Grupo de Estudo de Sistemas de Distribuição-GDI

Minigeração Fotovoltaica Distribuída em Redes de Distribuição Metodologia para Estudos de Conexão Considerando a Dicotomia Carga/Geração

EDMAR ARANTES MOREIRA(1); MARIA HELENA MURTA VALE(2); LUÍS GUILHERME MONTEIRO OLIVEIRA(3); ANE CAROLINE MACEDO DE OLIVEIRA(4); CLEVER SEBASTIÃO PEREIRA FILHO(5); ANDERSON MUNEO SUYAMA(6); GUSTAVO DINIZ DA CORTE(7); FÁBIO DONISETE SILVA(8); FABRICIO SILVEIRA CHAVES(9);
UFMG(1);UFMG(2);PUC-MG(3);UFMG(4);UFMG(5);ESS(6);UFMG(7);UFMG(8);Uni-BH(9);

RESUMO

Este trabalho propõe uma nova metodologia aplicada aos Estudos de Conexão de Geração Fotovoltaica Distribuída em Redes de Distribuição. Esta considera a dinâmica própria da dicotomia carga/geração, visando descrever de forma mais consistente o impacto da conexão da Minigeração Fotovoltaica Distribuída, permitindo a construção da chamada *Duck Curve*. Por meio de um estudo de conexão, sob a perspectiva da análise de fluxo de potência, a metodologia é contrastada àquela adotada pelas concessionárias, evidenciando sua pertinência. Adicionalmente, os autores lançam a proposta de uma ferramenta computacional de suporte à tomada de decisão relativa aos estudos de conexão.

PALAVRAS-CHAVE

Minigeração Fotovoltaica Distribuída, Estudos de Conexão, Redes de Distribuição, Dicotomia Carga/Geração, *Duck Curve*

1.0 - INTRODUÇÃO

A inserção de novas fontes de energia na matriz energética brasileira impõe mudanças de natureza econômica, social e técnica em diversos setores relacionados ao sistema elétrico. Especificamente do ponto de vista técnico, pode-se afirmar que o setor elétrico nacional tem passado por uma mudança de paradigma. Tal mudança pode vir a ser justificada pela alteração no perfil da geração de energia elétrica, majoritariamente centralizado e afastado da carga, o qual passa a contemplar uma crescente participação de geração distribuída. Neste modelo de geração, as unidades até então puramente consumidoras passam a contribuir com geração própria, caracterizando, assim, as chamadas Unidades Consumidoras Geradoras (UCG).

Analisando especificamente a evolução da Geração Fotovoltaica Distribuída (GFD), vale observar que, em 2017, a estimativa da potência instalada para o ano de 2019 era de aproximadamente 385 MW (1). No entanto, até o mês de abril de 2019, a potência instalada verificada atingiu o patamar de 685,4 MW, correspondendo a uma superação de aproximadamente 78% (2). Esse dado alerta para o crescimento da GFD e sugere atenção com relação aos estudo de conexão em redes com alta penetração deste tipo de geração. Caso estes não sejam preparados de forma adequada, a operação do sistema poderá ficar compremetida.

A geração distribuída pode ser classificada em Minigeração Distribuída e Microgeração Distribuída. A primeira compreende centrais geradoras com potência instalada inferior a 75 kW e a segunda com potência superior a 75 kW e inferior a 3 MW (fontes hidricas) e 5 MW (demais fontes) (3).

(*)Rua Antal Schober, n˚ 71 – apartamento 202 – Bloco 06 – CEP 31270-100, Belo Horizonte, MG – Brasil
Tel: (+55 31) 8731-0706 – Email: edmar.moreira@live.com

O presente trabalho possui como foco a Minigeração Fotovoltaica Distribuída (MFD), motivado pela exigência das concessionárias que as acessantes realizem estudos de conexão. O objetivo é propor uma nova *Metodologia para Avaliação dos Impactos impostos pela conexão da MFD às redes elétricas das distribuidoras*. A metodologia apresentada é contrastada àquela adotada atualmente nos Estudos de Conexão de Geração Fotovoltaica Distribuída em Redes de Distribuição, de forma a evidenciar os benefícios trazidos pela mesma.

Os estudos de conexão de MFD, geralmente, são baseados na análise dos estados da rede, proveniente da execução de simulações de fluxo de potência e de curto-circuito. O presente trabalho aborda especificamente os estudos fluxo de potência. A metodologia adotada atualmente nas concessionárias é denominada neste texto de metodologia tradicional e a apresentada neste trabalho de metodologia proposta.

