



## GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

### CÁLCULO DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE MINIGERAÇÃO FOTOVOLTAICA, USANDO AS BASES DE DADOS GEOGRÁFICAS DA DISTRIBUIÇÃO

IGOR VISCONTI(1);BRUNO LUIZ DA COSTA FONSECA(1);MARCELO ROSADO DA COSTA  
CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELETRICA CEPEL(1)

#### RESUMO

Este artigo apresenta uma metodologia e uma aplicação prática do cálculo de capacidade de hospedagem de minigeração solar na rede de distribuição de Fernando de Noronha, utilizando a Base de Dados Geográfica da Distribuição (BDGD) de 2019 da CELPE, disponibilizada pela Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD) da ANEEL. O modelo BDGD é proposto pela ANEEL no módulo 10 do PRODIST, e a partir de um processo de extração, transformação e armazenamento dos dados, a BDGD foi validada e mapeada no formato de entrada de um simulador computacional de fluxo de potência trifásico.

PALAVRAS-CHAVE – Geração Distribuída, Capacidade de hospedagem de GD, Redes de Distribuição

#### 1.0 INTRODUÇÃO

A tendência de degradação do meio ambiente observada nos últimos anos convenceu a maior parte da sociedade e comunidade científica de que estamos diante de uma iminente irreversibilidade dos impactos da exploração desenfreada dos recursos naturais. A resposta do setor elétrico mundial foi impulsionar uma transição energética aumentando gradativamente a parcela de fontes renováveis na matriz energética, com destaque para fontes de energia solar e eólica. O paradigma da Geração Distribuída (GD) também descentralizou os pontos de conexão dessas fontes de energia, acrescentando novos desafios para a operação do sistema, onde as redes de distribuição passaram a ter características mais dinâmicas e requisitos de gestão mais sofisticados.

A ANEEL descreve as condições gerais em (1) para o acesso de microgeradores (potência instalada até 75 kW) e minigeradores (potência instalada acima de 75 kW e até 5 MW) nas redes de Baixa, Média e Alta tensão (BT, MT e AT), e posteriormente regulamenta o sistema de compensação de energia em (2), oferecendo ao autoprodutor independente créditos em tarifas futuras proporcionais ao excedente de energia não consumida localmente ou remotamente. Embora as distribuidoras publiquem seus próprios documentos de referência para orientar os agentes que fazem consultas e pedidos de conexão de GD (3) e (4), o PRODIST contém os critérios e limites dos indicadores do estado do sistema que não podem ser violados após a conexão de um novo elemento de geração de energia conectado à rede (5).

O conceito de *Hosting Capacity* foi traduzido, neste artigo como “capacidade de hospedagem”, mas também é referenciado na literatura como “capacidade de acomodação” (6) e (7), e foi cunhado para definir a máxima quantidade de produção e consumo de energia conectada a uma rede sem comprometer a sua confiabilidade ou deteriorar a qualidade da energia disponibilizada aos consumidores conectados à rede em questão. Os principais impactos da GD que limitam a capacidade de hospedagem da rede são (7):

- **Problemas de tensão** – variações de tensão de longa duração, como afundamentos, oscilações e sobretensões são consequência da intermitência de fontes de GD como a solar e eólica;
- **Sobrecarga de equipamento da rede** – todos os equipamentos da rede elétrica são projetados para trabalhar com valores nominais de tensão e corrente, e consequentemente há um limite de capacidade de condução de corrente, também associado à temperatura que o equipamento pode suportar;
- **Aumento excessivo de nível de curto-circuito** – a conexão pode aumentar o nível de curto-circuito, cujo valor pode violar as capacidades máximas de disjuntores;
- Harmônicos, flutuação e desequilíbrios de tensão,
- Fluxo de potência ativa reverso.

Algumas práticas para aumentar a capacidade de hospedagem das redes incluem:

- **Reconfiguração e reforço da estrutura de cabos** nas linhas de média e baixa tensão podem aumentar o limite térmico, ou capacidade de corrente em regime, compensando problemas de regulação de tensão e nível de curto-circuito.
- **Reconfiguração de esquemas de controle de tensão**, através de novos ajustes nos *taps* das subestações AT/MT, ou em reguladores de tensão instalados na média tensão, ou nas estratégias de chaveamento de capacitores.
- **Sistemas de Armazenamento de Energia, contratos de resposta da demanda e controle coordenado de tensão Volt/Var** são opções que surgem como soluções dependentes de uma moderna infraestrutura de redes elétricas inteligentes, ainda incipientes no país.

Na próxima seção será apresentada a metodologia utilizada para avaliação da capacidade de hospedagem de energia a partir de dados reais extraídos de BDGDs atualizadas anualmente pelas distribuidoras. A BDGD descreve os componentes de rede, sua topologia georreferenciada, integrando essa base com outras informações como curvas de carga de campanhas de medição, publicadas pelas distribuidoras em audiências públicas. Na seção 3, será apresentado um estudo da rede de distribuição de Fernando de Noronha, que adotou uma série de iniciativas para incorporar novas tecnologias de redes elétricas inteligentes, cujos dados foram obtidos da BDGD da CELPE de 2019. Na última seção são apresentadas as considerações finais sobre a metodologia, os dados, as ferramentas computacionais utilizadas e os resultados obtidos.

## 2.0 METODOLOGIA PARA AVALIAÇÃO DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM

### 2.1 Base de Dados Geográfica da Distribuição (BDGD)

Desde a publicação da primeira versão do PRODIST em 2008, foram estabelecidos os requisitos para a construção do modelo regulatório de informações geográficas na distribuição, e por meio da Resolução Normativa nº395/2009, a ANEEL instituiu o Sistema de Informação Geográfica Regulatório (SIG-R) e a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) com intuito de estruturar o modelo de dados das redes de distribuição, auxiliando atividades de regulação e reajuste tarifários. Isso levou as próprias distribuidoras a realizarem levantamentos de seus ativos, cadastrando os diversos componentes das redes de distribuição com suas respectivas coordenadas geográficas. Esses esforços começaram em 2008 e o modelo de dados atualmente utilizado foi consolidado em 2014 (8).

