

Comparative analysis of Tariff architectures in Distributed Generation - A comparison between the Brazilian and Malaysian experience

Christian Palmerio Braga¹; Miguel Edgar Morales Udaeta; Viviane Tavares Nascimento; Vanessa Meloni Massara

Abstract– The objective of this article is to analyze, from a tariff perspective, the nuances of incentives for distributed photovoltaic generation (DG), aiming at a comparative analysis of different tariff models in Brazil and Malaysia. Methodologically, the article examines the experience of Malaysia in comparison to that of Brazil, investigating the potential effects that may reduce the mass adoption of consumer units (CUs) to this model of distributed photovoltaic generation.

Keywords – Distributed Generation (DG), tariffs, Wire B, Photovoltaic (PV), Consumer Units (CUs).

I. INTRODUÇÃO

A. Motivação

A transição energética tornou-se um dos maiores desafios do século para as nações do mundo. Para efetivamente alcançar esse objetivo, é fundamental reavaliar toda a cadeia produtiva de um país, adaptando-a para esse novo cenário. O setor energético, em particular, será extremamente afetado, visto que um dos principais objetivos dessa transição é substituir a geração de energia a partir de combustíveis fósseis para a geração a partir de fontes renováveis [1].

Nesse cenário, novas formas de gerar energia entram em cena. A modalidade de geração distribuída (GD) surgiu na década passada como uma forma inovadora de gerar energia, na qual a energia gerada localmente é injetada no sistema de distribuição - sem passar pelo sistema de transmissão. Isso reduz significativamente as perdas, visto que a energia é gerada próxima à carga.

Nessa modalidade de geração, a geração solar fotovoltaica é a mais vista ao redor do mundo. O que implica que o crescimento da geração solar está diretamente correlacionado à expansão da GD nas nações.

No passado, diversas políticas foram criadas mundo a fora de modo a incentivar a proliferação de usinas de micro e minigeração distribuída. Todavia, hoje, o excesso de usinas de

GDs e o uso delas tornou-se um desafio para as distribuidoras, uma vez que diversos problemas técnicos e econômicos podem ser causados em decorrência dessa expansão.

Diante desse cenário, as arquiteturas tarifárias de energia aplicadas a sistemas de GD atuam como uma maneira de promover a expansão de GDs de forma coordenada, ao mesmo tempo em que permitem que as distribuidoras operem a rede de forma a manter padrões de qualidade e viabilidade econômica.

Ou era isso que se buscava, idealmente. Isso porque, as arquiteturas tarifárias, ao redor do mundo, não são perfeitas, podendo penalizar excessivamente os geradores ou as concessionárias de energia.

Este artigo propõe um estudo comparativo do impacto das arquiteturas tarifárias na experiência brasileira e a experiência vista na Malásia para a expansão da geração distribuída - visando entender quais lições o Brasil pode aprender com as políticas aplicadas na Malásia. Portanto, o artigo busca, como objetivo final, compreender se as arquiteturas tarifárias de um país possuem um impacto positivo para a expansão da geração distribuída ou se causa um efeito contrário, freando o avanço dessa modalidade.

B. Impactos da Geração distribuída nas distribuidoras

A remuneração das distribuidoras, por meio de tarifas de energia elétrica, deve cobrir o custo de operação, manutenção e desenvolvimento/modernização da rede elétrica [2]. Em casos de distribuidoras privatizadas, o lucro da concessionária precisa estar incluso dentro dessa tarifa.

Todavia, o aumento da penetração de geração distribuída em redes de distribuição pode acarretar diversos problemas técnicos. Dentre eles, destacam-se adversidades relacionadas a sobretensão e flutuações na tensão da rede, problemas de qualidade de energia e proteção elétrica e por fim, a inversão de fluxo.

A inversão de fluxo, por exemplo, é um dos problemas mais comuns quando se analisa redes com alta penetração de geração fotovoltaica (ou de fontes não-despacháveis). Esse problema ocorre tipicamente, pois o pico de geração solar (que ocorre por

Christian Palmerio Braga é discente de Engenharia Elétrica no Departamento de Energia e Automação Elétricas (PEA) da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil (email: christianpalmerio@usp.br).

Miguel Edgar Morales Udaeta é docente do Departamento de Energia e Automação Elétricas (PEA) da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil (email: udaeta@usp.br).

Vanessa Meloni Massara é docente do Departamento de Energia e Automação Elétricas (PEA) da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil (email: vanessa.massara@gmail.com).

Viviane Tavares Nascimento é docente do Departamento de Energia e Automação Elétricas (PEA) da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, São Paulo, Brasil (email: viviane.tav.nascimento@gmail.com).

volta das 12 horas) não coincide com o pico da carga (entre as 17 e 20 horas) e em momentos nos quais a potência injetada na rede é superior a demanda das cargas, ocorre a inversão de fluxo de potência. Esse fenômeno, por exemplo, pode danificar equipamentos da rede por gerar um sobreaquecimento maior do que os limites térmicos aceitáveis desses equipamentos, principalmente transformadores [3-5].

Por conta disso, cabe a distribuidora organizar e estruturar a sua rede elétrica de modo a acomodar novos geradores, evitando que a injeção de potência por estes não irá causar alterações/exceder os parâmetros de operação do sistema.

Ademais, para as redes que já possuem geradores injetando energia no sistema, é necessário realizar um controle técnico para mitigar ou ao menos minimizar (dentro dos parâmetros aceitáveis) os problemas causados pela geração distribuída. Isso pode incluir, por exemplo, a substituição de equipamentos de proteção elétrica por novos, a reparametrização das curvas de proteção de corrente [5] ou até a adição de um banco de baterias de modo a armazenar parte do excedente de energia gerado [6].

Toda essa gestão da rede visando minimizar os problemas técnicos causados pela penetração de GD, acaba por gerar custos adicionais às concessionárias de distribuição de energia. Custos, estes, que no passado (não tão distante) não existiam, mas passou a existir com o avanço tecnológico.

Sendo assim, fora os custos com a gestão técnica da rede com penetração da GD, a alta adesão à essa modalidade contribui diretamente para a redução das receitas das distribuidoras, uma vez que em muitos países as concessionárias não são remuneradas pelo uso do sistema de distribuição na modalidade de geração distribuída.

No Brasil, por exemplo, as distribuidoras são obrigadas a fornecer energia para os seus consumidores através de contratos adquiridos em leilões de fornecimento de energia, geralmente com duração de 30 anos. Todavia, o crescimento da GD tem reduzido o consumo de energia fornecido pelas distribuidoras, construindo um cenário em que as distribuidoras adquiriram mais energia do que foi efetivamente consumido - situação chamada de sobrecontratação de energia elétrica.

Em casos de sobrecontratação, as distribuidoras podem repassar aos seus consumidores, por meio do aumento da tarifa, os prejuízos financeiros decorrentes do excesso de energia adquirida, limitado a até 5% da carga total. O restante é assumido pela distribuidora. Porém, a legislação considera a sobrecontratação ocasionada pela GD como involuntária, acrescentando essa fração ao limite regulatório, que, assim, ultrapassa os 5%. Como resultado, o princípio de modicidade tarifária aplicado no Brasil é ferido, uma vez que as perdas econômicas geradas pela GD são assumidas pelos consumidores sem GD, além de desestimular o consumo de energia na área de cobertura das concessionárias.