Os procedimentos que vêm sendo aplicados utilizam estudos de fluxo de potência adotando patamar único nas condições de carga leve, média e pesada, considerando o máximo valor de geração fotovoltaica (valor nominal). Entretanto, este procedimento precisa ser aprimorado, diante da crescente inserção da MFD nas redes de distribuição, exigindo alterações nos estudos de conexão tradicionalmente realizados.

Tais alterações estão intimamente relacionadas à chamada dicotomia carga/geração. A dicotomia carga/geração expressa a interação entre a potência gerada e a potência consumida pela UCG, devendo ser bem compreendida, para que o estado da rede possa ser estimado com exatidão.

A desconsideração das especificidades das fontes de energia distribuída, como, por exemplo, a intermitência do recurso solar, pode influenciar os resultados dos estudos de conexão, tanto sob a perspectiva da acessada quanto do acessante. Esta temática vem sendo debatida no setor elétrico, não havendo ainda consenso sobre qual seria o melhor procedimento de integração da MFD nas redes de distribuição. Este trabalho visa contribuir para o avanço das discussões relacionadas às diversas questões envolvidas.

No setor elétrico, nota-se que as concessionárias estabelecem seus critérios para estudos de conexão, adotando seu próprio padrão, seguindo as orientações dos documentos Procedimentos de Rede, elaborado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), e Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST), elaborado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Entretanto, não se verifica um procedimento geral entre as concessionárias.

Sabe-se que um nível elevado de robustez na modelagem da UGC exige alto grau de conhecimento técnico tanto relativo à modelagem da carga quanto de engenharia fotovoltaica, mas é necessário que se caminhe para tal modelo. O presente artigo propõe um modelo inicial, que pode vir a ser melhorado e adaptado com seu uso, visando sua adoção de forma comum pelas concessionárias.

2.0 - INFLUÊNCIA DA DICOTOMIA CARGA/GERAÇÃO NOS ESTUDOS DE CONEXÃO

As análises de fluxo de potência, implementadas pelas concessionárias, consideram patamares de carga leve, média e pesada, operando sob a condição de máxima geração fotovoltaica (kWp), e são realizadas com o objetivo de verificar se os limites de tensão dos barramentos e de carregamento dos ramos da rede são violados. Observa-se que esta metodologia de estudo de conexão pode mascarar a operabilidade da rede com a inserção de GFD, conforme discutido neste item. No cenário atual, este fato pode ainda não causar impacto significativo no resultado dos estudos. Entretanto, em cenários futuros, com projeções de alta inserção deste tipo de geração, a atual metodologia pode não ser suficiente para garantir o bom funcionamento das redes elétricas.

2.1 Aspectos da carga

As técnicas de previsão de carga aplicadas nos estudos elétricos são bem conhecidas, e o setor elétrico já possui um bom domínio sobre o perfil estocástico da carga, para diferentes horizontes de tempo. Este conhecimento tornou possível a construção de perfis característicos, as Curvas de Carga, para diferentes tipos de consumidores nas diferentes estações do ano, para diferentes localidades, representando de forma pertinente a demanda.

A dinâmica própria das UCG traz nova perspectiva à construção das Curvas de Carga. Não se pode mais falar apenas no comportamento da demanda, mas, também, no da geração destas unidades. Sendo assim, devem ser associadas, no caso da geração fotovoltaica, informações sobre a geração proveniente do recurso solar. É necessário, portanto, evoluir das Curvas de Carga para as chamadas *Duck Curves*.

A *Duck Curve* descreve a diferença entre a demanda de carga e a geração de energia fotovoltaica ao longo de um dia, ou seja, a carga líquida que o sistema elétrico deve atender. A concessionária pode interpretar esta curva

como uma redução na potência demandada pelo sistema elétrico sob supervisão (4). As distribuidoras de países com alta penetração de GFD vêm adotando esta curva em seus estudos.

A não consideração das informações ditadas pela *Duck Curve* pode levar a decisões inapropriadas, conforme discutido em (5). Podem ser citados, dentre outros exemplos: não previsibilidade do excesso de geração; mau dimensionamento de novas fontes; desconhecimento das rampas na curva e seu impacto no controle do sistema; sub ou superdimensioanamento de redes.