O SIG-R é estruturado como um modelo de dados relacional e espacial, onde as tabelas que compõe esse modelo de dados são descritas no módulo 10 do PRODIST (9). A BDGD descreve a topologia do sistema elétrico real, através de **entidades geográficas** (tabelas informações de latitude e longitude) que se relacionam com **entidades não geográficas** e com o Dicionário de Dados da ANEEL (DDA). O modelo geográfico da BDGD deve conter o traçado geométrico dos segmentos de rede de alta, média e baixa tensão, a localização geográfica das estruturas de suporte, dos equipamentos e consumidores, a delimitação das subestações e as áreas de atuação das distribuidoras. A FIGURA 1 ilustra algumas destas camadas.

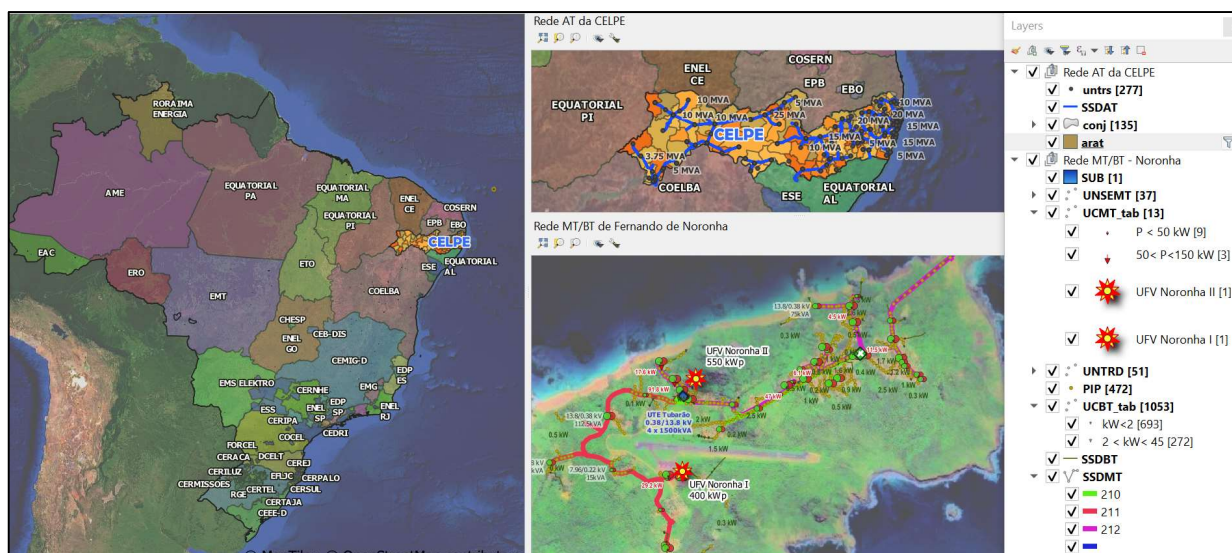


FIGURA 1 – No quadro maior, as áreas de atuação das distribuidoras (ARAT) do Brasil que enviaram suas BDGDs em 2020; dois destaques são incluídos: no primeiro, a Rede AT da CELPE, seus 135 conjuntos (CONJ), as subestações AT/MT (SUB) e as linhas de subtransmissão (SSDAT); no segundo destaque, a rede MT/BT de Fernando de Noronha, com destaque para as Usinas Fotovoltaicas (UFVs), transformadores MT/BT (UNTRD), Linhas de MT e BT (SSDMT e SSDBT).

Bancos de dados espaciais implementam tipos de dados que têm a capacidade não só de armazenar coordenadas geográficas, mas também comparar relacionamentos entre geometrias, ou feições, de acordo com a terminologia destes tipos primitivos de dados espaciais (pontos, linhas e polígonos), que estendem os conceitos de bancos de dados relacionais com índices espaciais, consultas espaciais, e muitas técnicas de geoprocessamento. As áreas de atuação das distribuidoras (ARAT) se dividem em conjuntos (CONJ), ambos são camadas vetoriais do tipo **polígono**. As subestações (SUB), as Unidades Consumidoras de Média e Baixa Tensão (UCMT e UCBT), os transformadores AT/MT e MT/BT (UNTRS e UNTRD), os reguladores de tensão e unidades compensadoras de reativos de MT (UNREMT e UNCRMT), são do tipo **ponto**, enquanto os segmentos de distribuição de AT/MT/BT (SSDAT, SSDMT e SSDBT) são do tipo **linha**. O QGIS foi o software utilizado para importar, transformar e armazenar as informações dos arquivos que compõem o banco de dados espacial enviado à ANEEL. Ele dispõe de inúmeras funcionalidades para geoprocessamento (12).

## 2.2 Integração das bases

A seguir, serão descritas as etapas para integrar as bases de dados heterogêneas com os dados pertinentes para modelar uma rede de MT e BT.

### 2.2.1 Extrair da BDGD, a rede MT/BT alimentada por uma subestação de interesse

A FIGURA 2 ilustra a extração de duas redes do estado do Rio de Janeiro, que estão contidas nas áreas de atuação (ARAT) de duas distribuidoras diferentes, a LIGHT e a ENEL. O mapa do estado, destaca as áreas de atuação das duas distribuidoras citadas e da ENF; as linhas de subtransmissão (SSDAT) interligam subestações AT/MT (SUB), como as subestações SETD LEME e SE Piratininga. Devem ser extraídos todos os elementos à jusante das subestações. O barramento de alta tensão destas subestações será modelado no simulador de fluxo de potência trifásico como uma barra infinita, isto é, como um suprimento que mantém a tensão constante. Os quadros que detalham estas redes mostram as linhas de AT se conectando às subestações e delas saem os alimentadores de média tensão. Também são apresentados os transformadores MT/BT que alimentam as redes de baixa tensão. Todos estes elementos devem ser mapeados para o formato de entrada do OpenDSS.