Portanto, as distribuidoras enfrentam um duplo prejuízo: não são remuneradas pelo uso da infraestrutura da rede para geração e as tarifas aplicadas aos consumidores sem GD aumentam. Por conseguinte, cria-se o cenário de espiral da morte das concessionárias, o qual os consumidores são estimulados a gerar sua própria energia para evitar tarifas mais elevadas, o que compromete a saúde financeira do setor.

Diante dessa situação, é compreensível que o crescimento da geração distribuída entre em conflito com os interesses das

distribuidoras de energia. Cabe a cada nação avaliar qual é a sua prioridade no momento, crescer a geração fotovoltaica pela difusão da geração distribuída ou manter a viabilidade técnico-econômica e operação saudável das distribuidoras. Encontrar um equilíbrio entre as distribuidoras e os geradores é um desafio complicado para a modernização do sistema elétrico. A princípio, as distribuidoras precisam repensar o seu modelo de negócio, considerando os diferentes tipos de uso da rede e o aumento da GD como partes fundamentais para se adaptarem às novas dinâmicas do mercado.

C. A tarifação de energia elétrica malasiana

Como regra geral, a tarifação de energia na Malásia é segmentada entre diferentes categorias, sendo que cada setor da economia como agricultura, mineração, comércio, residências e indústrias possuem a sua própria faixa de cobrança [7]. Em adição, há a segmentação por faixa de tensão - baixa ou média alta - para cada setor.

Na baixa tensão é cobrado apenas uma tarifa volumétrica (sen/kWh), porém a mesma varia por faixa de consumo de energia, a primeira faixa possui uma tarifa mais barata enquanto as próximas vão aumentando gradativamente. O consumo residencial é o que mais possui faixas de consumo totalizando cinco tarifas diferentes.

Para a média-alta tensão, há a cobrança da tarifa volumétrica, sem distinção por faixas de consumo e junto a isso, há a tarifação da demanda em RM/kW.

Por último, a estrutura tarifária malasiana comporta os custos de geração, transmissão, distribuição e operação do sistema. A remuneração do serviço de distribuição de energia elétrica no país representa aproximadamente 20% do total da fatura de energia [8].

D. A experiência da Malásia com a tarifação de geração distribuída

A Malásia é um país asiático em que mais de 80% da geração de energia é proveniente de combustíveis fósseis, com destaque para a geração por carvão [9]. Percebe-se uma pequena participação do recurso hídrico em sua matriz, porém ela ainda é pequena, compondo apenas 17% do total de toda energia produzida no país.

Por conta da alta dependência de fontes fósseis, foi necessário que o governo tomasse medidas para estimular o crescimento de fontes renováveis - tendo luz o contexto de transição energética global.

Sendo assim, a experiência da Malásia para incentivar a diversificação de sua matriz energética se inicia em 2011 com a “Lei da Energia Renovável” adotando o modelo de tarifação Feed-in-Tariff (FiT) para promover o desenvolvimento da geração elétrica a partir de fontes renováveis [10].

O modelo de FiT foi muito utilizado em diversos países do mundo e se baseia em uma tarifa fixa paga pela distribuidora à unidade geradora para cada kWh injetado na rede independentemente do preço da energia vendida no mercado e da tarifa de energia elétrica. Nele, primeiramente, toda a energia é injetada na rede e, sob esse montante, é pago aos geradores um valor fixo. Em seguida, a unidade consome a energia da rede, sendo tarifada conforme o modelo tradicional. O lucro dessa atividade é proveniente justamente da diferença entre o valor aplicado ao FiT e a tarifa de aplicação de energia.

No caso da experiência Malasiana, cada fonte de energia possuía um FiT diferente, além de que a depender da potência instalada da usina o FiT também variava. Neste caso, o maior FiT estava na produção de energia fotovoltaica com capacidade menor que 4 kWh, o que estaria representado predominantemente por residências e pequenos negócios. Outrossim, existiam algumas regras específicas que garantiriam um bônus nesse valor, podendo resultar em um acréscimo de 40% do montante total. Em adição, como o FiT fotovoltaico era bem alto - mais que o dobro da tarifa residencial média - ele possuía um mecanismo de redução de 8% ao ano do valor total.

Como resultado, esse modelo conseguiu atrair um alto investimento em energias renováveis na Malásia. No entanto, por conta do FiT aplicado ser superior à tarifa de mercado, essa estrutura não se tornou financeiramente sustentável por muito tempo [11]. Como resultado, o FiT foi substituído em 2016 pelo sistema de compensação de créditos (SCEE) ou também conhecido como Net-Energy-Metering (NEM) [12].

O NEM é um sistema em que a unidade consumidora gera à sua própria energia, as quais consomem parte do que foi gerado e o excedente é injetado de volta na rede de distribuição. O consumo e injeção de energia são medidos a partir de um medidor bidirecional, o qual registra o que foi injetado e o que foi consumido. Dessa forma, a energia consumida da rede pode ser compensada a partir do que foi injetado, porém essa relação pode ser estabelecida em paridade, ou seja, toda energia injetada se iguala a energia consumida ou não.

É importante ressaltar que no caso em que geração supere o consumo, o crédito excedente pode ser utilizado nas tarifas dos meses subsequentes - com um prazo para a alocação desse crédito de 24 meses [13]. O que permite uma maior flexibilidade à UC no uso dos créditos excedentes ao longo do ano.

A adoção ao NEM na Malásia aconteceu em três etapas - e este modelo continua em vigência até hoje. No NEM 1.0 de 2016, o preço da energia injetada na rede era 60% menor do que o preço da tarifa de energia consumida da rede. Isso significava que, o preço total da energia consumida da rede era subtraído do preço total da energia gerada para, assim, obter a fatura líquida de energia [14].

Além disso, foi criado um sistema de cotas de 500 MW de adesão de empreendimentos ou residência neste modelo de geração distribuída - representando a quantidade máxima de geração nesta modalidade.

Esperava-se um aumento na geração de energia elétrica por fontes renováveis, porém a falta de paridade entre o preço da energia gerada e consumida fez com que a expansão da geração distribuída não fosse tão expressiva quanto o esperado. Do total de 500 MW destinado à essa modalidade apenas 5,6% dela foi preenchida (27,81 MW) [9], o que atesta o fracasso da iniciativa [15].

Por conta disso, em 2018 houve o anúncio da criação do NEM 2.0 adotando a paridade 1:1 (energia injetada na rede é inteiramente compensada da energia consumida pela rede), visando aumentar o preenchimento dessas cotas (mantendo o valor de 500 MW). Nele, o preço total da fatura de energia é calculado pela diferença entre a energia consumida e a energia injetada, sendo essa diferença que multiplica o preço da tarifa total de energia. Ademais, esse modelo de paridade 1:1 teria

vigência durante 20 anos. Tal modelo entrou em vigência no começo de 2019 e, diferentemente da iniciativa anterior, as cotas foram preenchidas em sua totalidade em dezembro de 2020 [12,16].

