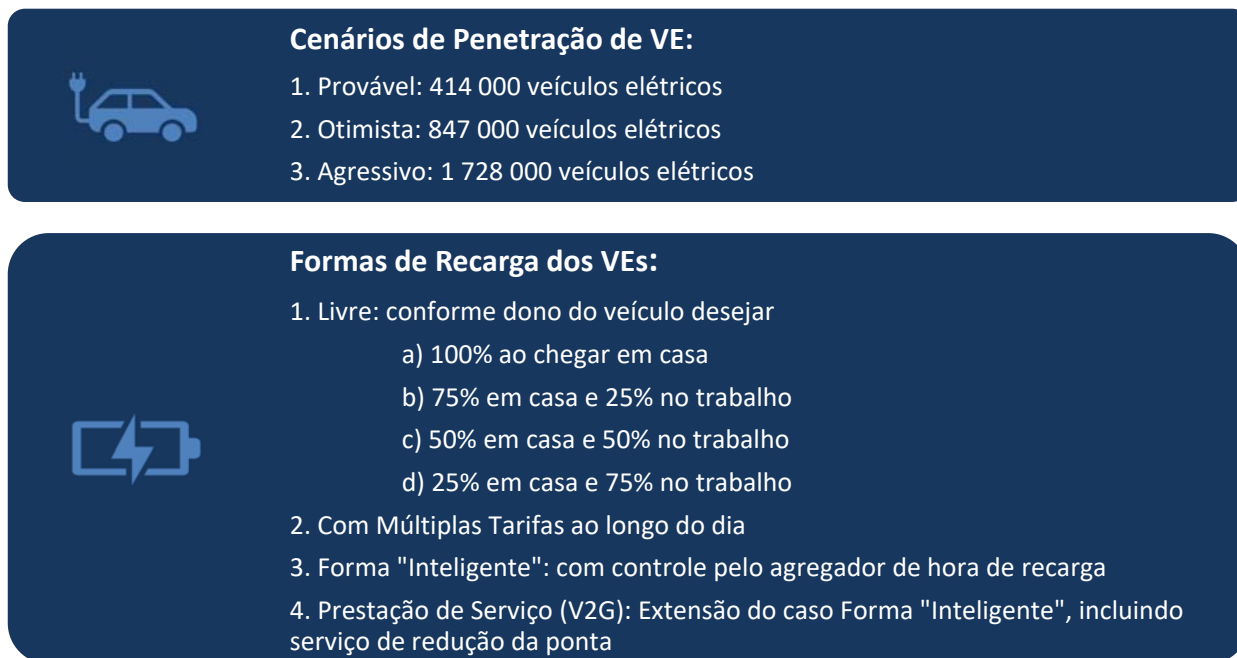


Figura 48 – Resumo dos cenários de Penetração e Recarga de VE considerados para análise.
Fonte: Elaborado pela PSR com base em [69]

Dessa forma, 21 cenários são analisados:

Tabela 19: Casos Simulados para avaliação dos impactos de VE no planejamento de transmissão.
Fonte: Elaborado pela PSR com base em [69]

	Cenário Penetração	Forma de Recarga
①	Provável	Livre - 100% em casa
②	Provável	Livre - 75% em casa e 25% no trabalho
③	Provável	Livre - 50% em casa e 50% no trabalho
④	Provável	Livre - 25% em casa e 75% no trabalho
⑤	Otimista	Livre - 100% em casa
⑥	Otimista	Livre - 75% em casa e 25% no trabalho
⑦	Otimista	Livre - 50% em casa e 50% no trabalho
⑧	Otimista	Livre - 25% em casa e 75% no trabalho
⑨	Agressivo	Livre - 100% em casa
⑩	Agressivo	Livre - 75% em casa e 25% no trabalho
⑪	Agressivo	Livre - 50% em casa e 50% no trabalho
⑫	Agressivo	Livre - 25% em casa e 75% no trabalho
⑬	Provável	Múltiplas Tarifas
⑭	Otimista	Múltiplas Tarifas

⑮	Agressivo	Múltiplas Tarifas
⑯	Provável	“Inteligente”
⑰	Otimista	“Inteligente”
⑱	Agressivo	“Inteligente”
⑲	Provável	V2G
⑳	Otimista	V2G
㉑	Agressivo	V2G

Para o planejamento da transmissão, considera-se um fluxo de potência ótimo AC, com a função objetivo de minimizar a potência não suprida nas barras do sistema. O sistema utilizado para análise é o IEEE-24 barras.

O valor da demanda de ponta em cada um dos anos e os impactos do veículo elétrico em cada um dos cenários ao longo de 24 horas de um dia no 10º ano de simulação, são indicados, respectivamente nas Figura 49 e Figura 50.