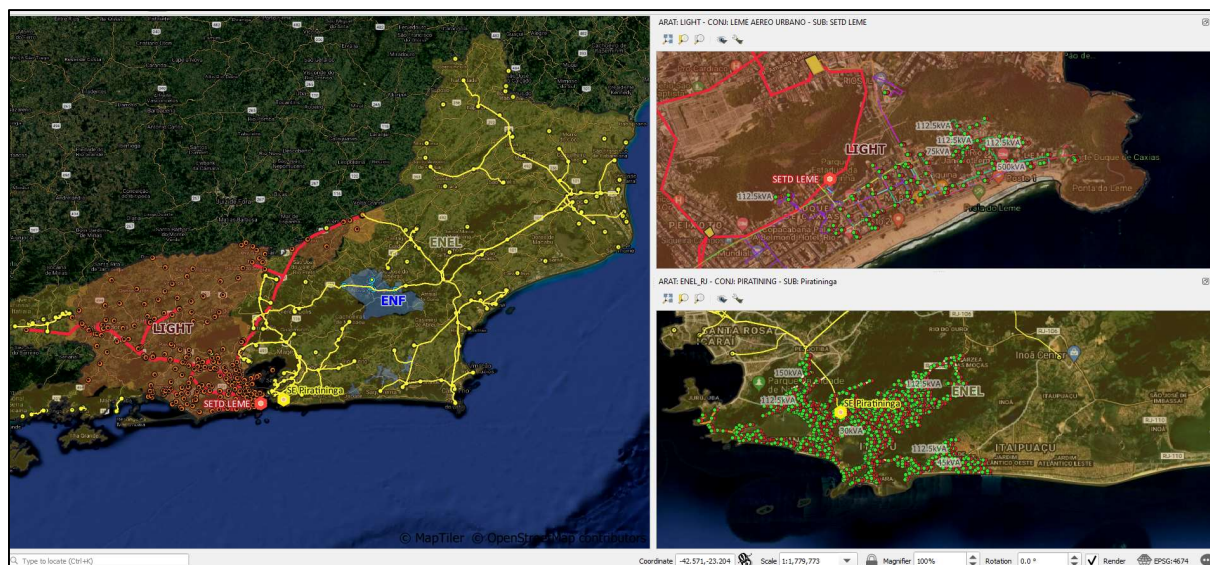


FIGURA 2 – Exemplos de extração de subestações (SETD Leme e Piratininga), e suas redes de MT/BT.

### 2.2.2 Transformar os dados, a partir de consultas relacionais e espaciais

Nesta etapa, é feito o cruzamento entre as entidades geográficas, entidades não geográficas e o DDA, que compõe o SIG-R. Os dados de cargas e GD cadastrados nas BDGDs são disponibilizados sem as coordenadas geográficas, sendo utilizadas as coordenadas dos postes para localizá-las aproximadamente no mapa. Os postes também servem para integrar dados de GD conectadas nas redes BT, que não costumam ser incluídas pelas distribuidoras. O SISGD é a fonte de dados disponível *online* em (13) que apresenta um *dashboard* com inúmeros filtros para consulta de todas as GD do país cadastrada com Códigos de Empreendimentos de Geração (CEG). Embora a página apresente um mapa com as unidades de GD, não é possível importar os dados com as coordenadas geográficas, ainda que cada registro de GD tenha uma chave estrangeira com a SUB à qual a GD está conectada, além de alguns campos com informações se a GD está conectada na MT ou BT, potência instalada e data de conexão. Técnicas de geoprocessamento podem ser utilizadas para integrar esses geradores de pequeno porte em estudos de fluxo de potência trifásico.



### 2.2.3 Integrar tipologias de cargas de campanhas de medição das distribuidoras

As distribuidoras enviam para a ANEEL em consultas e audiências públicas voltadas para revisão tarifárias, as curvas de cargas estratificadas por tipo de consumidor (residencial, rural, comercial, industrial...), por tipo de dia (sábado, Domingo e Dia útil) e por nível de tensão (MT, BT). Esses perfis de carga devem ser obtidos dos relatórios de campanhas de medição mais recentes enviadas pela distribuidora. As tipologias são relacionadas com atributos das camadas de Unidades Consumidoras de Média e Baixa Tensão (UCMT e UCBT) e iluminação pública (PIP). Como as BDGDs apresentam para as camadas UCMT, UCBT e PIP dados de consumo mensais em kWh, é preciso calcular o valor da demanda média no mês e multiplicar esta demanda média pela curva de carga associada à tipologia da unidade de consumo. Estas curvas de cargas são normalizadas pelas suas médias, e armazenadas no banco de dados. A FIGURA 3 ilustra curvas da campanha de medição da CELPE de 2017.

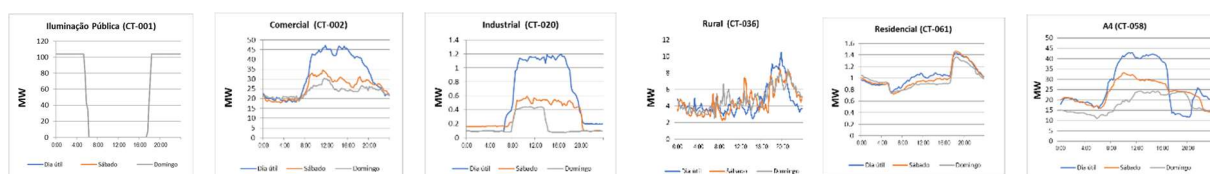


FIGURA 3 – Exemplos de curvas de cargas, discriminadas por tipo de consumidor e dias da semana, antes de serem normalizadas pelas respectivas demandas médias diárias.

### 2.2.4 Carregar a rede no formato de dados de entrada do simulador trifásico de fluxo de potência

O OpenDSS calcula fluxos de potência para um dado ponto de operação (modo *Snapshot*), para um dia (mode *Daily*), e para uma sucessão de dias (uma semana, um mês, um ano). Os indicadores elétricos do sistema devem ser registrados iterativamente, a fim de se observar se algum deles ultrapassa limites térmicos dos equipamentos (sobrecargas em transformadores ou violação de limites de correntes de linhas e disjuntores), se há fluxo reverso na subestação AT/MT, ou se ocorrem sobretensões no sistema (7) e (14). O processo descrito até aqui é ilustrado esquematicamente na FIGURA 4.

