

## Capítulo X

### Cogeração distribuída

#### ANÁLISE FINANCEIRA E DE ESTABILIDADE DE UM SISTEMA REAL APÓS A CONEXÃO DO SISTEMA DE COGERAÇÃO

Por Fernando Prioste, Thiago Cardoso e Fabiano Andrade\*

Desde 17 de abril de 2012, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração com elevada eficiência energética e, inclusive, fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. Trata-se da micro e da minigeração distribuídas de energia elétrica, inovações que podem aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

Devido aos recentes aumentos no custo da energia elétrica, as empresas buscam cada vez mais alternativas para diminuir seus gastos com energia. A empresa Cia Volta Grande de Papel (CVG) é uma empresa do ramo de fabricação de papel tissue e, neste segmento, assim como em outros, a energia elétrica é um insumo fundamental. Os estudos apresentados neste trabalho serão todos focados na realidade atual desta companhia. A empresa possui três centrais hidrelétricas, que juntas totalizam 2,2 MW de potência instalada, mas que corresponde a apenas 36% do total de energia elétrica consumida pelas suas instalações. Sua infraestrutura conta com 7.500 hectares de áreas de reflorestamento, sendo 3.600 hectares de árvores de espécies renováveis. A madeira extraída destas árvores é utilizada no processo de fabricação de papel.

O objetivo deste trabalho é avaliar a viabilidade de um projeto de Geração Distribuída (GD) do tipo cogeração qualificada na empresa, aproveitando sua infraestrutura de madeira de reflorestamento. Propõe-se, através deste trabalho, aumentar a porcentagem de geração própria da empresa e, conseqüentemente, diminuir seus custos com aquisição de energia elétrica. Este estudo de viabilidade será realizado utilizando técnicas de engenharia econômica e analisando os impactos da inserção de um sistema de cogeração à rede de distribuição base através de simulações para análise de estabilidade dinâmica do sistema, antes e depois da conexão do sistema de cogeração.

#### GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Atualmente, a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis constitui uma tendência em diversos países, inclusive com a concessão de incentivos à GD de pequeno porte. A GD pode acarretar em muitos benefícios, não só para o consumidor, mas também para o sistema elétrico como um todo. Postergação de investimentos nos sistemas de distribuição e transmissão, redução no carregamento das redes, redução de perdas, diversificação da matriz energética e baixo impacto ambiental são alguns potenciais benefícios que estimulam esta modalidade.

A micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica a partir de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. A microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW, enquanto que a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor e igual a 5 MW para cogeração qualificada ou demais fontes renováveis de energia elétrica.

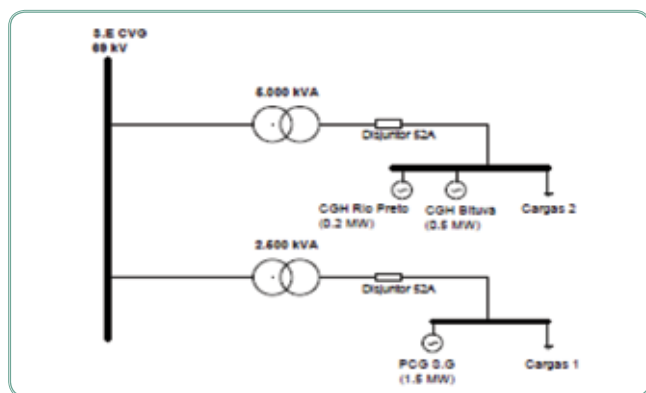
Uma das vantagens da GD é que é dispensável a assinatura de contratos de uso e conexão junto à rede da distribuidora. É necessário apenas um Acordo Operativo para os minigeradores ou a formalização do Relacionamento Operacional para microgeradores.

Outra característica importante que faz parte da GD é o sistema de compensação de energia elétrica. Esse sistema permite que a energia excedente gerada pela unidade consumidora seja injetada na rede da distribuidora, podendo ser posteriormente compensada.

