

Desenvolvimento de Plataforma de Análise dos Impactos da Inserção de GD Fotovoltaica em Redes Reais de Distribuição de Energia

Ferdinando Crispino
Escola Politécnica da USP
Universidade de São Paulo
São Paulo, Brasil
ferdinando.crispino@usp.br

Carlos Frederico Meschini Almeida
Escola Politécnica da USP
Universidade de São Paulo
São Paulo, Brasil
cfmalmeida@usp.br

Guilherme Cecato Delunardo
Escola Politécnica da USP
Universidade de São Paulo
São Paulo, Brasil
guilhermececato@usp.br

Abstract—The increased penetration of distributed generation in distribution networks, despite bringing potential benefits to the networks, poses a challenge in operational and planning issues for distributed networks. In this context, tools that facilitate these processes are becoming increasingly important. Thus, this work presents the development of a platform that allows the use of georeferenced data from distribution networks, available in the Distributor Geographic Database (BDGD), with data validations and corrections of inconsistencies, for the generation of electrical models of the same, in the format used by the OpenDSS software. From the generated model, the platform allows the user to view a graphical representation of the electric network, its geographic distribution, as well as electrical quantities such as buses voltages and currents and powers transformers, both throughout the day. Indices based on power quality issues are used to carry out hosting capacity calculations. Because it is easy to use and provides network data in an intuitive manner, without the need for software and in an open-source format, the platform is a very useful tool for different entities in the sector, especially those that do not have access to validated data from distributors and those that do not have the know-how to do so, allowing these studies to develop methodologies, for different purposes, based on real data from Brazilian distributors.

Keywords—Distribution networks, distributor geographic database - BDGD, distributed generation, power system simulation, OpenDSS, Power quality

I. INTRODUCTION

A penetração da geração distribuída (GD) pode impactar a operação de uma rede de distribuição de energia de forma benéfica, como suporte de tensão, redução das perdas técnicas, melhoria da confiabilidade, além da redução de emissões de CO₂. Por outro lado, apesar dos impactos benéficos, à medida que a penetração da GD aumenta, os impactos no sistema elétrico tornam-se mais visíveis e severos, com o surgimento de distorções harmônicas, falhas de proteção, inversão de fluxo, instabilidades de frequência e violações de tensão. A tendência é que a quantidade de sistemas de geração distribuída continue a aumentar para os próximos anos e com a crescente solicitação de conexão, principalmente a fotovoltaica, as distribuidoras de energia se encontram com o problema de avaliações constantes da capacidade de hospedagem da sua rede de distribuição e por outro lado, os prosumidores se deparam com a incerteza da conexão à rede elétrica de sua geração fotovoltaica.

Existem diferentes programas de simulação de sistemas de distribuição, sendo o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) [1] o programa adotado pela Agência Nacional

de Energia Elétrica (ANEEL) para o cálculo das perdas técnicas. A utilização de dados reais para as simulações do sistema de distribuição pode ser um desafio, devido à necessidade de utilizar modelos e da dificuldade de obtenção de dados consistentes de uma grande quantidade de elementos existentes nas redes de distribuição.

A ANEEL estabeleceu diretrizes, procedimentos e requisitos mínimos para a construção e envio da Base de Dados Geográfica da Distribuição (BDGD) por meio de resolução normativa definida no Módulo 10 - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no sistema Elétrico Nacional (PRODIST) [2]. A BDGD é uma base de dados georreferenciada contendo modelos geográficos com o objetivo de representar o sistema elétrico real das distribuidoras de energia elétrica para um dado período, visando refletir tanto a situação real dos ativos quanto às informações técnicas e comerciais [3]. As informações enviadas para a ANEEL são mantidas no decorrer do tempo de modo a permitir a avaliação incremental de bases sucessivas. Essa regulamentação possibilitou a obtenção de dados para a modelagem das redes elétricas nacionais que antes eram restritas às concessionárias de energia, agora se tornaram públicas e de acesso aberto. Com isso, tornou-se possível para empresas e pesquisadores realizarem diferentes estudos com a utilização dos modelos de redes reais.

A BDGD é utilizada para dar suporte às atividades regulatórias e também para subsidiar os processos de revisão tarifária e fiscalizações técnicas e financeiras, sendo que para muitas distribuidoras são necessários grandes esforços de diferentes áreas da empresa para a compilação dos dados e atender a todos os requisitos solicitados pela ANEEL especificamente para a apuração e cálculo de perdas técnicas. Com isso, algumas informações, que não são ainda validadas pela ANEEL, podem conter inconsistências que se não identificadas e corrigidas, podem inviabilizar a aplicação do modelo de rede em determinados estudos.

Para a realização de estudos elétricos é necessário a transcrição dos modelos de dados da BDGD para os modelos de dados dos programas de simulação. Em [4], [5] são apresentados trabalhos que desenvolveram metodologias para conversão direta dos dados da BDGD em modelos de rede do OpenDSS, tanto de forma manual quanto de forma automática para redes sem avaliar inconsistências ou erros de cadastros. No Brasil existe mais de 100 distribuidoras de energia, que possuem diferentes tamanhos, características e complexidade de arranjos, dependendo da sua localização

geográfica e data de construção das redes de distribuição, o que faz com que a conversão dos dados da BDGD em modelos para o simulador do OpenDSS se torne uma tarefa complexa, seja por diferentes interpretações das informações cadastradas pelas distribuidoras, seja por erros de cadastro ou omissões de informações.