Em decorrência do sucesso da última tentativa, o governo da Malásia estabeleceu no início de 2021, o NEM 3.0 que mantinha a paridade 1:1 do modelo anterior, porém adicionou uma nova cota de 500 MW dividida entre três segmentos. Destes, 100 MW foram destinados para o modelo NEM Rakyat direcionado à residências, outros 100 MW foram destinados para o NEM GoMEn voltado à propriedades e órgãos estatais e outros 300 MW foram destinados para o NOVA destinado ao comércio e indústrias. Apesar disso, o modelo de paridade iria ser mantido apenas durante 10 anos e após isso substituído pelo sistema de autoconsumo, no qual o excedente de energia injetado na rede não geraria mais créditos. Essa medida incentiva que o prosumidor utilize ao máximo à sua própria energia e também que adapte o sistema, no futuro, para armazenar essa energia nos períodos em que a geração solar é menor ou até nula.

Novamente, esse sistema foi um sucesso, com o governo malasiano alcançando 59% da cota limite até o final de 2021 [17], liderado pelo modelo NOVA, o qual foi muito bem recebido pelo mercado. Outrossim, o modelo residencial também recebeu uma adesão significativa da população, porém longe de atingir a cota máxima, uma vez que os projetos residenciais possuem uma potência relativamente pequena.

Como resposta, em 2024, foi anunciado que as cotas do NEM 3.0 iriam ser expandidas, mantendo os 100 MW para o NEM GoMEn, porém aumentando a cota do NEM Rakyat para 350 MW e do NOVA para 1100 MW, totalizando um montante de 1550 MW. Esse modelo ficará vigente até o fim de 2024 ou até todas as cotas serem preenchidas [17]. A tabela I exhibe como as cotas desse sistema foram preenchidas entre 2021 e 2022 (relatório de performance de 2023 ainda não foi divulgado):

TABLE I. EVOLUÇÃO DO NEM 3.0 AO LONGO DOS ANOS [17,18]

NEM	NEM Rakyat	NEM GoMEn	NOVA	NEM Rakyat	NEM GoMEn	NOVA
Ano	Destinado (MW)			Preenchido (MW)		
2021	100	100	300	22,47	16,92	256,7
2022	100	100	600	59,68	28,59	430

Diante disso, nota-se como um modelo tarifário eficiente aplicado ao SCEE (ou NEM) permitiu a rápida expansão da geração solar na Malásia, porém de maneira organizado a partir do preenchimento das cotas de potência instalada. Adicionalmente, em um contexto global de queda de preços das tecnologias de geração fotovoltaica, cria-se um ambiente ainda mais propício ao desenvolvimento dessa modalidade – atuando como um catalisador para o desenvolvimento dessa modalidade de geração no país asiático.

Portanto, em um país que mais de 80% de sua matriz elétrica é proveniente de combustíveis fósseis, repensar os modelos de tarifação e o seu SCEE foi fundamental para incentivar e desenvolver a geração solar. Esse esforço precisa ser considerado dentro do contexto de descarbonização das economias e enfrentamento das mudanças climáticas.

É perceptível que a mudança de paridade dentro do SCEE, garantiu uma maior atratividade para a adesão da geração

fotovoltaica. Essa paridade não pôde ser muito grande para não ser inviável financeiramente, porém também não pôde ser muito baixa a ponto de desencorajar potenciais adesões à esse sistema. O país concluiu que a paridade 1:1 foi a melhor alternativa para promover esse desenvolvimento, apesar do custo associado à redução das receitas das distribuidoras. No entanto, essa foi a alternativa encontrada para conseguir estimular e assim, diversificar a sua matriz elétrica.

E. A tarifação de energia elétrica brasileira

A Tarifação de Energia Elétrica no Brasil é composta por duas partes, a TE (Tarifa de Energia) e a TUSD (Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição), as quais possuem diversos encargos acoplados dentro delas. Dentro da TE encontram-se as seguintes divisões [19]:

- Energia - preço da energia elétrica que é comprado pela distribuidora e repassado aos clientes;
- Fio A - custo de transmissão da energia gerada na usina de Itaipu;
- Encargos - referente à diversos encargos, dentre eles o P&D (Pesquisa & Desenvolvimento) para o setor elétrica;
- Perdas - referente às perdas na rede básica.

Já a TUSD é composta pelos seguintes componentes:

- Fio A - parcela de custos referentes à transmissão de energia elétrica;
- Fio B - parcela de custos referentes à distribuição de energia elétrica, cobrindo desde sua remuneração até a taxa para O&M;
- Perdas - parcela de custos referentes às perdas técnicas e não-técnicas dentro de ambos os sistemas transmissão e distribuição;
- Encargos - referentes a diversos encargos como por exemplo TFSEE (Taxa de Fiscalização de serviços de Energia Elétrica).

Para os consumidores do grupo B, de baixa tensão, isto é, residencial, a tarifação é volumétrica (R\$/kWh) e monômnia, no qual o total de energia consumida no mês é multiplicado pela tarifa de energia elétrica composta pela soma da TE e TUSD e sobre elas incidem tributos como ICMS e PIS/COFINS. Por outro lado, existe a possibilidade, desde 2011, da adoção da tarifa branca a qual consiste em diferentes valores de tarifa para diferentes períodos do dia: ponta, intermediário e fora ponta, alternativa interessante para a redução dos picos de consumo [20].

Já para os consumidores do grupo A, de média e alta tensão, (composto por comércios e indústrias) a tarifação é binômnia, incidindo sobre o volume de energia consumido (R\$/kWh) e também sobre a demanda contratada de potência (R\$/kW). Nesse caso, a demanda máxima mensal da instalação é registrada, caso ela seja menor que a demanda contratada, o valor pago será o da demanda contratada e caso ultrapasse ela, será pago uma multa por ultrapassagem da demanda. Existem modalidades que diferenciam a demanda em períodos do dia (ponta e fora ponta) assim como o consumo, já outras diferenciam apenas o consumo, porém mantém a demanda sob

uma única tarifação ao longo do dia. Ao aplicar uma tarifa sob a demanda contratada, a distribuidora consegue ter um maior planejamento sobre a demanda do grupo A, antecipando, gerenciando e limitando os picos de energia, ainda mais se a tarifação variar em diferentes períodos do dia [21].

F. A experiência brasileira com a tarifação de geração distribuída

A geração distribuída no Brasil inicia-se em 2012 com a REN 482/2012 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), a qual permite a criação do sistema de créditos de energia elétrica (SCEE) (similar ao NEM) com paridade 1:1 (toda energia injetada é igual a energia consumida) [22]. qual permite que os créditos sejam consumidos em até 36 meses. Além disso, foi estabelecido um limite para GD de até 1 MW de capacidade instalada, e houve uma categorização específica para microgeração até 100 kW e minigeração de 100 kW a 1 MW.