A GD, apesar das suas vantagens, também pode apresentar alguns impactos negativos no sistema. Caso o sistema de GD não esteja adequado às normas técnicas específicas, pode comprometer o sistema como um todo. Dessa forma, as unidades geradoras devem atender a um conjunto de normas definido pela concessionária local de maneira a evitar que um acoplamento inadequado provoque eventos indesejáveis. No estudo em questão, a normativa da Celesc I- 432.0003, que estabelece os requisitos mínimos necessários para a conexão de autoprodutores e produtores independentes de energia elétrica ao sistema, deve ser seguida.

## FORMULAÇÃO DO PROBLEMA

A Companhia Volta Grande de Papel com sede na cidade de Rio Negrinho, Santa Catarina, é uma indústria de fabricação de papel tissue (papel higiênico, papel toalha e guardanapo). O diagrama unifilar de suas instalações é apresentado na Figura 1.



**Figura 1- Sistema de Distribuição da Empresa CVG.**

A empresa possui três usinas hidrelétricas, denominadas: PCH Salto Grande, com potência instalada de 1,5 MW; CGH Rio Preto, com potência instalada de 0,2 MW; e CGH Bituva, com potência instalada de 0,5 MW, podendo ser visualizadas na Figura 1. Todas são destinadas ao consumo próprio de energia elétrica e, conforme dados históricos (Figura 2), estas são responsáveis pela geração de 36% do total de energia elétrica consumida pela empresa. Os outros 64% são adquiridos da concessionária local de energia elétrica (Celesc).

Estas médias foram obtidas através dos dados de consumo e geração dos últimos dois anos, compreendendo o período de outubro de 2013 a outubro de 2015 e obtidos através do sistema supervisorio e do controlador de demanda da empresa.

Outro dado importante obtido nos históricos das faturas de energia elétrica adquirida da concessionária é que, do ano de 2013 até o ano de 2015, o valor destas faturas duplicou, sendo que o consumo de energia pouco mudou, conforme mostra a Figura 2. O segmento de fabricação de papel apresenta características particularmente interessantes para a viabilização da cogeração, pois apresenta um elevado consumo de vapor em seu processo, destinado a secagem do papel.

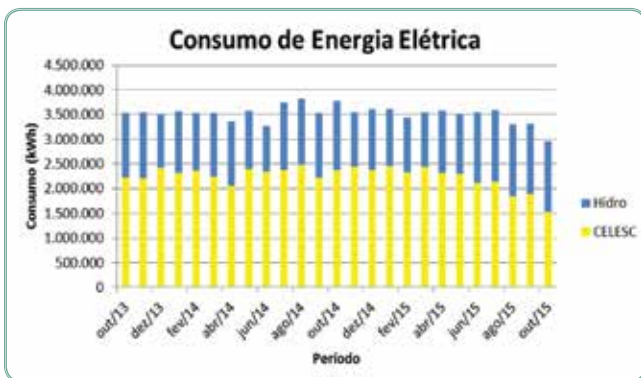


Figura 2 - Histórico do consumo de energia elétrica.

Uma das alternativas para reduzir os custos com a compra de energia seria a implantação de uma usina de cogeração qualificada. Esta seria uma opção para a empresa devido ao fato de que ela utiliza vapor no seu processo de fabricação e também por ser autossuficiente em combustível (cavaco) para abastecer esta nova usina de cogeração. A maior parte do vapor gerado por esta nova usina seria utilizada para gerar energia elétrica e a outra parte do vapor para o processo industrial.

Dessa forma, decidiu-se realizar uma análise de viabilidade da inclusão de um sistema de cogeração. A conexão do sistema de cogeração foi considerada na parte mais próxima da utilização do calor do vapor (Figura 3), onde, atualmente, já existe uma caldeira instalada.

