

Estratégia para a Definição de um Limite de Injeção de Potência no Ponto de Fronteira entre Produtores Independentes de Energia e Empresas Distribuidoras

R. A. Peniche, L. Mikami, R.O. Ramirez, J.W.F. Pereira, L. G. G. de Souza, L. S. Hatashita (*)

Copel Distribuição S.A.

rodrigo.peniche@copel.com, lucas.mikami@copel.com, rafael.ramirez@copel.com, jeferson.pereira@copel.com,
luiz.souza@copel.com, luiz.seiti@copel.com.

Resumo — O objetivo deste trabalho é identificar a correlação entre o limite máximo de disponibilidade de injeção de potência pelos acessantes de geração (GD) com a potência de curto-circuito das subestações fontes da Copel Distribuição, assim como a verificação do perfil de tensão no ponto de conexão da GD. Foram simulados fluxos de potências em transformadores típicos das SEs 138 kV através do programa ANAREDE a fim de se obter a tensão nas barras de 138/34,5/13,8 kV sem e com a conexão de GDs e também devido eventual desconexão da geração. A potência de curto-circuito foi avaliada pelo programa ANAFAS. Embora pertinentes, estudos voltados aos transitórios eletromecânicos e eletromagnéticos não fazem parte da abordagem apresentada neste artigo.

Palavras-chaves — Acessantes de Geração, simulação fluxo de potência, potência curto-circuito, barras 34,5 kV.

I. INTRODUÇÃO

Com a regulamentação do acesso de GDs nos sistemas de potência das distribuidoras de energia elétrica definidas nos procedimentos de distribuição (PRODIST) – módulo 3 (Acesso ao Sistema de Distribuição) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [2], intensificou o número de solicitações de acesso de GDs no sistema de potência da Copel Distribuição, principalmente em 34,5 kV. Entende-se que as GDs por serem empreendimentos de menor porte quando comparadas com grandes hidroelétricas e em geral estarem localizadas mais próximas aos centros de carga, podem trazer benefícios aos consumidores pela injeção de novas fontes de gerações em detrimento ao crescimento da demanda de energia. Além deste aspecto as GDs causam menores impactos ambientais. Por outro lado, é necessária cautela na liberação do acesso ao sistema de distribuição, pois o excesso de GDs podem ocasionar piora na qualidade de fornecimento de energia elétrica quando avaliados do ponto de vista de níveis de tensão mínimas e máximas que devem ser mantidas nas barras das SEs e das potências de curto-circuito que as mesmas barras possam admitir. Neste particular, deve-se buscar uma regra que defina um patamar limítrofe para a disponibilidade de injeção de potência que não degrade à qualidade da tensão de fornecimento do ponto de fronteira (PAC) entre as usinas e o sistema de distribuição. Neste contexto, encontra-se o cerne deste trabalho, com o objetivo de identificar a correlação entre o limite máximo de disponibilidade de injeção de potência pelos acessantes de

geração (GD) com a potência de curto-circuito das subestações fontes da Copel Distribuição, assim como a verificação do perfil de tensão no ponto de conexão da GD. Para tanto, o trabalho investigativo se deu em duas partes. A primeira através da avaliação das tensões nas barras de transformadores típicos 138/34,5/13,8 kV das SEs da Copel Distribuição por meio de simulações de fluxo de potência sem/com a conexão de GDs nas barras de 34,5 kV e também em uma eventual desconexão da geração. A segunda parte foi avaliar a potência de curto-circuito das barras de 34,5 kV de todas as SEs. As investigações focaram nas solicitações de acesso ao sistema de média tensão, particularmente nas barras de 34,5 kV das subestações fontes.

II. POTENCIAL DE GERAÇÃO DO ESTADO DO PARANÁ

Nos últimos anos, devido aos incentivos governamentais à produção de energia elétrica através de fontes alternativas e à flexibilização regulatória, ocorreu um aumento significativo de consultas de acesso de geradores independentes, sobretudo Pequenas Centrais Hidroelétricas (PCHs) e eólicas ao sistema elétrico brasileiro. Particularmente no caso do Paraná, somou-se aos incentivos supramencionados o fato de que o estado possui um rico potencial hidráulico a ser explorado em suas bacias hidrográficas, contribuindo ainda mais para o aumento das estatísticas de novos acessos.