Em 2015, a ANEEL lança a REN687/2015 [23] que revisou a resolução de 2012, ampliando o limite de GD para 5 MW para fontes renováveis não-hídricas e reclassificando a microgeração para até 75 kW e a minigeração de 75 kW para 5 MW e também aumentou o prazo de consumo dos créditos de 36 para 60 meses. Ademais, foram criadas novas modalidades para a geração distribuída, além do tradicional Autoconsumo Local (geração junto à carga):

- Autoconsumo Remoto consiste na geração de energia em uma unidade consumidora (UC) e o consumo de energia em uma outra UC, porém ambas precisam estar sob a mesma titularidade e estarem sob a área de cobertura da mesma distribuidora.
- A Geração Compartilhada (GC) consiste em uma usina de geração remota composta por diferentes titularidades (vários CNPJs ou CPFs) que possuem UCs em diferentes locais, porém dentro da área de cobertura da mesma distribuidora. Por meio de um contrato, consórcio ou associação essas UCs passam a integrar o SCEE, permitindo que os créditos de energia gerados na usina sejam compartilhados entre essas diferentes residências.
- Por último, criou-se a modalidade de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC) que consiste na geração em um local e o consumo em outro, porém esse consumo pode ser composto por unidades consumidoras com titularidades diferentes desde que elas estejam localizadas sob um mesmo endereço - modalidade aplicada para condomínios, por exemplo.

Foi a partir do ano seguinte (2016) que as medidas estabelecidas pela REN 687/2015 entraram em vigor e que se notou um aumento expressivo na capacidade instalada de usinas de micro e minigeração no país [24]. Nesse sentido, a geração distribuída enquanto negócio tornou-se viável, uma vez que permitiu o consumo desacoplado à carga e o compartilhamento dos créditos de geração. Apesar disso, ainda naquela época o preço da tecnologia fotovoltaica, por exemplo, ainda era muito elevado, constituindo uma barreira significativa de entrada, especialmente para consumidores residenciais [25].

Em 2019, no Brasil a GD atingiu 1 GW de capacidade instalada [24], o que possibilitou a discussão da criação de um

marco legal da geração distribuída no Brasil - PL 5829/2019 [26], enquanto concomitantemente a REN 482/2012 era revista pela ANEEL. Foi somente em 2021, após o fim da revisão da 482 e ao mesmo tempo, em um cenário de crise hídrica no país, que o marco legal da GD foi destravado dentro do congresso brasileiro, objetivando aumentar a geração fotovoltaica no país e reduzir (um pouco) a dependência do país com as fontes hidrelétricas - o que garante uma maior segurança energética para o Brasil.

Em 6 de janeiro de 2022, então, a Lei 14.300 (Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída) foi promulgada pelo presidente da república [27]. Nela, tanto as modalidades da GD quanto o período de uso dos créditos (60 meses) continuaram inalteradas. Todavia, a maior mudança vista foi no SCEE, uma vez que diferentemente da Malásia, a relação deixou de possuir paridade total, passando a um novo modelo de tarifação que passou a remunerar as distribuidoras - de modo a reduzir as perdas das concessionárias de energia causado pela expansão da GD.

Isso porque, se a geração distribuída utiliza a rede de distribuição é compreensível que seja pago um valor pelo uso do sistema. Com o valor variando a partir da energia injetada, modalidades e enquadramentos. A REN 1.059/2023 [28] da ANEEL regulamenta essa lei, ajustando algumas arestas deixadas pelo MMGD.

Foi criado então uma catalogação entre três diferentes tipos de enquadramentos para usinas de GD: GD I, GD II e GD III. Usinas classificadas como GD I são todas as usinas de micro e minigeração que já foram conectadas à rede e todas aquelas que (ainda não foram construídas) protocolarem a solicitação de acesso à rede na distribuidora até um ano após a lei, ou seja, até 7 de janeiro de 2023.

Usinas classificadas como GD II, são todas as usinas que protocolarem a solicitação de acesso à rede após a data de 7 de janeiro de 2023 e que estão nas modalidades de autoconsumo local, autoconsumo remoto com geração inferior a 500 kW, EMUC e geração compartilhada de até 500 kW ou com beneficiário que possua menos que 25% de destinação dos ativos/créditos.

Por último, as usinas classificadas como GD III, são todas as usinas que protocolarem a solicitação de acesso à rede após 7 de janeiro de 2023 (assim como a GD II) e que estão nas modalidades de autoconsumo remoto com geração superior a 500 kW e também GCs superiores à 500 kW com beneficiárias com uma porcentagem maior que 25% para destinação dos créditos de energia.

Para cada tipo de quadro, existe uma regra no sistema de compensação de energia elétrica. Para as usinas enquadradas como GD I, mantém o “direito adquirido”, isto é, o SCEE não sofre modificações, logo a paridade entre toda a energia injetada na rede e consumida (1:1) se mantém (até 2045).

Por outro lado, para usinas enquadradas como GD II, a parcela da TUSD referente ao fio B passa a ser remunerada à distribuidora a partir de um processo de transição, o qual se inicia com o pagamento de 15% do fio B em 2023 até chegar em 90% em 2028. Para essa regra, a cada ano essa porcentagem aumenta em 15%, sendo que em 2029 essa porcentagem será redefinida pela ANEEL (podendo chegar até 100%). A tabela II resume o avanço da porcentagem da tarifa para GD II.

Todavia, para usinas enquadradas como GD III, não há uma regra de transição. A cobrança é feita de maneira imediata. Neste caso, 100% do fio B deve ser pago à distribuidora, assim como 40% do fio A (TUSD) e também a TFSEE e P&D.

Percebe-se, então, como os diferentes enquadramentos acabam por possuir um diferente tipo de cobrança, com a GD I representando o caso mais favorável e a GD III o pior cenário. Por conta disso, o mercado de geração distribuída se movimentou rapidamente para fazer a solicitação de acesso à distribuidora antes do dia 7 de janeiro de 2023 de modo a manter o direito à GD I, evento conhecido no setor elétrico como a “corrida do ouro” da geração distribuída [29].

TABLE II. TARIFICAÇÃO DO FIO B PARA ENQUADRAMENTO EM GD II

Ano	Porcentagem do Fio B
2023	15%
2024	30%
2025	45%
2026	60%
2027	75%
2028	90%
2029	A definir

Porém, a lei ressalta que para empreendimentos manterem o direito a GD I, a partir da data do parecer de acesso emitido à distribuidora (etapa em que o projeto realmente está em vias de sair do papel), as usinas devem injetar energia até um limite de tempo específico. No caso da geração fotovoltaica, a partir da data do parecer de acesso, há um prazo de 1 ano para energizar à usina, caso o contrário perde-se o enquadramento de GD I passando para uma GD II ou GD III dependendo da modalidade.

