

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ENGENHARIA DE ENERGIA

**AVALIAÇÃO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA A PARTIR DE BIOGÁS  
EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RURAL**

por

**Sara Gabriela Wirti**

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Bacharel em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, junho de 2018



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL  
ESCOLA DE ENGENHARIA  
ENGENHARIA DE ENERGIA

AVALIAÇÃO DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA A PARTIR DE  
BIOGÁS EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA RURAL

por

Sara Gabriela Wirti

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE  
DOS REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE  
**BACHAREL EM ENGENHARIA DE ENERGIA.**  
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA

Prof. Roberto Chouhy Leborgne  
Coordenador do Curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner

Banca examinadora:

Prof. Dr. Flávio Antônio Becon Lemos – DELAE / UFRGS

Eng. Leonardo Stöhlirck – COPREL

Prof. Dr. Paulo Smith Schneider – DEMEC / UFRGS

Porto Alegre, 29 de junho de 2018

## AGRADECIMENTOS

A todos os professores que me acompanharam durante a graduação, em especial ao Prof. Sérgio Haffner, pela orientação neste trabalho.

À COPREL, por disponibilizar os dados necessários para a realização deste trabalho.

Aos colegas e amigos, por tornarem mais leves os anos de graduação, mesmo que à distância.

Aos meus irmãos, Lara e Ariel, pela paciência, carinho e amizade de sempre.

Aos meus pais, Ana e Luis, pelo apoio e amor incondicionais.

Em especial ao meu noivo, Yachel, pelo companheirismo, pela força e pela presença que alegrou esses últimos anos de graduação.

Por fim, a todos os cidadãos brasileiros que contribuem para manter o ensino gratuito e de qualidade da Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

WIRTI, S. G. **Avaliação da inserção de geração distribuída a partir de biogás em uma rede de distribuição de energia elétrica rural**. 2018. 25 páginas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

## **RESUMO**

O objetivo deste trabalho é avaliar os impactos da inserção de unidades de geração distribuída a partir de biogás em um alimentador real de uma cooperativa de eletrificação rural, a COPREL. Primeiramente foi realizada a avaliação dos níveis de tensão e das perdas do alimentador em seu estado atual. As simulações da rede foram realizadas através do programa OpenDSS, a partir de dados fornecidos pela distribuidora. O potencial de produção de biogás na região, a partir de dejetos da suinocultura e da avicultura, foi estimado para o dimensionamento de cinco conjuntos motores geradores distribuídos ao longo do alimentador. Posteriormente, foram avaliados os impactos da inserção desses cinco geradores no sistema de distribuição em questão. Os fatores avaliados foram a variação nos níveis de tensão, as perdas totais do alimentador e alguns indicadores técnicos e econômicos, para três curvas de potência horária injetada no sistema. As curvas consistem na geração contínua, geração no momento de maior carga do alimentador e geração somente no horário de ponta da distribuidora. Para os geradores operando de forma contínua foram feitas simulações para os modos de operação PV e PQ, e para as demais curvas de geração foi adotado o modo PQ. Foi analisado o impacto de cada gerador isoladamente, assim como da inserção simultânea dos cinco geradores, para cada regime de operação. Individualmente, os geradores operando no momento de maior carga do alimentador resultaram na menor variação de tensão ao longo do dia. Para os cinco geradores operando simultaneamente, o regime contínuo no modo de operação PV apresentou a menor variação de tensão e o maior ganho econômico para a distribuidora. A maior redução nas perdas, de 34,1%, aconteceu para os cinco geradores operando em regime contínuo no modo de operação PQ.

**PALAVRAS-CHAVE:** OpenDSS; Biogás; Geração distribuída; Cooperativa de eletrificação rural.

WIRTI, S.G. **Evaluation of the insertion of distributed generation from biogas in a rural electricity distribution network**. 2018. 25 pages. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) – Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2018.

#### **ABSTRACT**

The objective of this work is to evaluate the impacts of the insertion of distributed generation units from biogas in a real feeder of a rural electrification cooperative, COPREL. First, the evaluation of the voltage levels and the losses of the feeder in its current state were carried out. The network simulations were performed through the OpenDSS program, based on data provided by the distributor. The potential for biogas production in the region, from swine and poultry wastes, was estimated for the design of five generator sets distributed along the feeder. Subsequently, the impacts of the insertion of these five generators into the distribution system were evaluated. The evaluated factors were the voltage levels, the total feeder losses and some technical and economic indicators, for three hourly power curves injected into the system. The curves consist of continuous generation, generation at the moment of higher load of the feeder and generation only at the distributor peak hours. For the generators operating continuously, simulations were made for the PV and PQ operating modes, and for the other generation curves the PQ mode was adopted. The impact of each generator alone, as well as the simultaneous insertion of the five generators, were analyzed for each regime of operation. Individually, the generators operating at the time of higher feeder load resulted in the lower voltage variation throughout the day. For the five generators operating simultaneously, the continuous regime in PV operating mode showed the lowest voltage variation and the highest economic gain for the distributor. The largest reduction in losses, of 34.1%, occurred for the five generators operating continuously in the PQ operating mode.