Na área de concessão da Copel Distribuição, mais precisamente na região sudoeste e parte da região centro sul do estado do Paraná, já se encontram em operação cerca de 310 MW entre usinas PCHs, CGHs, eólicas e térmicas [1]. Ademais, há um montante adicional previsto para essas regiões em torno de 680 MW, distribuídos em vários empreendimentos, que podem evoluir ou não para uma solicitação de acesso.

Os pedidos de acesso concentram-se no sistema de média tensão, sobretudo nas instalações de 34,5 kV. O gráfico a seguir ilustra as estatísticas do número de conexões propostas por nível de tensão.

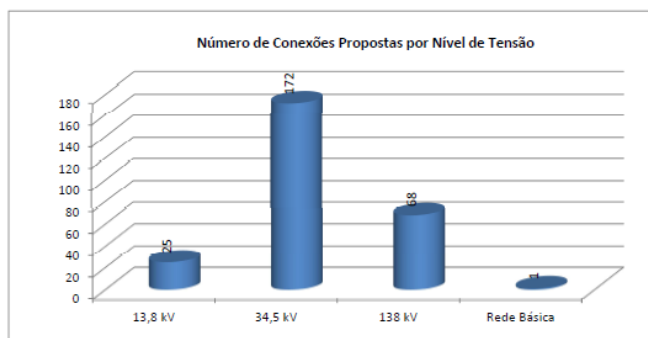


Fig. 1. Número de conexões por nível de tensão

Dado a quantidade expressiva de solicitações de acesso ao sistema de 34,5 kV (172) da Copel Distribuição, as análises para limitar a disponibilidade de injeção de potência se concentraram neste nível de tensão.

II. ESTRATÉGIA ADOTADA PARA A DEFINIÇÃO DA CORRELAÇÃO ENTRE LIMITES DE INJEÇÃO DE POTÊNCIA NO PONTO DE CONEXÃO E A POTÊNCIA DE CURTO-CIRCUITO

As conexões de pequenas centrais de geração podem proporcionar benefícios ao sistema elétrico e aos consumidores conectados nas adjacências do ponto de conexão. Os benefícios, geralmente associados ao aumento da potência de curto circuito de PCC (Pcc), são perceptíveis na redução de perdas técnicas das redes, na melhoria dos índices de conformidade, na redução do carregamento das linhas e transformadores de distribuição.

Por outro lado, observa-se que geradores distribuídos possuem características de operação intermitentes, com variações súbitas de injeção de potência que resultam em variações significativas de tensão no ponto de conexão. Esta característica de despacho intermitente é mais pronunciada em geradores eólicos mas podem ser identificadas em PCHs com reservatório a fio d'água. Embora ainda não haja penalidades específicas para variações de tensão de curta duração (VTCDs), a ANEEL por meio do PRODIST [2], caracteriza os eventos em temporários e momentâneos e caminha para estabelecer uma legislação mais rígida no tocante ao estabelecimento de limites.

Ainda neste contexto, as instalações do sistema elétrico são dimensionadas para suportar um determinado patamar de curto circuito. Equipamentos disjuntores, transformadores de corrente, chaves seccionadoras, malhas de terra, barramentos dispõem de uma capacidade dinâmica, quando submetidos à curtos circuitos, que deve ser respeitada sob o risco de danos mais severos e irreparáveis.

No caso específico da Copel Distribuição, os equipamentos que perfazem o setor de 34,5 kV de subestações de alta tensão são dimensionados para suportar uma potência de curto circuito de até 500 MVA.

