**Prémio Maria Cristina Portugal**

**RELOP 2022**

**Tema: Transição Energética**

# AVALIAÇÃO ECONÔMICA DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

**SUMÁRIO**

RESUMO ..... 3

1. INTRODUÇÃO ..... 4

2. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA ..... 6

3. MODELO DINÂMICO E LOCACIONAL DAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO ..... 7

4. ESTUDO DE CASO ..... 9

5. CONCLUSÃO ..... 14

REFERÊNCIAS ..... 16

## RESUMO

O trabalho utiliza sistema de distribuição real, incluindo a projeção de inserção de Recursos Energéticos Distribuídos, para avaliação econômica da transição energética nos custos de operação e expansão das redes de distribuição de energia elétrica. Os custos são definidos por meio de modelo de regulação tarifária em tempo real em Centro de Gerenciamento da rede de distribuição. Utilizamos rede constituída por alimentador com 6.300 unidades consumidoras, incluindo um campus universitário. São utilizados cenários prospectivos da Geração Fotovoltaica e Recarga de Veículos Elétricos, bem como o planejamento da entrada de sistema de produção de Hidrogênio Verde localizado no campus universitário. Utilizamos os dados da Revisão Tarifária Periódica da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG-D), a partir da rede georreferenciada utilizada no cálculo de perdas técnicas regulatórias. O modelo utilizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para cálculo das Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD) é adaptado para fornecer tarifas locacionais e dinâmicas e custos associados, por unidade consumidora a cada 15 minutos. Emulamos 5 Cenários de operação da rede de distribuição para avaliação do impacto econômico no ano de 2030. Os resultados indicam um impacto no custo da rede de distribuição proporcional à entrada de Geração Fotovoltaica e Recarga de Veículos Elétricos, que pode ser mitigado com a implantação de tarifas dinâmicas e *Peak Shaving* utilizando sistema de geração por Hidrogênio Verde (*Gas to Power – G2P*) do campus universitário como serviço ancilar da distribuição. O trabalho abre caminho para a regulação de rede de distribuição de distribuição, fomentando a transição energética com aumento da eficiência, melhoria do planejamento e operação, além de maior equidade na aplicação de tarifas.

**Palavras-chave**: Transição Energética, Regulação; Recursos Energéticos Distribuídos; Estrutura Tarifária; Hidrogênio; Recarga de Veículos Elétricos; Geração Fotovoltaica.

# 1. INTRODUÇÃO

Em um passado recente os consumidores compravam toda a energia da rede de distribuição, em equivalência da energia consumida e fornecida ao medidor. Ademais, em geral os consumidores pagavam pela energia fornecida com base em tarifas reguladas por classes de consumidores, que inclui a recuperação de todo o investimento a montante em geração, transmissão, distribuição, custos comerciais, impostos e encargos (SIOSHANSI, 2020). Atualmente, os consumidores podem produzir ou armazenar parte ou praticamente toda a energia que consomem da Geração Fotovoltaica (GF), alterando a equivalência entre a energia consumida e fornecida distribuidora. A próxima mudança de paradigma provavelmente virá dos avanços nas tecnologias de armazenamento de Hidrogênio.

Os custos da rede de energia elétrica funcionam como um sistema dinâmico dependente dos parâmetros da rede e do perfil de carga, ou seja, as tarifas da rede variam ao longo do dia, dentro das estações do ano e da localização. Os Recursos Energéticos Distribuídos (RED) estão mudando o perfil de consumo e a resposta ao sinal de preço, o que exige melhorias nos modelos de preço aplicados. Assim, modelos tarifários locacionais e dinâmicos são necessários para incentivar novas tecnologias conectadas à rede. (ANSARIN et al., 2020). Entretanto, os órgãos reguladores estão limitando os incentivos para novas tecnologias devido à falta de modelos capazes de medir os impactos econômicos na rede (SIOSHANSI, 2016).

O Brasil possui grande quantidade de recursos energéticos renováveis, além de demonstrar interesse crescente em desenvolver a produção de energia limpa. Em 2022, mais de 14 GW de energia solar e 20 GW de energia eólica estavam em operação no Brasil. Contudo, a energia renovável é um recurso intermitente, por exemplo, uma desvantagem significativa da energia solar é que esta ocorre durante o dia e a ponta de consumo ocorre no início da noite no Brasil. É possível reduzir esse impacto negativo utilizando sistemas de armazenamento de energia e otimizando as tarifas de eletricidade em tempo real para os prossumidores, com o objetivo de modular a carga.

O armazenamento de energia é a chave para alcançar um equilíbrio de energia entre a geração e a carga, resultando em um controle preciso da transferência de energia (MERABET; AL-DURRA; EL-SAADANY, 2022). Dessa forma, o hidrogênio pode fornecer armazenamento de energia em larga escala e de modo sazonal para o setor energético (WEITEMEYER et al., 2015). Ademais, a aplicação em larga escala do hidrogênio introduzirá interdependências de vários setores produtivos e energéticos com o setor elétrico. Há previsão de demanda por hidrogênio decorrente setores como: transporte rodoviário, amônia, metanol, aço, refinaria e mobilidade individual (VOM SCHEIDT et al., 2022).

Uma célula de combustível converte a energia química do hidrogênio diretamente em energia elétrica, ou seja, pelo uso de um ânodo, um cátodo e um eletrólito. A operação é como uma bateria de armazenamento, exceto pelo fato de que não há resíduos significativos. Devido à maior eficiência e menor temperatura de oxidação do combustível, as células de combustível emitem menos $CO_2$ e NOx por quilowatt gerado. As eficiências elétricas das células de combustível situam-se entre 36% e 85%, dependendo do equipamento de recuperação de calor (CHOWDHURY, [s.d.]). As células de combustível convertem a energia química armazenada no hidrogênio em eletricidade em corrente contínua. De outra forma, os eletrolisadores decompõe a água em hidrogênio e oxigênio utilizando eletricidade em corrente contínua. Tanques de

armazenamento físico são uma maneira comum de armazenar hidrogênio na forma gasosa (KONSTANTINOPOULOS et al., 2018).

O hidrogênio não é encontrado livremente na natureza, mas pode ser gerado a partir de fontes de energia primárias, como combustíveis fósseis ou fontes de energia secundárias. Pode ser classificado em cinza, azul ou verde, produzidos, respectivamente, a partir de combustíveis fósseis, combustíveis fósseis com captura de carbono e energias renováveis. Hodiernamente, o hidrogênio verde tornou-se tecnicamente viável e economicamente competitivo (THAPA et al., 2021; WEIDONG; ZHUOYONG, 2012).