**KEYWORDS:** OpenDSS; Biogas; Distributed generation; Rural electrification cooperative.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	1
2	REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ANÁLISE .....	2
2.1	Coprel Distribuidora .....	2
2.2	Dados do alimentador .....	2
2.3	Metodologia de construção do modelo para simulação .....	4
2.4	Modelo para simulação no OpenDSS .....	6
3	POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS E ENERGIA ELÉTRICA .....	7
3.1	Produção e uso do biogás .....	7
3.2	Potencial de produção de biogás na região do alimentador .....	9
3.3	Potencial de produção de energia elétrica a partir do biogás .....	12
4	SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS .....	14
4.1	Casos de estudo e indicadores .....	14
4.2	Resultados caso atual .....	17
4.3	Resultados com inserção da geração distribuída .....	18
5	CONCLUSÃO .....	24
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	25

## 1 INTRODUÇÃO

No Brasil, todas as residências cadastradas em áreas urbanas possuem acesso à energia elétrica, ou seja, todas as distribuidoras encontram-se universalizadas nas zonas urbanas. Entretanto, na área rural, 14 distribuidoras ainda estão executando seu plano de universalização (ANEEL, 2016). Entre as 87 distribuidoras que já alcançaram a universalização nas zonas rurais, é comum que os limites dos indicadores de frequência e de duração das interrupções sejam bastante superiores aos das áreas urbanas, indicando a menor qualidade do fornecimento na zona rural. Portanto, é uma necessidade para o país investir na busca por soluções para a eletrificação rural, que contribuam para aumentar o acesso e a qualidade da energia elétrica fornecida para esses consumidores. O presente trabalho consiste em uma avaliação dos impactos da inserção de geração distribuída a partir de biogás na área de permissão de uma cooperativa de eletrificação rural do Rio Grande do Sul, a COPREL.

Muito popular em países como China e Índia, o processo de biodigestão anaeróbia, empregado para a produção de biogás, é conhecido há muito tempo. No Brasil, o interesse pelo biogás disseminou-se durante as décadas de 1970 e 1980, principalmente entre os suinocultores. Nesse período, programas governamentais incentivaram o uso de biodigestores para geração de energia térmica e elétrica e para a produção de biofertilizantes. Mesmo com os incentivos, o uso do biogás não teve sucesso no país devido a diversos fatores, tais como a falta de conhecimento técnico, os elevados custos de implantação e manutenção dos biodigestores, a falta de equipamentos adaptados para uso exclusivo do biogás, entre outros. Entretanto, o biogás é visto atualmente como uma alternativa viável para os produtores, principalmente devido ao emprego das mantas plásticas na construção dos biodigestores, que baratearam significativamente os investimentos. (KUNZ e OLIVEIRA, 2006)

Em 2015, o Rio Grande do Sul foi responsável por 20% da produção nacional de carne suína, o que faz do estado o segundo maior produtor do Brasil. Do total do rebanho gaúcho, 59% encontra-se na mesorregião Noroeste (SEBRAE; ABCS, 2016), que é abrangida pela permissionária COPREL. Dentre os 72 municípios abrangidos pela COPREL (COPREL, 2018), 8 possuem frigoríficos com inspeção federal. Esses frigoríficos, juntos, realizam o abate de aproximadamente 5.300 cabeças por dia (SEBRAE; ABCS, 2016). Consequentemente, a região de permissão da COPREL possui um grande potencial para geração de biogás a partir de resíduos orgânicos da suinocultura.

Na produção de aves, o Rio Grande do Sul é o quarto maior produtor entre as unidades da federação brasileira, sendo superado apenas por Paraná, São Paulo e Santa Catarina. Entre 2013 e 2015 o estado atingiu uma produção média de 143 milhões de cabeças de aves/ano. Em 2015 o Rio Grande do Sul respondeu por 10,2% do efetivo de aves nacional. Entre os municípios gaúchos, 13 destacam-se por uma produção superior aos demais, situada entre 2 e 4,44 milhões de cabeças/ano por município (SPGG/RS, 2018). Dentre esses 13 municípios que se destacam, cinco estão localizados na área de permissão da COPREL: Vila Lângaro, Água Santa, Santa Cecília do Sul, Marau e Camargo (COPREL, 2018). Logo, o potencial de geração de biogás a partir de resíduos orgânicos da avicultura também é elevado na região de permissão da COPREL.

Diferentemente de outras fontes renováveis de energia elétrica, como solar ou eólica, o biogás pode ser estocado para uso conforme a demanda. Dessa forma, é possível acionar a geração de energia elétrica através de conjuntos motor-gerador nos períodos de maior carga da rede ou de maior demanda das cargas próximas a essa geração. Essa prática pode acarretar em uma redução nas perdas de distribuição e/ou na queda de tensão em alguns pontos da rede de distribuição local. É interessante estudar essa situação na área de atuação da COPREL, visto que atualmente a energia entregue aos consumidores da mesma é proveniente de subestações de outra concessionária, localizadas, muitas vezes, distantes das cargas.