Além disso, para unidades consumidoras do grupo A que produzam energia passa a ser cobrada (independentemente da modalidade) a TUSDg - medida em R\$/kW similar a TUSD de consumo para a tarifação de demanda. Para usinas junto à carga, a TUSDg só será paga se a demanda de geração for superior à demanda de consumo, sendo que este pagamento é obtido a partir da diferença entre a demanda de geração pela demanda de consumo (a demanda de consumo é paga integralmente com a TUSDc sendo a tarifa principal e a de geração apenas a diferença entre geração e consumo). É importante ressaltar que por questões técnicas relacionado aos medidores de consumo residenciais, consumidores do grupo B não pagam a TUSDg,

Essa tarifa é responsável por pagar um valor à distribuidora de modo que ela prepare a estrutura da rede para receber uma certa quantidade de energia injetada. Dessa forma, até mesmo a GD I acaba por financiar mesmo que um pouco, a estrutura da rede da distribuidora.

Por último, para consumidores do B, todas as usinas conectadas à rede devem pagar o custo de disponibilidade variando de 30, 50 ou 100 kWh a depender do tipo de ligação (monofásico, bifásico ou trifásico). Nesse sentido, na fatura de energia a cobrança será realizada entre o maior valor entre o preço do custo de disponibilidade (considerando a tarifa cheia da distribuidora) em R\$ ou o preço do fio B a partir da energia consumida. E com o pagamento do custo de disponibilidade, este é acrescido dos créditos de energia, uma vez que essa energia é “comprada” da distribuidora. Lembrando que o custo de disponibilidade existe justamente para que a rede possa

atender a UC em caso de falha no sistema de geração, ou seja, o custo para que a rede esteja disponível à UC mesmo que ele não a acione.

Nesse contexto, nota-se que apesar das mudanças, a GD no Brasil continua a crescer [24]. Todavia, é difícil entender se esse crescimento é decorrente da demanda reprimida de projetos que solicitaram acesso antes de 2023 e que entraram em operação posteriormente a essa data ou se é um crescimento que persiste mesmo com a vigência da lei.

O impacto do enquadramento em GD II e GD III em comparação com GD I irá depender, também, da região, uma vez que o preço da TUSD varia localmente (questões tributárias) e pela distribuidora - desde que dentro dos limites estabelecidos pela ANEEL. A região Sul, por exemplo, possui uma menor participação do fio B, enquanto na região Nordeste essa participação é a mais alta, ou seja, o impacto financeiro de um enquadramento de um projeto em GD II ou III na região Nordeste é muito mais significativo do que no Sul [30]. Ademais, a tributação de cada estado sobre a TE e TUSD também exerce um papel significativo na variação do impacto dos diferentes enquadramentos. Isso é evidenciado, pela isenção tributária que é concedida por alguns estados do país para UCs que aderirem à GDFV.

Essa mesma pesquisa fez um estudo comparativo para usinas de GD no Piauí comparando o enquadramento GD I com o enquadramento GD II em diferentes anos, ou seja, diferentes porcentagens do fio B. Ao mesmo tempo, definiu-se diferentes taxas de simultaneidade de 0 a 100%. Verificou-se neste caso, que o payback das usinas aumentou em aproximadamente em 1 ano no comparativo entre GD I e GD II iniciada em 2023 e o aumento em até 3 anos para usinas iniciadas em 2029. Em adição, quanto menor era a simultaneidade maior era o tempo de retorno desse investimento com a GD II sendo um penalizador dentro desse tempo de retorno.

Analisando a realidade brasileira, para empresas (grupo A) e consumidores comuns (grupo B) que possuem reservas econômicas limitadas e um fluxo de caixa reduzido, um acréscimo de três anos (ou mais) no tempo de retorno de investimento pode ser decisivo para desencorajar o investimento em autoprodução de energia. Isso porque, o perfil de investimento do brasileiro é conservador e com um conhecimento limitado sobre finanças [35], o que pode levar à escolha de outros tipos de investimentos que não estejam relacionados à GDFV.

Destarte, entende-se como o modelo de tarifação da GD no Brasil penalizou de os produtores de energia de forma a favorecer as distribuidoras. Essa questão é compreensível do ponto de vista técnico-econômico, porém é necessário questionar se isso não irá reduzir a adesão da GD no futuro, principalmente quando a diferença de paridade se tornar cada vez mais acentuada [31].

G. Comparativo

Assim sendo, percebe-se como o Brasil e a Malásia são semelhantes e ao mesmo tempo diferentes quando analisados o modelo de tarifação e o incentivo a geração distribuída. Entende-se que a situação energética da Malásia é crítica, enquanto a do Brasil é mais confortável, embora pouco diversificada.

Ao mesmo tempo, se nota que enquanto a Malásia mudou a paridade para $(1 < 1)$ e depois voltou atrás, o Brasil iniciou esse processo adotando uma paridade aceitável – do ponto de vista dos geradores – mas acabou caminhando na direção contrária com uma paridade $(1 < 1)$, de modo a não penalizar excessivamente as distribuidoras.

É perceptível que o crescimento da modalidade na Malásia ocorreu de maneira mais estruturada, a partir do sistema de cotas. Essa política garantiu um planejamento mais eficaz por parte do país asiático em preparar a sua rede e definir as políticas públicas futuras para o desenvolvimento dessa modalidade. Essa abordagem não ocorreu no Brasil, fazendo com o que o crescimento da GDFV ocorresse de forma desorganizada, não segmentada e descentralizada pelo país (existem estados com uma penetração de GD muito maior do que outros). A figura 1 resume os principais pontos entre as políticas dos dois países:

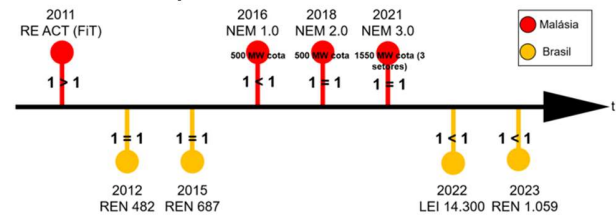


Fig. 1. Comparativo entre as principais normativas de incentivo a geração solar distribuída do Brasil e Malásia ao longo do tempo (Elaboração própria)

Fica a incerteza sobre qual modelo de paridade irá continuar vigente no futuro. Neste caso, cabe o questionamento se o Brasil irá continuar com essa política de paridade ou se irá voltar atrás de forma semelhante ao país asiático. E percebe-se que enquanto o sistema de cotas na Malásia estrutura o crescimento da GD, o modelo de tarifação brasileira aplicado sobre todo o território brasileiro, não leva em conta a diferença do fio B em cada região e tampouco o nível de penetração da GDFV em cada rede - limitando o crescimento por uma penalização a nível nacional.

É preciso entender como o cenário energético brasileiro estará no futuro, principalmente, no que tange ao preço da tarifa de energia e suas componentes. A viabilidade e adesão à projetos de GD, apesar dos enquadramentos em GD II e GD III, dependerá do valor da tarifa de energia (como um todo) e de seus componentes - com destaque para o peso do fio B na tarifa total, bem como a diferença entre a tarifa em relação ao custo da geração fotovoltaica.

II. METODOLOGIA

Para entender o impacto dos diferentes modelos de tarifação da geração distribuída no Brasil e na Malásia, foi desenvolvido um sistema fotovoltaico simplificado na cidade de São Paulo, projetado para atender o consumo mensal médio de uma residência brasileira.