Isto posto, a estratégia para definir a correlação entre limite máximo de injeção de potência no ponto de fronteira entre geradores e sistema elétrico de distribuição e a potência de curto-circuito e o perfil de tensão no ponto de conexão da GD, foram desenvolvidas sob dois pilares, a saber: a máxima

variação de tensão no ponto de conexão decorrentes de variações intermitentes do despacho de produtores de energia; e a superação do limite máximo de curto circuito do setor de 34,5 kV das subestações fonte.

A. Avaliação das tensões nas barras de 138/34,5/13,8 kV

As configurações das subestações da Copel Distribuição em geral apresentam dois transformadores de 138/34,5/13,8 kV com potência de 41,67 MVA nos três enrolamentos. Quando há cargas tanto no 13,8 kV como no 34,5 kV, um dos transformadores atende as cargas do 13,8 kV e o outro as cargas do 34,5 kV. A condição ideal que em caso de perda de um dos transformadores que o segundo possa assumir toda a carga do primeiro. As premissas adotadas nas análises de variação de tensão foram:

- Foi modelado a configuração com dois transformadores de 138/34,5/13,8 kV de 41,67 MVA no programa ANAREDE;
- Para distribuição das cargas no 13,8 kV e 34,5 kV foram alocadas de tal forma que a soma das cargas dos dois transformadores não ultrapassem os 41MVA;
- Foram consideradas patamares de carga leve e pesada;
- Para efeito de simulação do fluxo de potência, considerou-se inicialmente os transformadores somente com cargas nas barras de 13,8 e 34,5 kV sem geração. Verificou-se as tensões nas barras de 138, 34 e 13,8 kV de ambos os transformadores;
- Conectou-se as gerações em uma das barras de 34,5 kV de um dos transformadores para todas as combinações de cargas dos transformadores. A potência de geração variou de 5 a 30 MW com degraus de 5 MW. Levou-se em conta que o fator de potência do gerador pode ser indutivo, unitário ou capacitivo;
- As combinações de cargas e geração nos dois transformadores se encontram na Tabela I e II a seguir:

TABELA I. COMBINAÇÃO CARGA X GERAÇÃO TF1.

Caso	Transformador 1 - TF1			
	13,8 kV		34,5 kV	
	Carga - MW	Geração - MW	Carga - MW	Geração - MW
1	40	0	0	5
2	40	0	0	10
3	40	0	0	20
4	40	0	0	30
5	20	0	0	5
6	20	0	0	10
7	20	0	0	20
8	20	0	0	30
9	30	0	0	5
10	30	0	0	10
11	30	0	0	20

TABELA II. COMBINAÇÃO CARGA X GERAÇÃO TF2.

Caso	Transformador 2 - TF2			
	13,8 kV		34,5 kV	
	Carga - MW	Geração - MW	Carga - MW	Geração - MW
1	0	0	0	0
2	0	0	0	0
3	0	0	0	0
4	0	0	0	0
5	0	0	20	0
6	0	0	20	0
7	0	0	20	0
8	0	0	20	0
9	0	0	10	0
10	0	0	10	0
11	0	0	10	0

O processo de avaliação se deu através da simulação do fluxo de potência no programa ANAREDE com a combinação de cargas e geração conforme indicado na Tabela I e II. Para efeito de modelagem dos transformadores, considerou-se uma barra swing conectada a barra de 138 kV através de uma impedância de curto-circuito, considerando-se a potência de curto-circuito da barra de 138 kV de 500 MVA. Deste modo admitiu-se uma possível flutuação de tensão na barra de 138 kV. A modelagem dos transformadores está representada na Fig.2 abaixo:

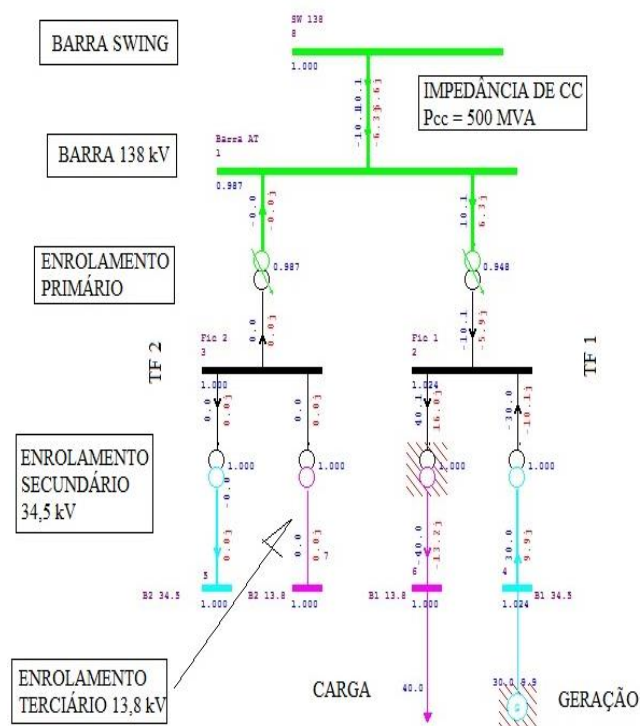


Fig. 2. Modelagem dos Transformadores no ANAREDE

As simulações iniciais foram considerando somente com cargas nas barras de 13,8 e 34,5 kV sem conexão de gerações.

A seguir conectamos as gerações na barra de 34,5 kV de um dos transformadores conforme combinação de carga e geração indicado na Tabela I e II.

Para simulação dos efeitos tanto da perda da geração, assim como sua reconexão, manteve-se o tap do transformador fixo na posição como se o gerador estivesse conectado normalmente. Estão apresentados na Tabela III e IV os resultados mais críticos obtidos nas simulações.

TABELA III. RESULTADOS SIMULAÇÃO FLUXO POTÊNCIA TF1

		TF1				Carga Pesada			
						Carga FP=,95		Geração FP= 0,95	
		tensão (pu)	DT(%)	tap (prim)	FP	MW	Mvar	MW	Mvar
	13,8 kV	1,000				40	13,2		
GD CO.	34,5 kV	1,024						30	9,9
	138 kV	0,987		0,948	0,85				
	13,8 kV	0,919	-8,10			40	13,2		
GD PC.	34,5 kV	0,946	-7,62					0	0
	138 kV	0,950	-3,75	0,948	0,88				
	13,8 kV	1,000	8,81			40	13,2		
GD RE.	34,5 kV	1,024	8,25					30	9,9
	138 kV	0,987	3,89	0,948	0,85				

TABELA IV. RESULTADOS SIMULAÇÃO FLUXO POTÊNCIA TF2

		TF2				Carga Pesada			
						Carga FP=,95		Geração FP= 0,95	
		tensão (pu)	DT(%)	tap (prim)	FP	MW	Mvar	MW	Mvar
	13,8 kV	1,000							
GD CO.	34,5 kV	1,000				0	0	0	0
	138 kV	0,987		0,987					
	13,8 kV	0,962	-3,80						
GD PC.	34,5 kV	0,962	-3,80			0	0	0	0
	138 kV	0,950	-3,75	0,987					
	13,8 kV	1,000	3,95						
GD RE.	34,5 kV	1,000	3,95			0	0	0	0
	138 kV	0,987	3,89	0,987					

GD CO: GD Conectada – GD PC: Perda Conexão – GD RE: Reconexão da GD

Dentre as combinações de Carga e Geração indicadas na Tabela III, a que se mostrou como mais crítica em termos de variação de tensão quando da perda de geração (PC) ou reconexão da geração (RC) na simulação do fluxo de potência foi o caso 4 indicado na Tabela I e II. Sendo a carga de 40 MW, período de carga pesada, no 13,8 kV e geração de 30 MW no 34,5 kV ambos no TF1. Observa-se um desvio de tensão na barra de 13,8 kV de -8,1% quando da perda da geração e de 8,81% na reconexão da GD no TF1. A variação de tensão no TF2 foi inferior a 4%, conforme mostra a Tabela IV. Foram simulados com GD de 40 MW e os resultados são apresentados na Tabela V e VI a seguir:

TABELA V. RESULTADOS SIMULAÇÃO FLUXO POTÊNCIA TF1 COM GD 40 MW

TABELA V. RESULTADOS SIMULAÇÃO FLECHA POTÊNCIA TF1 COM GD 40 MW									
	TF1				Carga Pesada				
						Carga FP=,95		Geração FP= 0,95	
		tensão (pu)	DT(%)	tap (prim)	FP	MW	Mvar	MW	Mvar
	13,8 kV	1,000				40	13,2		
GD CO.	34,5 kV	1,024						40	13,2
	138 kV	0,995		0,965					
	13,8 kV	0,898	-10,20			40	13,2		
GD PC.	34,5 kV	0,926	-9,57					0	0
	138 kV	0,949	-4,62	0,965	0,87				
	13,8 kV	1,000	11,36			40	13,2		
GD RE.	34,5 kV	1,024	10,58					40	13,2
	138 kV	0,995	4,85	0,965					

TABELA VI. RESULTADOS SIMULAÇÃO FLUXO POTÊNCIA TF2 COM GD 40 MW

TABELA VI. RESULTADOS SIMULAÇÃO FLUXO POTÊNCIA TF2 COM GD 40 MW									
	TF2				Carga Pesada				
						Carga FP=,95		Geração FP= 0,95	
		tensão (pu)	DT(%)	tap (prim)	FP	MW	Mvar	MW	Mvar
	13,8 kV	1,000							
GD CO.	34,5 kV	1,000				0	0	0	0
	138 kV	0,995		0,995					
	13,8 kV	0,954	-4,60						
GD PC.	34,5 kV	0,954	-4,60			0	0	0	0
	138 kV	0,949	-4,62	0,995					
	13,8 kV	1,000	4,82						
GD RE.	34,5 kV	1,000	4,82			0	0	0	0
	138 kV	0,995	4,85	0,995					

Conforme se observa a variação de tensão no 13,8 kV do TF1 são superiores a 10% tanto na perda como na reconexão da GD. E na barra de 34,5 kV a variação de 9,57% na perda e 10,58% na reconexão da GD. Também foram simulados fluxos de potência no período de carga leve e os resultados mais críticos estão representados na Tabela VII e VIII, conforme abaixo:

TABELA VII. RESULTADOS SIMULAÇÃO FLUXO POTÊNCIA TF1 CARGA LEVE

TABELA VII: RESULTADOS DA SIMULAÇÃO DE CARGA LEVE E CARGA FP=0,95									
	TF1				Carga Leve				
						Carga FP=,95		Geração FP= 0,95	
		tensão (pu)	DT(%)	tap (prim)	FP	MW	Mvar	MW	Mvar
	13,8 kV	1,000				14	4,62		
GD CO.	34,5 kV	1,008						30	9,9
	138 kV	1,008		1,014	0,96				
	13,8 kV	0,951	-4,90			14	4,62		
GD PC.	34,5 kV	0,959	-4,86					0	0
	138 kV	0,988	-1,98	1,014	0,93				
	13,8 kV	1,000	5,15			14	4,62		
GD RE.	34,5 kV	1,008	5,11					30	9,9
	138 kV	1,008	2,02	1,014	0,96				

TABELA VIII. RESULTADOS SIMULAÇÃO FLUXO POTÊNCIA TF2 CARGA LEVE

TABELA VIII. RESULTADOS SIMULAÇÃO FLUXO POTÊNCIA P2 CARGA LEVE									
	TF2				Carga Leve				
					Carga FP=,95		Geração FP= 0,95		
		tensão (pu)	DT(%)	tap (prim)	FP	MW	Mvar	MW	Mvar
	13,8 kV	1,000							
GD CO.	34,5 kV	1,000				0	0	0	0
	138 kV	1,008		1,008					
	13,8 kV	0,980	-2,00						
GD PC.	34,5 kV	0,980	-2,00			0	0	0	0
	138 kV	0,988	-1,98	1,008					
	13,8 kV	1,000	2,04						
GD RE.	34,5 kV	1,000	2,04			0	0	0	0
	138 kV	1,008	2,02	1,008					