Outro ponto favorável da geração de energia a partir do biogás na zona rural é o aumento da confiabilidade da rede local. Alguns ramos do setor agropecuário, como a produção leiteira, por exemplo, podem sofrer prejuízos importantes com faltas de energia. Com a possibilidade de armazenamento do biogás, o risco de falhas no fornecimento poderia reduzir significativamente nessas regiões. As consequências dessa maior confiabilidade seriam a promoção do desenvolvimento da agropecuária na região analisada e da qualidade de vida dos produtores rurais.

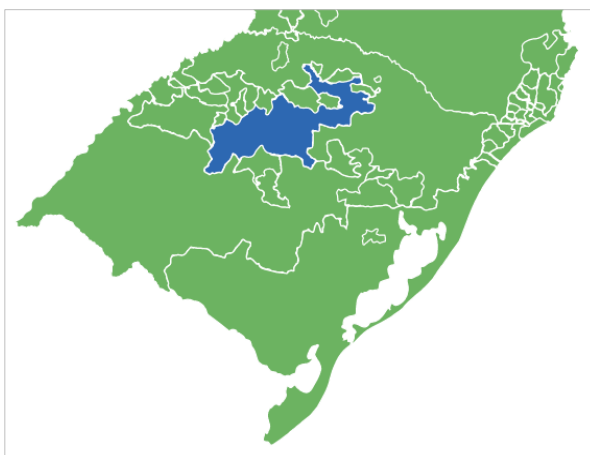
Tendo em vista o desenvolvimento rural, o aproveitamento energético de resíduos, o aumento na confiabilidade da rede de distribuição local e uma possível redução nas perdas e na queda de tensão de alimentadores rurais, esse trabalho tem três objetivos principais. O primeiro objetivo é realizar a simulação de um alimentador de distribuição rural real no OpenDSS, para avaliar as perdas e a queda de tensão no sistema atual. O segundo objetivo consiste em estimar o potencial de produção de biogás, e consequentemente de energia elétrica, na região desse alimentador. As fontes avaliadas para a produção de biogás foram os resíduos orgânicos da produção de suínos e de aves, que se destacam na região. O terceiro objetivo é avaliar o impacto da inserção de geradores distribuídos ao longo do alimentador, sob diferentes regimes de operação horária ao longo do dia.

## 2 REDE DE DISTRIBUIÇÃO EM ANÁLISE

### 2.1 Coprel Distribuidora

A Coprel é uma cooperativa de eletrificação rural, fundada em 1968, com sede no município de Ibirubá (RS). Atualmente a distribuidora atende mais de 50 mil famílias em sua área de permissão, que abrange 72 municípios do Rio Grande do Sul. A área de permissão da Coprel é de aproximadamente 19.740 km<sup>2</sup> e está apresentada na Figura 2.1, representando a maior área de atuação dentre todas as cooperativas de eletrificação do Brasil. (COPREL, 2018)

Figura 2.1 - Área de permissão da COPREL Energia.



Fonte: (ANEEL, 2018)

Toda a energia fornecida atualmente aos consumidores associados da COPREL é adquirida da concessionária Rio Grande Energia S.A. (RGE). Essa energia é fornecida nos níveis de tensão A2 (88 a 138 kV), A3 (69 kV) e A4 (2,3 a 25 kV), e os custos referentes à aquisição de energia são repassados na Tarifa de Energia (TE), em R\$/MWh, para os usuários da distribuidora. Além da TE, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), em R\$/kW e/ou R\$/MWh, também está incluída na estrutura tarifária das distribuidoras. A TUSD diferencia-se por subgrupo, posto e modalidade tarifária em que o consumidor se encontra, enquanto a TE diferencia-se por posto e modalidade tarifária. Essas tarifas são reguladas pela ANEEL, através das revisões e dos reajustes tarifários, e suas funções de custo são formadas pelos componentes tarifários de energia, transporte, perdas e encargos. (ANEEL, 2015)

### 2.2 Dados do alimentador

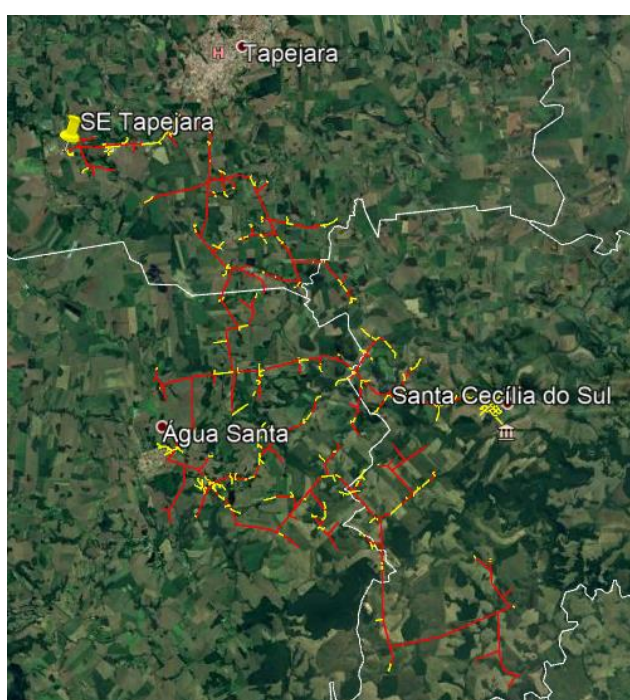
Para a realização das simulações do presente trabalho foram utilizados os dados reais, fornecidos pela COPREL, de um alimentador localizado nos municípios de Tapejara, Água Santa e Santa Cecília do Sul (RS). A região foi escolhida devido ao grande potencial de produção de biogás, conforme descrito na Seção 3. Esse alimentador é denominado pelo número 16111 e possui aproximadamente 176,3 km de rede, sendo 111,8 km de rede primária (tensão de linha de 13,8 kV) e 64,5 km de rede secundária (tensões de 380/220 V). O número total de trechos de linhas é de 2240, sendo 1335 da rede primária e 905 da rede secundária. A localização geográfica desses trechos pode ser visualizada na Figura 2.2.