Os sistemas de armazenamento podem dissociar a oferta e a demanda transferindo a energia elétrica em diferentes escalas de tempo, seja horária, diária ou sazonal (COLBERTALDO et al., 2019). *Peak Shaving* é uma das técnicas para diminuir a carga das redes na ponta do sistema, e assim reduzir os custos de eletricidade. Segundo Fernandes e Filipe (FERNANDES; PHILIPP, 1977) *"as redes do sistema de energia poderiam ser otimizadas se dispositivos de armazenamento dispersos, localizados perto de áreas urbanas, estivessem disponíveis. Benefícios operacionais significativos seriam obtidos se parte dessa capacidade de geração operasse como unidades de Peak Shaving, com produção de hidrogênio no período de fora de ponta e injeção de energia na rede no período de ponta"*. De acordo com Thapa et al. (THAPA et al., 2021), vários estudos têm demonstrado a viabilidade de aumentar a utilização da capacidade de usinas hidrelétricas por meio da produção e armazenamento de hidrogênio a partir da energia que seria vertida.

Por muitos anos, as tarifas de energia elétrica foram concebidas com base nas suposições de que a demanda por eletricidade era inelástica e que o fornecimento era a única opção para os consumidores. Dessa forma, as Distribuidoras de Energia Elétrica (DEE) utilizaram tarifas fixas ($/kWh) para recuperar os custos de geração, transmissão e distribuição de energia, além de impostos e encargos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2017). É necessário melhorar as estratégias para reduzir os efeitos do comportamento estocástico da energia renovável. A principal alternativa é utilizar sistemas de armazenamento de energia, tal como a integração de armazenamento de hidrogênio em redes de distribuição como serviço ancilar. Armazenar energia durante tarifas mais baixas e utilizá-la em períodos com tarifas mais altas permitiria aumentar a eficiência econômica das fontes de energia renováveis (KIRYANOVA et al., 2022).

De acordo com o critério de causalidade de custos, a tarifa deve refletir o custo causado pelo consumidor na rede (PÉREZ-ARRIAGA; SMEERS, 2003). Dessa forma, o modelo tarifário pode ser utilizado para medir o impacto nos custos da rede. Contudo, a maioria dos pesquisadores considera a tarifa como uma variável independente ou exógena nos modelos, ou seja, as tarifas são o resultado do processo de cálculo tarifário realizado pelas DEE ou órgão reguladores (BARCELLONA et al., 2018; BIROON; BIRON; HADIDI, 2020; KOSKELA et al., 2019). A maioria dessas propostas é conceitual e carece de rigor e detalhamento na análise das operações do mercado da distribuição, demandando uma investigação dos processos regulatórios e institucionais (PARHIZI; KHODAEI, 2016). Os critérios de causalidade de custos são alcançados utilizando menor granularidade temporal e espacial para o modelo tarifário de rede, o que permite a análise do impacto econômico do *Peak Shaving*, ou inserção da GF e Recarga de Veículos Elétricos (RVE) no custo de expansão e operação da DEE (BUSTOS; WATTS; OLIVARES, 2019).

Os sinais de preços devem refletir os custos para que a operação da nova tecnologia se alinhe com a utilização ideal dos ativos do sistema elétrico. Ademais, as tarifas alinhadas ao custo tendem a promover a justiça alocativa (BURGER et al., 2020; FREITAS GOMES; PEREZ; SUOMALAINEN, 2021; HELENO et al., 2020). No entanto, a definição de tarifas reflexivas aos custos está se tornando cada vez mais complexa devido às mudanças estruturais na operação e planejamento da DEE (BLACKHALL et al., 2020). As revisões na estrutura tarifária são uma das principais ferramentas para fomentar a penetração de RED. A tarifa reflexiva aos custos torna os subsídios explícitos, auxiliando na definição de políticas tarifárias (SCHRAMM, 1985a). Dessa forma, modelos computacionais para preços de rede serão fundamentais para o setor elétrico (PAPAVASILIOU, 2018).

Este trabalho propõe um novo modelo de tarifas dinâmicas e locacionais da rede de distribuição de eletricidade para precificar a inserção de RED e Hidrogênio como serviço ancilar da distribuição, utilizando a técnica de *Peak Shaving*. Nas páginas seguintes revisamos a literatura sobre Transição Energética. A secção 3 abrange a metodologia das tarifas dinâmicas e locacionais, utilizando o modelo de fixação dos custos marginais de longo prazo de acordo com (ROSELLI, 2020). Na secção 4, o modelo abrangido pela secção 4 é aplicado em uma rede de distribuição real com Ciclo de Hidrogênio Verde para *Peak Shaving* e inserção de RED de modo progressivo, de modo a obter uma análise de impacto nos custos, segundo vários estágios de transição energética. Finalmente, a Seção 5 apresenta as conclusões do trabalho.

## 2. TRANSIÇÃO ENERGÉTICA

A descarbonização constitui um dos objetivos da Transição Energética com a visão de um futuro de baixas emissões de carbono, tolhendo as mudanças climáticas. O modelo de fluxo unidirecional da energia desde grandes usinas hidrelétricas ou termelétricas fora dos centros urbanos, transmissão em longas distâncias e consumo por meio de rede de distribuição vem se alterando drasticamente. Novos atores do mercado surgem, tal como o prosumidor, que pode gerar sua própria energia, investindo na capacidade e oferta de energia. Todavia, as fontes renováveis, tal como a solar e eólica, possuem a característica de intermitência, que exige maior coordenação da operação e maior complexidade do planejamento energético (CARVALLO et al., 2020). Parte dos recursos energéticos agora recebem a qualificação de distribuídos. A maior parte das fontes renováveis são descentralizadas, intermitentes e não obedecem aos comandos tradicionais dos operadores do sistema elétrico ou ao planejamento centralizado. Devido às características de intermitência e aumento dos custos com transporte de energia, o prosumidor busca cada vez mais recursos de armazenamento para atingir a deserção da rede, ou seja, operar de modo desconectado da rede (*off-grid*). Sistemas de reeletrificação de hidrogênio viabilizam o armazenamento por longos períodos (SIOSHANSI, 2020). Com a deserção da rede, surge o problema da manutenção da estrutura de custos fixos do sistema elétrico, sobremaneira considerando subsídios do setor elétrico. Até recentemente o consumidor era considerado inelástico ao sinal de preço o que conduzia a modelos estáticos e reduzidos que consideravam o consumidor como um agente passivo, previsível, insensível ao preço e tutelado pelo Estado por meio de tarifas reguladas. Atualmente, o consumidor pode investir em geração, armazenamento e ter o controle do perfil de consumo pela automação de processos, passando a ter características de diversidade de comportamento. O consumidor antes passivo e hipossuficiente técnica e economicamente passa

a ser um agente ativo, se tornando mais responsivo ao sinal de preço, o que torna a demanda Dinâmica.