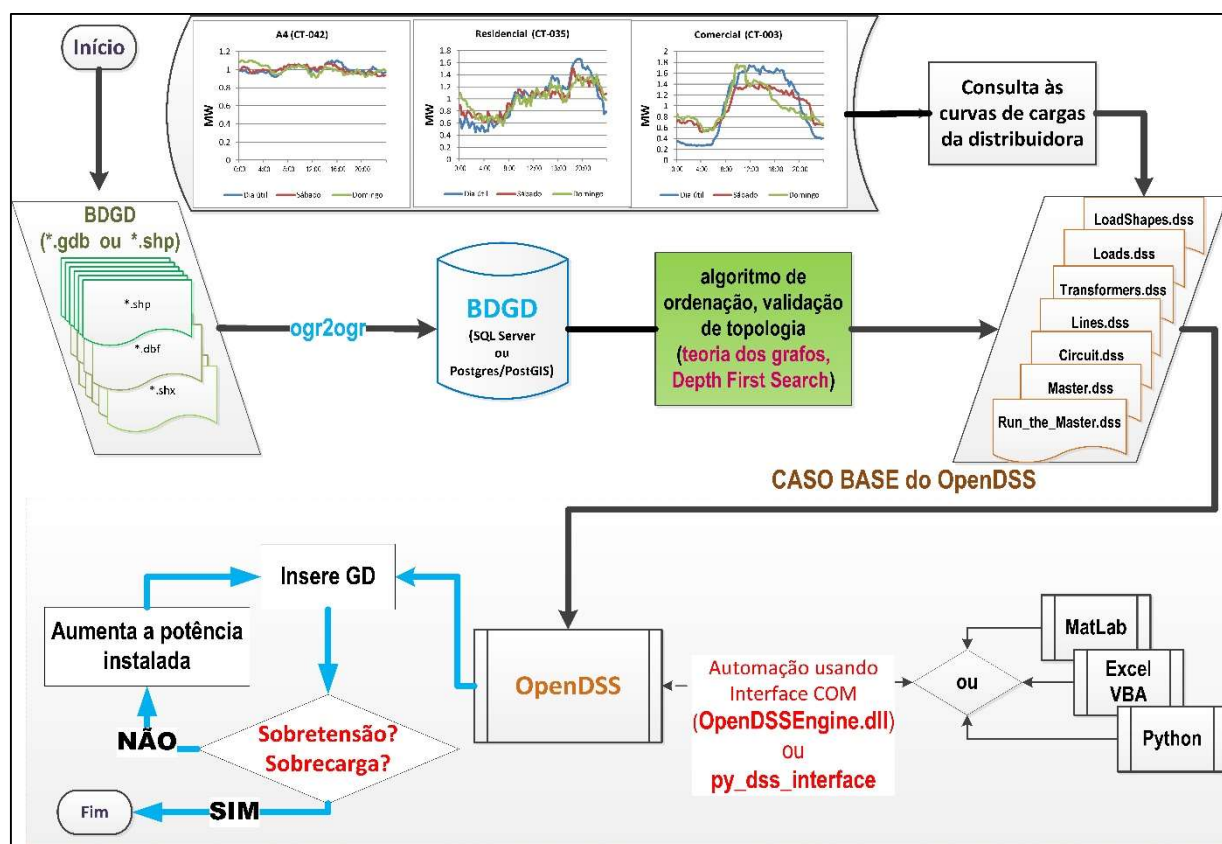


FIGURA 4 – Processo de extração, transformação e carregamento do caso base no OpenDSS.

- Conforme discutido na seção 2.2.1 e exemplificado na FIGURA 2, é preciso analisar uma rede de cada vez. O utilitário **ogr2ogr**, que vem instalado junto com o QGIS é uma das maneiras mais flexíveis de converter a BDGD completa, ou parcial (somente uma subestação e sua rede MT/BT) em um banco de dados (SQL Server, PostgreSQL/PostGIS, entre outros). Também é possível extrair os dados com APIs especializadas em análises espaciais, como GeoPandas, GDAL e ArcPy.

- Os atributos das camadas do banco de dados espacial (BDGD) são transformados em tabelas num banco de dados relacional com suporte a tipos de dados GIS, como SQL Server e PostGIS.

- As tipologias de cargas são integradas no banco de dados e o caso base do OpenDSS é gerado em arquivos texto, com as definições dos elementos de rede. O algoritmo busca em profundidade (*Depth first Search*) da teoria dos grafos (15) e (16) foi adaptado para ordenar os elementos desde a saída do barramento da subestação, até as cargas de baixa tensão e iluminação pública, a fim de validar a topologia da rede cadastrada na BDGD e verificar se há consistência nos dados, principalmente em relação a coerência na conexão das fases dos elementos e os níveis de tensão.

- Finalmente, com o caso base rodando no OpenDSS, são simulados cenários para verificar o impacto da GD na distribuição.

A próxima seção apresentará um estudo de caso da metodologia descrita nesta seção.

### 3.0 ESTUDO DE CASO NA REDE DE FERNANDO DE NORONHA

O arquipélago de Fernando de Noronha é composto por 21 ilhas, ilhotas e rochedos. Fernando de Noronha, com seus 17 km<sup>2</sup> de extensão, é a única ilha habitada do arquipélago. Até 2017, a única fonte de energia da ilha era a usina termelétrica de Tubarão, com capacidade instalada de cerca de 5MW (17). A FIGURA 5 apresenta a rede MT/BT de Noronha, visualizada no QGIS (a) e os mesmos componentes de rede mapeados no OpenDSS (b).