Os condutores utilizados em cada trecho, assim como o número de fases e a disposição geométrica dessas fases variam ao longo do alimentador, sendo utilizados 55 arranjos em toda a sua extensão. Cada arranjo é caracterizado pelos condutores utilizados em cada fase (A, B e C) e no condutor neutro, pelo número e pela sequência de fases utilizada no trecho, pela distância horizontal entre os condutores e pela altura de cada condutor em relação ao solo. Na rede primária são utilizados 31 arranjos, enquanto que na rede secundária são utilizados 24 arranjos no total.

As 513 cargas atendidas por esse alimentador estão conectadas majoritariamente nos segmentos de baixa tensão. Do total de cargas conectadas, 438 pertencem à classe Rural, ou seja, mais de 85% dos consumidores. Já a classe Industrial conta com apenas 15 cargas conectadas ao longo do alimentador, sendo a maioria localizada no município de Tapejara, próximas à subestação. O restante das cargas se divide entre as classes Residencial, Comercial, Poder Público, Serviço Público e outras.

Figura 2.2 - Localização geográfica do Alimentador 16111. Trechos em MT (rede primária – 13,8 kV) apresentados em vermelho e trechos em BT (rede secundária – 380/220 V) em amarelo.



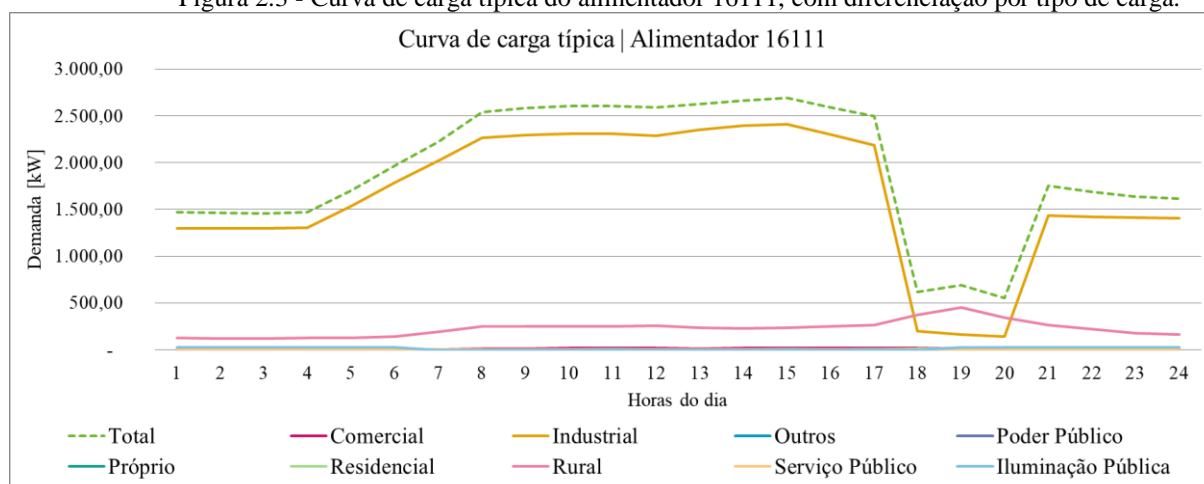
Fonte: Arquivo fornecido pela COPREL, visualizado através do *Google Earth*.

Apesar de a classe Industrial possuir um número pequeno de cargas conectadas, o consumo dessas cargas é o mais representativo na curva de carga do alimentador. A curva de carga típica desse alimentador, apresentando a demanda horária em kW, está representada na Figura 2.3. O pico da curva de carga acontece às 15h e atinge 2.690 kW, sendo 83% desse valor de pico relativo à demanda de um único consumidor industrial nesse instante.

Como pode ser visto na Figura 2.3, as cargas industriais são determinantes na definição do perfil da curva de carga do alimentador, pois representam em média 80,75% da carga total do mesmo. A segunda maior participação é das cargas rurais (16,23% do total). É interessante destacar que as cargas rurais tem a maior representatividade durante o horário de ponta (entre 18h00 e 21h00) – média de 62,71% – quando as cargas industriais diminuem sua demanda.