A construção da *Duck Curve* requer que a carga e a geração fotovoltaica sejam estimadas de forma pertinente. Quanto mais robusta esta estimação, menor será o desvio padrão do estado calculado para o estado medido. Sabe-se que um nível elevado de robustez na modelagem da UGC exige alto grau de conhecimento técnico nessas áreas, mas é necessário que se caminhe para tal modelo

Torna-se importante conhecer a inclinação das rampas entre estados, os quais podem apresentar alta variação no nível de demanda da carga, informação não tratada na metodogia tradicional. A metodologia apresentada neste artigo propõe a utilização do perfil horário estocástico para modelar a dicotomia carga/geração, visando descrever de forma mais consistente o impacto da conexão da MFD. Desta forma, esta permite a construção da *Duck Curve*. Para se construir essa curva, o horizonte de tempo é de um dia, podendo ser dividido em intervalos distintos. Nas análises de regime permante, um passo de carga de 15 minutos fornece resultados satisfatórios.

Do exposto, fica evidenciada a necessidade em se modelar a geração fotovoltaica de forma pertinente, conforme detalhado no próximo item.

2.2 Aspectos da geração fotovoltaica

A estimação da energia elétrica produzida por um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica (SFCR) tem sido alvo de estudos técnicos na área de engenharia fotovoltaica, tendo implicações matemáticas e estatísticas complexas. Acredita-se que este seja um dos principais motivos para a modelagem da geração fotovoltaica ainda ser tão simplificada nos estudos de conexão das redes elétricas.

A geração fotovoltaica apresenta alto perfil estocástico, sendo classificada como uma fonte de energia intermitente devido a este perfil. São muitas as variáveis que podem ser consideradas na estimação da energia fotovoltaica gerada por um SFCR. Podem ser citados como exemplos destas variáveis: o recurso solar, transposição do dado do recurso solar no plano inclinado para o plano horizontal, sujidade, perdas ôhmicas, perdas por *mismatch*, entre outras.

a. Recurso solar: Este parâmetro é definido por um conjunto de fatores, tais como: estações do ano, informações sobre níveis de pluviabilidade e posição da Terra em relação ao sol (6). A qualidade do dado do recurso solar é uma das principais premissas para uma estimativa satisfatória da energia gerada por um SFCR. Grande parte dos modelos de geração fotovoltaica fazem uso do dado de irradiância solar global, em média mensal diária, e temperatura ambiente média, para sintetizar o perfil de irradiância horário. Este perfil é utilizado para calcular a energia gerada por um SFCR ao longo de um dia.

   Ao se compararem diferentes bancos de dados que armazenam informação referente à irradiância global, em média mensal diária (considerando uma mesma localização e base de tempo), é possível perceber que os dados divergem entre si. Para maior consistência na estimação da energia fotovoltaica, sugere-se que a acessada indique um banco de dados para ser utilizado na estimação da energia fotovoltaica. Tal indicação poderia ser baseada em estudos realizados por meio de sistemas de referência, onde o dado do banco de informações que permitisse maior proximidade dos valores medidos nos sistemas de referência seria o indicado pela acessada. Da literatura técnica relativa às incertezas fotovoltaicas, é possível obter valores acerca da incerteza no dado do recurso solar. É sugerida a adoção das seguintes faixas de incerteza para este dado: modelo de transposição 4,00% a 6,00%; quantificação da irradiação 0,00% a 5,00%; irradiação no plano dos módulos 0,00% a 1,00%.

b. Sujidade: Parâmetro referente ao acúmulo de sujeiras diversas, sendo que a localização da instalação do SFCR define a proporção do impacto deste parâmetro na geração fotovoltaica. Aspectos que devem ser considerados na atribuição de uma valor para esta incerteza são, por exemplo, a proximidade de grandes centros, uma vez que estes concentram elevados níveis de material particulado, (7) e índice pluviométrico. As faixas adotadas para este parâmetro são: 2,00% a 3,00%, para localidades com alta taxa de pluviabilidade e baixa concentração de material particulado; 3,01 a 4,00%, para localidades com taxa de pluviabilidade média e baixa concentração de material particulado; 4,01% a 5,5%, para localidades com baixa taxa de pluviabilidade; 5,5% a 7,6%, para localidades com baixo índice pluviométrico e alta densidade de material particulado. Vale ressaltar que, para instalações que contemplam limpezas periódicas dos módulos fotovoltaicos, este parâmetro terá baixa influência. Este pode ser ajustado, caso a acessada possua um sistema de referência.

c. Outras incertezas: São várias as incertezas relacionadas à geração fotovoltaica. Em (5) o impacto destas incertezas na modelagem da geração fotovoltaica é discutido. Sugere-se que, na modelagem da geração fotovoltaica nos estudos de conexão, se utilizem valores encontrados na literatura técnica especializada referente à análise das incertezas intrisecas à geração fotovoltaica. De forma sintetizada, é sugerida a adoção das seguintes faixas para as incertezas fotovoltaicas, retiradas de diferentes trabalhos ligados ao tema: perdas ôhmicas (CA e CC) 0,50% a 0,75; *mismatch* 0,00% a 1,00%; degradação 0,50% a 0,70%; disponibilidade 0,00% a 1,00%; reflexão 0,00% a 1,00%; valor de potência nominal dos módulos 0,00% a 5,00%.