O setor energético não pode ficar indiferente ao surgimento de tecnologias disruptivas, tal como contratos inteligentes, redes inteligentes, *big data*, medição inteligente, etc. A digitalização por meio de tecnologias disruptivas no contexto da transição energética demanda evoluções no modelo setorial, seja o regulatório, de políticas públicas e de modelos computacionais associados. Modelos de avaliação de impactos econômicos das novas tecnologias e usuários das redes devem receber especial atenção nas pesquisas, desenvolvimento e inovação.

Atualmente, os modelos tarifários e de impacto de custos dos consumidores e tecnologias são reduzidos, não retratando o real impacto, o que causa subsídios cruzados e prejudica ações em políticas públicas e regulação. A estrutura das tarifas de rede tornou-se uma preocupação dos reguladores e formadores de políticas públicas (SCHITTEKATTE; MOMBER; MEEUS, 2018). Como proposta, modelos dinâmicos e locacionais devem ser desenvolvidos e incorporados ao setor elétrico com o objetivo de orientar formadores de políticas públicas e reguladores no sentido de quantificar as ações de democratização da energia, adequação dos modelos de preços às características dos consumidores, e fomento de novas fontes de energia e tecnologias.

## 3. MODELO DINÂMICO E LOCACIONAL DAS TARIFAS DE USO DOS SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO (TUSD)

Na modelagem do sistema elétrico de potência o comportamento do consumidor é certamente a variável mais complexa, sobremaneira com a adoção dos RED. O valor da coordenação e planejamento dos RED é realizado por Carvallo et al. (2020). Segundo os autores as ações de investimento dos RED não são coordenados e não respondem à um processo de despacho o que torna a operação do sistema de distribuição mais complexa. Uma das formas de fomento da coordenação é a aplicação de tarifas dinâmicas e locacionais.

### 3.1 Critérios para a formação das TUSD

Para a distribuição de energia elétrica foram definidos princípios decorrentes da teoria econômica e práticas observadas ao longo do tempo. Segundo Schramm (1985) o primeiro estágio de definição da estrutura tarifária é determinar o custo marginal da rede, que deve ser o direcionador das tarifas. Tal critério é denominado de causalidade de custos. Segundo Garfield e Lovejoy (1964) as tarifas não devem variar demasiadamente de modo a prejudicar a previsibilidade e planejamento financeiro do consumidor, resultando no critério da estabilidade das tarifas. O cotejo entre o critério da causalidade de custos e estabilidade das tarifas, conduz ao critério de custos marginais de longo prazo para a construção de tarifas reguladas, dada sua menor volatilidade. Ademais, o custo marginal de curto e longo prazo são equivalentes sob a condição de investimento ótimo (TURVEY, 2017). O critério de planejamento e operação ótimo do sistema elétrico é mais formal do que material. Implica que a ociosidade da rede é inerente à operação e planejamento e, dessa forma, considerada na formação do preço da rede.

Boiteux e Steiner definiram em 1957 as bases teóricas para o critério do preço de ponta (*Peak Load Pricing*) (CREW; KLEINDORFER, 1986). Segundo o critério da equidade admite-se discriminação limitada de preços, como historicamente ocorre entre as classes comercial, residencial e industrial. Todavia, a classe deve ter características homogêneas de volume e uso, tal como o de coincidência da ponta e elasticidade ao preço (NASH, 1933). Tal critério é o que merece reavaliação com a adoção dos RED, pois a uniformidade entre uma classe de consumidores se torna cada vez mais precária. Dessa forma, Lazar et al. (2017) sugerem que consumidores passem ser discriminados pela condição de capacidade de investimento na rede e de resposta ao sinal de preço. Aos consumidores com maior suficiência técnica e econômica seriam oferecidas tarifas opcionais mais fiéis ao custo locacional e dinâmico. O critério da simplicidade está relacionado à inteligibilidade do consumidor e viabilidade da tecnologia de medição. Dessa forma, o cálculo pode ser realizado com a complexidade necessária, todavia, a aplicação deve considerar o princípio da simplicidade (CAYWOOD, 1972). Do lado da distribuidora de energia elétrica o critério da sustentabilidade é o mais importante. O regulador deve garantir o equilíbrio econômico e financeiro dos contratos de concessão. Isso implica a equivalência entre a Receita e Custos.

### 3.2 Modelo Locacional e Dinâmico por Responsabilidade de Potência

Segundo ANEEL (2022) o Custo Marginal de Capacidade (CMC) do consumidor tipo *j* no posto tarifário *u* é dado por (1).

$$CMC_j(u) = \sum_{k=L}^{N} \emptyset_{k,L} \cdot CME_k \cdot RP(u,k,j) \qquad (1)$$

Onde $\emptyset_{k,L}$é a proporção de fluxo entre o subgrupo tarifário *k* e o subgrupo tarifário *L* que conecta o consumidor tipo *j*; $CME_k$ é o custo marginal de expansão do subgrupo tarifário *k* (R$/kW); e *N* é o número de subgrupos tarifários. O fator de responsabilidade de potência $RP(u,k,j)$ do consumidor tipo *j* no subgrupo tarifário *k*, no posto tarifário *u* é dado por (2).

$$RP(u,k,j) = (1 + fpp) \cdot \sum_{h \epsilon u} \pi_{h,k,j} \cdot P_{j,h} \qquad (2)$$

Onde *h* são as horas pertencentes ao posto tarifário *u*; $P_{j,h}$ fator de coincidência do consumidor tipo *j* na hora de ponta *h* das redes tipos que atendem o subgrupo tarifário *k*; $f_{pp}$ é o fator de perdas de potência; e $\pi_{h,k,j}$ probabilidade do consumidor tipo *j* se associar a uma rede tipo, que atende o subgrupo tarifário *k*, nas horas de ponta *h* da rede tipo.

