



Fundação Universidade Federal do ABC

Pró reitoria de pesquisa

Av. dos Estados, 5001, Santa Terezinha, Santo André/SP, CEP 09210-580

Bloco L, 3ºAndar, Fone (11) 3356-7617

iniciacao@ufabc.edu.br

Projeto de Iniciação Científica submetido
para avaliação no Edital: Nº 4/2022 -
PROPES (11.01.07)

Título do projeto: OTIMIZAÇÃO DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS DE CONSUMIDORES DE BAIXA TENSÃO PARA UMA COMERCIALIZAÇÃO VAREJISTA DE ENERGIA ELÉTRICA

Palavras-chave do projeto: Otimização, varejo, recursos energéticos distribuídos.

Área do conhecimento do projeto: Mercado de energia de varejo, agregadores, recursos energéticos distribuídos.

Sumário

1 Resumo	2
2 Introdução e Justificativa	2
3 Objetivos	5
4 Metodologia	6
5 Viabilidade.....	9
6 Cronograma de atividades	9
Referências.....	10

1 Resumo

Atualmente, em diversos países se está realizando a liberação do mercado elétrico para os consumidores de baixa tensão. No Brasil, tal liberação está sendo considerada nos planos decenais de expansão de energia, aproveitando o uso de recursos energéticos distribuídos como: sistemas fotovoltaicos, veículos elétricos e equipamentos de armazenamento de energia. Para criar um mercado competitivo que possa trazer benefícios aos consumidores e às empresas concessionárias de energia elétrica, a agregação de consumidores é considerada como parte das novas estruturas de mercado varejista. Com o objetivo de contribuir com os estudos de análise da implementação de um mercado varejista no Brasil, neste projeto de pesquisa propõe-se desenvolver uma metodologia que realize a otimização dos recursos energéticos distribuídos dentro de grupos agregados de consumidores de baixa tensão. Tal otimização tem por objetivo diminuir a potência líquida requerida pela rede elétrica, considerando tarifas horárias que possam trazer benefícios econômicos aos consumidores e permitam adiar investimentos nos planos de obras de reforço para melhoria da qualidade do fornecimento por parte das empresas distribuidoras. Dessa forma, os resultados podem auxiliar aos agentes envolvidos na implementação de um mercado varejista no Brasil.

2 Introdução e Justificativa

Atualmente, as redes de distribuição no Brasil se encontram em um processo de modernização para acompanhar as mudanças relacionadas: ao padrão de consumo, a inserção crescente de geração distribuída (GD), a digitalização de informações e a expansão do mercado livre de energia elétrica (BURGER et al., 2017). Assim, o Brasil irá passar por uma mudança das tradicionais redes radiais de distribuição com consumidores só recebendo energia para as redes inteligentes com possibilidade de surgimento de novas estruturas de mercado. Tais mudanças trazem novos desafios as concessionárias de distribuição brasileiras e aos órgãos reguladores como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a definição de novos processos de operação e planejamento das redes elétricas (ROMERO AGÜERO et al., 2017).

Dentre os novos desafios que surgem na modernização das redes elétricas, a implementação de um mercado varejista mudará a relação entre os consumidores finais e as concessionárias de energia elétrica (ÇIÇEK et al., 2021). Atualmente, no Brasil, apenas grandes consumidores, como as indústrias, podem participar do mercado livre, sendo possível realizar contratos com comercializadoras. Já, os consumidores residenciais não têm opção de participar desse mercado, sendo atendidos pelas distribuidoras com tarifas estabelecidas pela ANEEL. Em outros países, como: Estados Unidos, Austrália, Reino Unido, Noruega, Suécia, Finlândia e Dinamarca, os consumidores residenciais podem escolher os fornecedores de energia elétrica (BOSCÁN, 2020). Por exemplo, no Reino Unido, um dos primeiros países a abrir o mercado livre, houve vantagens para os consumidores que se interessaram em analisar as alternativas possíveis de compra de energia (WANG et al., 2021).

A opção de escolha do fornecedor de energia elétrica para os consumidores conectados nas redes de baixa tensão, conhecidos como consumidores de baixa tensão (KNAK NETO et al., 2019), resulta na possibilidade de negociar as melhores condições de contratação, como: preço, prazo, quantidade de energia e forma de pagamento (KOLTSAKLIS; DAGOUMAS, 2020). Como os valores negociados no mercado livre de energia são competitivos, os consumidores podem alcançar até 35% de redução de custos com energia elétrica (SEKIZAKI; NISHIZAKI; HAYASHIDA, 2016). Além disso, o valor negociado permanece fixo por um determinado período, resultando em uma maior previsibilidade no orçamento familiar ou pessoal, visto que não ficam suscetíveis às bandeiras tarifárias. Também, a partir dos contratos negociados, as distribuidoras ou agentes de comercialização podem comprar energia de fontes renováveis, diminuindo impactos negativos para o meio ambiente, como a emissão de gases de efeito estufa (WANG et al., 2021). Assim, a liberalização do mercado ou criação de um mercado varejista pode beneficiar os consumidores de baixa tensão no Brasil (BURIN et al., 2020).