Foi considerado que a carga no período de carga leve é aproximadamente de 30% da carga pesada. Deste modo para uma carga de 40 MW na pesada foi representado na simulação uma carga de 14 MW no período de carga leve, conforme indicado na Tabela VII. A carga de 14 MW foi representada na barra de 13,8 kV e a geração de 30 MW na barra de 34,5 kV, ambos no TF1. A variação de tensão quando da perda e reconexão da GD ficou na ordem de 5,0%.

B. Avaliação da potência de curto-circuito

Foram avaliadas as potências de curto-circuito nas barras de 34,5 kV das SEs da Copel Distribuição. O critério de planejamento admite uma potência de curto-circuito máxima na barra de 34,5 kV de 500 MVA. A conexão de GDs nas barras de 34,5 kV podem ocasionar possível superação da potência de curto-circuito (Pcc). A avaliação foi através do programa SAPRE/ANAFAS. Para tanto, assumiu-se as seguintes premissas:

- Para avaliação da potência de curto-circuito foram utilizados os casos bases de curto-circuito do ONS ciclo 16-19;
- Para cada transformador tipo 138/34,5/13,8 kV de cada SE foi verificado se a potência dos três enrolamentos eram de 41,67 MVA. Caso a potência do transformador for diferente de 41,67 MVA, os parâmetros do transformador foram ajustados;
- Para conexão de uma GD na barra de 34,5 kV de uma SE se admitiu como reatância típica do gerador de 20% ou 0,2 pu (X_d'') na potência base da máquina. Adotou-se este valor de acordo com [3];
- As potências dos geradores foram referenciadas na potência base 100MVA. As potências das máquinas variaram de 5 a 30 MW;
- Considerou-se como limite de potência na barra de 34,5 kV de 450 MVA.

Inicialmente carregamos os casos base de curto-circuito do ONS no SAPRE e determinamos para todas as barras de 34,5 kV de todas as SEs a potência de curto-circuito trifásica, monofásica e bifásica-terra. Antes da determinação destes valores, se ajustou os parâmetros dos transformadores trifásicos 138/34,5/13,8 kV com potências diferentes de 41,67 MVA nos três enrolamentos. Adotou-se esta premissa, pois o planejamento considera que estes transformadores com

potências inferiores a 41,67 MVA evoluam para este nível de potência.

Após a obtenção da potência de curto-circuito de cada barra 34,5 kV foi comparada com a potência máxima de curto-circuito admissível de 450 MVA (premissa de estudo). Caso a potência de curto-circuito obtida fosse maior ou igual a 450 MVA, concluí-se que mais nenhuma geração deveria ser conectada nesta barra. Se inferior a 450 MVA inseria-se geração com potência a partir de 5 MW até se chegar no limite da Pcc de 450 MW. Na Fig. 3 esta representado o transformador de 3 enrolamentos no programa SAPRE, a seguir:

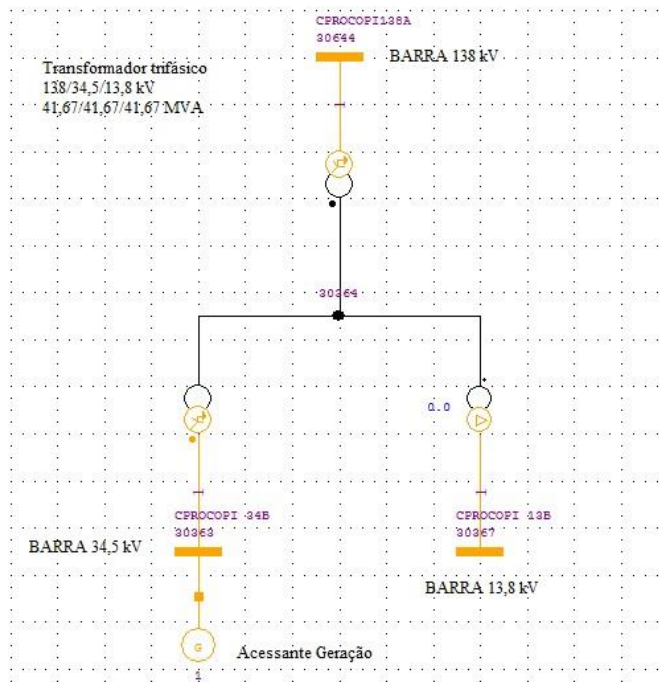


Fig. 3 – Transformador da SE 138 kV Cornélio Procópio.

A Fig. 3 mostra o diagrama do transformador da SE 138 kV de Cornélio Procópio, onde estão representados os enrolamentos primário 138 kV, secundário 34,5 kV e o terciário 13,8 kV. Também foi indicado a conexão de uma GD na barra de 34,5 kV. A seguir são apresentados resultados das simulações:

Primeiramente obteve-se a potência de curto-circuito de todas as barras de 138/34,5/13,8 kV de todas as SEs da Copel Distribuição considerando-se que não exista nenhuma geração conectada no 34,5 kV, na simulação no SAPRE..

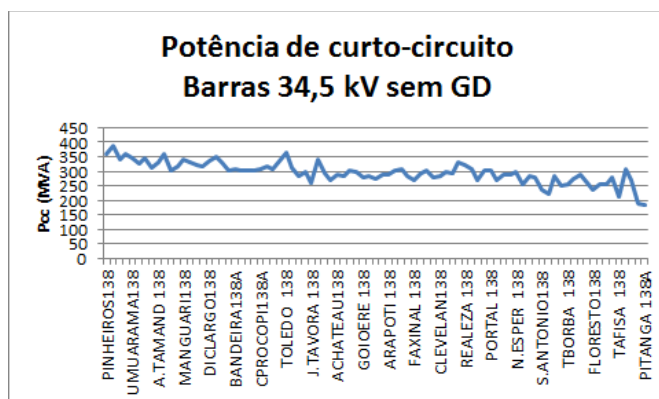


Fig.4 – Potência de curto-circuito das barras 34,5 kV sem GD

Observa-se que a potência de curto-circuito das barras estão abaixo de 400 MVA, variando de um mínimo de 190 MVA e um máximo de 390 MVA. Com estes resultados foram conectados GDs em cada barra de 34,5 kV iniciando-se com 5 MW até 30 MW. As simulações no SAPRE indicaram para cada barra de 34,5 kV o máximo de geração possível de conectar de tal forma a respeitar o limite máximo de potência de curto-circuito admitida de 450 MVA. A Fig. 5 indica para cada barra o limite de geração possível de conectar.

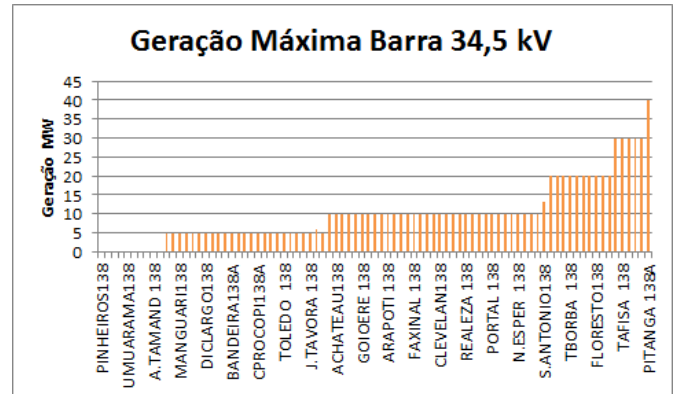


Fig.5 – Geração Máxima na barra 34,5 kV

Observa-se que em algumas barras não foi possível conectar nenhuma geração, pois as mesmas apresentaram potência de curto-circuito superior a 450 MW após a inserção da geração. A maior parte esta concentrada entre 5 e 10 MW conforme se vê na Fig. 5.