A incerteza no dado do recurso solar é uma das principais causas de variação na estimação do valor de energia fotovoltaica gerada por um SFCR. Metodologias de *forecasting* do recurso solar já vêm sendo adotadas por concessionárias no exterior no planejamento de redes elétricas com alta inserção de GFD. No entanto, no Brasil, nas simulações de fluxo de potência adotadas nos estudos de conexão, ainda é comum modelar a GFD como fonte de corrente constante, no caso de máxima geração.

3.0 - METODOLOGIA PROPOSTA E COMPARAÇÃO COM A METODOLOGIA TRADICIONAL

A metodologia tradicional, adotada nos estudos de conexão, é composta basicamente por três passos:
Passo (i) – Coleta dos dados de entrada;
Passo (ii) – Execução de simulação de fluxo de potência – Resultados;
Passo (iii) – Comparação dos resultados obtidos pela acessada com aqueles da acessante.

A metodologia proposta é composta pelos mesmos passos, diferenciando-se na forma pela qual os dados de entrada são selecionados. Ao invés de patamares únicos de carga (carga leve, média e pesada), adotam-se curvas de carga típicas (perfil residencial, industrial, comercial e universitário). São consideradas especificidades da geração fotovoltaica, por meio do uso das incertezas fotovoltaicas na estimação da potência injetada pelo SFCR.

Para melhor caracterizar os passos da metodologia proposta, esta é apresentada neste item por meio de um estudo de conexão de um sistema de MFD de 3,12 kW_p em uma rede real adaptada de uma concessionária de energia elétrica. As análises visam comparar seus resultados àqueles obtidos pela metodologia tradicional adotada pelas concessionárias. São mostradas neste item as diferenças das abordagens para os passos (i) e (ii).

3.1 Rede elétrica analisada

A rede adotada para o estudo de conexão encontra-se ilustrada na Figura 1. Trata-se de uma rede real, adaptada para melhor apresentar a metodologia. É composta por seis barras, sendo uma barra de referência ($V\theta$) e cinco barras de carga (PQ), um transformador e quatro trechos de ligação. A conexão da MFD ocorrerá na Carga 5.

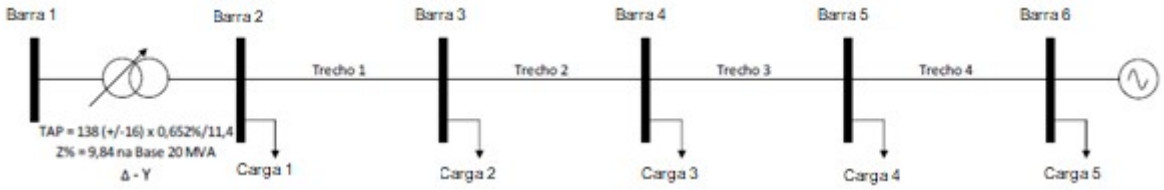

Figura 1 – Representação Unifilar do Sistema Analisado

Os dados da rede estão registrados na Tabela 1. É considerada a potência base de 100 MVA e as tensões base de 138 kV e 11,4 kV nos lados AT e BT do transformador, respectivamente.

Tabela 1 – Parâmetros de Sequência Positiva e Negativa dos Trechos do Sistema Elétrico Analisado

Parâmetro	Trecho 1		Trecho 2		Trecho 3		Trecho 4	
	Seq.	Seq.	Seq.	Seq.	Seq.	Seq.	Seq.	Seq.

	Positiva	Negativa	Positiva	Negativa	Positiva	Negativa	Positiva	Negativa
Resistência (p.u.)	0,63628	1,29176	0,17389	0,35304	0,11962	0,15877	0,06524	0,07997
Reatância (p.u.)	1,42534	7,46219	0,38955	2,03942	0,09516	0,45568	0,03694	0,17262
Susceptância (p.u.)	0,00003	0,00001	0,00001	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000	0,00000

Os estudos de fluxo de potência foram realizados com o auxílio da ferramenta computacional *PowerFactory* e a geração fotovoltaica com a ferramenta específica de dimensionamento de sistemas fotovoltaicos *PVSyst*.