Este sistema foi desenvolvido no software PVSyst, o qual utiliza 8 módulos fotovoltaicos ao todo, totalizando uma potência de 3,6 kWp. O modelo foi simulado de modo a compensar quase que inteiramente a energia da mini GD.

Para as análises econômicas, algumas premissas foram definidas, desde a taxa de simultaneidade entre geração e consumo residencial, custo da instalação e valor da taxa de

juros, por exemplo. Em especial, é importante ressaltar que os tributos incidentes nas tarifas de energia elétrica foram desconsiderados, uma vez que as regras de tributação variam geograficamente e o objetivo desse artigo é investigar os impactos da mudança das regras de tarifação, e não na tributação. Embora tais premissas possam não expressar a realidade de maneira fiel, ao estabelecer uma mesma base comparativa entre diferentes modelos de tarifação, é possível verificar com maior precisão as disparidades entre eles. As tabelas IV e V resumem as premissas estabelecidas:

TABLE III. CONSUMO E GERAÇÃO DA RESIDÊNCIA ESTUDADA

Mês	Consumo [kWh]	Geração [kWh]
JAN	418	513,5
FEV	457	449
MAR	488	534,6
ABR	504	532,8
MAIO	572	527,5
JUL	503	466,5
AGOS	469	528,3
SET	539	508,3
OUT	499	482,9
NOV	460	507,2
DEZ	441	510,3

TABLE IV. PREMISSAS APLICADAS NO ESTUDO DE CASO: CAPEX

Simultaneidade do consumo	25%
Depreciação anual dos módulos	-0,7%
Custo de instalação	R\$ 4,6/Wp [32]
Investimento inicial	R\$ 16.376,00
Custo inicial de O&M	1% do Investimento Anual
Crescimento anual de O&M	2,5%
Correção Tarifária Anual	6%
Taxa de juros	10,5% [34]

TABLE V. PREMISSAS APLICADAS NO ESTUDO DE CASO: TARIFAS

Tarifa Total	R\$ 0,6491/kWh
Tarifa de Energia (TE)	R\$0,283/kWh
Tarifa do Uso do Sistema de distribuição (TUSD)	R\$ 0,367/kWh
Custo total do fio B	R\$ 0,203 kWh

Com as premissas definidas foram aplicadas cinco diferentes análises econômicas para diferentes modelos de tarifação:

- FiT Malasiano (Paridade 1>1),
- GD I e NEM 2.0/3.0 (Paridade 1:1),
- NEM 1.0 (Paridade 1<1),
- GD II com início em 2023 (Paridade 1<1),
- GD II com início em 2029 (Paridade 1<1).

Para o FiT, foi desconsiderada a simultaneidade, de modo que toda energia gerada é primeiramente vendida a distribuidora - a um valor fixo, sendo o dobro da tarifa de energia, sem considerar nenhum tipo de bônus (como observado na experiência malasiana). Além disso, foi considerado uma taxa de redução anual desse valor em 8%. Já para o NEM 1.0, foi considerado que a energia injetada é desvalorizada em 60% em relação à tarifa de aplicação.

A figura II e a tabela VI apresentam o fluxo de caixa dos nove primeiros anos dos empreendimentos, bem como o payback simples do projeto:

Dessa forma, percebe-se que a mudança de enquadramento de GD I para GD II acaba por prolongar o tempo de retorno do investimento. Todavia, esse aumento é ainda mais acentuado quando acaba o período de transição e o fio B passa a ser cobrado integralmente.

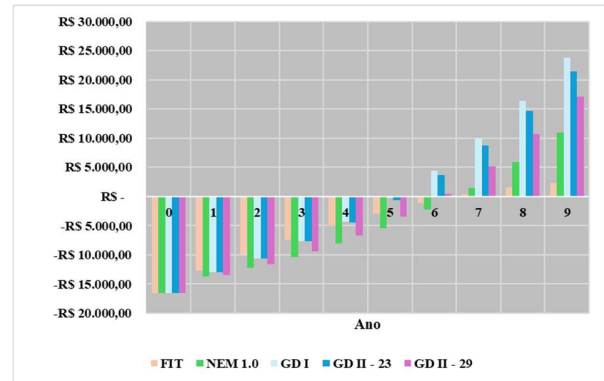


Fig. 2. Fluxo de Caixa a partir de diferentes modelos tarifários

TABLE VI. RESULTADOS DO ESTUDO DE CASO

Modelo de Tarifação	Payback Simples
Feed-in-Tariff	6,8 anos
NEM 1.0	7,9 anos
GD I	6,3 anos
GD II – 2023	6,6 anos
GD II - 2029	7,5 anos

A diferença entre GD I e GD II (iniciada em 2023) é mínima, pois o valor do fio B - durante os primeiros anos de transição - pago à distribuidora é tão pequeno que para superar o custo de disponibilidade, seria necessário um montante de energia muito grande, o que não corresponde ao estudo de caso. Só a partir de 2026 - quando 60% do fio B passa a ser pago - é que, para essa residência, a fatura mensal deixa de ser essencialmente o custo de disponibilidade para ser o valor do fio B proporcional ao consumo, apesar da fatura não estar muito distante do custo de disponibilidade. Nesse sentido, a diferença é acentuada nos últimos anos, mas como logo nos primeiros não houve diferença, isso acaba sendo compensado e resultando em um payback menor.

Ao analisar o NEM 1.0, percebe-se como ele é um sistema um pouco mais incisivo que o enquadramento em GD II, pois enquanto o fio B (para essa distribuidora) representa 30% da fatura de energia, o NEM 1.0 representa 40% da fatura total. Assim sendo, há um aumento pequeno no payback, se comparado com GD II iniciado em 2029, mas um aumento significativo considerando o melhor caso (GD I).

Por último, o sistema de FiT no modelo atual brasileiro, não se mostrou muito eficiente. Isso porque, apesar de possuir um tempo de retorno mais curto do que a maioria dos casos, a taxa de depreciação fixa e junto com um aumento anual da tarifa resultam na diminuição anual do lucro por essa atividade. Em algum ponto, o FiT irá se tornar menor do que a tarifa de energia, passando a onerar o gerador. Nesse caso, percebe-se como esse modelo (aplicado dessa forma) é único para a realidade Malasiana, a qual não possui reajustes tarifários tão acentuados (e frequentes) que reduzem a lucratividade dos

modelos de Feed-in-Tariff - embora tenha sido insustentável a longo prazo.

Além disso, a figura abaixo apresenta uma análise de sensibilidade em relação a simultaneidade entre geração e consumo da residência, investigando como o aumento do consumo de energia da rede elétrica impacta no tempo de retorno do investimento.