A principal alteração no modelo proposto está nos limites de *k* e *j* de (1)-(2). O modelo proposto considera que cada transformador constitui um subgrupo tarifário *k* (mesmo possuindo a mesma tensão de operação), cada consumidor representa um consumidor tipo *j*, e que cada período de 15 minutos é um posto tarifário *u*. Ademais, consideramos o CME dependente da extensão da rede de distribuição (km·R$/kW)[1]. Para tanto, utilizamos os dados georreferenciados da rede de distribuição e curvas de carga tipo de cada consumidor, utilizados no cálculo de perdas técnicas regulatórias. Ao utilizar a rede georreferenciada conhecemos deterministicamente e

[1] Extensão da rede até cada consumidor MT/Trafo obtido por meio da Base de Dados Geográfica da Distribuição. CME obtido da RTP-2018 da CEMIG-D, Processo ANEEL nº 48500.005351/2017-59.

nominalmente a associação entre a rede *k* e o consumidor *j*, dispensando o cálculo de $\pi_{h,k,j}$. $F_{pp}$ decorre do modelo de cálculo de perdas técnicas regulatórias.

Os custos regulatórios das DEE são classificados no Brasil em Parcela A, Parcela B, além dos custos com perdas. A Parcela A contempla os custos não gerenciáveis da distribuidora, tais como custos com transmissão e encargos setoriais. A Parcela B representa os custos gerenciáveis, que consideram custos com base de remuneração regulatória e custos de operação e manutenção das DEE. O Brasil possui perdas não técnicas elevadas, o que implica em custos específicos a serem repassados às tarifas.

Conforme ANEEL (2022) a TUSD Fio B utiliza o critério de rateio por CMC, os Encargos e Energia por Selo (R$/MWh), a TUSD – Perdas Técnicas pelas Perdas do Subgrupo Tarifário (R$/MWh), a TUSD – Perdas Técnicas pelas Perdas do Subgrupo Tarifário (R$/MWh), a TUSD Fio A pela Responsabilidade de Custo por subgrupo tarifário (R$/kW), e a TUSD – Perdas Não Técnicas como percentual da receita da TUSD (R$/MWh) por subgrupo tarifário. O modelo segue a proposta de Roselli (2020), todavia no domínio do tempo. As curvas de carga desconsideram componentes não periódicos, conforme Roselli et al. (2022). As receitas utilizadas no rateio são estimadas pelas componentes tarifárias, resultado da Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG-D)[2], aplicado ao mercado do alimentador.

## 4. ESTUDO DE CASO

O estudo de caso é realizado em alimentador que atende campus universitário com cerca de 8 mil discentes. O campus universitário conta com um GF de 1.000 kWp e Módulo de Eletrólise NEWMAN & ESSER/HYTRON PEM, Modelo HyPEM para 5,35 kg/h de $H_2$, com operação máxima, autônoma e pressurizada de 30 bar (g), e saída de 60 N m³/h (pico) de hidrogênio verde e uma possível planta de injeção para reeletrificação para a rede de distribuição. Dados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE)[3] indicam que existem atualmente 611 unidades de GF atendidas em Baixa Tensão (BT) no município onde está localizada a rede do estudo de caso. O alimentador, operando em 13,8 kV, atende 6.288 unidades consumidoras (UC) BT e 12 atendidas em Média Tensão (MT). O município possui 29.563 veículos em circulação[4].

### 4.1 Caso Base (Cenário 0)

Para o caso base consideramos os dados de carga do campus universitário referente a maio de 2019 (mês de maior carga). Para a simulação da rede foram utilizados os dados da RTP[5].

---

[2] *Ibid*.
[3] Obtido de EPE http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/, acesso em 04/05/2022.
[4] Obtido de https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/transito/conteudo-denatran/frota-de-veiculos-2022, acesso em 04/05/2022.
[5] Obtido de ftp://ftp.aneel.gov.br/srd/LAI/BDGD_LAI, conforme solicitação *e-sic* nº 48003.003977/2022-07.

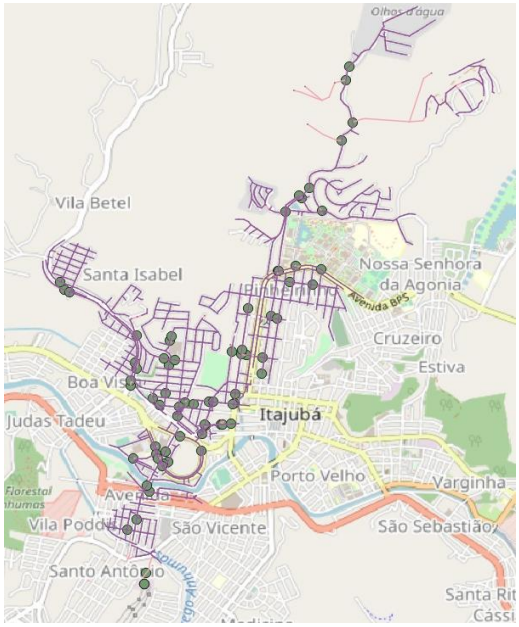


Figura 1a – Rede de Estudo.

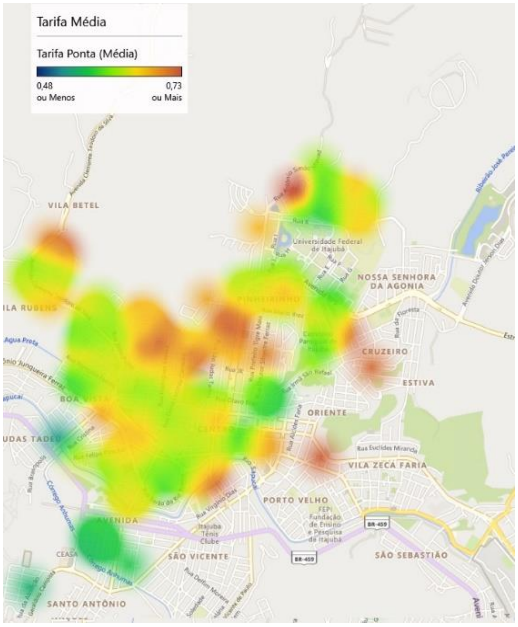


Figura 1b – Tarifas Médias B1.