Neste contexto, o desenvolvimento de uma plataforma open-source, capaz de converter o modelo de dados de rede da BDGD em modelo para o programa OpenDSS e validar os dados obtidos possibilitando assim analisar as redes reais de distribuição de energia do Brasil em diferentes cenários, se apresenta como ferramenta útil para todos os envolvidos. Sendo, os objetivos deste trabalho a apresentação do desenvolvimento da plataforma de análise de inserção de GD nas redes de distribuição de energia, com a capacidade de converter e validar os modelos de rede de distribuição de energia extraídos da base de dados da BDGD, visualizar as redes extraídas em mapa georreferenciado com seus elementos, a criação de cenários de análise e visualização de resultados.

II. CONVERSÃO DA BDGD EM MODELO DO OPENDSS

A BDGD passa por uma validação da ANEEL, mas é permitido o envio quando existe uma pequena porcentagem de erros (até 10% para alguns itens) considerados não críticos. Cabe mencionar que as BDGDs atualmente são enviadas à ANEEL em períodos anuais, sendo uma fotografia da rede elétrica do final de ano, não possuindo registro das mudanças na rede que podem ter ocorrido durante o período, apesar de possuir o registro de energias mensais para consumidores e geradores.

Na Figura 1, é apresentado o processo de extração, validação e geração dos arquivos de rede para o OpenDSS.

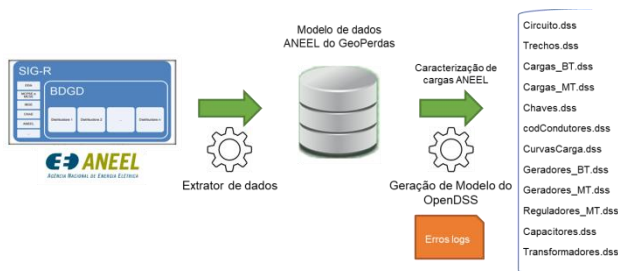


Figura 1: Processo de extração, validação e geração dos modelos de rede para o OpenDSS.

O sistema de extração de dados e geração dos modelos de rede para o OpenDSS foi desenvolvido utilizando a mesma metodologia utilizada pela ANEEL para a cálculo de perdas.

O processo de extração se inicia com a importação dos dados da BDGD para um banco de dados relacional, cujo modelo é o mesmo utilizado pela ANEEL no programa Geoperdas. A metodologia desenvolvida em Python faz a leitura da BDGD no formato *geodatabase* e a importação para a base de dados SqlServer, onde são realizadas as primeiras validações de formato e duplicação de dados. São extraídas também as coordenadas de todos os elementos de rede para permitir a visualização por camadas em mapas georreferenciados.

A utilização do banco de dados, apesar de aumentar a complexidade do processo, por outro lado permite a correção e validação das informações através de cruzamento

de informações em diferentes entidades elétricas. Além disso, diminui o uso de memória para o processamento, já que não é necessário ter em memória toda a rede de distribuição, onde para algumas distribuidoras, devido ao seu tamanho, pode inviabilizar o processamento em computadores pessoais.

As BDGDs extraídas são organizadas no gerenciador de banco de dados, onde é criado um banco de dados para cada uma, identificando a distribuidora e o ano a que se refere. Possibilitando assim estudos e comparativos para diferentes períodos da mesma distribuidora.

A. Geração de Modelo de Dados da Rede de Distribuição para o OpenDSS

O processo de geração do modelo de rede para o OpenDSS utiliza as informações extraídas da BDGD para o banco de dados. Neste processo, são realizadas as principais verificações e correções de inconsistências. As principais inconsistências analisadas nesse processo são:

- **Tensões dos transformadores:** No modelo do OpenDSS, a definição da tensão dos transformadores depende da conexão do transformador (delta ou estrela) e do tipo de transformador (monofásico, bifásico, trifásico, monofásico a três fios, delta aberto ou delta fechado). Dessa forma, são avaliados os valores declarados e se representam valores de tensão de fase ou de linha. Como por exemplo, em um banco de transformadores monofásicos ligados em delta aberto, as tensões devem ser de fase, enquanto que para uma conexão em delta fechado as tensões devem ser de linha.
- **Tensões das cargas em relação à tensão dos transformadores:** É analisada a compatibilidade de tensão (tipo de carga e tensão) em relação ao transformador que a carga está conectada. Como por exemplo, quando a tensão da carga é 380 V e monofásica e o transformador trifásico tem tensão de linha de 220 V.
- **Conectividade elétrica:** A verificação da conectividade elétrica entre os elementos de rede é realizada através de algoritmo de busca em profundidade: DFS (depth-first search) através dos campos PAC, PAC_1 e PAC_2 dos elementos de rede.
- **Sequenciamento de fases:** É avaliada a compatibilidade entre as fases declaradas nas cargas em comparação às fases do trecho e do transformador associado à carga, de forma a identificar problemas e corrigir inconsistências quando possível. Como por exemplo, quando um transformador é monofásico e a carga é trifásica, ou um transformador trifásico ligado a uma linha monofásica.