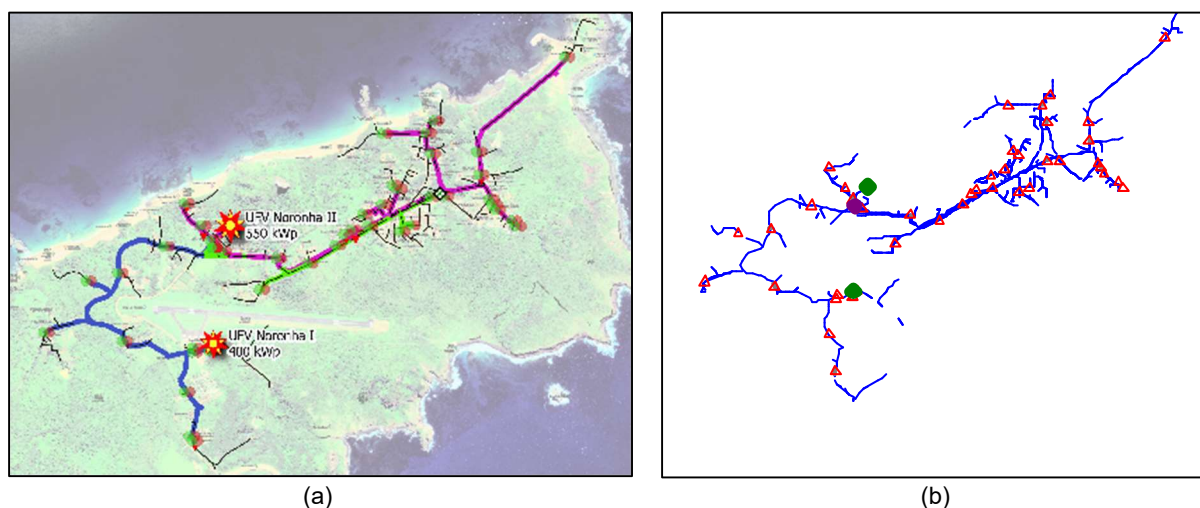


FIGURA 5 - Rede de Fernando de Noronha visualizada pelo (a) QGIS, (b) OpenDSS

A FIGURA 6 apresenta um diagrama esquemático da rede, constituída de 3 alimentadores de MT (CTMT) de 13,8 kV ("210", "211", "212"), com 45 transformadores de distribuição 13,8/0.38 kV (UNTRD). Há 11 unidade consumidoras de MT (UCMT), 1053 unidades consumidoras de BT (UCBT), 472 pontos de iluminação pública (PIP). Em (b) é possível visualizar o perfil de consumo e a demanda média das cargas ao longo de 2019. A BDGD também informa que os *taps* dos transformadores da subestação devem ser mantidos em 1,045 p.u.

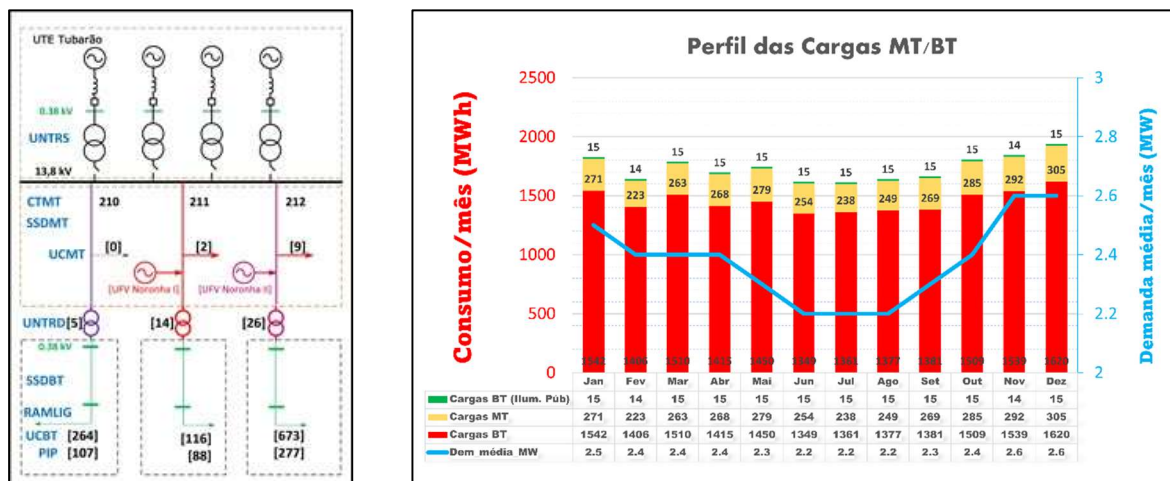


FIGURA 6 – Diagrama esquemático da rede de Fernando de Noronha e o perfil de consumo das cargas por mês

A usina de minigeração fotovoltaica Noronha I foi inaugurada 2017, com 1644 painéis solares fotovoltaicos e potência instalada de 400 kWp, gerando aproximadamente 600 MWh/ano; em 2018, foi a vez da inauguração de Noronha II, com 1836 módulos de silício policristalino. Com potência instalada de 550 kWp, Noronha II gera aproximadamente 800 MWh/ano. A FIGURA 7 apresenta em (a) os dados de energia gerada por cada UFV em 2019, e em (b) as potências médias geradas, obtidas dividindo a energia pelo número de horas em que o sol pode produzir energia em cada mês, ponderando essas horas com multiplicadores entre 0.1 e 1, como é detalhado adiante na FIGURA 8a.