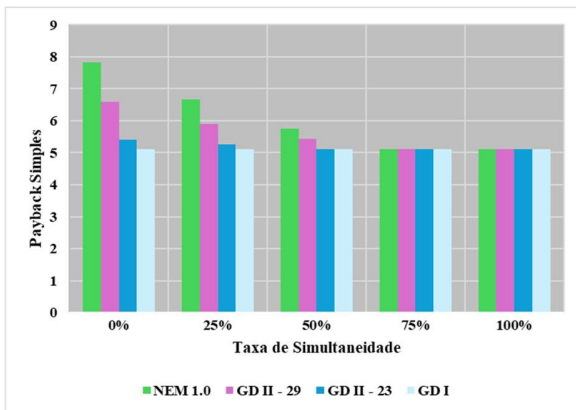


Fig. 3. Comparação Payback Simples e Taxa de Simultaneidade para diferentes modelos tarifários

Destarte, entende-se o que foi afirmado anteriormente: Quanto maior for o consumo de energia da rede elétrica, maior será a disparidade entre o tempo de retorno visto no enquadramento GD I para os demais - já que o valor do fio B multiplicado pelo consumo acaba por superar a disponibilidade. Entretanto, nota-se, para essa residência, que mesmo no pior caso (0%) essa disparidade não é muito grande, uma vez que o grupo residencial não consome um montante muito grande de energia. Caso a mesma comparação fosse feita em uma residência com um consumo maior ou em um pequeno comércio, por exemplo, a diferença seria ainda mais acentuada, como é visto em [30].

III. CONCLUSÃO

Destarte, percebe-se como diferentes modalidades de tarifação podem incentivar ou até desincentivar a adesão a geração distribuída fotovoltaica pelo mundo. Nota-se como a Malásia seguiu em uma direção adotando uma paridade ($1 < 1$) entre a energia injetada e consumida da rede, mas somente ao reverter essa situação - igualando essa paridade -, que foi possível ver o crescimento na adoção a essa modalidade.

Por outro lado, o Brasil seguiu a direção oposta, adotando a paridade ($1 < 1$). O estudo de caso permitiu concluir que para residências esse modelo de tarifação permanece viável financeiramente, porém em um contexto de consumidores com alto consumo de energia elétrica (média tensão e grandes residências), essa situação se torna um pouco mais preocupante, demandando uma avaliação detalhada para verificar a viabilidade do projeto. De qualquer forma, entende-se que a melhor situação para qualquer projeto é a implantação imediata dos projetos de modo a reduzir ao máximo os impactos da tarifação do fio B (ao longo dos anos) na fatura da energia.

Nesse sentido, seria recomendável que o governo avaliasse uma segmentação nos modelos de tarifação de maneira similar

ao modelo da Malásia (NEM Rakyat e NOVA). Com isso, seria possível estabelecer diferentes regras de tarifação sem prejudicar demasiadamente unidades consumidoras com um alto consumo de energia, além de minimizar os impactos financeiros da GD nas distribuidoras e concessionárias do país. Em adição, o estabelecimento de cotas seria interessante para preparar e organizar a rede elétrica, prevenindo de problemas técnicos decorrentes da saturação da GDFV.

Assim sendo, o Brasil caminha na direção de um desincentivo a GDFV - o qual é mais acentuado quanto maior for o consumo de energia elétrica. Isso significa um impacto menos expressivo para consumidores residenciais e um impacto maior para consumidores de média e alta tensão.

Porém, se o país possui planos de diversificar sua matriz elétrica - com aumento da presença de geração fotovoltaica -, é muito importante que o país reavalie essa política, assim como fez a Malásia em um passado recente. Caso esse modelo tarifário persista, se fazem necessários a criação de outros mecanismos para incentivar a geração fotovoltaica que não seja no modelo de GD.

IV. REFERÊNCIAS

- [1] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Mudanças climáticas e transição energética. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/clima-e-energia>. Acesso em: 12 abr. 2024.
- [2] I ALBA RIOS, J.J., O'BRIAN, C., 2021. The Missing Piece Powering the Energy Transition with Efficient Network Tariffs Powering the Energy Transition Through Efficient Network Tariffs. Technical Report. Disponível em: <https://cdn.eurelectric.org/media/5499/powering_the_energy_transition_through_efficient_network_tariffs_-_final-2021-030-0497-01-e-h-2ECE5E5F.pdf>. Acesso em: 12 abr. 2024.
- [3] ISMAEL, S. M. et al. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable Energy*, v. 130, p. 1002–1020, jan. 2019.
- [4] UMOH, V. B. et al. Methods and Tools for PV and EV Hosting Capacity Determination in Low Voltage Distribution Networks—A Review. *Energies*, v. 16, n. 8, p. 3609–3609, 21 abr. 2023.
- [5] HOLGUIN, J. P.; RODRIGUEZ, D. C.; RAMOS, G. Reverse Power Flow (RPF) Detection and Impact on Protection Coordination of Distribution Systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 56, n. 3, p. 2393–2401, 1 maio 2020.
- [6] HATTA, H.; ASARI, M.; KOBAYASHI, H. Study of energy management for decreasing reverse power flow from photovoltaic power systems. 1 set. 2009.
- [7] TENAGA NASIONAL, Government of Malaysia. Electricity Tariff Schedule. Disponível em: <https://www.mytnb.com.my/-/media/Project/TNB/myTNBportal/Documents/Business/Understand-your-bill/Tariff_Rate_Final_01Jan2014.pdf> Acesso em: 10 maio 2024.
- [8] Electricity Tariff Review in Peninsular Malaysia for Regulatory Period 2 (RP2: 2018-2020) under Incentive-Based Regulation (IBR) Mechanism. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://policy.asiapacificenergy.org/sites/default/files/Electricity%20Tariff%20Review%20in%20Peninsular%20Malaysia%20for%20Regulatory%20Period%202022%20-%202018-2020%29.pdf>>.
- [9] MALAYSIA - COUNTRIES & REGIONS - IEA. Malaysia - Countries & Regions - IEA. Disponível em: <<https://www.iea.org/countries/Malaysia>>.
- [10] MALÁSIA. Renewable Energy Act 2011. Kuala Lumpur: Governo da Malásia, 2011.
- [11] Ghazali, F., & Ansari, A. H. (2018). The Renewable Energy Act 2011: A Study on Renewable Energy Development in Malaysia. *International Journal of Law, Government and Communication*, 3, pag. 143-151.
- [12] ZAMBRI, M. F. et al. Comparative study of net energy metering and feed-in tariff for the 496kWp UiTM segamat solar photovoltaic system.

- Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science, v. 27, n. 2, p. 601, 1 ago. 2022.
- [13] NEM 2.0 – Renewable Energy Malaysia. Disponível em: <<https://www.seda.gov.my/reportal/nem2/>>. Acesso em: 29 de abr. 2024.
- [14] HUSAIN, A. A. F. et al. Techno-Economic Analysis of Commercial Size Grid-Connected Rooftop Solar PV Systems in Malaysia under the NEM 3.0 Scheme. Applied Sciences, v. 11, n. 21, p. 10118, 28 out. 2021.
- [15] MUDA, W. M. W.; ANANG, N.; MUSLIM, A. M. NEM schemes analysis based on installed grid-connected PV system for residential sector in Malaysia. International Journal of Energy Production and Management, v. 6, n. 4, p. 382–394, 25 nov. 2021.
- [16] Pihak Berkuasa Pembangunan Tenaga Lestari (SEDA) Malaysia Sustainable Energy Development Authority (SEDA) Malaysia ANNUAL REPORT 2018. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://www.seda.gov.my/download/seda-annual-report/>>. Acesso em: 7 maio de 2024.
- [17] Pihak Berkuasa Pembangunan Tenaga Lestari (SEDA) Malaysia Sustainable Energy Development Authority (SEDA) Malaysia ANNUAL REPORT 2021. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://www.seda.gov.my/download/seda-annual-report/>>. Acesso em: 7 maio de 2024.
- [18] Pihak Berkuasa Pembangunan Tenaga Lestari (SEDA) Malaysia Sustainable Energy Development Authority (SEDA) Malaysia ANNUAL REPORT 2022. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://www.seda.gov.my/download/seda-annual-report/>>. Acesso em: 7 maio de 2024.
- [19] CARÇÃO, João Francisco. TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-31102011-121410/publico/Dissertacao_Joao_Francisco_de_C_Carcao.pdf>. Acesso em: 9 maio de 2024.
- [20] FERREIRA, R. S. et al. Time-of-use tariffs in Brazil: Design and implementation issues. 1 abr. 2013.
- [21] BANET, C. Electricity Network Tariffs Regulation and Distributive Energy Justice. Oxford University Press eBooks, p. 83–102, 21 maio 2020.
- [22] ANEEL. Resolução Normativa no 482, de 17 de abril de 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2024.
- [23] ANEEL. Resolução Normativa no 687 de 2015 da ANEEL. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 22 abr. 2024.
- [24] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída. Disponível em: <<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>>. Acesso em: 15 maio. 2024.
- [25] IRENA. Renewable Power Generation Costs in 2022. Disponível em: <<https://www.irena.org/Publications/2023/Aug/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2022>>. Acesso em: 20 de maio. 2024.
- [26] C MARA, Silas. Projeto de lei 5.829/2019. Disponível em: <www.camara.leg.br/proposicoesWeb/fichadetramitacao?idProposicao=2228151&fichaAmigavel=nao>. Acesso em: 01 jun. 2024.
- [27] BRASIL. Lei nº 14.300, de 06 de janeiro de 2022. Brasília, DF, 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/14300.htm> Acesso em: 22 abr. 2024.
- [28] ANEEL. Resolução Normativa no 1.059 de 2023 da ANEEL. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20231059.html>>. Acesso em: 22 abr. 2024.
- [29] MORAIS, Marcos. As consequências da “corrida do ouro” por outorgas de geração. Disponível em: <<https://www.canalenergia.com.br/artigos/53232240/as-consequencias-da-corrida-do-ouro-por-outorgas-de-geracao>>. Acesso em: 16 maio. 2024.
- [30] DANIEL LEAL SOUSA et al. Economic feasibility of distributed generation for Brazilian households: influence of the new legal framework. Revista Brasileira de Ciências Ambientais, v. 58, n. 1, p. 134–144, 1 jan. 2023.
- [31] IGLESIAS, C.; VILAÇA, P. On the regulation of solar distributed generation in Brazil: A look at both sides. Energy Policy, v. 167, p. 113091, ago. 2022.
- [32] GREENER. Estudo Estratégico: Geração Distribuída – Fevereiro 2023. Disponível em: <www.greener.com.br/estudo/estudo-estrategico-geracao-distribuida-2022-mercado-fotovoltaico-2- semestre/?doing_wp_cron=1718590990.7640540599822998046875>. Acesso em: 15 maio 2024.
- [33] HUGHES, G. THE ECONOMICS OF UTILITY-SCALE SOLAR GENERATION. Disponível em: <<https://www.ref.org.uk/attachments/article/374/Economic-Solar-Generation.pdf>>. Acesso em 13 jun. 2024
- [34] Banco Central do Brasil. Controle da Inflação. Disponível em: <<https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicometas>>. Acesso em 14 jun. 2024.
- [35] Borba, L. F., & Reis, D. L. (2022). POTENCIAIS INVESTIDORES NO MERCADO FINANCEIRO: PERFIL, MOTIVAÇÕES E PREFERÊNCIAS. Caderno De Administração, 30(2), 60-75. Recuperado de <https://periodicos.uem.br/ojs/index.php/CadAdm/article/view/62030>

V. BIOGRAFIAS

Christian Palmerio Braga estudante de Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo com formatura prevista para dezembro de 2024. Entusiasta do mercado de energia com experiência em geração de energia renovável e regulação do setor elétrico.

Professor Miguel Edgar Morales Udaeta Possui graduação em Engenharia Elétrica - Facultad de Ciencias y Tecnología, Universidad Mayor de San Simón (1984) -, mestrado em Engenharia Elétrica pela Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - EPUSP (1990), doutorado em Engenharia Elétrica pela EPUSP (1997), pós-doutorado em planejamento energético e planejamento integrado de recursos pela USP (1999 e 2003), e, livre-docência pela EPUSP (2012). Atualmente é professor de pós-graduação e pesquisador no GEPEA/EPUSP (Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica da Universidade de São Paulo). Possui experiência na área de Engenharia de Energia e Economia de Energia, com ênfase em Planejamento Integrado de Recursos, Cadeia Produtiva do Gás Natural, Meio Ambiente e Desenvolvimento Sustentável, atuando principalmente nos seguintes temas: energia, planejamento energético, desenvolvimento sustentável, análise integrado de recursos, recursos energéticos, energização rural e energia e meio ambiente.

Professora Vanessa Meloni Massara Possui graduação em Engenharia Civil pela Escola de Engenharia Mauá (1996), mestrado em Engenharia Civil pela Escola Politécnica - USP (2002), doutorado em Engenharia pelo Instituto de Eletrotécnica e Energia - USP (2007) e Pós Doutorado em Engenharia de Produção pela Escola Politécnica - USP (2012). Atualmente é conteudista ead e colaborador da Universidade de São Paulo. Tem experiência na área de Planejamento Urbano e Regional, com ênfase em Infra-Estruturas Urbanas e Regionais, atuando principalmente nos seguintes temas: desenvolvimento urbano, infra-estruturas, gás natural, energia e Cidade de São Paulo.

Professora Viviane Tavares Nascimento Graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Estadual Paulista Júlio de Mesquita Filho (2008). Trabalhou desde 2014 como pesquisadora no Laboratório de Sustentabilidade, vinculado à Escola Politécnica da USP, atuando em projetos aliando conceitos de redes de computadores, eficiência energética e desenvolvimento sustentável. Trabalhou em projetos de eficiência energética para redes de computadores até a defesa do mestrado, com foco na gestão de contratos e consumo de energia de Data Centers para entrada em programas de resposta à demanda. Desde 2017 trabalha como pesquisadora junto ao Grupo de Energia do Departamento de Engenharia de Energia e Automações Elétricas (GEPEA), grupo também vinculado à Escola Politécnica. Nesse período atuou em diferentes projetos, com destaque para o projeto de sistemas de armazenamento integrado a outros fontes energéticas, projeto de PD ANEEL e uma parceria com a CPFL. Concluiu o Doutorado com tema em viabilidade de sistemas de armazenamento para o Brasil em 2022.