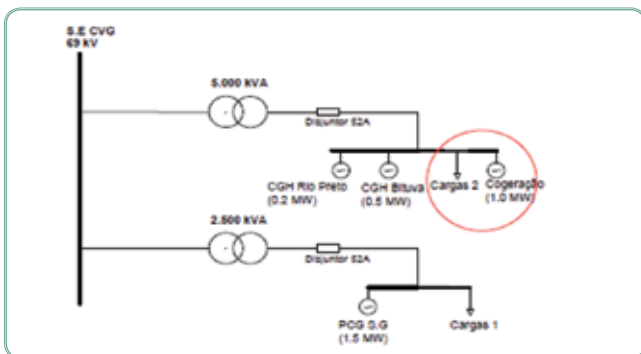


Figura 3 – Sistema de distribuição da empresa CVG, considerando a inclusão do sistema de cogeração.

### AVALIAÇÃO DO INVESTIMENTO

A análise da viabilidade de projetos, comumente, envolve um conjunto de técnicas que busca determinar sua viabilidade econômica e financeira, considerando uma determinada taxa mínima de atratividade. Assim, normalmente estes parâmetros são medidos pelo Payback (prazo de retorno do investimento inicial), pela TIR (Taxa Interna de Retorno) e/ou pelo VPL (Valor Presente Líquido).

Para a realização deste trabalho, foi realizada uma consultoria com uma empresa especializada em vendas de sistemas de cogeração. Para o projeto pretendido, com geração de 1 MWh, o investimento necessário foi avaliado em R\$ 5.200.000,00, valor

este que contempla o projeto completo, ou seja, caldeira, gerador, turbina, etc. A seguir, mais detalhes sobre o fluxo de caixa deste projeto, considerando o investimento necessário, a receita obtida com a geração de eletricidade, os custos de combustível e O&M.

### Fluxo de caixa

Denomina-se fluxo de caixa o conjunto de entradas e saídas de dinheiro (caixa) ao longo do tempo. Pode-se ter fluxo de caixa de empresas, de investimentos, de projetos, de operações financeiras, etc.

Para a análise de viabilidade serão consideradas as seguintes variáveis de entrada e saída de caixa:

- Investimento (saída): valor necessário para implantação do projeto de cogeração. Conforme descrito anteriormente, terá o custo de R\$ 5.200.000,00. Já estão inclusos neste montante os custos de transporte e mão de obra para instalação;
- Receita de Eletricidade (entrada): valor que deixará de ser pago à concessionária após a instalação do processo de cogeração. Este valor passa a ser considerado como uma economia para o projeto. Na Tabela I são apresentados os valores das tarifas de energia elétrica pagos atualmente pela empresa, sem a inclusão de encargos, pois estes são posteriormente recolhidos pela empresa.

TABELA I - TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA. GRUPO A3 – CELESC

|                   |             |
|-------------------|-------------|
| Tarifa Fora Ponta | R\$ 0,36167 |
| Tarifa Ponta      | R\$ 0,50918 |

Os valores de demanda fora de ponta e demanda na ponta não são pertinentes, uma vez que, no projeto de GD, os valores de demanda contratados não podem ser alterados.

A capacidade de geração de energia elétrica do projeto em questão é de 1 MWh. Dessa forma, na Tabela II são apresentados os valores estimados de economia mensal para o projeto de cogeração.

TABELA II – ECONOMIA COM A COGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

|                           |                |
|---------------------------|----------------|
| Economia Fora Ponta (EFP) | R\$ 236.532,18 |
| Economia Ponta (EP)       | R\$ 33.605,88  |
| Economia Mensal (EFP+EP)  | R\$ 270.138,06 |

- O&M (saída): custos de manutenção e operação do sistema de cogeração. De acordo com a consultoria realizada, o sistema necessita de uma inspeção a cada 1,5 anos, com custo estipulado em R\$ 40.000,00, e uma revisão geral a cada seis anos, com custo estipulado em R\$ 300.000,00. Dessa forma, estima-se que, em seis anos, seriam gastos com manutenção o total de R\$ 460.000,00.

Os custos de operação não foram contabilizados, pois este custo continua sendo equivalente ao custo do processo atual.

Para facilitar a análise do fluxo de caixa, os valores de O&M foram distribuídos homogêaneamente durante o período de seis anos, ou seja, custo de R\$76.666,67/ano.