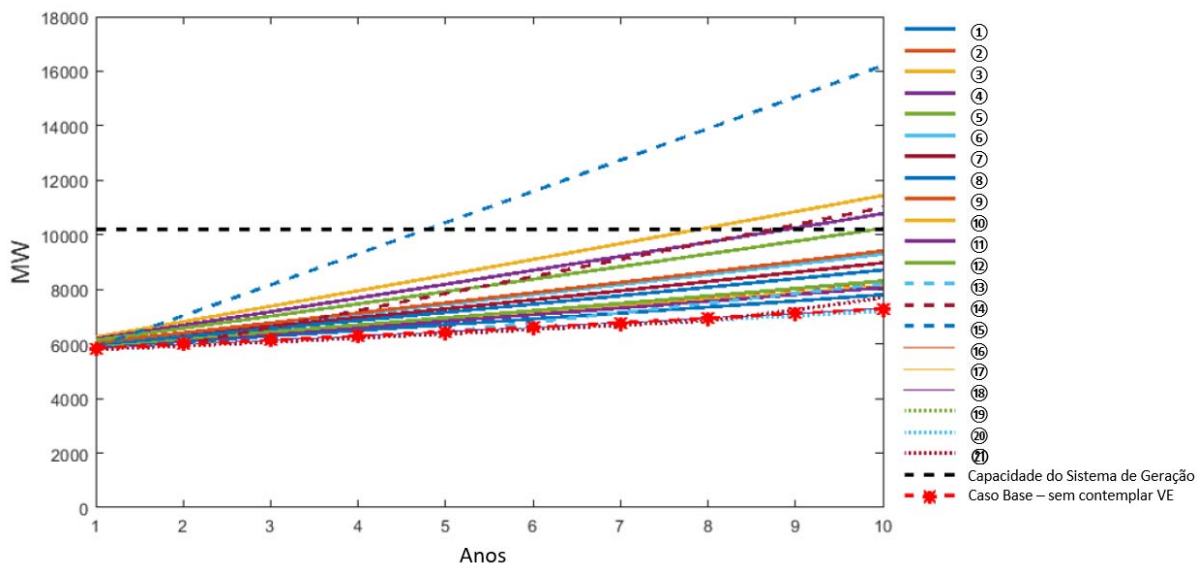


Figura 49 – Demanda máxima nos cenários analisados ao longo dos anos.

Fonte: Elaborado pela PSR com base em [69]

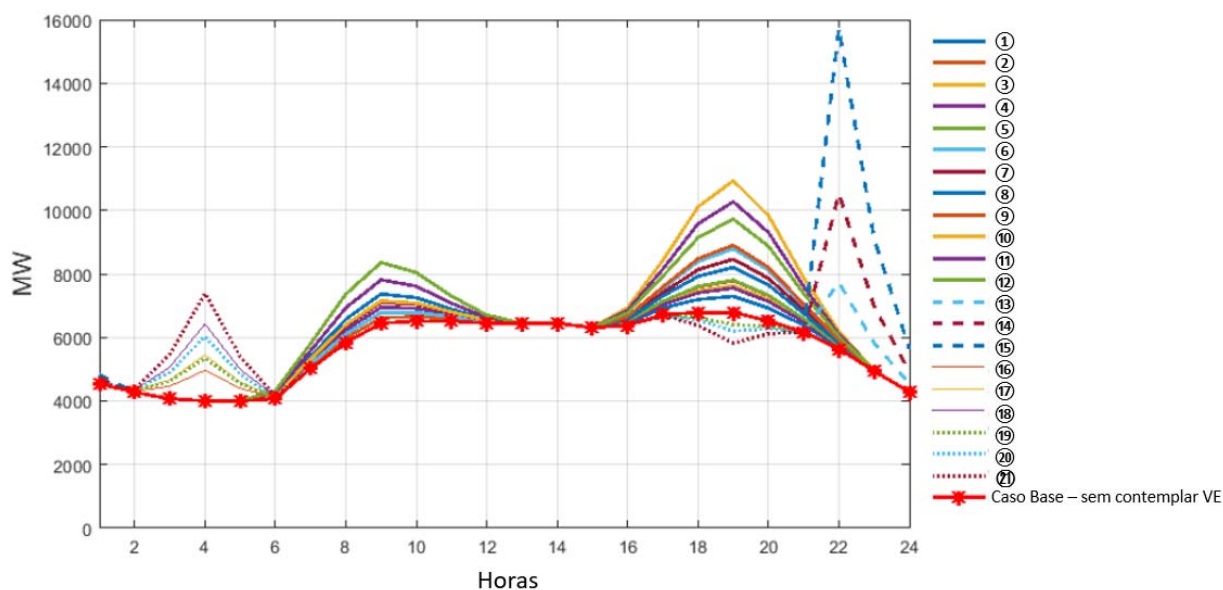


Figura 50 – Perfil de carga, no 10º ano de simulação, ao longo de 24 horas de um dia.

Fonte: Elaborado pela PSR com base em [69]

Observa-se que com nos cenários em que os consumidores decidem o momento de recarga dos veículos elétricos, são necessários investimentos em infraestrutura de transmissão. Destaca-se que em alguns cenários agressivos de penetração de VE, a demanda excede a capacidade de geração, indicando que um planejamento de expansão da geração deveria ser contemplado.

No caso de um sinal econômico fornecido aos motoristas através de múltiplas tarifas, a tendência é de deslocar a recarga para horários específicos, mas que aumentam a demanda total nestes horários, não contribuindo para evitar investimentos em transmissão. A presença de veículos elétricos V2G, podendo reduzir a demanda de ponta do sistema, permitem reduzir a quantidade de investimentos necessários em transmissão.