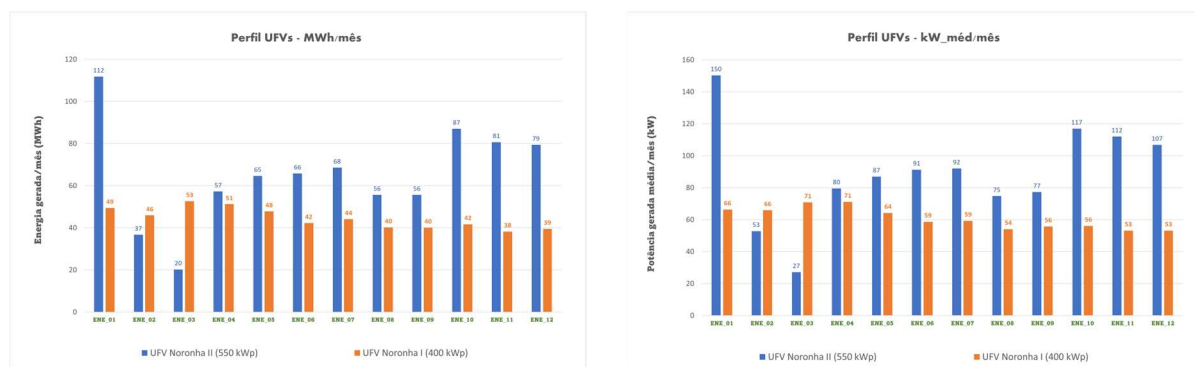


FIGURA 7 – Perfil de energia e potência média geradas a cada mês do ano de 2019

A FIGURA 8a apresenta uma curva de geração em p.u.(obtida de um exemplo do OpenDSS), que tem o intuito de simular a produção de energia com os dados disponíveis, ou seja, multiplicando essa curva ao longo do dia pelas demandas médias mensais (FIGURA 7b), que somadas pelo total de dias num mês resultam nos dados mensais de energia gerados por cada UFV em 2019 (FIGURA 7a). Na FIGURA 8b é apresentada a potência média gerada pela UFV Noronha I e a FIGURA 8c apresenta a potência média gerada pela UFV Noronha II.

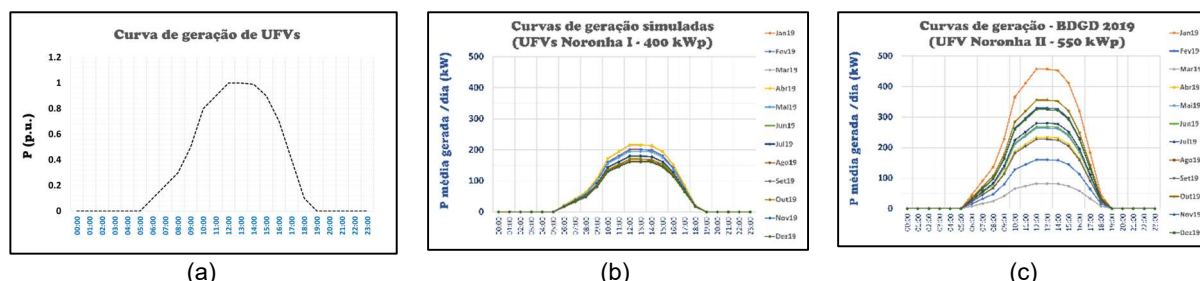


FIGURA 8 – Curvas utilizadas nas simulações das UFVs existentes (a) é uma curva normalizada para simular as horas de sol, (b) e (c) são as demandas médias, calculadas a partir da energia gerada (FIGURA 7), multiplicadas pela curva normalizada.

A referência (19) destaca que estudos de capacidade de hospedagem de GD tipicamente avaliam situações limites, onde o cenário mais extremo é quando há máxima geração e mínimo consumo. A rede de Fernando de Noronha

foi convertida para o formato de entrada do OpenDSS, utilizando o mapeamento dos atributos das tabelas BDGD para os objetos do OpenDSS.

A partir deste caso-base, foram realizados dois estudos que buscaram responder às perguntas: como quantificar o impacto da expansão da usina Noronha I e da usina Noronha II? A cada incremento no valor de capacidade de geração dessas usinas, foram analisados os balanços de consumo e geração, onde se escolheu um cenário de máxima geração (meio-dia) e mínimo consumo (um dia de junho de 2019). Foram utilizadas as curvas de cargas de um domingo, combinação que caracterizou o menor consumo do ano, de acordo com os dados disponíveis na BDGD 2019.

### 3.1 Caso 1 – Avaliação da ampliação da capacidade de Noronha I

Este cenário leva em consideração uma hipotética expansão na UFV de Noronha I. O gráfico de perfil de tensão do OpenDSS apresenta as tensões de todos os nós da rede em função das suas distâncias para a subestação. A FIGURA 9 ilustra o impacto dessa injeção adicional de energia nos perfis de tensões da rede de média tensão. Em (a) é apresentado o perfil de tensão do caso base, em (b) é adicionada uma capacidade de 250 kWp, em (c) é adicionada uma capacidade de 500 kWp e em (d) 650 kW, quando as tensões nas barras mais próximas da UFV Noronha I (localizada a cerca de 3 Km da subestação) se elevam até o limite superior de tensão operacional. Os perfis de tensões apresentados correspondem ao horário de máxima geração solar, entre meio dia e 13:00.

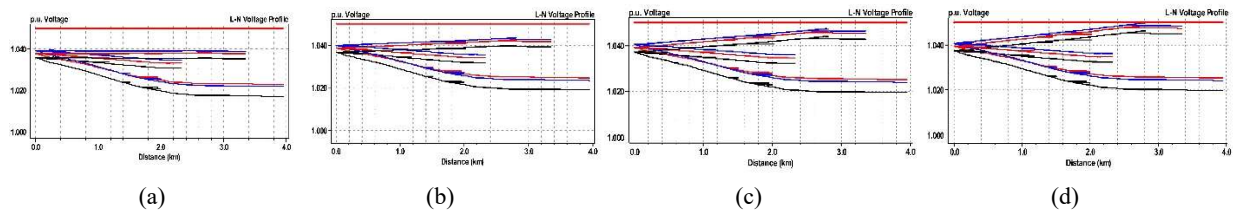


FIGURA 9 – Resultados com os perfis de tensão de todas as barras da rede, em função da distância da subestação (a) caso base (b) injeção adicional de 250 kW, (c) injeção adicional de 500 kW, (d) injeção adicional de 650 kW

### 3.2 Caso 2 – Avaliação da ampliação da capacidade de Noronha II

Este cenário leva em consideração uma hipotética expansão na UFV de Noronha II. A FIGURA 10 ilustra o impacto dessa injeção adicional de energia nos perfis de tensões exclusivamente ao longo do alimentador de média tensão “212”, ao qual está conectada a UFV Noronha II. Em (a) é apresentado o perfil de tensão do caso base (o mesmo caso base da FIGURA 9a, porém somente com tensões ao longo do alimentador “212”), em (b) é adicionada uma capacidade de 500 kWp na UFV Noronha II, em (c) é adicionada uma capacidade de 1000 kWp e em (d) 1500 kWp, situação em que a carga de todo o sistema seria totalmente suprida pela UFV Noronha II. Os perfis de tensões apresentados correspondem ao horário de máxima geração solar, entre meio dia e 13:00. Assim sendo, o limite da capacidade de ampliação da UFV Noronha II é dado pelo fluxo reverso na subestação, caso a capacidade adicionada fosse maior que 1400 kW. Por ser localizada a cerca de 300 metros da subestação, percebe-se pela FIGURA 10 que as tensões que começam a se elevar são aquelas próximas à UFV.