- **Combustível (saída):** atualmente, a empresa conta com uma caldeira para produção de vapor saturado, cujo combustível utilizado é o cavaco de madeira, o consumo atual desta caldeira é de 6,0 toneladas/hora, que corresponde a um custo mensal de aproximadamente R\$ 259.200,00/mês. De acordo com a consultoria realizada, com a utilização da nova caldeira, o consumo de combustível irá aumentar em 33%, ou seja, seu consumo passará a ser de 8,0 toneladas/hora, mas com a vantagem de gerar 1 MWh de energia elétrica. Este aumento no consumo de combustível resultaria em média um acréscimo de R\$ 86.400,00 no custo mensal, representando R\$ 1.036.800,80 no custo anual. Cabe enfatizar que este custo de combustível é apenas para fins de análise financeira, pois a empresa é autossuficiente na produção de cavaco.

A Tabela III apresenta o fluxo de caixa do projeto:

TABELA III - FLUXO DE CAIXA DO PROJETO

|                                      |                  |
|--------------------------------------|------------------|
| Investimento do Projeto de Cogeração | R\$ 5.200.000,00 |
| Receita de Eletricidade Anual        | R\$ 3.241.656,72 |
| O&M Anual                            | R\$ 76.666,67    |
| Combustível (cavaco) Anual           | R\$ 1.036.800,00 |
| Período: vida útil                   | 20 anos          |

Após a conexão do sistema de cogeração, pressupõe-se que o gráfico de consumo de energia elétrica será conforme a Figura 4 e a Figura 5. As análises foram realizadas considerando os dados históricos de consumo dos dois últimos anos, mas estima-se que este consumo não se altere significativamente nos próximos anos. Também para questão de análise, a capacidade da cogeração foi mantida sempre no máximo, desta forma, as análises financeiras podem dar uma boa ideia da viabilidade do investimento, como será visto pelo Payback, VPL e TIR.

#### Método do payback

O payback simples ou prazo de retorno de um projeto é a extensão de tempo necessária para que seus fluxos de caixa nominais cubram o investimento inicial. Ou seja, quanto tempo um investimento demora a ser ressarcido.

Considerando as entradas e saídas apresentadas no fluxo de caixa da Tabela III, o payback pode ser calculado como:

$$\text{Payback} = \frac{\text{Investimento Inicial}}{\text{Economia Anual Total}} = \frac{\text{R\$ 5.200.000,00}}{\text{R\$ 2.128.190,16}} \quad (1)$$

Em que o investimento inicial é apresentado na primeira linha da Tabela III e a economia anual total é obtida descontando-se do valor de Receita de Eletricidade Anual os valores gastos com O&M e combustível anualmente. Sendo assim, o payback simples ocorre em 2,44 anos.

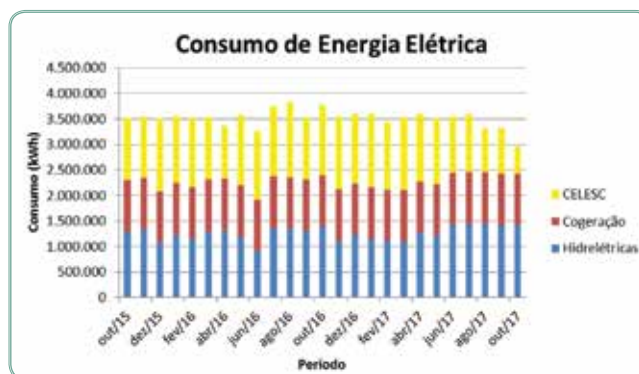


Figura 4 – Consumo de energia elétrica com a participação do sistema de cogeração.