Por outro lado, o Plano Decenal de Expansão de energia elétrica, PDE 2030 mostra cenários favoráveis à implementação de um mercado varejista (PDE 2030). Em tais cenários se mostra um crescimento dos recursos energéticos distribuídos (RED). Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) os principais RED que têm uma maior aceitação por parte dos consumidores são: geração distribuída (GD), estruturas de recarga de veículos elétricos (VE), armazenamento de energia, resposta da demanda e eficiência energética (EPE, 2020). O uso dos RED pelos consumidores de baixa tensão está em crescimento dentro das áreas de concessão das concessionárias de distribuição, como se mostra no (PDE 2030).

De acordo com as projeções da EPE, nos próximos dez anos, a mini e a micro geração distribuída devem ultrapassar 40 gigas watts (GW) no Brasil, considerando cenários prospectivos com modificações na tarifação e legislação (EPE, 2022). Tais tipos de geração se classificam em função da potência instalada, sendo que a potência instalada menor ou igual a 75 kW corresponde a micro geração distribuída. Já, usinas com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW são classificadas como mini geração distribuída quando o recurso energético não é hídrico (MARTINS; BRANCO; HALLACK, 2022). Em zonas urbanas, a micro geração distribuída que tem maior penetração é a energia solar fotovoltaica a qual se conecta, principalmente, nas redes de baixa tensão, como mostrado em (GALVÃO et al., 2018). No momento atual, os consumidores conectados às redes de baixa tensão, ou seja, redes elétricas com tensão abaixo de 1 kV (ZHOU et al., 2020), estão utilizando GD, a fim de reduzir a sua conta de energia (IRIA; SCOTT; ATTARHA, 2020).

No Brasil, o crescimento disperso da penetração de sistemas fotovoltaicos (MARCOCHI DE MELO et al., 2022) pode facilitar na liberação do mercado elétrico, a fim de trazer benefícios aos consumidores com esses sistemas e atendendo as demandas próximas ao local de sua instalação (NEWBERY, 2018). Adicionalmente, tal forma de atendimento contribui com a transição para uma matriz energética com baixa emissão de carbono, diminuindo investimentos em usinas de geração de grande porte e afastadas dos centros de consumo (PENIZZOTTO; PRINGLES; OLSINA, 2019). Por outro lado, a diminuição de custos nos equipamentos de armazenamento de energia permite que os consumidores possam adquirir tais equipamentos e utilizar a energia solar fotovoltaica nos períodos de maior demanda elétrica (LI et al., 2020).

Com a modernização das redes elétricas, novas estruturas de mercado devem ser analisadas para ter uma participação mais dinâmica dos consumidores e um melhor aproveitamento dos RED instalados nas zonas de concessão das distribuidoras (ABDI; BEIGVAND; SCALA, 2017). Uma forma de como incentivar tal participação é pela implementação de zonas de agregação (ZHANG et al., 2021). Em tais zonas as concessionárias de energia elétrica podem monitorar o consumo de energia dos consumidores, a fim de criar ações que reduzam as perdas de energia e melhorem os indicadores de qualidade do fornecimento de energia (HU et al., 2017) (NGUYEN; LE, 2018). Na implementação de zonas de agregação, informações devem ser trocadas entre os consumidores e os centros de controle das concessionárias, o que é possível através da instalação de concentradores de energia (MOYOLEMA et al., 2020). Por outro lado, em diversos estudos, um representante para a comercialização nas zonas de agregação é chamado de agregador (IRIA et al., 2022). O agregador é uma comercializadora que representa um conjunto de consumidores, negociando diretamente com a distribuidora tarifas de energia que possam beneficiar a seus representados. Em tal negociação, o agregador otimizará o uso dos RED dos consumidores, a fim de diminuir as perdas elétricas e melhorar o perfil de tensão da rede elétrica (TANG et al., 2018).

Além disso, os consumidores que também podem ser produtores, conhecidos como prosumers (IRIA; SCOTT; ATTARHA, 2020), podem ser agregados em zonas para aproveitar sua geração e diminuir a demanda líquida da zona que agrega essa classe de consumidores. Assim, tais zonas podem oferecer serviços a serem remunerados em novas estruturas de mercado (IRIA; SCOTT; ATTARHA, 2020a) (CAO et al., 2020).

Nos últimos anos, na literatura especializada se tem apresentados diversas metodologias para mostrar os benefícios dos agregadores. Por exemplo, em (MOTALLEB; ANNASWAMY; GHORBANI, 2018) se mostra a participação de agregadores para os programas de resposta à demanda na comercialização da energia armazenada em um mercado com equilíbrio de Nash. Igualmente, no trabalho (JIA et al., 2018), apresenta-se uma comercialização flexível de energia armazenada em veículos elétricos e cargas de controle para um mercado de DAM (ofertas de mercado diário, em inglês day-ahead market). Nesse mesmo sentido, em (GUZMAN et al., 2020) apresenta uma estratégia de coordenação do agregador para maximizar seu lucro por meio da gestão dos RED e da participação no mercado de reservas do dia seguinte.