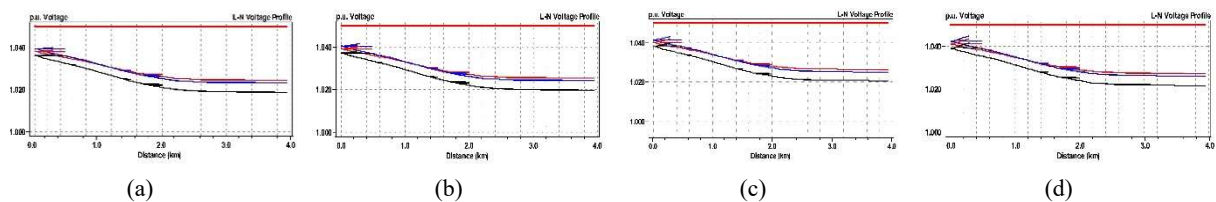


FIGURA 10 - Resultados com os perfis de tensão de todas as barras da rede, em função da distância da subestação (b) injeção adicional na UFV Noronha II de 500 kW, (c) injeção adicional de 1000 kW, (d) injeção adicional de 1500 kW, (d) injeção adicional de 650 kW

## 4.0 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste artigo foi apresentada uma metodologia detalhada de como extrair informações das Bases de Dados Geográficas das Distribuidoras (BDGD) para inferir a capacidade de interconexão de GD de micro e minigeração. O esforço da ANEEL em padronizar um modelo de dados para análise de redes de distribuição deve ser celebrado, por facilitar a integração de soluções computacionais heterogêneas que atendem a requisitos de sistemas avançados de



gerenciamento da distribuição. O módulo 10 do PRODIST descreve com detalhes o modelo da BDGD. O mapeamento deste modelo no formato de dados do OpenDSS pode ser implementado de várias formas, e esta metodologia utilizou um algoritmo da teoria dos grafos, a busca em profundidade, para ordenar as barras do sistema, dadas pelos pontos de acoplamento comuns (PAC), que é um atributo presente em todas as entidades geográficas da BDGD. As entidades geográficas correspondem a camadas em aplicativos de geoprocessamento e visualização de dados espaciais (como o QGIS, ArcGIS, Matlab...). Após a validação da rede, os dados são armazenados em tabelas de banco de dados com suporte a tipos primitivos de dados espaciais (neste artigo, o SQL Server foi utilizado). Em seguida, são criados os scripts de definição de objetos no OpenDSS, que descrevem a rede elétrica e sua topologia com dados originários da BDGD. Cada ferramenta exerceu uma funcionalidade diferente para extrair, transformar, armazenar e visualizar essa grande massa de informações, de modo a filtrar somente as camadas necessárias para o estudo.

Os limites operacionais das tensões e sobrecarga de equipamentos não podem ser violados, com a conexão de novos recursos energéticos distribuídos. Para tanto, o conceito de capacidade de hospedagem foi desenvolvido ao longo das últimas décadas, baseando-se primordialmente em analisar impactos nas tensões e correntes ao longo de um dia/um mês/um ano, onde se estimam quais são os cenários onde há máxima geração e mínimo consumo, por serem tipicamente os cenários de maior interesse para acomodação do recurso energético, de acordo com o seu local e seu tamanho.

Os casos de estudo apresentados neste artigo verificaram a capacidade de expansão de usinas fotovoltaicas já instaladas. O sistema modelado no OpenDSS para analisar estes casos, a partir de dados reais da BDGD de 2019, implementou as impedâncias de sequência positiva e limites de corrente das linhas de MT e BT, dados médios de consumo ao longo do ano de 2019 associados às curvas típicas das cargas de cada um dos elementos consumidores de energia alimentados pela rede em MT e BT, dados dos transformadores da subestação e de distribuição, e dados mensais de geração de energia das UFVs Noronha I e II. Curiosamente, as UFVs foram cadastrados na BDGD nas tabelas UCMT (Unidades Consumidoras de MT), ao invés das tabelas UGMT (Unidades Geradoras de MT). A FIGURA 8. Ilustrou como foram estimadas as curvas de geração destas UFV ara rodar o caso base, onde não foram incluídas as capacidades hipotéticas de geração de Noronha I e II.

Para simular o cenário de menor consumo e máxima geração, foram escolhidos os dados da BDGD do mês de Junho de 2019, quando o consumo total registrado em Fernando de Noronha foi o menor do ano (FIGURA 6). Assim, foram extraídas as energias mensais de Junho, tanto as consumidas pelas cargas MT/BT quanto as injetadas na rede por cada UFV, representado todos estes elementos *shunt* por uma demanda média mensal, multiplicadas pelas curvas de cargas normalizadas das campanhas de medição (FIGURA 3) ou pela curva em p.u. de geração solar arbitrada (FIGURA 8a).