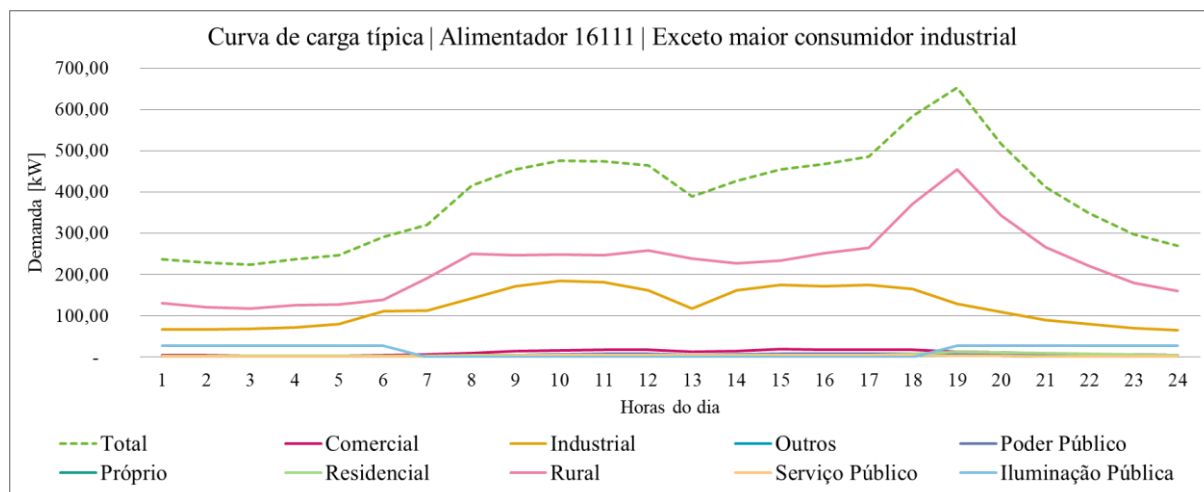
Com a finalidade de ilustrar a influência que um único consumidor industrial possui na curva de carga desse alimentador, a Figura 2.4 apresenta como seria a curva de carga sem contabilizar esse maior consumidor industrial, mantendo todas as demais cargas. O perfil da curva seria alterado drasticamente, com uma representação mais significativa das cargas rurais e das demais cargas industriais.

Figura 2.3 - Curva de carga típica do alimentador 16111, com diferenciação por tipo de carga.



Fonte: AUTOR.

Figura 2.4 - Curva de carga típica do alimentador 16111, com diferenciação por tipo de carga, sem contabilizar o maior consumidor industrial.



Fonte: AUTOR.

O alimentador analisado neste trabalho é suprido por um transformador de potência localizado na subestação de Tapejara, que alimenta também outros 3 alimentadores da região (denominados de 16112, 16113 e 16114), cujas curvas de carga típicas também foram fornecidas pela distribuidora. Para representar o sistema que supre esta subestação, foi utilizada uma fonte simétrica trifásica, na frequência de 60 Hz, com o nível de tensão de saída da subestação (tensão de linha de 13,8 kV), em série com a impedância equivalente, calculada através da potência de curto circuito fornecida pela distribuidora.

Nesse alimentador está instalado um regulador de tensão, localizado imediatamente a montante do maior consumidor industrial do mesmo. Nas simulações que foram realizadas, esse equipamento não foi considerado. Embora isso tenha um impacto direto nas tensões de todos os nós a justante deste regulador, a análise comparativa permanece válida, pois todas as simulações foram realizadas sem o equipamento.