A Fig.6 mostra a potência de curto-circuito de todas as barras, já com a inclusão das GDs máximas admissíveis.

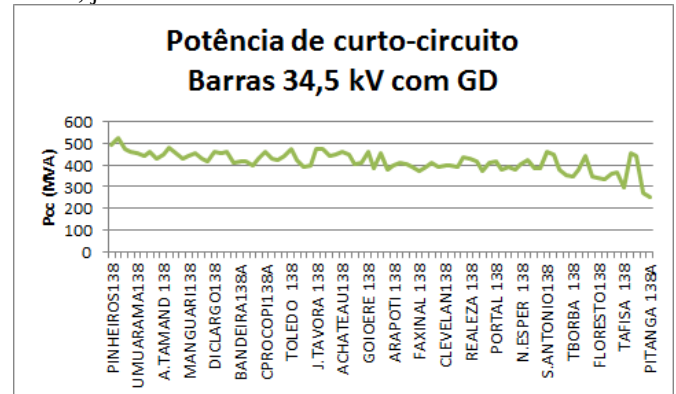


Fig.6 – Potência de curto-circuito barras 34,5 kV com GD.

Após a obtenção de todas as potências de curto-circuito admissíveis nas barras de 34,5 kV, se obteve uma equação que correlaciona a geração máxima admissível na barra pela potência de curto-circuito, conforme se vê na Fig.7 abaixo:

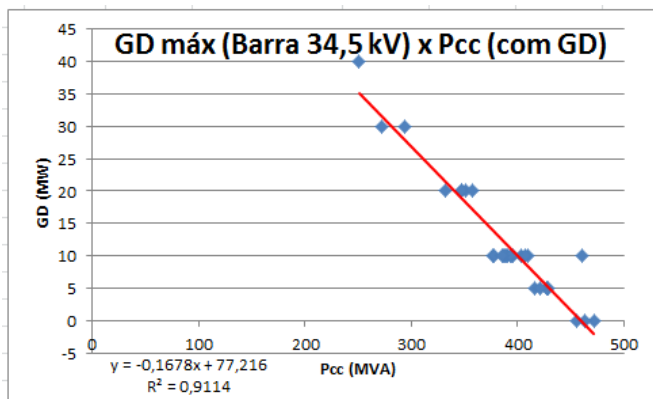


Fig.7– Correlação entre Geração x Potência de curto

Foi obtida equação que correlaciona a Geração Máxima a ser conectada em determinada barra de 34,5 kV de uma SE em função de sua Potência de curto-circuito indicado abaixo:

$$GD(máx) = -0,1678 * Pcc + 77,216$$

Pode-se determinar a geração máxima a ser conectada em uma barra de 34,5 kV, conhecendo-se a potência de curto-circuito da barra, através da equação determinada.

II. OBSERVAÇÕES FINAIS

Verificou-se através das simulações do fluxo de potência no transformador típico que pode ocorrer desvios de tensão que podem variar de -9,0% a 11,0%, dependendo da combinação de carga e geração, quando da conexão ou desconexão de GDs.

Os acessantes de geração influenciam para o aumento da potência de curto-circuito nas barras de 34,5 kV. Foi observado que em algumas barras de 34,5 kV de SEs da Copel Distribuição já não seria possível conectar novas gerações, pois já estão com a potência de curto-circuito elevada, considerando o critério de 450 MVA na barra de 34,5 kV.

As barras que estão com a potência de curto-circuito menor constatou-se ser possível conectar no máximo 30 MW em GD.

III. REFERÊNCIAS

- [1] Copel Distribuição, “Relatório de Acompanhamento de Acessantes de Geração – ACGER, Agosto de 2016.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, “Procedimentos de Distribuição – PRODIST Módulo 8, Janeiro de 2017.
- [3] W. D. jr Stevenson, “Análise de Sistema de Potência,” *McGraw – Hill do Brasil*, Apêndice A, pp. 335,1976.