Os casos em que não é possível atribuir valores corretos para o modelo do OpenDSS, são identificados em arquivo de log e tratados de forma manual.

A geração distribuída pode ser configurada para utilizar o modelo 'Generator' ou o modelo 'PVSystem' do OpenDSS, onde dependendo da análise a ser realizada e/ou dos dados disponíveis, um modelo pode ser mais conveniente que o outro.

B. Banco de Dados de Irradiação Solar

A partir de dados históricos de temperatura ambiente e a irradiação solar obtidos de diferentes bases de dados públicas, foi possível desenvolver um banco de dados contendo a temperatura média por hora e a irradiação solar média por hora para todo ano e agrupado por municípios.

Um módulo fotovoltaico típico converte entre 6 a 20% da radiação solar incidente em energia elétrica, dependendo do tipo de tecnologia das células solares e condições climáticas. O restante da radiação solar incidente é convertido em calor, o que aumenta a temperatura do módulo fotovoltaico e reduz sua eficiência. Em [7] e [8] são apresentados avaliações de modelos de cálculos para estimar a temperatura nas células fotovoltaicas. A partir desses estudos, foi selecionado o modelo a qual os parâmetros são disponíveis e obteve-se o menor erro médio nos estudos realizados.

$$T_c = 30,006 + 0,0175 \times (G - 300) + 1,14 + (T_a - 25) \quad (1)$$

Onde:

- G é a irradiância solar total em W/m^2 .
- T_a é a temperatura ambiente em $^{\circ}C$.
- T_c é a temperatura da célula fotovoltaica em $^{\circ}C$.

Assim, com a Eq. 1, é possível estimar a curva de temperatura diária do painel solar.

Essa base de dados é a fonte dos dados para a geração dos modelos para o OpenDSS referente a geração distribuída fotovoltaica utilizando o modelo 'PVSystem'.

C. Caracterização das Cargas

A geração dos modelos de cargas de média e baixa tensão para o OpenDSS, utiliza a mesma metodologia de caracterização das cargas empregada pela ANEEL [6] no seu programa de cálculo de perdas técnicas (Geoperdas).

No modelo de carga do OpenDSS é necessário definir a demanda máxima da carga e sua curva típica de consumo diário. As curvas típicas diárias são obtidas de campanhas de medição de cada distribuidora de energia. Essas curvas são agrupadas por classes de consumo, sendo elas: residenciais, comerciais, industriais, rural, serviço público e iluminação pública.

A demanda máxima de cada consumidor é calculada a partir do registro mensal de energia consumida, das curvas típicas de consumo (consumidor-tipo), do percentual do referido mercado de energia de cada consumidor-tipo e considerando a proporção de energia do mercado de referência observada entre dias úteis, sábado, domingos e feriados.

Assim, para cada tipo de classe de consumidor e para cada tipo de dia (DU, SA, DO), calcula-se:

$$\begin{aligned} EnerClassKwh = & \sum_{i=1}^{24} CrvCRG_{classDUi} \\ & + \sum_{i=1}^{24} CrvCRG_{classSAi} \\ & + \sum_{i=1}^{24} CrvCRG_{classDOi} \end{aligned} \quad (2.1)$$

$$PropEnerMes_{Tipo} = \frac{\sum_{i=1}^{24} CrvCRG_{classTipo_i}}{EnerClassKwh} * Num_{diasTipo} \quad (2.2)$$

$$EnerClass_{tipopropmes} = \frac{PropEnerMes_{Tipo}}{PropEnerMes_{DU} + PropEnerMes_{SA} + PropEnerMes_{DO}} \quad (2.3)$$

Onde $CrvCRG_{class}$ é a curva típica de carga associada ao consumidor e $Num_{diasTipo}$ é o número de dias do mês para cada tipo de dia (DU, SA, DO).

O fator de carga para cada tipo de dia pode ser calculado por:

$$f_{cTipo} = \frac{\sum_{i=1}^{24} CrvCRG_{classTipo_i}/24}{\max(\sum_{i=1}^{24} CrvCRG_{classTipo_i})} \quad (2.4)$$

E por fim, calcula-se a demanda máxima da carga para cada tipo de dia por:

$$Dem_{MaxTipo} = \frac{Energia_{mes} * EnerClass_{tipopropmes}}{Num_{diasTipo} * 24 * f_{cTipo}} \quad (2.5)$$

Dessa forma, são obtidos modelos mensais para três grupos típicos de dias (Dia útil - DU, Sábados - SA e Domingos e feriados - DO) totalizando 36 modelos de rede por ano.