Além do DAM, existem outras formas de mercado. Por exemplo, no trabalho de (IRIA; SOARES; MATOS, 2018) se mostra dois métodos diferentes para apoiar o agregador de pequenos prosumidores, considerando DAM e RTM (mercados de tempo real, em inglês real time markets). Já, em (OTTESEN; TOMASGARD; FLETEN, 2018) se apresenta um programa

estocástico de vários estágios para um agregador, participando no DAM e RTM, considerando quatro empresas industriais e um agregador.

Para caracterizar a estocasticidade dos RED, diversos trabalhos tem utilizado modelos de otimização estocásticas, como se mostra em (WU et al., 2016) que apresenta um modelo de otimização estocástica para agregadores de veículos elétricos com energia eólica variável para participar de DAM e ASM. Igualmente, uma abordagem de otimização híbrida estocástica robusta foi desenvolvida por (WANG et al., 2017) para a integração de vários tipos de RED, incluindo eólica, fotovoltaica, microturbina e ESSs (sistemas de armazenamento de energia, em inglês energy storage systems).

Os agregadores também tem sido aplicado em micro redes. Micro redes são sistemas de distribuição de eletricidade contendo cargas e recursos energéticos distribuídos, (como geradores distribuídos, dispositivos de armazenamento ou cargas controláveis) que podem ser operados de forma controlada e coordenada, tanto enquanto conectados à rede elétrica principal ou enquanto ilhados (PAROL et al., 2020). Assim, em (KHAJEH; FOROUD; FIROOZI, 2019) se apresenta um modelo de licitação ideal para um agregador de micro rede formador de preços.

A diferença dos trabalhos supracitados que consideravam pequenas redes com RED, neste projeto de pesquisa será analisado a viabilidade das zonas de agregação com uma distribuição não homogênea de RED ao longo de alimentadores de baixa tensão extensos, sendo representados por um agregador. Além disso, se desenvolverá um modelo de otimização que procure trazer benefícios: as redes extensas de distribuição brasileiras, aos consumidores de baixa tensão e adiar investimentos nos planos de obras de reforço das empresas distribuidoras. Por outro lado, se considerará que as zonas de agregação podem possuir características diferentes entre si, com algum tipo de RED, como: sistemas fotovoltaicos, carregadores de veículos elétricos e sistema de armazenamento de energia. Dessa forma, cada zona pode ter uma maneira de negociar uma tarifa diferente. Para que essa tarifa possa beneficiar aos consumidores, o agregador deve realizar a otimização do uso dos RED, minimizando as perdas elétricas da rede elétrica e a conta de energia, garantindo assim vantagens para a gestão da rede de distribuição e para o usuário final.

A principal contribuição desta pesquisa será a criação de uma metodologia que realize a otimização dos RED dentro de grupos agregados de consumidores de redes extensas de baixa tensão. Para que assim, possam trazer benefícios econômicos aos consumidores e permitam adiar investimentos nos planos de obras de reforço para melhoria da qualidade do fornecimento por parte das empresas distribuidoras. A metodologia supracitada fornecerá cenários que podem auxiliar aos agentes envolvidos na implementação de um mercado varejista no Brasil.

3 Objetivos

O principal objetivo desta pesquisa é desenvolver um modelo que otimize a utilização dos recursos energéticos distribuídos de grupos de consumidores de baixa tensão, a fim de diminuir a potência líquida demandada da rede elétrica. Em tal otimização se considerará tarifas horárias que possam trazer benefícios econômicos aos consumidores e possam adiar investimentos nos planos de obras de reforço das empresas distribuidoras. Para atingir este objetivo será necessário cumprir os seguintes objetivos específicos:

- Desenvolver uma formulação adequada para caracterizar cada consumidor dentro da área de agregação e a distribuição de RED na zona de estudo do problema;
- A criação de um modelo matemático para minimizar a potência líquida demandada da rede elétrica e minimizar investimentos nos planos de obras da distribuidora;
- Utilizar um algoritmo de resolução do modelo matemático que possa ser executado para redes extensas de baixa tensão;
- Testar o modelo desenvolvido e comparar os resultados usando metodologias disponíveis na literatura especializada.

4 Metodologia

Nesta pesquisa será desenvolvido um modelo de otimização para melhorar o aproveitamento dos RED dentro das zonas de agregação, sendo que cada zona é composta com consumidores de baixa tensão com ou sem RED. Assim, procura-se minimizar a potência líquida requerida por cada zona de agregação que se encontra dentro da área de concessão da distribuidora, considerando tarifas horárias que possam trazer benefícios econômicos aos consumidores e permitam adiar investimentos nos planos de obras de reforço da rede. Neste projeto será modificado o modelo apresentado (HA et al., 2017) e (MACEDO et al., 2015) para minimizar a potência líquida requerida por cada zona de agregação, considerando as características das redes elétricas no Brasil.