Não foram apresentados, nos casos de estudos, resultados para sobrecargas porque no caso base já existiam algumas sobrecargas em linhas e em transformadores, o que pode ser explicado por erros de cadastro de correntes máximas de determinados segmentos de linha de média tensão, por erros no cadastro da potência instalada do transformador de distribuição, ou ainda pelos multiplicadores das cargas, obtidos a partir da normalização das curvas das campanhas de medição. O comportamento das cargas é frequentemente relatado na literatura como grande fonte de incerteza nas simulações computacionais devido à sua natureza estocástica, mas também porque os diferentes tipos de curvas partem já de processos estatísticos que agrupam (em *clusters*) curvas de cargas semelhantes, de acordo com algum critério (faixas de demanda/consumo, tipo de consumidor, localidade...). Um sistema SCADA que registre dados em pontos estratégicos de monitoramento do sistema, que possam ser recuperados de bases históricas, poderiam aumentar ainda mais a precisão dos resultados.

Portanto, os casos de estudo apresentados focaram em analisar o comportamento das tensões na rede de média tensão, para as simulações propostas, ilustrando a diferença na conexão de uma UFV no final de um alimentador (seção 3.1, aumento da capacidade de Noronha I a cerca de 3 Km da subestação) e próximo ao início do alimentador (seção 3.2, aumento da capacidade de Noronha II a cerca de 300 metros da subestação). O caso de Noronha II foi limitado pelo fluxo reverso no barramento de 13,8 kV da subestação. Se a análise estivesse focada na GD na rede de BT, o fluxo reverso nos transformadores MT/BT deve ser monitorado e deve ser um fator a limitar a conexão total de unidades de recursos distribuídos na BT, assim como o perfil de tensões na rede de BT.

## 5.0 BIBLIOGRAFIA

- (1) ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição. [Online]: <https://www.aneel.gov.br/modulo-3>.
- (2) ANEEL. Resolução Normativa 482/2012.
- (3) NEOENERGIA, Conexão de Micro geradores ao Sistema de Distribuição, 2016.
- (4) NEOENERGIA, Conexão de Minigeradores ao Sistema de Distribuição, 2016.
- (5) ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica – PRODIST, Módulo 8 – Qualidade de Energia. [Online]: <https://www.aneel.gov.br/modulo-8>



- (6) CAMPOS, C. A. A. Análise Da Capacidade De Hospedagem De Geração Distribuída Em Uma Rede Radial De Distribuição. Trabalho Final de Conclusão de Curso de Eng<sup>a</sup> Elétrica - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás (IFG), 2019.
- (7) FREITAS, P. R. R. Impacto De Funções Inteligentes De Inversores De Sistemas Fotovoltaicos Na Operação E Redes De Distribuição De Energia Elétrica. Dissertação de mestrado. USP, 2020.
- (8) ANEEL, "Nota Técnica nº 0100/2014-SRD/ANEEL", 13/11/2014.
- (9) ANEEL. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica - PRODIST, Módulo 10 - Sistema de Informação Geográfica Regulatório. [Online]: <https://www.aneel.gov.br/modulo-10>.
- (10) BOLLEN, M. H. J., YANG, Y., HASSAN, F..Integration of Distributed Generation in the Power System - A Power Quality Approach. 2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power, 2008, pp. 1-8, doi: 10.1109/ICHQP.2008.4668746.
- (11) ISMAEL, S. M.; ABDEL, S. H. E. A.; ABDELAZIZ A. Y.; ZOBAA, A. F. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation, Renewable Energy, Volume 130, Janeiro de 2019.[Online]: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118307936>
- (12) IBGE, Manuais Técnicos em Geociências, vol. 14 - Acesso e uso de dados geoespaciais - Rio de Janeiro, 2019.
- (13) Sistema de Geração Distribuída [Online] <https://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida> (SISGD)
- (14) EPRI, Electric Power Research Institute, "Simulation Tool – OpenDSS", <http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>.
- (15) C. Vasudev, "Graph Theory with Applications", New Age International Publishers Ltd., 2006.
- (16) Haytham Labrini, "Graph-Based Model For Distribution Systems: Application To Planning Problem", tese, Universidade de Waterloo, Canada, 2015.
- (17) CELPE <https://www.neoenergia.com/pt-br/sustentabilidade/Paginas/fernando-de-noronha.aspx>
- (18) Patricia L. Cavalcante, *et al.*, Estudos De Estabilidade Transitória Para O Sistema Elétrico Que Atende A Ilha De Fernando De Noronha Considerando A Inserção De Fontes Eólicas E Fotovoltaicas, SNPTEE, 2015
- (19) CIGRÉ, WG C6.24. Capacity of Distribution Feeders for Hosting DER. Technical Brochure, 2014

## DADOS BIOGRÁFICOS



Igor Ferreira Visconti possui graduação em engenharia elétrica (2001), pós-graduação *latu sensu* em análise e gerência de projetos de software (2004), mestrado (2010) e doutorado pela Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio). Pesquisador do Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Eletrobrás-CEPEL) desde 2002 e suas principais áreas de interesse são a modelagem de carga para simulações dinâmicas e em regime permanente, simulações em redes de distribuição, inteligência computacional aplicada, qualidade de energia, e desenvolvimento de aplicativos computacionais.

(2) BRUNO LUIZ DA COSTA FONSECA possui Graduação em Engenharia Elétrica pela UFF (2009) e Mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (2014). Atualmente é pesquisador, trabalhando no Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL) desde 2009. Tem experiência nas áreas de Automação de Sistemas e Engenharia Elétrica, com ênfase em Sistemas Elétricos de Potência. Trabalha diretamente no desenvolvimento, manutenção e treinamento do Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia (SAGE) e no projeto Rede de Gerenciamento de Energia (REGGER) junto ao ONS. Desenvolve softwares para aplicações de Engenharia utilizando diversas linguagens, mas principalmente em Fortran, C e Python.

(3) MARCELO ROSADO DA COSTA graduou-se em Engenharia Elétrica pela UFRJ (1993), com mestrado em Engenharia Elétrica pela COPPE/UFRJ (1998). É pesquisador do Departamento de Automação de Sistemas do CEPEL – DAS desde 1996, atuando no desenvolvimento de aplicações de análise de redes do SAGE. Suas áreas de interesse para pesquisa incluem algoritmos de análise de redes, sistemas de supervisão e controle, simulador para treinamento de operadores e sistema de gerenciamento de energia. Membro Individual do Cigré.