3.2 Passos da metodologia tradicional

Passo (i) – Dados de entrada

A Tabela 2 apresenta os dados relativos às cargas do sistema simulado, adotados nas simulações da metodologia tradicional.

Tabela 2 – Patamares de Potência das Barras do Sistema Analisado

Patamar de Carga	Carga 1		Carga 2		Carga 3		Carga 4		Carga 5	
	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)	P (MW)	Q (Mvar)
Leve	6,101	0,048	0,133	0,057	0,910	-0,427	0,052	0,022	0,279	0,075
Média	9,624	2,694	0,148	0,063	1,717	0,035	0,106	0,045	0,199	0,057
Pesada	7,388	2,584	0,549	0,259	3,624	0,941	0,270	0,128	0,330	0,108

Passo (ii) – Execução de simulação de fluxo de potência – Resultados da Metodologia Tradicional

A Tabela 3 apresenta o resultado de aplicação da metodologia tradicional, considerando os três patamares de carga, com a máxima geração fotovoltaica. Como se trata de uma rede balanceada, o resultados são exibidos somente para a Fase A.

Tabela 3 – Módulos (em p.u.) e Ângulos das Tensões (em graus), para a Fase A, das Barras do Sistema Analisado

Carga	Barra 2	Barra 3	Barra 4	Barra 5	Barra 6
Leve	1,026∠78,299	1,035∠78,976	1,039∠79,182	1,041∠79,292	1,042∠79,335
Média	0,976∠76,883	0,973∠76,873	0,972∠76,899	0,974∠77,008	0,975∠77,052
Pesada	0,996∠76,902	0,956∠75,130	0,947∠74,728	0,948∠74,835	0,950∠74,881

Apesar de apresentar três resultados, esta simulação pode vir a mascarar o real estado da rede, operando sob injeção de potência ativa proveniente da MFD, analisada no estudo de conexão proposto.

Tomando o caso no qual se tem uma carga de perfil residencial, a condição de carga pesada não ocorre simultâneamente com a geração fotovoltaica, mesmo para os casos onde se observa o deslocamento do horário de ponta (devido ao uso de ar condicionado, para cargas de perfil residencial, por exemplo). O mesmo raciocínio pode ser extendido para os casos de casa leve e média, onde a consideração da máxima geração para estas condições de carga pode vir a descrever estados de rede inexistentes.

3.3 Passos da metodologia proposta

Passo (i) – Dados de entrada

A metologia proposta baseia-se na criação da *Duck Curve* (perfil diário). Para isto é necessário considerar o

perfil de carga e de geração fotovoltaica para um dia. Com relação à carga, o perfil horário pode ser obtido de duas formas. A primeira, a concessionária pode fornecer os carregamentos medidos tanto para os transformadores quanto para as cargas que compõem o diagrama unifilar. A segunda forma consiste na utilização de um perfil teórico, onde seu valor de pico é normalizado de acordo com o patamar de carga pesada. Já a geração fotovoltaica pode ser obtida por meio do uso de programa específico, ou de um modelo disponível no programa de fluxo de potência. Neste caso, é necessário que, tanto a acessada quanto a acessante, analisem, ao menos uma vez, as limitações do modelo de geração fotovoltaica, realizando os devidos ajustes e adotando valores de incerteza pertinentes à localização e às especificidades da instalação.

O fornecimento de dados de carregamento seria a forma ideal para aplicar a metodologia proposta, porém há de se considerar uma possível limitação por parte da acessada. A segunda forma, que considera o perfil teórico, é a descrita neste artigo. Da literatura técnica, sobre previsão de carga, ou de dados das próprias concessionárias (8,9), é possível obter perfis de demanda teóricos ou de natureza prática, para diferentes tipos de consumidores. A Figura 2, apresenta quatro tipo de perfis consumidores, onde a demanda (em W) foi normalizada para o intervalo absoluto de 0 a 1. Para o escopo das simulações deste artigo, foi considerado o perfil de carga para um dia útil. No entanto, é sugerido que as simulações também considerem perfis para feriados e finais de semana.