O modelo é desenvolvido em *Python* em microcomputador com *AMD Ryzen* 5 e 12 GB de RAM. O sistema demandou um tempo de 2 min e 44 s, o que torna viável o cálculo em tempo real. A Figura 1a representa a rede do alimentador objeto de estudo e a Figura 1b os resultados das tarifas médias dos consumidores residenciais.

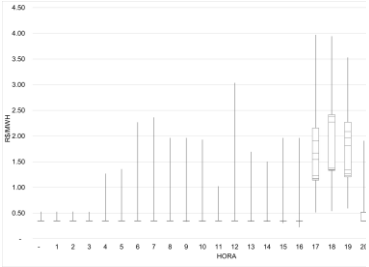


Figura 2a – *Boxplot.*

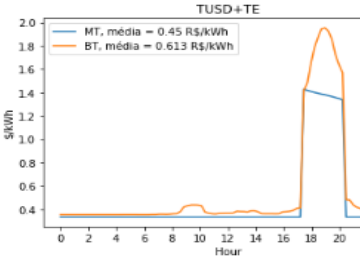


Figura 2b – Tarifas $C_0$.

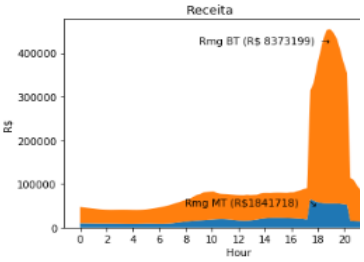


Figura 2c – Receita $C_0$.

A Figura 2a apresenta o *boxplot* das tarifas em BT. Observa-se que as tarifas variam pouco entre unidades consumidoras no período fora de ponta, mas pode variar muito no período de ponta. Se deve a alta coincidência de carga para o alimentador em estudo. A Figura 2b apresenta as tarifas médias calculadas por Nível de Tensão (NT) e a Figura 2c a receita calculada por NT, ambos com discriminação de 15min. A maior parte da receita é devido aos consumidores atendidos em BT.

### 4.2 Cenários 2030

Devido ao critério da sustentabilidade econômica as receitas calculadas representam o impacto no custo da distribuição, ou seja, os custos equivalem a receita regulatória calculada. Não há impedimento para que o cálculo dos custos seja realizado de modo locacional e dinâmico, de modo mais preciso. Todavia, para a aplicação das tarifas aos consumidores é necessário processo adicional de modo a respeitar os critérios da equidade e simplicidade. Dessa forma, o objetivo dos Cenários seguintes é o de detalhar o impacto de cenários de transição energética na rede de distribuição, considerando os custos além do medidor (*beyond the meter*). São utilizados 5

Cenários para transição energética. Utilizamos Cenários para o ano de 2030, baseados em estimativas da Empresa de Pesquisa Energética e regionais. Na Figura 3 é apresentada a trajetória de evolução para a rede objeto de estudo.

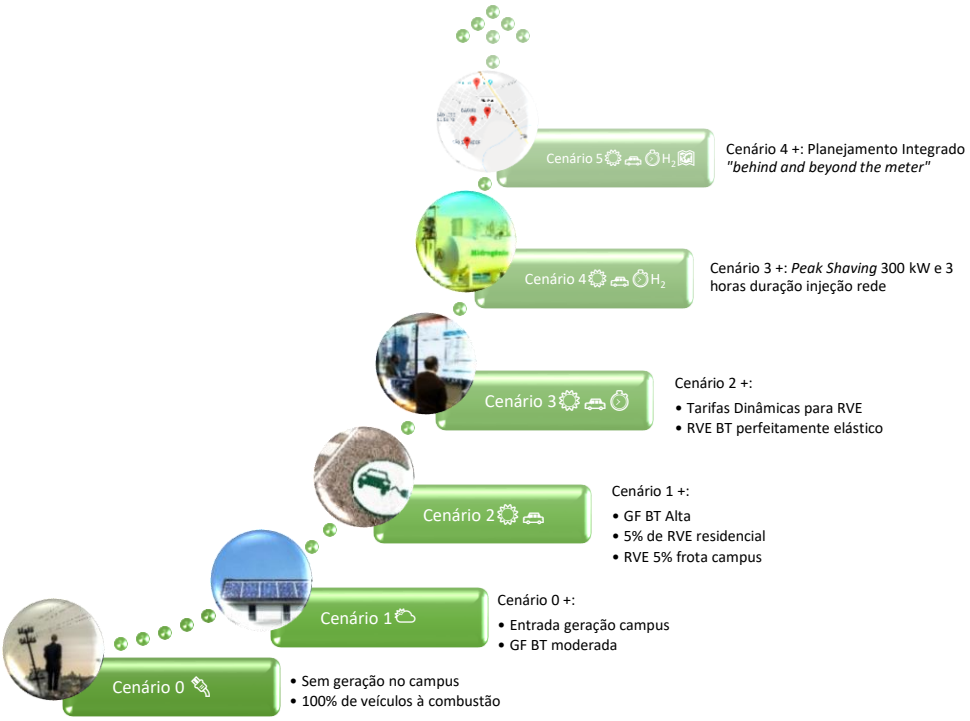


**Figura 3 – Cenários de estudo**

O fluxograma e o perfil de consumo dos RED são apresentados nas Figuras 4a-4b. As curvas de RVE são obtidas de Fitzgerald, Nelder e Newcomb (2016).

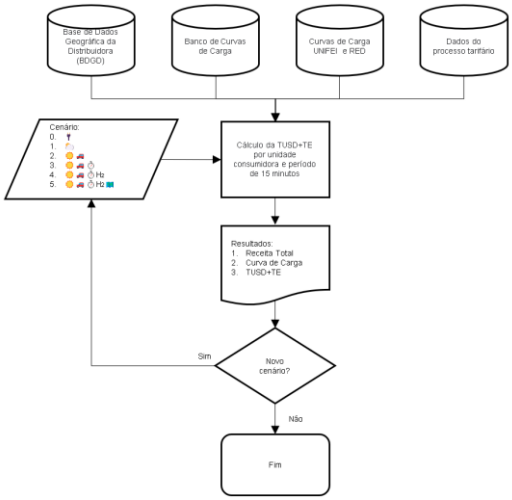


**Figura 4a – Fluxograma.**

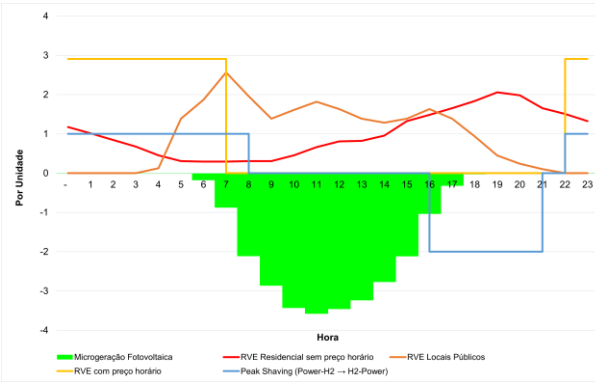


**Figura 4b – Operação RED.**

O perfil de consumo dos consumidores é alterado individualmente conforme os Cenários e o processo de cálculo é repetido, conforme itens anteriores. A Tabela 1 apresenta descrição dos Cenários conforme Figura 3.