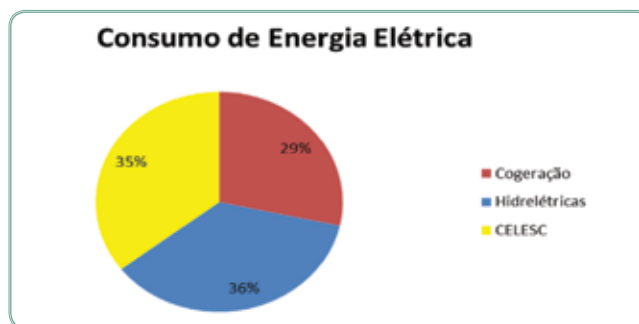


Figura 5 – Parciais de fornecimento de energia elétrica com a participação do sistema de cogeração.

O método de payback simples, conforme apresentado, é um método fácil de ser aplicado quando se quer estimar o prazo necessário para recuperar o investimento realizado, além de apresentar um resultado de fácil interpretação. Porém, este método também apresenta suas desvantagens, como o fato de não considerar o valor do dinheiro no tempo, por exemplo, as tarifas de energia elétrica sofrem alterações ao longo dos anos, podendo diminuir ou aumentar seu valor. Este método é válido para este projeto devido ao mesmo apresentar entradas e saídas de caixa constantes.

A mesma análise pode ser feita pelo método do payback descontado, considerando a taxa Selic 2015, do dia 18/11/2015, igual a 14,15% a.a (Banco Central do Brasil), conhecida como taxa básica de juros da economia brasileira, como sendo a taxa de desconto. Dessa forma, o payback calculado ocorre em 3,22 anos.

#### Valor Presente Líquido (VPL)

O método do VPL consiste em trazer as entradas e saídas de capital para a data zero do investimento, descontada a taxa de juros (i), denominada taxa mínima de atratividade. Pode-se dizer que o VPL reflete a riqueza em valores monetários do investimento, medida pela diferença entre o valor presente das entradas de caixa e o valor presente das saídas de caixa, a uma determinada taxa de desconto.

O valor presente líquido é definido matematicamente como:

$$\text{VPL} = \sum_{j=1}^n \frac{\text{FC}_j}{(1+i)^j} - \text{FC}_0 \quad (2)$$

Em que:

$FC_0$  = fluxo de caixa verificado no momento zero;

$FC_j$  = fluxos de caixa previstos no projeto para cada intervalo de tempo;

$i$  = taxa de desconto;

$n$  = período de tempo considerado.

Para o cálculo do VPL, também foi utilizada a taxa Selic como sendo a taxa de desconto.

O valor presente líquido do fluxo de caixa apresentado na Tabela III é igual a R\$ 8.774.265,16. Isso significa que este investimento, nas condições apresentadas, estará agregando este valor econômico à empresa, além de remunerar o capital investido a 14,15%. Logo, de acordo com o VPL apresentado, o investimento irá apresentar um retorno positivo.

### Taxa Interna de Retorno (TIR)

Por definição, a taxa interna de retorno de um fluxo de caixa é a taxa para a qual o valor presente líquido do fluxo de caixa é igual a zero.

A TIR pode ser calculada utilizando-se a mesma fórmula apresentada na Equação (2), porém, igualando-se o VPL a zero e utilizando a taxa de juros ( $i$ ) como incógnita:

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - FC_0 \quad (3)$$

Considerando o fluxo de caixa apresentado na Tabela III, a TIR calculada foi igual a 41%. Para análise de viabilidade, recomenda-se comparar a TIR à taxa de juros praticada pelo mercado ou pela taxa mínima de atratividade considerada pela empresa. Novamente, foi tomada como referência a taxa Selic. Como o valor da TIR foi maior do que a taxa Selic, o investimento deste projeto é considerado economicamente atrativo.

De acordo com os valores de VPL e TIR apresentados, a proposta do projeto da usina de cogeração é viável economicamente.

## SIMULAÇÕES E RESULTADOS

A seguir, serão apresentados os parâmetros do sistema e algumas simulações realizadas a fim de analisar o desempenho dinâmico do sistema sem e com a inserção do sistema de cogeração.