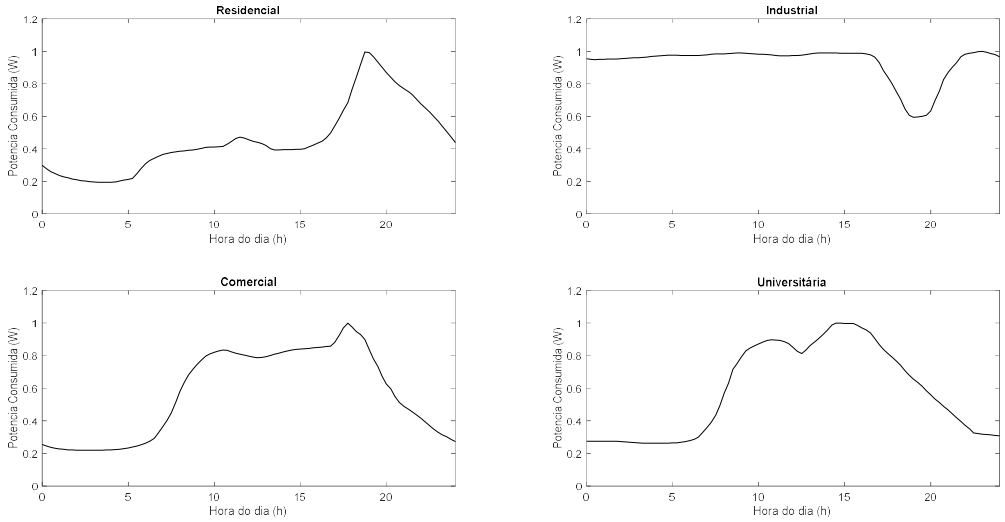

Figura 2 – Perfis de Carga Típicos Teóricos para um Dia Útil no Brasil

A concessionária deve informar qual o perfil de cada carga que compõe a rede. No caso simulado, a atribuição dos perfis de carga ocorreu conforme apresentado na Tabela 4. Estes perfis foram normalizados de acordo com o valor de patamar de carga pesada, e o perfil horário foi discretizado para o intervalo de quinze minutos.

Tabela 4 – Perfis de Carga Considerados para as Cargas do Sistema Analisado

Carga 1	Carga 2	Carga 3	Carga 4	Carga 5
Industrial	Residencial	Comercial	Residencial	Universitário

O perfil horário de geração fotovoltaica foi obtido com o auxílio do *PVSyst*. O banco de dados utilizado foi o do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), e, como a localidade da carga 5 apresenta alto índice pluviométrico e não está tão próxima a um grande centro urbano, adotou-se valor de sujidade de 2%. Já para as outras incertezas fotovoltaicas, optou-se por utilizar os valores mínimos das faixas discutidas na Seção 2.2, procurando ser menos conservadora a estimação da potência gerada pelo SFCR. O presente estudo considera o caso do perfil de geração para céu limpo, conforme Figura 3. O caso de céu nublado também pode vir a ser estudado para fins da análise da influência deste perfil nas rampas de demanda de carga. No momento em que o céu fica nublado, a carga vista pela rede aumenta, pois a geração diminui. É necessário verificar o efeito da velocidade da dinâmica do evento de céu nublado, assim como o de sombreamento, na operação da rede com injeção de potência ativa proveniente de SFCR.

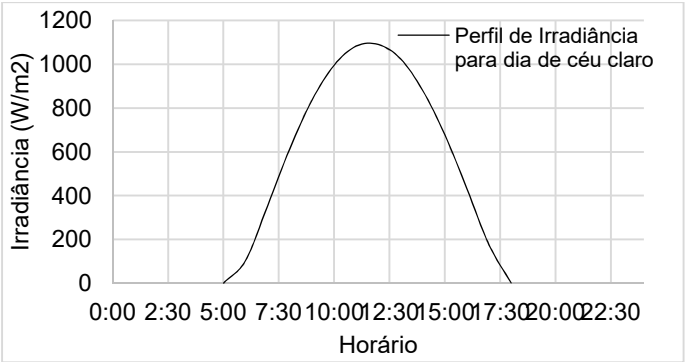

Figura 3 – Perfil de Irradiância para Céu Claro

O perfil horário de geração fotovoltaica obtido foi inserido como uma carga negativa, em paralelo com a carga original na Barra 6 do diagrama unifilar da Figura 1.

Passo (ii) – Execução de simulação de fluxo de potência – Resultados da Metodologia Proposta

O perfil de tensão, para a fase A, é apresentado na Figura 4, onde já se pode notar uma grande diferença entre as duas metodologias. Na metodologia tradicional os resultados são expostos somente em forma de tabelas, e na proposta podem ser traçados gráficos que descrevem a dinâmica da dicotomia carga/geração. Por mais que algumas aproximações tenham sido realizadas, a relação carga/geração é mais respeitada na metodologia proposta. Com estes resultados as equipes das empresas têm maior possibilidade de prever condições operativa, evitando situações indesejáveis.