**Tabela 1 – Descrição dos Cenários.**

| Cenário | Descrição | Critério para estimativa de penetração RED |
|---|---|---|
| 1 | Realizado o sorteio das UC a serem instaladas novas GF. Para retirar o efeito de redução de mercado, é considerado que o mercado das UC sem GF aumentou no mesmo volume. Decorre do critério de custo marginal de longo prazo e operação ótima. A relação entre a receita marginal e receita média (TUSD Fio A e B) é mantida constante em relação ao Cenário 0. | 3,20% das UC BT atendidas por GF, conforme estimativa dos Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030 da EPE (Cenário Primavera). |
| 2 | Conforme critérios e Cenário 1 adicionando RVE. | 6,43% das UC BT atendidas por GF (Cenário Verão da EPE). Entrada em operação GF do campus universitário com capacidade de 70% da carga (maio 2019). Estação de RVE no campus universitário com capacidade para 51 veículos modelo Nissan Leaf estimado em 5% da frota total campus universitário. RVE residencial estimado proporcionalmente em 5% da frota total do município. |
| 3 | Considerado o Cenário 2, mas com a RVE residencial ocorrendo no período da madrugada. | Condicionamento por meio de aplicação de tarifas dinâmicas para RVE. |
| 4 | Considerado o Cenário 3 e o uso de Gerador convertido para $H_2$ (*G2P*) na potência de 300 kW para *Peak Shaving*. | Conforme operação definida na Figura 4b. |
| 5 | Considerado o Cenário 4, adicionalmente considera-se que o planejamento da GF é realizado de modo a minimizar os custos locacionais de instalação da rede. | Avaliadas as menores tarifas médias do Cenário 4 para o período de 6-18h (período de geração fotovoltaica) e aplicado o quantitativo de GF especificado no Cenário 4 para os pontos de menor custo do alimentador. |

## 4.3 Resultados

As Figuras 5-9 apresentam os gráficos de curva de carga, tarifas médias e receita por NT para os Cenários 1-5.