### 2.3 Metodologia de construção do modelo para simulação

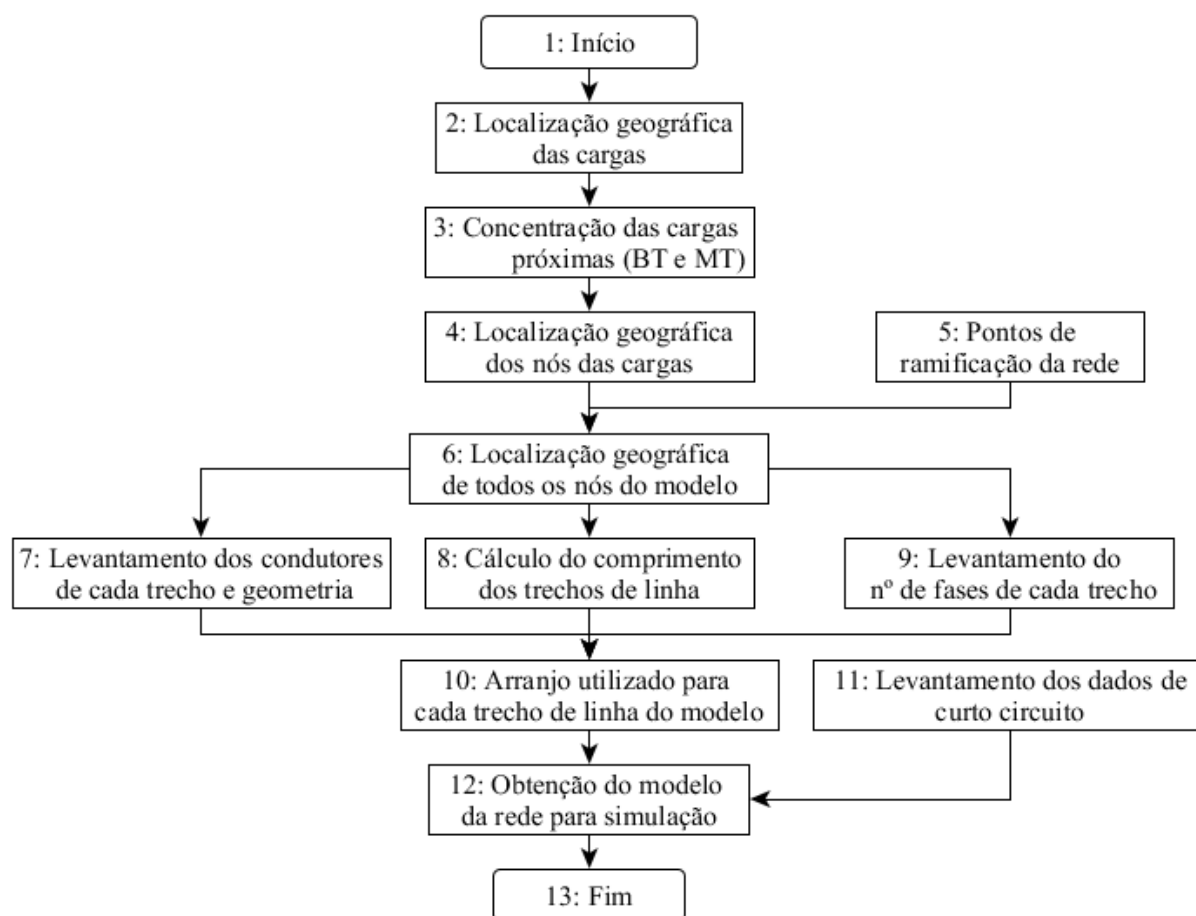
A COPREL ainda não utiliza o programa OpenDSS para cálculo das perdas técnicas na rede, de modo que os dados fornecidos pela distribuidora não se encontravam em um formato que pudesse ser facilmente convertido para uso no OpenDSS. Por esse motivo, foram necessárias algumas simplificações na rede real, devido ao seu tamanho e complexidade, para obter um modelo que tornasse viável a simulação no referido programa. A metodologia para obtenção desse modelo está apresentada no fluxograma da Figura 2.5.

Para cada uma das 513 cargas do alimentador, foram fornecidos a localização geográfica, o tipo de carga, o nível de tensão de conexão, o número de fases e as potências ativa e reativa horárias. Com o objetivo de diminuir o número de cargas do alimentador e, conseqüentemente, diminuir a complexidade da rede a ser simulada, as cargas próximas foram concentradas em um único ponto, formando uma única carga. Para tanto, foram estabelecidas visualmente 48 regiões geográficas que englobassem todas as cargas do alimentador (Etapa 2 do fluxograma). Todas as cargas dentro de uma mesma região tiveram suas potências ativa e reativa somadas, independente da fase e da tensão de conexão. Essas regiões podem ser visualizadas no Apêndice A deste trabalho, onde cada retângulo indicado em azul escuro representa os limites da região geográfica criada. As cargas originais, dentro de cada uma dessas regiões geográficas, foram somadas e concentradas em um único ponto, cuja localização está indicada pelas setas numeradas em azul escuro (Etapa 3 do fluxograma). O número correspondente a cada flecha, indica o número da carga que será utilizada no modelo (Etapa 4 do fluxograma).

Os pontos em rosa na figura do Apêndice A indicam a localização geográfica (coordenadas X e Y do sistema UTM) dos nós da rede primária original. Já os pontos em verde, indicam a localização geográfica dos nós da rede secundária original. A rede secundária foi desconsiderada no presente trabalho, sendo apresentada apenas de maneira ilustrativa.

A localização dos nós da rede primária foi utilizada para determinar os pontos onde há ramificações das linhas originais (Etapa 5 do fluxograma). Os pontos em azul claro no Apêndice A, onde estão localizadas as 48 cargas do modelo, ou onde há ramificações das linhas originais, representam os 59 nós do modelo a ser utilizado neste trabalho (Etapa 6 do fluxograma).

Figura 2.5 - Fluxograma da metodologia utilizada para obtenção do modelo da rede real do alimentador.



Fonte: AUTOR.

A partir da localização geográfica dos nós a serem considerados no modelo, foi possível determinar as características das linhas que interligam esses nós. Uma dessas características é o comprimento do trecho de linha, que pode ser verificado através da ferramenta de cálculo da distância percorrida ao longo de um caminho, no programa Google Earth. Essas distâncias foram determinadas para todos os trechos que interligam dois nós do modelo, considerando a trajetória real da linha (Etapa 8 do fluxograma).

Para identificar qual o principal arranjo utilizado (conjunto de condutor utilizado, geometria e sequência das fases) em um determinado trecho da linha real, foram isolados os dados de linha da rede primária para a região geográfica que engloba esse trecho. Dentre esses dados de linha, foi identificado qual arranjo é utilizado na maior parte do trecho (Etapas 7 e 9 do fluxograma). Esse arranjo então é definido como o único arranjo utilizado no modelo para todo o trecho em questão. Entretanto, diversos arranjos se diferenciam somente quanto à sequência de fases (para um sistema trifásico) ou quanto à presença ou não do condutor neutro. Para eliminar a complexidade que isso implicaria, considerou-se que não há transposição de fases nas linhas, que a sequência de fases é sempre a mesma para os conjuntos trifásicos (ABC) e que não há condutores neutros no alimentador. Dessa forma, a principal diferença entre os arranjos é o condutor utilizado, já que a geometria das linhas é sempre a mesma neste alimentador.