Comparando o perfil de tensão da Figura 4 e os valores apresentados na Tabela 3 percebe-se a diferença entre os estados calculados. Ao adotar uma potência constante para a MFD, a metodologia tradicional equivale a um estudo com uma carga reduzida. Já na metodologia proposta, a influência da fonte fotovoltaica é variável e impacta o comportamento da carga/geração de forma dinâmica, principalmente nas horas onde o recurso solar se encontra disponível.

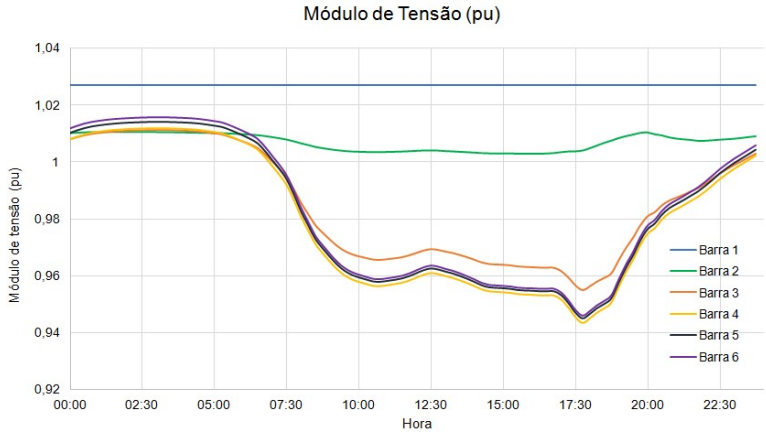

Figura 4 – Módulo da Tensão (Fase A)

4.0 PROPOSTA DE FERRAMENTA *ONLINE* DE SUPORTE A ESTUDOS DE CONEXÃO

A experiência acadêmica e prática dos autores na área deste trabalho levou à proposição de uma ferramenta computacional de suporte à tomada de decisão relativa aos estudos de conexão, inicialmente voltada para MFD. Esta pode ter seu uso ampliado para projetos de usinas fotovoltaicas ou de instalações de microgeração fotovoltaica. A ideia principal é fazer com que os estudos de conexão de MFD se tornem mais homogêneos e possam vir a ser constantemente aprimorados.

A proposta é que a ferramenta seja disponibilizada no sítio virtual da concessionária. O usuário, que está realizando o estudo, ao acionar o *link* “Estudos de Conexão”, seria redirecionado para uma tela específica do Estudo de Conexão. Após uma etapa incial de identificação junto à concessionária, o usuário passaria a ter acesso facilitado a informações necessárias para realizar o estudo de fluxo de potência, para fins de análise do impacto de uma nova conexão de MFD. O fluxograma apresentado na Figura 5 indica os principais passos da ferramenta de suporte proposta, os quais são descritos a seguir.

.

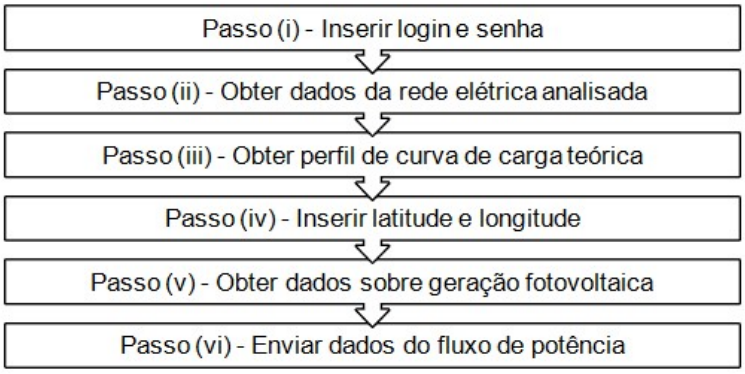

Figura 5 – Fluxograma dos Passos Básicos da Ferramenta Proposta

Passos Básicos:

(i) Inserir *login* e senha: O usuáro se indentifica para a concessionária e esta pode verificar se já existe alguma demanda aberta para estudo de conexão de MFD para este usuário e ter registrado um *log* de atividades do mesmo.

(ii) Obter dados da rede elétrica a ser analisada: Tornam-se disponíveis ao usuário as informações típicas do diagrama unifilar do sistema elétrico, necessárias para a simulação do fluxo de potência.

(iii) Obter perfil de curva de carga teórica: As curvas de carga teóricas necessárias ao estudo de fluxo de potência são disponibilizadas, assim como os valores de demanda máxima, para que as curvas possam ser normalizadas por este valor. Uma outra opção seria a concessionária disponibilizar os carregamentos dos transformadores e as demandas de carga horária que compõem o sistema sob estudo.