A função objetivo (*Obj*) representa o valor a ser pago pelo agregador à distribuidora de energia elétrica, considerando a importação de energia da rede principal e o uso do RED dos consumidores que represente. Tal valor será dividido por cada consumidor que faz parte da zona de agregação, sendo cobrado pela potência líquida consumida. Por outro lado, a importação de energia será realizada preferencialmente nos períodos com tarifas mais baixas, sendo que parte dessa energia será armazenada nas baterias dos consumidores. Assim, o agregador tomará a decisão de operação, despacho energético de geração distribuída e dispositivos de armazenamento para o dia seguinte. Para execução do algoritmo de solução do modelo matemático e obter o gerenciamento energético do dia seguinte, o agregador deve ter como informações de entrada a previsão de curto prazo de cargas, gerações renováveis e preços de mercado. Desta forma, a função objetiva *Obj* é calculada por:

$$\begin{aligned}
 Obj = \min & \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{i \in \Omega_S} \rho_{i,t}^S \Delta t P_{i,t}^S - \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{i \in \Omega_S} \rho_{i,t} \Delta t P_{i,t}^{Load} + \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{i \in \Omega_S} \rho_{i,t}^{PV} \Delta t P_{i,t}^{PV} \\
 & - \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{i \in \Omega_S} \rho_{i,t}^{str} \Delta t P_{i,t}^{str} - \sum_{t \in \Omega_t} \sum_{i \in \Omega_S} \rho_{i,t}^{EV} \Delta t P_{i,t}^{EV}
 \end{aligned} \tag{1}$$

Em que: t refere-se ao índice da hora em análise; i é o índice de nó, Ω_t é o conjunto de intervalos de análise, Ω_S é o conjunto de nós conectados à rede principal de distribuição; $\rho_{i,t}^S$ é o preço de energia no mercado de varejo no nó i para o período t em R\$/kWh; Δt é o tempo de duração de um intervalo de análise em horas; $P_{i,t}^S$ é a quantidade de potência ativa no nó i no intervalo t comprada pelo agregador à rede principal em kW, valores positivos e negativos indicam compra e venda ao mercado de energia, respectivamente; $\rho_{i,t}$ é o preço de energia no

nó i no período t em R\$/kWh; $P_{i,t}^{Load}$ é a demanda prevista no nó i em kW; $\rho_{i,t}^{PV}$ é a taxa de remuneração pela geração do sistema fotovoltaico conectado no nó i no período t em R\$/kWh; $P_{i,t}^{PV}$ é a potência gerada pelo sistema fotovoltaico conectado no nó i para o período t em kW; $\rho_{i,t}^{str}$ é o preço a ser pago pelo sistema de armazenamento instalado no nó i no período t em R\$/kWh para o armazenamento de energia, sendo o mesmo no caso de injeção de energia armazenada; $P_{i,t}^{str}$ é a potência armazenada no nó i para o período t em kW, valores positivos e negativos indicam armazenamento e injeção de potência ativa, respectivamente; $\rho_{i,t}^{EV}$ é o preço a ser pago pela recarga do veículo elétrico no nó i no período t em R\$/kWh; $P_{i,t}^{EV}$ é a potência consumida na recarga do veículo elétrico no nó i para o período t em kW. Adicionalmente, considera-se que os valores de $\rho_{i,t}$ pode assumir três valores:

$$\rho_{i,t} \begin{cases} \rho_i^{min} \\ \rho_i^{normal} \\ \rho_i^{max} \end{cases}$$

Sendo que ρ_i^{max} é o preço de energia ao nó i dentro das três horas consecutivas de maior demanda da rede elétrica; ρ_i^{normal} é o preço de energia no nó i quando o consumo é realizado dentro do período intermediário, i.e., uma hora antes e uma hora depois do período de maior demanda da rede elétrica; e ρ_i^{min} é o preço de energia no nó i quando as demandas são fora do período de maior demanda e patamar intermediário de demanda da rede elétrica. Para atingir o objetivo, as restrições de balance energético (2)-(4) devem ser atendidas:

$$\sum_{ji \in \Omega_C} I_{ji,t} - \sum_{ij \in \Omega_C} I_{ij,t} + I_{i,t}^S + I_{i,t}^{PV} - I_{i,t}^{str} - I_{i,t}^{EV} = I_{i,t}^D \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_t \quad 2)$$

$$I_{i,t}^D = \left(\frac{S_{i,t}^D}{V_{i,t}} \right)^* \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_t \quad 3)$$

$$V_{i,t} - V_{j,t} = Z_{ij} I_{ij,t} \quad \forall ij \in \Omega_C, \forall t \in \Omega_t \quad 4)$$

Em que: $I_{ji,t}$ é a corrente através do circuito ji ; Ω_C é o conjunto de circuitos do sistema; Ω_N é o conjunto de nós do sistema; $I_{i,t}^S$ é a corrente injetada no nó i conectado à rede principal de distribuição no período t ; $I_{i,t}^{PV}$ é a corrente injetada pelo sistema fotovoltaico no nó i no período t ; $I_{i,t}^{str}$ é a corrente demandada pelo equipamento de armazenamento no nó i no período t ; $I_{i,t}^{EV}$ é a corrente demandada pelo veículo elétrico no nó i no período t ; $I_{i,t}^D$ é a corrente demanda pela carga no nó i no período t ; $S_{i,t}^D$ é a potência aparente demandada pela carga no nó i no período t ; $V_{i,t}$ é a tensão no nó i no período t ; Z_{ij} é a impedância do circuito ij .