### Apresentação do sistema base e simulações

A representação dos sistemas da Figura 1 e Figura 3 foi realizada no SimPowerSystems do Matlab. O perfil de cargas consideradas é apresentado na Tabela IV. As cargas dividem-se em dois conjuntos, denominados de Cargas 1 e Cargas 2, conforme Figura 1.

TABELA IV – DISTRIBUIÇÃO DE CARGAS

| Cargas | Tipo                         | Potência         |
|--------|------------------------------|------------------|
| 1      | Dispersão                    | 600+j255,6(kVA)  |
|        | Máquina de Papel II          | 1900+j809,4(kVA) |
| 2      | Máquina de Papel V           | 900+j383,4(kVA)  |
|        | Máquina de Papel III         | 1100+j468,6(kVA) |
|        | Estação Tratamento Efluentes | 180+j76,68(kVA)  |
|        | Picador                      | 150+j63,90(kVA)  |
|        | Caldeira/Preparo de massa    | 1200+j511,2(kVA) |

Inicialmente serão realizadas simulações no sistema da Figura 1, sem cogeração. Os dados das três usinas hidrelétricas e dos controladores projetados são apresentados na Tabela V. Para as simulações, foram utilizados valores reais para todo o sistema de distribuição existente (condutores, geradores, transformadores), que foram disponibilizados pela empresa. Para a realização das simulações, foi necessário projetar os reguladores de velocidade com queda e estatismo transitório para as três usinas hidrelétricas, assim como os estabilizadores de sistemas de potência (do inglês, Power System Stabilizers, PSS) junto à malha dos reguladores de tensão de cada gerador síncrono. O ajuste dos compensadores de atraso de fase dos reguladores de velocidade foi realizado via diagramas de Bode. Já os PSSs, baseados nos sinais de variação de velocidade, foram ajustados através do método de Nyquist no software PacDyn do Cepel. Os modelos dinâmicos dos reguladores de

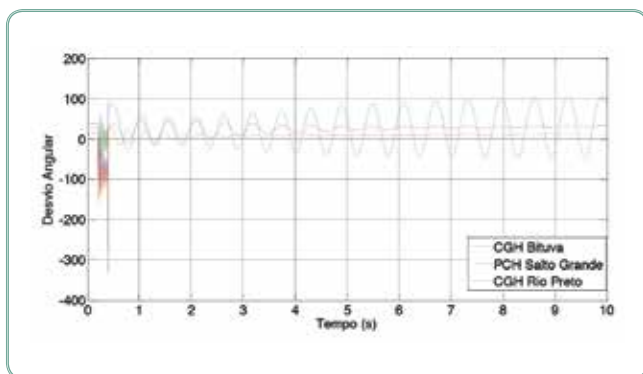
TABELA V – DADOS E PARÂMETROS DAS USINAS HIDRELÉTRICAS

| Parâmetros  | PCH Salto Grande | CGH Rio Preto | CGH Bituva |        |
|---|------------------|---------------|------------|--------|
| Potência instalada  | 2 MVA            | 450 kVA       | 600 kVA    |        |
| Momento de inércia (M)  | 2,5s             | 1s            | 5s         |        |
| Diâmetro conduto forçado  | 1,5m             | -             | 1,2m       |        |
| Comp. conduto forçado (L)   | 45m              | -             | 32m        |        |
| Queda bruta (Ho)  | 37m              | 6m            | 27m        |        |
| Vazão média   | 7,7m³/s          | 6,3m³/s       | 8,2m³/a    |        |
| Constante de tempo da água ( $T_a$ )                                    | 0,27s            | 0,106s        | 0,877s     |        |
| Regulador de velocidade com queda de velocidade e estatismo transitório | R                | 5%            |            |        |
|   | $T_k$            | 0,2           | 0,3        | 0,5    |
|   | r                | 0,155         | 0,211      | 0,216  |
|   | $T_i$            | 1,857         | 3,440      | 5,977  |
| Excitatriz Convencional   | Ka               | 80            |            |        |
|   | Ta               | 0,05          |            |        |
| PSS (duplo atraso)  | K                | 0,7319        | 0,2341     | 0,4822 |
|   | $T_w$            | 3             |            |        |
|   | $T_1$            | 0,1224        | 0,1120     | 0,3310 |
|   | $T_2$            | 0,1009        | 0,0852     | 0,3118 |