D. Caracterização da Carga e Geração para os Prosumidores

Para os consumidores que possuem sistema de geração de energia, os chamados prosumidores, a caracterização da carga deve utilizar uma metodologia diferente. Isso porque o registro da energia consumida na BDGD é uma energia líquida, ou seja, o medidor de energia registra o consumo quando a geração de energia for menor que o consumo local. Ao mesmo tempo temos o registro da energia injetada na rede, que da mesma forma, é uma energia líquida. O medidor de energia registra a energia injetada na rede quando a geração de energia é maior que o consumo local. Assim, o total tanto do consumo quanto da geração não é medido pelas concessionárias, necessitando de estimativas para a aplicação da metodologia de caracterização das cargas e geração.

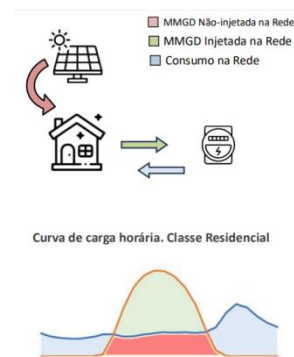


Figura 2: Sistema de medição de energia para MMGD. Fonte [8]

A geração de energia pode ser estimada a partir da potência instalada declarada na BDGD e os dados de irradiação, conforme (2).

$$E_g = Pot_{inst} \times HSP \times \eta\% \times N_{dias} \quad (3)$$

Onde:

- E_g é a energia gerada (kWh/mês).

- Pot_{inst} é a potência declarada na BDGD (representa o menor valor entre a potência do inversor e a potência dos módulos fotovoltaicos) em kW.
- HSP é a número de horas de sol pleno.
- $\eta\%$ é o rendimento do sistema. Assumido 0,75 [9].
- N_{Dias} é o número de dias do mês.

Conforme [10], esta metodologia (3) pode estar subestimando a geração de energia para as MMGD em 33% em média para o estado da Bahia e em torno de 22% para São Paulo, devida fatores como:

- Ausência do IRL (*Inverter Loading Ratio*) na metodologia, sendo que são utilizados valores de até 130% dependendo da localidade.
- Perdas nos inversores por clipping.
- Inconsistências de cadastro da potência instalada.

Em [11], a EPE faz uma estimativa do percentual da geração fotovoltaica que é autoconsumida instantaneamente, através de campanhas de medição em consumidores de diferentes tipos e que possuem geração no mesmo local de consumo.

Tabela 1: Fatores anuais típicos de autoconsumo para fontes fotovoltaicas

Segmento	Autoconsumo Φ
Comercial_AT	80%
Comercial_AT_Remoto	0%
Comercial_BT	50%
Residencial	40%
Residencial_Remoto	20%

Assim, pode-se estimar a geração de energia fotovoltaica a partir dos dados de energia injetada na rede registrada pelos medidores.

$$E_g = \frac{E_i}{1-\Phi} \quad (4)$$

Onde:

- E_g é a energia gerada (kWh/mês).
- E_i é a energia injetada na rede declarada na BDGD (kWh/mês).
- Φ é o fator de autoconsumo para o segmento.

Dessa forma, a caracterização da carga para consumidores com geração fotovoltaica pode ser realizada aplicando a mesma metodologia adota pela ANEEL, considerando a soma da energia consumida líquida com o autoconsumo. Da mesma forma, os geradores podem ser caracterizados através da soma do autoconsumo com o valor da energia injetada na rede.

E. Validação dos Arquivos Gerados para o OpenDSS

Os modelos de rede gerados para o OpenDSS são arquivos de texto com extensão *dss* e são organizados no servidor em diretórios por código da distribuidora, subestação e por circuito. Esses arquivos agora são validados utilizando o simulador de fluxo de potência a partir da interface para Python (*py_dss_interface*) do OpenDSS. As verificações realizadas são:

1. Tensão de controle dos reguladores de tensão e dos capacitores: No modelo de rede a tensão deve ser definida para cada tipo de elemento e sua conexão, (trifásico, monofásico em banco e conexões delta fechado, delta aberto ou estrela).

Quando esse valor é definido incorretamente, o simulador não apresenta erros, entretanto os valores obtidos na simulação apresentam resultados incoerentes e de difícil determinação do problema na modelagem, principalmente em rede extensas.

2. Inversão de bus: Analisa-se a topologia da rede, partindo do início do circuito, verifica-se, para cada trecho, se o final de um trecho está conectado ao início do trecho subsequente.
3. Trechos isolados ou em malha: Verifica-se a existência de trechos ou elementos não conectados ao circuito.
4. Convergências do cálculo: Ao executar o fluxo de potência, se obtém o número de interações realizadas pelo simulador e se conseguiu convergir os cálculos para determinar os valores de tensão em todos os barramentos do circuito.

Para os arquivos validados, os resultados dos cálculos dos fluxos de potência são exportados em formato *json* para facilitar a interação das informações com a plataforma Web.

Para cada uma das simulações é gerado um arquivo no formato *json*, ou seja, um arquivo para cada mês e tipo de dia. Os arquivos gerados no formato *json*, contêm as tensões e correntes por fase de todos os barramentos e as potências ativas e reativas dos transformadores da subestação dos circuitos simulados para cada hora do dia.