Em relação aos limites físicos e operacionais do sistema, as seguintes restrições (5)-(6) devem ser atendidas:

$$|I_{ij,t}| \leq I_{ij}^{max} \quad \forall ij \in \Omega_C, \forall t \in \Omega_t \quad 5)$$

$$V^{min} \leq V_{i,t} \leq V^{max} \quad \forall i \in \Omega_N, \forall t \in \Omega_t \quad 6)$$

Em que: I_{ij}^{max} é o limite de corrente através do circuito ij ; V^{min} é o limite mínimo de tensão; V^{max} é o limite máximo de tensão.

Em relação à operação dos sistemas fotovoltaicos, as seguintes restrições (7)-(9) devem ser atendidas:

$$I_{i,t}^{PV} = \left(\frac{S_{i,t}^{PV}}{V_{i,t}} \right)^* \quad \forall i \in \Omega_{PV}, \forall t \in \Omega_t \quad 7)$$

$$(P_{i,t}^{PV})^2 + (Q_{i,t}^{PV})^2 \leq (S_i^{PV})^2 \quad \forall i \in \Omega_{PV}, \forall t \in \Omega_t \quad 8)$$

$$-P_{i,t}^{PV} \tan(\cos^{-1}(fp_{i,mi}^{PV})) \leq Q_{i,t}^{PV} \leq P_{i,t}^{PV} \tan(\cos^{-1}(fp_{i,ma}^{PV})) \quad \forall i \in \Omega_{PV}, \forall t \in \Omega_t \quad 9)$$

Em que: Ω_{PV} é o conjunto de sistemas fotovoltaicos; $S_{i,t}^{PV}$ é a potência aparente injetada pelo sistema fotovoltaico no nó i no período t ; $Q_{i,t}^{PV}$ é a potência reativa injetada pelo sistema fotovoltaico no nó i no período t ; $fp_{i,mi}^{PV}$ é o fator de potência mínimo do sistema fotovoltaico no nó i no período t ; $fp_{i,ma}^{PV}$ é o fator de potência máximo do sistema fotovoltaico no nó i no período t .

Em relação à operação dos equipamentos de armazenamento, as seguintes restrições (10)-(12) devem ser atendidas:

$$E_{i,t}^{str} = E_{i,t-1}^{str} + n_i^{str} \Delta t P_{i,t}^{str} - \beta_i^{str} \Delta t E_{i,t}^{str} \quad \forall i \in \Omega_{str}, \quad \forall t \in \Omega_t \quad 10)$$

$$E_{i,min}^{str} \leq E_{i,t}^{str} \leq E_{i,max}^{str} \quad \forall i \in \Omega_{str}, \quad \forall t \in \Omega_t \quad 11)$$

$$I_{i,t}^{str} = \left(\frac{S_{i,t}^{str}}{V_{i,t}} \right)^* \quad \forall i \in \Omega_{str}, \quad \forall t \in \Omega_t \quad 12)$$

Ω_{str} é o conjunto de equipamentos de armazenamento de energia; $E_{i,t}^{str}$ é o estado de carregamento do equipamento de armazenamento no nó i no período t ; n_i^{str} é a eficiência de carga/descarga do equipamento de armazenamento no nó i ; β_i^{str} é a taxa de autodescarga do equipamento de armazenamento no nó i ; $E_{i,min}^{str}$ é o limite mínimo de energia armazenada do equipamento de armazenamento no nó i ; $E_{i,max}^{str}$ é o limite máximo de energia armazenada no equipamento de armazenamento no nó i ; $S_{i,t}^{str}$ é a potência de carga/descarga do equipamento de armazenamento no nó i no período t .

Em relação à operação de veículos elétricos, as seguintes restrições (13)-(15) devem ser atendidas:

$$E_{i,t}^{EV} = E_{i,t-1}^{EV} + n_i^{EV} \Delta t P_{i,t}^{EV} - \beta_i^{str} \Delta t E_{i,t}^{EV} \quad \forall i \in \Omega_{EV}, \quad \forall t \in \Omega_t \quad 13)$$

$$E_{i,min}^{EV} \leq E_{i,t}^{EV} \leq E_{i,max}^{EV} \quad \forall i \in \Omega_{EV}, \quad \forall t \in \Omega_t \quad 14)$$

$$I_{i,t}^{EV} = \left(\frac{S_{i,t}^{EV}}{V_{i,t}} \right)^* \quad \forall i \in \Omega_{EV}, \quad \forall t \in \Omega_t \quad 15)$$

Ω_{EV} é o conjunto de equipamentos de armazenamento de energia; $E_{i,t}^{EV}$ é o estado de carregamento do veículo elétrico no nó i no período t ; n_i^{EV} é a eficiência de carga/descarga do veículo elétrico no nó i ; β_i^{str} é a taxa de autodescarga do veículo elétrico no nó i ; $E_{i,min}^{EV}$ é o limite mínimo de energia armazenada no veículo elétrico no nó i ; $E_{i,max}^{EV}$ é o limite máximo de

energia armazenada no veículo elétrico no nó i ; $S_{i,t}^{EV}$ é a potência de carga/descarga no veículo elétrico no nó i no período t .

5 Viabilidade

Para a otimização da utilização dos recursos energéticos distribuídos dentro das zonas de agregação, será realizado com o auxílio de um computador e laboratórios fornecidos pela Universidade Federal do ABC (UFABC), sendo utilizado o software OpenDSS com objetivo de encontrar valores de fluxo de carga, especificamente as perdas. Já o software de programação Python tem bibliotecas que irão ajudar a resolver o problema de otimização, sendo que será explorada as técnicas exatas e metaheurísticas.