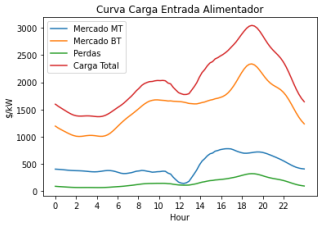


**Figura 5a – Carga $C_1$.**

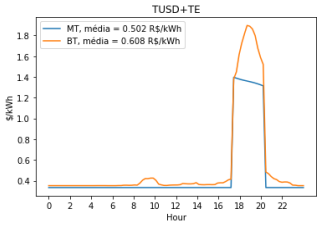


**Figura 5b – Tarifas $C_1$.**

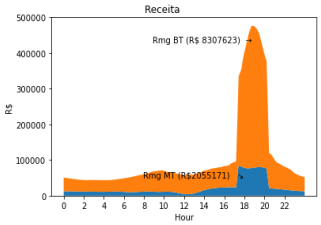


**Figura 5c – Receita $C_1$.**

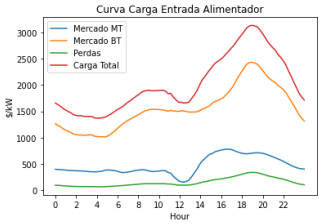


**Figura 6a – Carga $C_2$.**

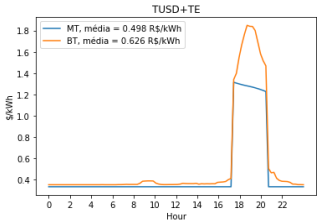


**Figura 6b – Tarifas $C_2$.**

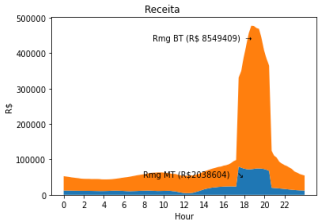


**Figura 6c – Receita $C_2$.**

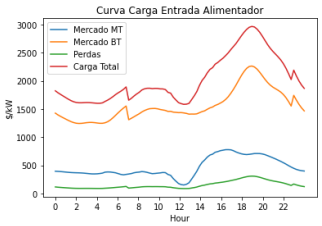


**Figura 7a – Carga $C_3$.**

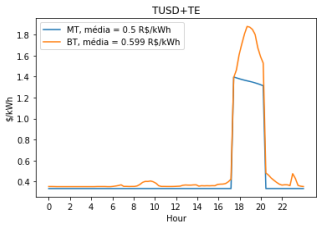


**Figura 7b – Tarifas $C_3$.**

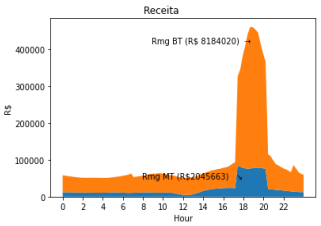


**Figura 7c – Receita $C_3$.**

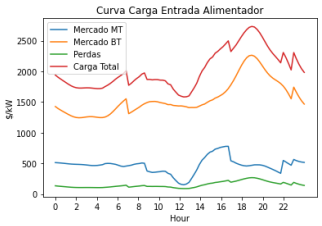


**Figura 8a – Carga $C_4$.**

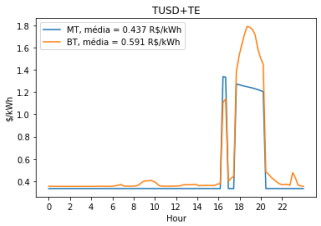


**Figura 8b – Tarifas $C_4$.**

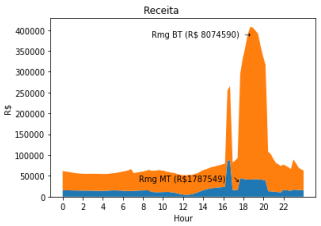


**Figura 8c – Receita $C_4$.**

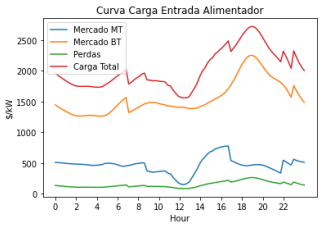


**Figura 9a – Carga $C_5$.**

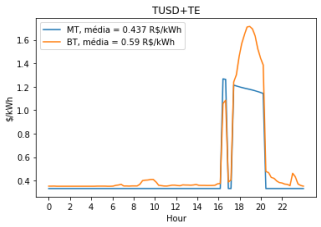


**Figura 9b – Tarifas $C_5$.**

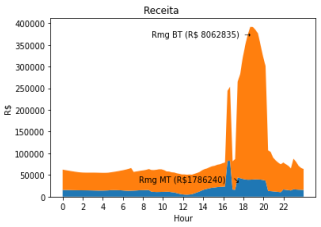


**Figura 9c – Receita $C_5$.**

Os Cenários 1-2 apresentam um aumento das receitas necessárias e consequentemente dos custos. Todavia, pela alta coincidência das curvas de carga não houve grande alteração na relação entre as tarifas ponta e fora de ponta. No Cenário 3 houve redução considerável dos custos do sistema na ponta, em detrimento de um ligeiro aumento nos custos no período noturno. Nos Cenários 1-3 não se observa grande impacto nas tarifas para os consumidores sem GF e RVE, o que não tolhe a aplicação de tarifas específicas. Para o Cenário 4 há maior redução e espraiamento dos custos no tempo. Por fim, em relação ao Cenário 5 não houve alterações significativas nos custos, mesmo considerando a relatividade em relação aos consumidores com GF e RVE. A Tabela 2 apresenta principais indicadores para a análise dos resultados.

**Tabela 2 – Resultados.**

| Tipo Dado | Cenário 0 | Cenário 1 | Cenário 2 | Cenário k | Cenário 4 | Cenário 5 |
|---|---|---|---|---|---|---|
| Fator de Carga | 72,695% | 66,54% | 64,59% | 68,356% | 74,20% | 74,44% |
| Receita Total [R$] | 10.214.917 | 10.362.794 | 10.588.014 | 10.229.683 | 9.862.139 | 9.849.075 |
| (TUSD+TE) fora ponta | 0,373 | 0,371 | 0,380 | 0,369 | 0,388 | 0,386 |
| (TUSD+TE) ponta BT | 1,733 | 1,684 | 1,653 | 1,680 | 1,526 | 1,527 |
| (TUSD+TE) ponta MT | 0,332 | 0,334 | 0,344 | 0,334 | 0,356 | 0,355 |
| TUSD+TE FPT BT | 1,382 | 1,356 | 1,277 | 1,356 | 1,166 | 1,180 |

Valores em R$. Cotação R$/€ = 5,65.

Da Tabela 2 observa-se uma redução do fator de carga inversamente proporcional à penetração da GF e RVE, resultando em aumento nos custos da rede de distribuição. A entrada de 394 GF BT, 492 RVE residencial e 51 RVE no campus universitário, impactou o Cenário 2 em um Custo adicional de 373 mil reais anuais. A aplicação de tarifas dinâmicas para RVE (Cenário 3) pode promover uma redução de até 358 mil reais ao considerar sua alta responsividade. No Cenário 4 ocorre um benefício anual de 368 mil reais, decorrente exclusivamente do *Peak Shaving G2P*. Destaca-se que para trabalhos futuros a análise de viabilidade do *Peak Shaving* deve considerar que os custos variáveis com hidrogênio ocorrem em meses de carga máxima. Em uma análise preliminar o alimentador possui uma relação entre a potência média anual e potência média do mês de máxima de 85,6%, o que significa que seria suficiente o *Peak Shaving* em somente alguns meses do ano para obter o benefício do Cenário 4. O Cenário 5 demonstra que a sinalização locacional para a GF não se mostrou viável no estudo de caso, além de apresentar dificuldades de implementação devido ao condicionamento necessário de investimentos pela DEE aos consumidores. Se deve ao fato de os custos estarem concentrados no período de ponta, onde não ocorre a geração por GF.

## 5. CONCLUSÃO

O modelo proposto pode ser aplicado como alternativa ao atual negócio da distribuição, considerando despachos programados de consumo ou preços em tempo real para unidades de RVE. Ademais, o modelo proposto pode contribuir para definição de subconcessões locais de distribuição, utilizando sinalização de preços em tempo real. A distribuidora pode criar mecanismos de *peer-to-peer* entre unidades de RVE e GF, segregando o custo de transporte e energia comercializada.

Para os Cenários 2030 analisados a penetração de GF e RVE aumentou proporcionalmente os custos da rede de distribuição. O planejamento centralizado da GF não traria grande benefício para a rede de distribuição em estudo. O Cenário 4 apresenta os maiores ganhos para o sistema, sendo parâmetro para a avaliação de viabilidade futura de sistema *G2P* para *Peak Shaving*. Os achados apresentados neste trabalho enfatizam a importância de uma estrutura tarifária que inclua períodos de custo ótimo da rede de distribuição para a reeletrificação do hidrogênio para *Peak Shaving*. No entanto, para a sinalização correta, é necessário reduzir a granularidade temporal e locacional, além de incorporar os ativos de reeletrificação como ativos da distribuição.

A distribuidora de energia elétrica desempenha um papel fundamental na transição energética para uma economia mais sustentável e com menor impacto ambiental, pois como intermediário entre os produtores de energia e os consumidores finais, tem o poder de influenciar o uso de fontes renováveis e incentivar a eficiência. Uma das principais formas de condicionamento do consumo é a aplicação de tarifas com menor granularidade e reflexivas ao custo. Ademais, com o modelo proposto é possível quantificar o impacto da transição energética, e assim auxiliar órgãos governamentais, reguladores e distribuidoras de energia elétrica em políticas públicas mais assertivas.

**REFERÊNCIAS**

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET: Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica**. Brasília - DF, 2022.