(iv) Inserir latitude e longitude: O usuário insere os dados de latitude e longitude do local onde será realizada a conexão.

(v) Obter dados sobre geração fotovoltaica: Ao selecionar esta opção, o usuário obteria o banco de dados solarimétrico sugerido pela acessada, assim como os valores de incertezas a serem adotados na geração fotovoltaica. Também estaria disponível o modelo aplicado à estimação da geração fotovoltaica.

(vi) Enviar dados do fluxo de potência: O usuário enviaria os resultados obtidos no fluxo de potência, por este *link*, em um formato pré-estabelecido, para a concessionária. Esta avaliaria os resultados e, caso alguma condição de risco fosse percebida, os dados de carregamento dos transformadores e as demandas horárias seriam enviadas para a acessante para que o fluxo de potência fosse realizado novamente. Alternativamente, a própria concessionária poderia avaliar este estudo de conexão com mais detalhes. No caso em que os perfis reais sejam disponibilizados, esta etapa seria de conferência e as implicações da conexão poderiam ser avaliadas mais prontamente.

Esta ferramenta de suporte seria util não somente para a realização de estudos de conexão mais fundamentados como também poderia agilizar a troca das informações entre a acessada e a acessante.

5.0 CONCLUSÃO

A metodologia proposta neste trabalho, no contexto da Minigeração Fotovoltaica Distribuída, apresenta-se como um aperfeiçoamento dos estudos de conexão deste tipo de geração às redes de distribuição. A diferença de abordagem com relação à metodologia tradicional se baseia, principalmente, na consideração da dicotomia carga/geração.

Os passos adotados em ambas as metodologias, tradicional e proposta, são basicamente os mesmos, porém o nível de informação relacionada à carga e à geração fotovoltaica difere substancialmente. A diferença no cálculo do estado da rede mostra-se significativo. Com a crescente inserção da MFD, as consequências da inexatidão do estado estimado se tornam relevantes, trazendo impacto nos resultados de diversas análises realizadas no âmbito da expansão e da operação dos sistemas elétricos.

A proposta de ferramenta *online*, apresentada pelos autores, para suporte aos estudos de conexão, visa não apenas agilizar o processo envolvido, como também permitir a elaboração de análises mais detalhadas e a validação dos resultados de forma consistente. Nesta perspectiva, pode vir a ser adotada como base de comparação entre diferentes resultados, subsidiando discussões acerca dos procedimentos mais adequados.

Espera-se que este trabalho contribua para a evolução dos procedimentos de conexão da MFD nas redes de distribuição, de forma a se evitarem condições operativas indesejadas não previstas, as quais poderiam comprometer o bom funcionamento do sistema elétrico.

6.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Atualização de projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgreração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024 – Nota técnica nº 56/2017-SRD. Brasil. 2017.

(2) ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Infográfico solar. Disponível em: <http://www.absolar.org.br/infografico-absolar-.html>. Acesso em: 1 abr. 2019.

(3) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica. 2. ed. Brasília: 2016.

(4) UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. Confronting the Duck Curve: how to address over-generation of solar energy. Disponível em: < https://www.energy.gov/eere/articles/confronting-duck-curve-how-address-over-generation-solar-energy>. Acesso em: 1 abr. 2019.

(5) MOREIRA, E. A. Análise dos impactos de diferentes modelagens da microgeração fotovoltaica nos estudos de planejamento de sistemas de energia elétrica de baixa tensão. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

(6) DUFFIE, J. A.; BECKMAN, W. A. Solar engineering. 4. ed. Hoboken: John Wiley & Sons, 2013.

(7) REZENDE, V. G. S.; ZILLES, R. Análise das perdas de produtividade em geradores fotovoltaicos por efeito de sujidade. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar: Gramado, 2018.

(8) PINTO, G. X. A. et al. Impactos da geração solar fotovoltaica nas dispesas com energia elétrica em campus universitário. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar: Gramado, 2018.

(9) CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S. A. Pesquisa de posse de equipamentos e hábitos de uso, ano base 2005: classe residencial - relatório sudeste. Rio de Janeiro, 2007.

7.0 - DADOS BIOGRÁFICOS

Edmar Arantes Moreira nasceu em Três Corações (MG) em 1990. Graduou-se em Engenharia de Telecomunicações pela Universidade Federal de São João del-Rei (UFSJ) em 2015. É Mestre em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG), em 2018. Atualmente é professor da Universidade Federal de Viçosa (UFV). Atua nas áreas de Geração Distribuída com foco no impacto deste tipo de geração em redes de baixa tensão.