Considerando essa metodologia, chegou-se a um modelo que utiliza somente cinco tipos de condutores. Um desses condutores identificados seria utilizado em somente dois trechos de linha e, por esse motivo, foi substituído por um condutor semelhante, localizado a jusante do mesmo. Com essa adaptação, o modelo obtido contém quatro cabos distintos (Merlin, Quail, Sparrow e Swan). Além disso, não existem trechos de linha bifásicos nesse alimentador, somente monofásicos ou trifásicos (Etapa 10 do fluxograma).

Para finalizar o modelo do alimentador para simulação, foram identificados também os dados de curto circuito da subestação, necessários para o cálculo do equivalente do sistema (Etapa 11 do fluxograma). Juntando os dados obtidos nas Etapas 10 e 11, foi desenvolvido o modelo do alimentador, contendo 59 nós e 48 cargas. As características do modelo obtido para simulação encontram-se na Seção 2.4 desse trabalho.

## 2.4 Modelo para simulação no OpenDSS

O modelo das linhas de distribuição obtido segundo a metodologia apresentada na Seção 2.3, que será utilizado para a simulação do alimentador no OpenDSS, está apresentado no Apêndice B deste trabalho. No Apêndice B, estão numerados todos os nós do sistema e representados os condutores utilizados em cada trecho de linha. Os dados desses condutores, utilizados na simulação, encontram-se na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 - Dados dos condutores utilizados no modelo do alimentador.

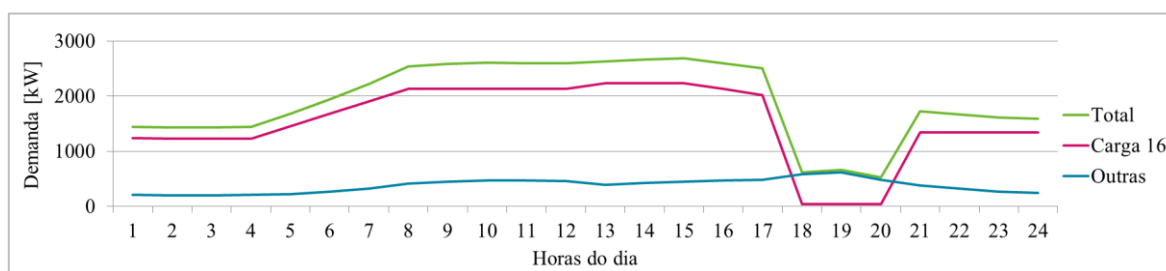
Condutor	I (A)	$R_{AC,75^{\circ}C}$ (ohm/km)	$\phi$ (m)	RMG (m)
Merlin	515	0,2051	0,01736	0,00674
Quail	275	0,5773	0,01135	0,00436
Sparrow	185	1,1023	0,00802	0,00308
Swan	140	1,7119	0,00635	0,00244

Fonte dos dados: Catálogo *Nexans*.

Para todos os arranjos trifásicos utilizados, a disposição geométrica dos condutores consiste em uma distância horizontal de 1,1 m entre as fases, onde cada fase encontra-se a uma altura de 9,3 m em relação ao solo. O único arranjo monofásico considerado utiliza o condutor Swan, a uma altura de 9,3 m em relação ao solo. Na figura do Apêndice B estão indicados os trechos trifásicos e monofásicos, assim como os condutores utilizados em cada trecho.

Distribuídas pelos 59 nós do modelo, encontram-se 48 cargas, cujas potências ativa máxima diária, fator de potência médio, número de fases de conexão, nó de conexão no sistema e número de cargas reais concentradas para obtenção da carga representada são apresentadas no Apêndice C. A localização geográfica de cada carga equivalente é a mesma apresentada no Apêndice A. A curva de carga da carga mais representativa (Carga 16) desse modelo de alimentador está representadas na Figura 2.6. A soma das demandas horárias das demais cargas também está representada nessa Figura.

Figura 2.6 – Demanda horária da carga total do alimentador, com indicação da carga mais representativa.