ANSARIN, M. et al. The economic consequences of electricity tariff design in a renewable energy era. **Applied Energy**, v. 275, p. 115317, 2020.

BARCELLONA, S. et al. **Economic viability for residential battery storage systems in grid-connected PV plants**. IET Renewable Power Generation. **Anais**...Institution of Engineering and Technology, 2018.

BIROON, R. A.; BIRON, Z. A.; HADIDI, R. Commercial load profile sensitivity analysis to electricity tariffs and battery characteristics. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 56, n. 2, p. 1021–1030, 1 mar. 2020.

BLACKHALL, L. et al. Optimising the value of distributed energy resources. **Electricity Journal**, v. 33, n. 9, 1 nov. 2020.

BURGER, S. P. et al. The efficiency and distributional effects of alternative residential electricity rate designs. **The Energy Journal**, v. 41, n. 1, 2020.

BUSTOS, C.; WATTS, D.; OLIVARES, D. The evolution over time of Distributed Energy Resource's penetration: A robust framework to assess the future impact of prosumage under different tariff designs. **Applied Energy**, v. 256, p. 113903, dez. 2019.

CARVALLO, J. P. et al. The economic value of a centralized approach to distributed resource investment and operation. **Applied Energy**, v. 269, 1 jul. 2020.

CAYWOOD, R. E. Electric utility rate economics. 1972.

CHOWDHURY, S. **IET RENEWABLE ENERGY SERIES 6 Microgrids and Active Distribution Networks**. [s.l: s.n.].

COLBERTALDO, P. et al. Impact of hydrogen energy storage on California electric power system: Towards 100% renewable electricity. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 44, n. 19, p. 9558–9576, 2019.

CREW, M. A.; KLEINDORFER, P. R. **The economics of public utility regulation**. [s.l.] Springer, 1986.

FERNANDES, R. A.; PHILIPP, H. D. Hydrogen cycle peak-shaving on the new york state grid using fuel cells. **IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems**, v. 96, n. 2, p. 467–477, 1977.

FITZGERALD, G.; NELDER, C.; NEWCOMB, J. Electric vehicles as distributed energy resources. **Rocky Mountain Institute, Boulder, CO**, 2016.

FREITAS GOMES, I. S.; PEREZ, Y.; SUOMALAINEN, E. Rate design with distributed energy resources and electric vehicles: A Californian case study. **Energy Economics**, v. 102, 1 out. 2021.

GARFIELD, P. J.; LOVEJOY, W. F. Public utility economics. 1964.

HELENO, M. et al. Probabilistic impact of electricity tariffs on distribution grids considering adoption of solar and storage technologies. **Applied Energy**, v. 279, 1 dez. 2020.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Status of Power System Transformation 2017:System Integration and Local Grids**. [s.l: s.n.].

KIRYANOVA, N. G. et al. Hydrogen energy storage systems to improve wind power plant efficiency considering electricity tariff dynamics. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 47, n. 18, p. 10156–10165, 28 fev. 2022.

KONSTANTINOPOULOS, S. A. et al. Optimal management of hydrogen storage in stochastic smart microgrid operation. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 43, n. 1, p. 490–499, 4 jan. 2018.

KOSKELA, J. et al. Utilization of electrical energy storage with power-based distribution tariffs in households. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 34, n. 3, p. 1693–1702, 1 maio 2019.

LAZAR, J. et al. Smart Non-Residential Rate Design–Optimizing Rates for Equity. **Integration, and DER Deployment. December**, 2017.

MERABET, A.; AL-DURRA, A.; EL-SAADANY, E. F. Energy management system for optimal cost and storage utilization of renewable hybrid energy microgrid. **Energy Conversion and Management**, v. 252, 15 jan. 2022.

NASH, L. R. **Public Utility Rate Structures**. New York: McGraw-Hill, 1933.

PAPAVASILIOU, A. Analysis of Distribution Locational Marginal Prices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 5, p. 4872–4882, set. 2018.

PARHIZI, S.; KHODAEI, A. **Interdependency of transmission and distribution pricing**. 2016 IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT). **Anais**...IEEE, set. 2016.

PÉREZ-ARRIAGA, I. J.; SMEERS, Y. Guidelines on Tariff Setting. Em: LÉVÊQUE, F. (Ed.). **Transport Pricing of Electricity Networks**. Boston, MA: Springer US, 2003. p. 175–203.

ROSELLI, M. A. **Dynamic Locational Model for Distribution System Use Charges**. São Paulo: University of São Paulo, 2020.

ROSELLI, M. A. et al. Technical loss estimation approach in power distribution systems using load model in frequency domain. **Electric Power Systems Research**, v. 209, p. 107982, ago. 2022.

SCHITTEKATTE, T.; MOMBER, I.; MEEUS, L. Future-proof tariff design: Recovering sunk grid costs in a world where consumers are pushing back. **Energy Economics**, v. 70, p. 484–498, 1 fev. 2018.

SCHRAMM, G. Operationalizing Efficiency Criteria in Energy Pricing Policy. Em: **Criteria for Energy Pricing Policy**. Dordrecht: Springer Netherlands, 1985a. p. 89–120.

SCHRAMM, G. Operationalizing efficiency criteria in energy pricing policy. Em: **Criteria for Energy Pricing Policy**. [s.l.] Springer, 1985b. p. 89–120.

SIOSHANSI, F. What lies behind-the-meter and why it matters? Em: **Behind and Beyond the Meter**. [s.l.] Elsevier, 2020. p. 3–29.

SIOSHANSI, R. Retail electricity tariff and mechanism design to incentivize distributed renewable generation. **Energy Policy**, v. 95, p. 498–508, ago. 2016.

THAPA, B. S. et al. Green hydrogen potentials from surplus hydro energy in Nepal. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, n. 43, p. 22256–22267, 23 jun. 2021.

TURVEY, R. **Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply**. [s.l.] Routledge, 2017.

VOM SCHEIDT, F. et al. Integrating hydrogen in single-price electricity systems: The effects of spatial economic signals. **Energy Policy**, v. 161, 1 fev. 2022.

WEIDONG, G.; ZHUOYONG, Y. Research on non-grid-connected wind power/water-electrolytic hydrogen production system. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 37, n. 1, p. 737–740, jan. 2012.

WEITEMEYER, S. et al. Integration of Renewable Energy Sources in future power systems: The role of storage. **Renewable Energy**, v. 75, p. 14–20, mar. 2015.