A validação dos resultados obtidos será feita comparando-os com metodologias disponíveis na literatura especializada, sendo utilizada a rede de baixa tensão apresentada em (PALATE et al., 2021) e considerando as características de demanda das redes elétricas brasileiras.

Por outro lado, os resultados desta pesquisa serão discutidos em conjunto com funcionários da Câmara de Comercialização de Energia (CCEE) e será parte de um projeto maior a ser realizado em conjunto com pesquisadores internacionais. A CCEE tem mostrado interesse nesta pesquisa, a fim de ter informações que possam subsidiar em recomendações para abertura do mercado para os consumidores de baixa tensão.

6 Cronograma de atividades

Para cumprir com todos os objetivos traçados, o trabalho requer o desenvolvimento das seguintes etapas:

Etapa 1: Revisão bibliográfica sobre a implementação de agregadores em redes de baixa tensão;

Etapa 2: Processar informações de um alimentador de baixa tensão com zonas de agregação, disponível no laboratório de pesquisa que é coordenado pelo orientador;

Etapa 3: Aprimoramento dos conhecimentos nos softwares de programação (Python) e do OpenDSS para ser utilizados na resolução do modelo de otimização;

Etapa 4: Formulação do problema de otimização, modificando modelos de otimização disponíveis na literatura especializada utilizados para definição de contratos entre agregadores e empresas de distribuição;

Etapa 5: Uso de bibliotecas de otimização disponíveis em Python para resolver o problema de otimização formulado;

Etapa 6: Redação do artigo e relatórios do projeto.

O cronograma de realização destas etapas, para um período de 12 meses, é apresentado no Quadro 1.

Quadro 1: Cronograma com início em Agosto de 2022.

PERÍODO			
ETAPAS	(Quadrimestres)		
	1	2	3
1	X	X	X
2	X	X	X
3		X	X
4		X	X
5			X
6			X

Referências

ABDI, HAMDI, SOHEIL DERAFSHI BEIGVAND, AND MASSIMO LA SCALA. A Review of Optimal Power Flow Studies Applied to Smart Grids and Microgrids. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, vol. 71, p. 742-766, 2017.

ANEEL. Proposta de legislação sobre recarga de veículos elétricos é debatida pela ANEEL. **Assessoria de Imprensa**, 2016a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao-2/-/asset_publisher/zXQREz8EVIZ6/content/aneel-debate-proposta-de-legislacao-sobre-recarga-de-veiculos-eletricos/656877?inheritRedirect=false>. Acesso em: 1 Fevereiro 2022.

BOSCÁN, LUIS R. European Union Retail Electricity Markets in the Green Transition: The Quest for Adequate Design." Wiley Interdisciplinary Reviews. **Energy and Environment**, v. 9, n.1, 2020.

BURGER, S. et al. A review of the value of aggregators in electricity systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, p. 395–405, 2017.

BURIN, H. P., SILUK, J. S. M., REDISKE, G., & ROSA, C. B. Determining Factors and Scenarios of Influence on Consumer Migration from the Regulated Market to the Deregulated Electricity Market. **Energies** **2021**, vol. 14, n.1, p. 65, 2020.

ÇIÇEK, A., GÜZEL, S., ERDİNÇ, O., & CATALÃO, J. P. S. Comprehensive survey on support policies and optimal market participation of renewable energy. **Electric Power Systems Research**, p.201, 2021.

C.P. GUZMAN; M.N. BAÑOL; J.F. FRANCO; M.J. RIDER; R. ROMERO. Enhanced Coordination Strategy for an Aggregator of Distributed Energy Resources Participating in the Day-Ahead Reserve Market. **Energies**, vol. 9, n. 2, p. 1-22, April 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia-PDE 2029. **MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME**, 2020. Disponível em <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029>>. Acesso em: 6 Abril 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2030. **MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME**, 2021. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf>. Acesso em: 6 Abril 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. Plano Decenal de Expansão de Energia 2031. **MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA – MME**, 2022. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE%202031_RevisaoPosCP_rvFinal.pdf>. Acesso em: 6 Abril 2022.

GALVÃO, RODRIGO REGIS DE ALMEIDA, THIAGO JOSÉ LIPPO DE FRANÇA, BRENO CARNEIRO PINHEIRO, AND LUÍS THIAGO LUCIO. Proposal for a Monitoring and Dispatch System for Distributed Micro-Generation of Renewable Energy in Virtual Energy Centers. **Brazilian Archives of Biology and Technology**, vol. 61, p. 10-29, 2018.

HA, THANHTUNG, YONGJUN ZHANG, V. V THANG, AND JIANANG HUANG. Energy Hub Modeling to Minimize Residential Energy Costs considering Solar Energy and BESS. **Journal of Modern Power Systems and Clean Energy**, v. 5, n. 3, p. 389-399, 2017.

HU J, CAO J, GUERRERO JM, YONG T, YU J. Improving Frequency Stability Based on Distributed Control of Multiple Load Aggregators. **IEEE Trans. Smart Grid**, vol. 8, no. 4, pp. 1553-1567, July 2017.