Esses resultados das simulações de rede são utilizados como casos base para as análises.

III. PLATAFORMA DE ANÁLISE DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

A plataforma desenvolvida em ambiente Web permite o uso do sistema sem a necessidade de instalação de programas ou bibliotecas. Permitindo ainda escalabilidade e uso em diferentes sistemas operacionais.

A interface do usuário possui a capacidade de visualizar todas as redes de distribuição de energia previamente extraídas das BDGDs em um mapa georreferenciado. O usuário seleciona através de um menu lateral, a distribuidora de energia e a subestação e então são carregados no mapa todos os circuitos da subestação selecionada, ou seleciona um circuito específico para análise individual desse circuito. Para a análise dos circuitos, seleciona-se o tipo de cenário, o tipo de dia e o mês de referência.

Na Figura 3 é apresentada a interface da plataforma de análise com a visualização dos circuitos de uma subestação, onde os circuitos são representados por diferentes cores e em destaque as funcionalidades de seleção de circuitos.



Figura 3: Seleção dos circuitos e cenário para análise.

No menu lateral é possível selecionar as camadas de visualização contendo a localização geográfica dos elementos da rede selecionada. Cada elemento de rede possui um símbolo de identificação. Ao passar o mouse sobre cada símbolo no mapa, são apresentadas as informações do elemento da rede, ver Figura 4.



Figura 4: Visualização dos elementos de rede georreferenciados e dos dados cadastrais no mapa.

Selecionado a opção sumário, no menu lateral, é apresentado de forma tabular informações sobre a subestação e seus circuitos. Nas tabelas 2 a 5 são apresentadas as informações do sumário para a subestação TAU da EDP-SP para o ano de 2022.

Tabela 2: Sumário da subestação.

CIRC	DIST	NOME	SUB	TR_AT
16	391	TAUBATE	TAU	2

Tabela 3: Sumários dos transformadores da subestação.

POT_NOM	TEN_PRI	TEN_SEC	TOTAL_GD_BT	TOTAL_GD_MT	UNI_TR_AT
60000	138	13,8	3048.99	2818	295TRTAU00019
60000	138	13,8	2140.01	2750	295TRTAU00029

Tabela 4: Sumário dos circuitos de média tensão

GDMT	MT_MAX_DEM	NOME	UCMT
3	2293,69	RTAU 1301	10
1	687,55	RTAU 1302	3
2	941,83	RTAU 1303	7
1	2018	RTAU 1304	14
0	2830,59	RTAU 1305	13
1	2357,71	RTAU 1306	17
0	486,11	RTAU 1307	2
1	2577,83	RTAU 1308	16
0	8891,57	RTAU 1309	11
0	2211,67	RTAU 1310	10
0	916,56	RTAU 1311	11
0	1694,54	RTAU 1312	14
2	854,48	RTAU 1313	8
0	800,66	RTAU 1314	7
0	0	RTAU 1390	0
0	0	RTAU 1391	0

Tabela 5: Sumário dos circuitos de baixa tensão.

BT_MAX_ENE	GDBT	NOME	TRAFO_MT	UCBT
638857,58	17	RTAU 1301	89	2751
1552766,36	238	RTAU 1302	169	5316
2189108,22	90	RTAU 1303	220	11187
987878,83	11	RTAU 1304	84	3453
1679768,49	49	RTAU 1305	181	7868
1529486,1	101	RTAU 1306	137	4500
1491654,7	39	RTAU 1307	121	7520
1663420,5	29	RTAU 1308	145	6174
332107,22	2	RTAU 1309	34	1028
366390,99	1	RTAU 1310	13	457
1387398,23	35	RTAU 1311	121	5710
1787786,27	42	RTAU 1312	194	9041
1832560,8	46	RTAU 1313	201	9568
2495073,73	104	RTAU 1314	262	12482
0	0	RTAU 1390	0	0
0	0	RTAU 1391	0	0

IV. ANÁLISE DE CASO BASE

A análise do caso base se refere a análises das tensões e correntes em todas as barras dos circuitos da rede de distribuição obtidos da BDGD antes de aplicar qualquer

método de alocação de geração ou ajuste de carga. Essa análise é importante para a verificação inicial das características dos circuitos como: quantidade e localização de sistemas fotovoltaicos já instalados na média e baixa tensão; características de perfil de tensão dos alimentadores; e carregamento dos transformadores para os diferentes tipos de dias e meses do ano.

A subestação TAU (Taubaté) da EDP-SP de 2022, possui 16 circuitos sendo 2 circuitos utilizados para manobras/socorro e portanto sem geração ou carga, distribuídos em 2 transformadores de 60MVA cada. Possui 143 SFV instalados na média tensão e 804 SFV instalados na baixa tensão, resultando em uma taxa de penetração de energia solar de 9,78% para o transformador “295TRTAU00019” e 8,15% para o transformador “295TRTAU00029” como pode ser observado a partir das tabelas de 2 à 5. Para a análise do caso base para esse subestação foi escolhido o perfil de cargas e de geração para o mês de janeiro e para dias úteis.