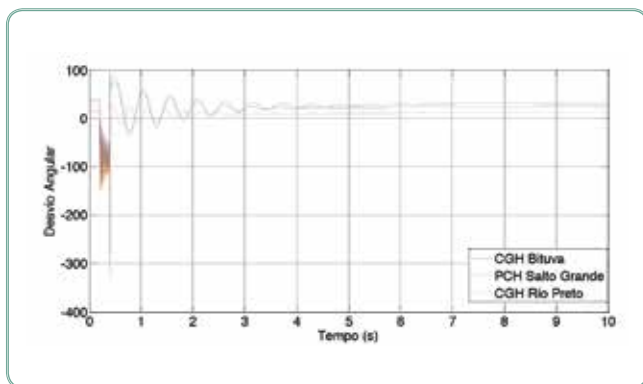


velocidade, tensão e PSS foram obtidos em “Power System Control and Stability”, do IEEE (ver referências). Para o sistema de cogeração foi utilizada uma turbina de um estágio e não foi considerada a modelagem dinâmica da caldeira, os digramas de blocos foram obtidos também no documento do IEEE.

Um curto-circuito trifásico foi aplicado na subestação de 69 kV (Figura 1), no instante  $t=0,2s$ , com duração de 200 ms. As simulações de variações angulares apresentadas na Figura 6 mostram que sem os PSSs nas três usinas hidrelétricas, o sistema é instável. Já com a inclusão dos PSSs projetados, o sistema é estável (Figura 7).



**Figura 6 – Curto-circuito na subestação no instante  $t=0,2s$ . Sem os controladores PSS.**

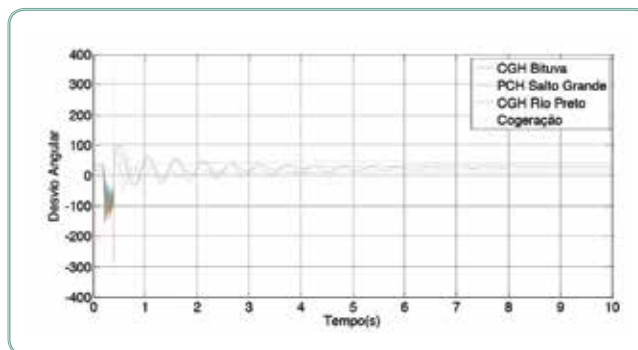


**Figura 7 – Curto-circuito na subestação no instante  $t=0,2s$ . Com os controladores PSS.**

### Resultados para o sistema com cogeração

Para analisar o impacto da conexão do sistema de cogeração ao sistema de distribuição, foi simulada a ocorrência de um curto-circuito trifásico na subestação de 69 kV no instante  $t=0,2s$ , com duração de 200 ms, conforme mostra a Figura 8.

Comparando a Figura 8 com os resultados apresentados na Figura 7, em que o mesmo curto-circuito foi aplicado, percebe-se que a conexão da cogeração não proporcionou nenhuma alteração significativa nos resultados apresentados. Diversos curtos-circuitos com tempos de duração similares foram aplicados em diferentes barras do sistema e não foram



**Figura 8 - Curto-circuito na subestação no instante  $t=0,2s$ , com o sistema de cogeração.**

constatadas grandes diferenças entre o sistema sem e com a inclusão da cogeração.

### CONCLUSÃO

A Geração Distribuída cada vez mais ganha destaque no cenário de geração de energia elétrica e os estímulos do governo vêm aumentando, assim como, o interesse por parte dos consumidores.

A análise econômica apresentada mostrou que o projeto de cogeração para a empresa CVG é um bom investimento, uma vez que apresentou um payback muito inferior ao tempo de vida útil estimado do projeto, VPL positivo e TIR acima da taxa de juros de mercado considerada (Selic).