H. KHAJEH, A. AKBARI FOROUD, H. FIROOZI, Robust bidding strategies and scheduling of a price-maker microgrid aggregator participating in a pool-based electricity market, **IET Gener. Transm. Distrib**, v. 13, n. 4, p. 468–477, 2018.

H. WU, M. SHAHIDEHPUR, A. ALABDULWAHAB, A. ABUSORRAH, A game theoretic approach to risk-based optimal bidding strategies for electric vehicle aggregators in electricity markets with variable wind energy resources, **IEEE Trans. Sustain. Energy**, v. 7, n. 1, p. 374–385, 2016.

IRIA, JOSÉ, PAUL SCOTT, AHMAD ATTARHA, DAN GORDON, AND EVAN FRANKLIN. MV-LV Network-secure Bidding Optimisation of an Aggregator of Prosumers in Real-time Energy and Reserve Markets. **Energy (Oxford)**, v. 242, p. 122962, 2022.

J. IRIA, F. SOARES, M. MATOS, Optimal supply and demand bidding strategy for an aggregator of small prosumers, **Appl. Energy**, v. 213, p. 658–669, 2017.

J. WANG, ET AL., Optimal bidding strategy for microgrids in joint energy and ancillary service markets considering flexible ramping products, **Appl. Energy**, v. 205, p. 294–303, 2017.

KNAK NETO, NELSON, ALZENIRA DA ROSA ABAIDE, VLADIMIRO MIRANDA, PHILLIPE VILAÇA GOMES, LEONEL CARVALHO, JEAN SUMAILI, AND DANIEL PINHEIRO BERNARDON. Load Modeling of Active Low-voltage Consumers and Comparative Analysis of Their Impact on

Distribution System Expansion Planning. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 29, n. 8, 2019.

KOLTSAKLIS, NIKOLAOS E, AND ATHANASIOS S DAGOUMAS. An Optimization Model for Integrated Portfolio Management in Wholesale and Retail Power Markets. **Journal of Cleaner Production**, v. 248, p. 119-198, 2020.

LI, CUIPING, HENGYU ZHOU, JUNHUI LI, AND ZHEMIN DONG. Economic Dispatching Strategy of Distributed Energy Storage for Deferring Substation Expansion in the Distribution Network with Distributed Generation and Electric Vehicle. **Journal of Cleaner Production**, vol. 253, p. 119862, 2020.

LIU KY, SHENG W, LIU Y, MENG X, LIU Y. Optimal sitting and sizing of DGs in distribution system considering time sequence characteristics of loads and DGs. **Int. J. Electr. Power Energy Syst**, v. 69, p. 430–440, 2015.

LO N, ANSARI CH. CHAPTER 4: IEEE 802.15.4 **based wireless sensor network design for smart grid communications**. In: Woungang MOAAI, editor. Handbook of Green Information and Communication Systems. New York, NY: USA: Academic Press; 2013.

M NEWBERY, DAVID. What Future(s) for Liberalized Electricity Markets. **The Energy Journal (Cambridge, Mass.)**, vol. 39, n.1, p. 1-28, 2018.

M. MOTALLEB, A. ANNASWAMY, R. GHORBANI, A real-time demand response market through a repeated incomplete-information game, **Energy**, v. 143, p. 424–438, 2018.

MACEDO, L. H., FRANCO, J. F., RIDER, M. J., & ROMERO, R. Optimal Operation of Distribution Networks Considering Energy Storage Devices. **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 6, n. 6, p. 2825–2836, 2015.

MARCOCHI DE MELO, DIEGO, JOEL VILLAVICENCIO GASTELU, PATRÍCIA T.L ASANO, AND JOEL D MELO. Spatiotemporal Estimation of Photovoltaic System Adopters Using Fuzzy Logic. **Renewable Energy**, v. 181, p. 1188-1196, 2022.

MASHHOUR, E., & MOGHADDAS-TAFRESHI, S. M. Integration of distributed energy resources into low voltage grid: A market-based multiperiod optimization model. **Electric Power Systems Research**, v. 80, n.4, p. 473–480, 2010.

MELO, J. D.; CARRENO, E. M.; PADILHA-FELTRIN, A. Multi-Agent Simulation of Urban Social Dynamics for Spatial Load Forecasting. Transaction on Power System, **Piscataway**, v. 27, n. 4, p. 1870-1878, 2012.

MELO, J. D.; ZAMBRANO-ASANZA, S.; PADILHA-FELTRIN, A. A local search algorithm to allocate loads predicted by spatial load forecasting studies. **Electric Power System Research**, v. 146, p. 206–217, May 2017.

MENDES DE LIMA, R. et al. Least-cost path analysis and multi-criteria assessment for routing electricity transmission lines. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 10, n. 16, p. 4222 - 4230, August 2016.

MOYOLEMA, BYRON & SILVA, CRISTOERCIO & CASELLA, IVAN & TRUJILLO, JOEL. Otimização do posicionamento de inteligentes em redes elétricas de baixa tensão baseados em tecnologia ZigBee. **Sociedade Brasileira Automática**, vol. 1, 2020.