A. Carregamento dos transformadores

Utilizado a plataforma, seleciona-se o tipo de cenário, tipo de dia e o mês de referência para a visualização dos resultados do cálculo de fluxo de potência. Na Figura 5 é apresentada a plataforma de análise, com destaque nas opções de seleção de cenários.

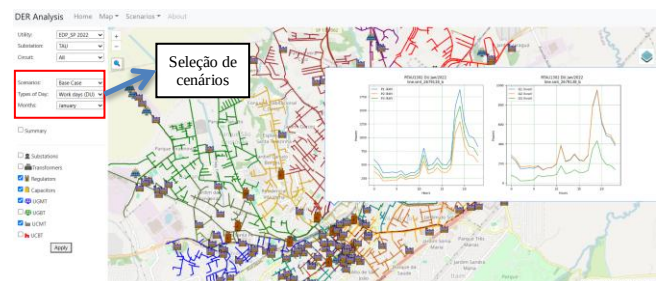


Figura 5: Plataforma de análise com destaque nas opções de seleção de cenários.

Na Figura 5 são apresentadas as curvas diárias de potências ativa e reativa para os transformadores da subestação.

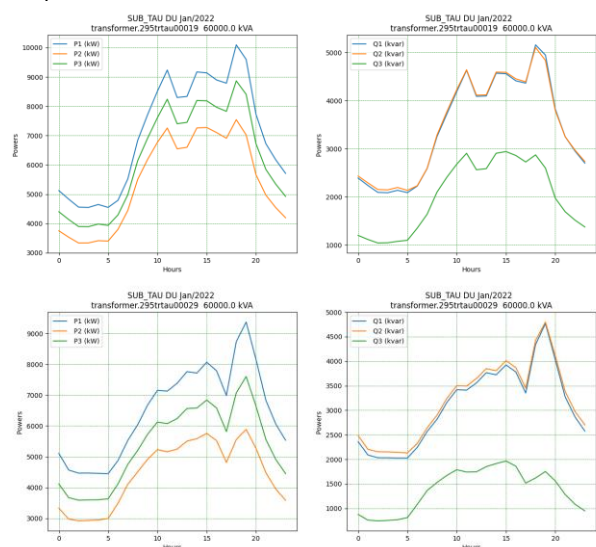


Figura 6: Curvas diárias de potência ativa e reativa para os transformadores da subestação.

Na Figura 7 são apresentados os agrupamentos de curvas de potências ativa e reativa, para 5 circuitos da subestação TAU da EDP-SP, obtido através do cálculo de fluxo de potência e que podem ser visualizadas na plataforma clicando sobre cada alimentador como visto na Figura 5.

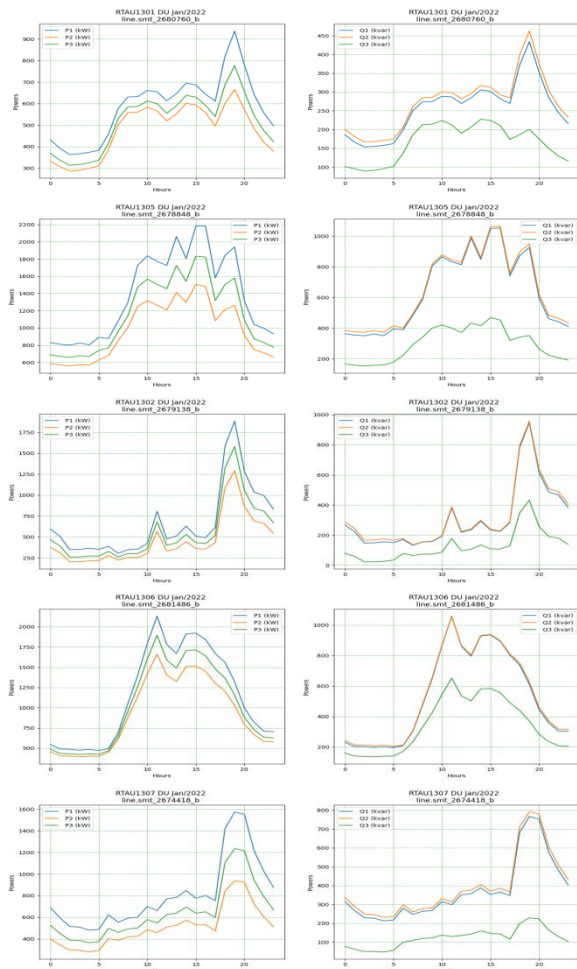


Figura 7: Visualização das potências ativas e reativas para a Subestação TAU – Circuitos RTAU1301, RTAU1305, RTAU1302, RTAU1306, RTAU1307.

B. Perfil de Tensão

A plataforma possibilita a verificação dos valores das tensões para todas as barras dos circuitos diretamente no mapa através de janelas (*pop-up*) que aparecem quando se passa o mouse sobre um trecho de circuito. Além disso, o sistema identifica automaticamente todos os trechos que estão com uma ou mais fases com valor maiores que 1.05 pu e menores de 0.93 pu. Esses trechos são identificados no mapa na cor vermelha.