Com base nas simulações apresentadas no artigo, ficou evidente a necessidade do emprego dos estabilizadores de sistemas de potência, conhecidos como PSS, uma vez que, com a ausência destes controladores, após a ocorrência de um curto-circuito, o sistema apresentou oscilações pouco amortecidas, tornando-se instável.

A conexão do sistema de cogeração ao sistema base da empresa CVG não apresentou nenhuma influência quanto à estabilidade da rede de distribuição, pois, mesmo com o sistema de cogeração inserido à rede ou desconectado da rede, as variações de desvio angular, após a ocorrência de curto-circuito, foram praticamente as mesmas. Sendo assim, considera-se que a conexão do sistema de cogeração distribuída à rede de distribuição da empresa CVG não causará impactos significativos, do ponto de vista técnico. Todavia, os requisitos técnicos estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) e pela concessionária local, neste caso, a Celesc, devem ser atendidos.

Como trabalho futuro propõe-se o mesmo estudo para um sistema de Geração Distribuída com capacidade de geração maior, visando a autossuficiência da empresa em geração de energia elétrica, e também, analisar as condições de ilhamento para a mesma rede de distribuição apresentada.

## REFERÊNCIAS

- [1] Resolução Normativa ANEEL nº482 de 17 de abril de 2012.
- [2] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. *Cadernos Temáticos ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída*.
- [3] TOYAMA, J. et al. *Conexão e Proteção de Geração Distribuída no Sistema de Distribuição*. IEEE/PES 2010 T&D Transmission and Distribution Conference and Exposition Latin América, São Paulo, SP, 2010.
- [4] IEEE Application Guide for IEEE Std 1547, IEEE Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems IEEE Std 1547.2-2008, 1-207, April 2009.
- [5] CENTRAIS ELÉTRICAS DE SANTA CATARINA (CELESC). *Manual de Procedimentos – Requisitos Gerais para a Conexão de Autoprodutor e Produtor Independente de Energia à Rede da CELESC – I-432.0003*.
- [6] N. Casarotto, B. H. Kopittke. *Análise de Investimentos*. 9 ed. São Paulo: Editora Atlas, 2000.
- [7] A. L. Puccini. *Matemática financeira: objetiva e aplicada*. 8 ed. São Paulo: Saraiva, 2009.
- [8] D. A. N. Rebelatto. *Projeto de Investimento*. 1 ed. Barueri –SP. Editora Manoele, 2004. Vol. 1.
- [9] The Mathworks. *Matlab and Simulink for Technical Computing*. Version R2014a. [S.I], 2014.
- [10] PacDyn – *Análise e Controle de Oscilações Eletromecânicas em Sistema de Potência*, Software desenvolvido pelo grupo CEPEL – Eletrobras.
- [11] P. M. Anderson, A.A. Fouad, *Power System Control and Stability*, second edition, IEEE Series On Power Engineering, 2003.

\*Fernando B. Prioste possui graduação e mestrado em Engenharia Elétrica pela Escola Federal de Engenharia de Itajubá em 2001 e 2005, respectivamente. Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (2011). Sua área de atuação inclui dinâmica de sistemas de energia e aplicações de controle.

Thiago F. Cardoso possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade do Estado de Santa Catarina (2012). Atualmente cursa o mestrado profissional em Engenharia Elétrica na Universidade do Estado de Santa Catarina e trabalha como engenheiro eletrícista na empresa CVG – Cia. Volta Grande de Papel.

Fabiano Ferreira Andrade é engenheiro eletrícista, com Mestrado e Doutorado em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina. Sua área de atuação inclui planejamento de sistemas de energia elétrica, com ênfase no planejamento de sistemas de distribuição e comercialização.

### CONTINUA NA PRÓXIMA EDIÇÃO

Acompanhe todos os artigos deste fascículo em [www.osetoreletrico.com.br](http://www.osetoreletrico.com.br).  
Dúvidas, sugestões e comentários podem ser encaminhados para [redacao@atitudeeditorial.com.br](mailto:redacao@atitudeeditorial.com.br)