NGUYEN HT, LE LB. Bi-Objective-Based Cost Allocation for Cooperative DemandSide Resource Aggregators. **IEEE Trans. Smart Grid**, v. 9, n. 5, p. 4220–4235. 2018.

NI F, NGUYEN PH, COBBEN JFG, VAN DEN BROM HE, ZHAO D. Three-phase state estimation in the medium-voltage network with aggregated smart meter data. **Int. J. Electr. Power Energy Syst**, p. 463–473, October 2017

PALATE, B. O., GUEDES, T. P., GRILO-PAVANI, A., PADILHA-FELTRIN, A., & MELO, J. D. Aggregator units allocation in low voltage distribution networks with penetration of photovoltaic systems. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, 130, 2021.

PAROL, MIROSŁAW, TOMASZ WÓJTOWICZ, KRZYSZTOF KSIĘŻYK, CHRISTOPH WENGE, STEPHAN BALISCHEWSKI, AND BARTŁOMIEJ ARENDARSKI. Optimum Management of Power and Energy in Low Voltage Microgrids Using Evolutionary Algorithms and Energy Storage. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 119, p. 105886, 2020.

PENIZZOTTO, F., R. PRINGLES, AND F. OLSINA. Real Options Valuation of Photovoltaic Power Investments in Existing Buildings. **Renewable & Sustainable Energy Reviews**, vol. 114, p. 109308, 2019.

RAHMANI-ANDEBILI M. Optimal power factor for optimally located and sized solar parking lots applying quantum annealing. **IET Gener. Transm. Distrib.** 2016.

ROMERO AGÜERO, JULIO, ERIK TAKAYESU, DAMIR NOVOSEL, AND RALPH MASIELLO. Grid Modernization: Challenges and Opportunities. **The Electricity Journal**, v. 30, n. 4, p. 1-6, 2017.

SEKIZAKI, SHINYA, ICHIRO NISHIZAKI, AND TOMOHIRO HAYASHIDA. Impact of Retailer and Consumer Behavior on Voltage in Distribution Network Under Liberalization of Electricity Retail Market. **Electrical Engineering in Japan**, v. 194, n. 4, p. 27-41, 2016.

S.I. VAGROPOULOS, A.G. BAKIRTZIS, Optimal bidding strategy for electric vehicle aggregators in electricity markets, **IEEE Trans. Power Syst**, v. 28, n. 4, p. 4031–4041, 2013.

S.Ø. OTTESEN, A. TOMASGARD, S.E. FLETEN, Multi market bidding strategies for demand side flexibility aggregators in electricity markets, **Energy**, v. 149, p. 120–134, 2018

SHU, J. et al. Spatial power network expansion planning considering generation expansion. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 30, n. 4, p. 1815 - 1824, July 2015.

TANG Y, CHEN Q, NING J, WANG Q, FENG S, LI Y. Hierarchical control strategy for residential demand response considering time-varying aggregated capacity. **Int. J. Electric. Power Energy Syst**, n. 97, p. 165–73, 2018.

TANG Z, HILL DJ, LIU T, SONG Y. Distributed inter-area oscillation damping control for power systems by using wind generators and load aggregators. **Int. J. Electr. Power Energy Syst**, v. 123, 2020.

VALERIO NETO, A. Planning of network system for the distribution and transmission areas of electric energy. **IEEE Latin America Transactions** , v. 13, n. 1, p. 1548-0992, Jan. 2015.

VANDERLEI AFFONSO MARTINS, DAVID ALVES CASTELO BRANCO, AND MICHELLE CARVALHO METANIAS HALLACK. Economic Effects of Micro- and Mini-Distributed Photovoltaic Generation for the Brazilian Distribution System. **Energies (Basel)**, vol. 15, p. 737, 2022.

WANG WH, MORENO-CASAS V, HUERTA DE SOTO J. A Free-Market Environmentalist Transition toward Renewable Energy: The Cases of Germany, Denmark, and the United Kingdom. **Energies**; v. 14, 15, p. 4659, 2021.

WEI, W. et al. Expansion Planning of Urban Electrified Transportation Networks: A Mixed-Integer Convex Programming Approach. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, v. 3, n. 1, p. 210 - 224, March 2017.

WILLIS, H. L. **Spatial Electric Load Forecasting**. 2. ed. New York: Marcel Dekker, 2007.

Y. JIA, Z. MI, Y. YU, Z. SONG, C. SUN, A bilevel model for optimal bidding and offering of flexible load aggregator in day-ahead energy and reserve markets, **IEEE Access**, v. 6, p. 67799–67808, 2018.

ZHANG, HAITAO, MAHMOUD MEHRABANKHOMARTASH, MARYAM SAEEDIFARD, XIULI WANG, AND XIFAN WANG. A New Zone Aggregation Method for Impedance-Based Stability Assessment of the Expanded DC-Distribution Networks. **IEEE Transactions on Power Delivery**, vol. 36, n. 3, p. 1281-1292, 2021.

ZHOU, LAI, YONGJUN ZHANG, SILIANG LIU, KUN LI, CANBING LI, YINGQI YI, AND JIE TANG. Consumer Phase Identification in Low-voltage Distribution Network considering Vacant Users. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 121, p. 106079, 2020.