O resultado da simulação do fluxo de potencia para o alimentador RCAC1302 da EDP-SP considerando dias úteis, o mês de janeiro de 2022 e a hora 13 do dia é apresentado na Figura 8, onde pode ser observado o mapa do alimentador com trechos de tensão precária na cor vermelha, e um *pop-up* com informações dos valores das tensões no trecho selecionado.

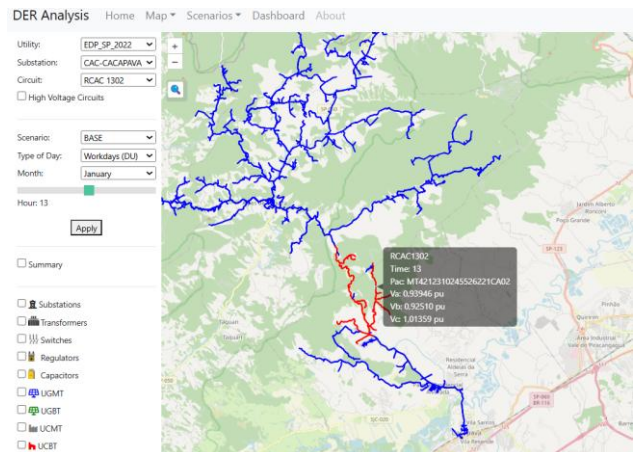


Figura 8: Plataforma de análise com identificação de trechos com tensão precária.

C. Desequilíbrio de Cargas.

As cargas nos circuitos de distribuição de energia são naturalmente desequilibradas devido à forma de conexão das cargas (monofásicas, bifásicas e/ou trifásicas) e diferentes hábitos de consumo. No modelo de dados para o OpenDSS, as fases das cargas são obtidas na tabela de consumidores de média e baixa tensão (UCMT, UCBT) da BDGD, entretanto também é possível obter as fases das cargas da tabela de medidores de energia (EQME).

Para os dados da EDP-SP de 2022, na subestação ITQ (Itaquaquecetuba), um comparativo entre as fases de conexão das cargas de baixa tensão e as fases dos medidores de energias dos mesmos consumidores, resultou em mais de 30% das fases declaradas na tabela de consumidores de baixa tensão (UCBT) diferem das fases declaradas para seus medidores (EQME).

Tabela 6: Percentual de cargas de baixa tensão com diferenças entre as fases cadastradas nas tabelas da BDGD.

SE	CIRCUITO	DIF. FASES
ITQ	RITQ 1301	31,29%
ITQ	RITQ 1302	30,28%
ITQ	RITQ 1303	38,02%
ITQ	RITQ 1304	27,48%
ITQ	RITQ 1305	27,39%
ITQ	RITQ 1306	27,43%
ITQ	RITQ 1307	27,02%
ITQ	RITQ 1308	39,73%
ITQ	RITQ 1309	44,56%
ITQ	RITQ 1310	42,54%
ITQ	RITQ 1311	35,81%
ITQ	RITQ 1312	31,43%
ITQ	RITQ 1313	29,22%
ITQ	RITQ 1314	22,20%

Assim, para verificar o efeito no desequilíbrio das cargas foi realizada uma análise do fator de desequilíbrio para os circuitos da subestação ITQ, considerando as fases das cargas obtida das duas formas.

Na Figura 9(a) são apresentadas as curvas diárias das potências ativa e reativa no início do alimentador ITQ1310 para o mês de janeiro de 2022 e dia útil, onde o modelo de carga utilizou as fases definidas na tabela de cargas da

BDGD e na Figura 9(b) são apresentadas as curvas das potências ativa e reativa no mesmo ponto e as cargas definidas pelas fases dos medidores de energia.

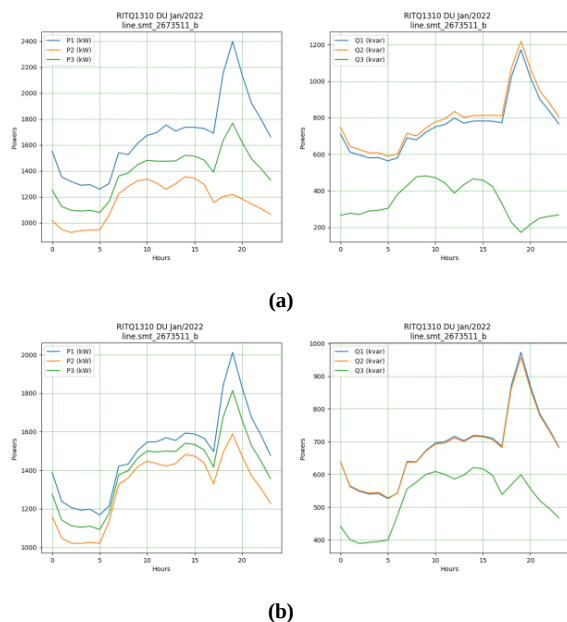


Figura 9: (a) Potências ativa e reativa do circuito RITQ1310 com as fases definidas pela tabela de cargas; (b) Potências ativa e reativa do circuito RITQ1310 com as fases definidas pela tabela de medidores.

Verificou-se que para todos os circuitos analisados, o desequilíbrio das cargas foi menor quando utilizado as definições de fases obtidas das tabelas de medidores de energia, passando de um fator de desequilíbrio máximo de próximo de 2% para menos de 0,5%.

V. CONCLUSÕES

O aumento da geração distribuída nas redes das distribuidoras requer ferramentas compatíveis para acompanhamento das redes e para o planejamento da expansão. Assim, sendo uma fonte de dados *open-source*, de fácil acesso e que não necessita de grande conhecimento técnico para a sua utilização, como a plataforma desenvolvida nesse trabalho, se apresenta como ferramenta de grande valia para os entes do setor. Sendo assim, a utilização da mesma abre caminho para análises mais profundas acerca da estrutura das redes de distribuição brasileiras atuais, sua evolução ao longo dos anos e, adicionalmente, a realização de diferentes estudos sobre aumento da capacidade de hospedagem.

É importante ressaltar que a validação dos dados das redes reais é peça chave para que os resultados obtidos nas modelagens sejam aderentes com a realidade das redes físicas. Nesse sentido, a plataforma desenvolvida pode ser incrementada para proporcionar estudos diversificados, uma vez que os dados forem validados de forma congruente a análise a ser realizada. A plataforma desenvolvida permite a realização da extração, verificação, tratamento de inconsistências e modelagem dos dados das BDGDs em modelos para o OpenDSS. Através de simulações de fluxo de potência são obtidos os valores de tensão e corrente para todas as barras dos circuitos e apresentados os valores através de gráficos, de forma tabular e informando os valores ao passar o mouse sobre os elementos de rede no mapa.

Foram apresentados resultados de análises de casos base para os circuitos de uma subestação, demonstrando o potencial de utilização da plataforma tanto para os gestores e operadores do sistema, para análises de planejamento e automatização de relatórios de análises, quanto para consumidores para análise preliminar de conexão, além dos pesquisadores para análises de diferentes metodologias para avaliar o aumento da capacidade de hospedagem de RED.

A plataforma de análise continua em desenvolvimento, novas ferramentas para auxiliar a criação automatizada de cenários e metodologias de alocação de RED a partir de informações socioeconômicas e locais estão em desenvolvimento.

AGRADECIMENTOS

Agradecemos o apoio do RCGI – Research Centre for Greenhouse Gas Innovation (23.1.8493.1.9), sediado pela Universidade de São Paulo (USP), patrocinado pela FAPESP – Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (2020/15230-5) e patrocinado pela TotalEnergies, e a importância estratégica do apoio dado pela ANP (Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis) por meio da regulamentação da taxa de P&DI.

REFERÊNCIAS

- [1] Dugan, R. C., & Montenegro, D. (2020). The Open Distribution System Simulator (OpenDSS) Reference Guide. Electric Power Research Institute. Washington, DC: Electric Power Research Institute. Retrieved from <https://sourceforge.net/p/electricdss/code/HEAD/tree/trunk/Distrib/Doc/OpenDSSManual.pdf>.
- [2] ANEEL. PRODIST MODULO 10 - SISTEMA DE INFORMAÇÃO GEOGRÁFICA REGULATÓRIO. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren201956_2_9.pdf.
- [3] ANEEL. Base de Dados Geográfica da Distribuidora – BDGD – Dados Abertos. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/base-de-dados-geografica-da-distribuidora-bdgd>.
- [4] REZENDE, Gabriel de. Ferramenta computacional para modelagem e validação automática de redes elétricas de distribuição de baixa tensão da BDGD para estudos estáticos e temporais em sistemas elétricos de potência. 2024. 117 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica Eletrotécnica) - Universidade Federal do Amazonas, Manaus, 2024.
- [5] Felber, Y.T., Assis, F.A., Coelho, F.C.R. et al. Data-Driven Approach for Distributed Generation Impacts Assessment in the Brazilian Regulatory Framework. J Control Autom Electr Syst 35, 935–948 (2024). <https://doi.org/10.1007/s40313-024-01120-x>.
- [6] ANEEL. PRODIST. Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren201956_2_6.pdf.
- [7] YANG, Renata Lautert et al. Estimção da temperatura em células fotovoltaicas para sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica em Curitiba. In: Conferência Internacional de Energias Inteligentes-Smart Energy CIEI&EXPO 2018.
- [8] Olukan, Tuza A., and Mahieddine Emziane. "A comparative analysis of PV module temperature models."Energy Procedia 62 (2014): 694-703.
- [9] ONS (2023). Previsões de Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética. PLAN 2024-2028.
- [10] EPE (2023) NOTA TÉCNICA EPE DEA-SEE 007/2023. Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão 1a Revisão Quadrimestral da Carga para o Planejamento Anual da Operação Energética PLAN 2023 – 2027.
- [11] EPE (2023) NOTA TÉCNICA EPE DEA-SEE 014/2023. Aprimoramento na Metodologia de Estimção da Geração de Microgeradores e Minigeradores Fotovoltaicos Distribuídos.