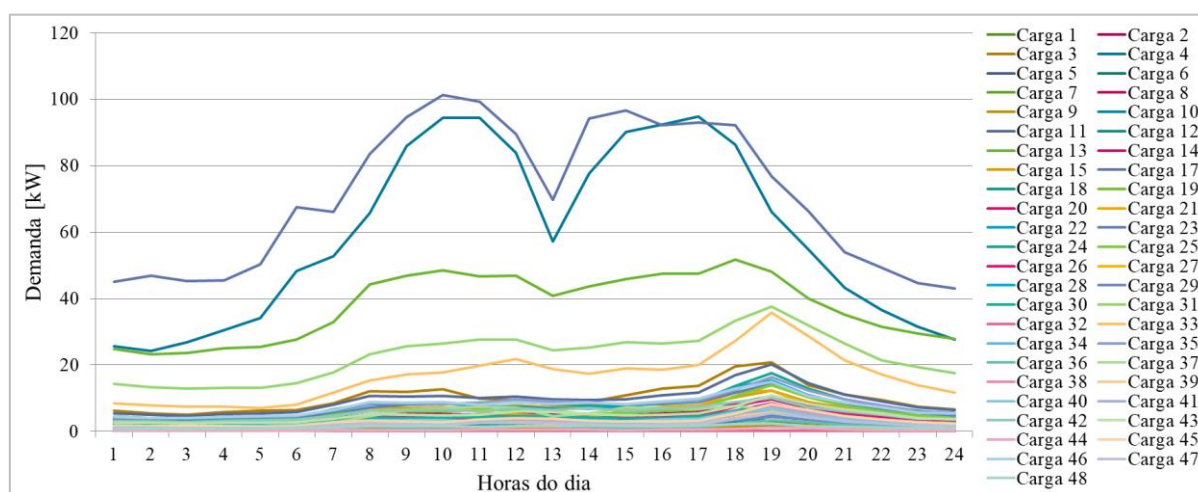


Fonte: AUTOR.

No modelo considerado, não há mais distinção entre classes industriais, rurais, residenciais, entre outras, pois as cargas próximas foram somadas independentemente de sua classe, nível de tensão de conexão ou demanda horária. Dessa forma, é possível observar na Figura 2.6 que a Carga 16 é a mais representativa do sistema, pois nela está inclusa a maior carga industrial do alimentador.

As demais cargas do modelo, cujo somatório resulta na categoria “Outras” da Figura 2.6, estão representadas na Figura 2.7. Dentre essas cargas, as Cargas 17, 4, 13, 31 e 33 são as mais representativas. As cargas restantes possuem demanda máxima inferior a 20,5 kW e curvas de carga com perfis semelhantes, com pico às 19h00.

Figura 2.7 - Demandas horárias de todas as cargas do alimentador, com exceção da Carga 16.



Fonte: AUTOR.

Para as simulações, utilizou-se um equivalente com uma fonte trifásica de 13,8 kV (tensão de linha) no barramento da subestação, com base nos dados de curto circuito para a subestação que alimenta o Alimentador 16111. As potências de curto circuito utilizadas para o equivalente correspondem a 122,38 MVA para o curto circuito trifásico e 32 MVA para o curto circuito monofásico. As curvas de carga dos Alimentadores 16112, 16113 e 16114, os quais também são supridos por essa subestação, foram inseridas como cargas no barramento da subestação, de modo que a influência desses alimentadores fosse percebida na região de interesse.

A partir dos dados de equivalente, de localização de todos os nós do modelo, das características das linhas de distribuição que interligam esses nós e das cargas conectadas aos nós, é possível realizar a simulação desse sistema no software OpenDSS. Os resultados das simulações desse modelo, sem inserção de geração distribuída, são apresentadas na Seção 4.2.

### 3 POTENCIAL DE PRODUÇÃO DE BIOGÁS E ENERGIA ELÉTRICA

#### 3.1 Produção e uso do biogás

A produção de biogás ocorre através da biodigestão anaeróbia de resíduos orgânicos agrícolas, industriais ou urbanos (KONRAD, FILHO, *et al.*, 2016). Esse processo de degradação anaeróbia acontece

pela ação de um consórcio de microorganismos, gerando gás metano como um dos produtos. A degradação anaeróbia consiste em quatro etapas principais: hidrólise, acidogênese, acetogênese e metanogênese. Os sistemas mais representativos para tratamento de dejetos animais, com a finalidade de produzir biogás via degradação anaeróbia, são os biodigestores. Nesses sistemas, o gás é produzido, coletado e armazenado em compartimentos chamados gasômetros para posterior utilização ou simples queima. Os modelos de biodigestores mais utilizados são o indiano, o chinês e o canadense. O modelo canadense vem se destacando devido ao desenvolvimento de geomembranas que facilitam a instalação dos biodigestores (KUNZ e OLIVEIRA, 2006).

A temperatura, o PH, a disponibilidade de macro e micronutrientes no substrato, assim como a concentração de alguns inibidores são os principais fatores que determinam as condições do meio para a ação dos microorganismos (bactérias e arqueas). A quantidade de biogás que pode ser produzida em um biodigestor depende principalmente da composição do substrato utilizado, ou seja, da proporção de proteínas, gorduras e carboidratos digestíveis (FNR/DE, 2010). Mesmo para os dejetos de uma mesma espécie de animal, a capacidade de produção de biogás pode variar significativamente, dependendo da dieta dos animais, da fase de crescimento e do manejo dos dejetos (KUNZ e OLIVEIRA, 2006).

A Tabela 3.1 traz dados de potencial de geração de biogás a partir de resíduos orgânicos animais, para bovinos, suínos e aves. É interessante observar que esses valores são médios e podem variar significativamente dependendo dos fatores apontados nos parágrafos anteriores. Para uma produção economicamente aceitável de biogás, deve-se buscar uma maior concentração de sólidos voláteis no esterco e evitar a diluição dos dejetos suínos com água de chuva, água desperdiçada de bebedouros ou água de limpeza das instalações (KUNZ e OLIVEIRA, 2006). Devido à alta concentração de matéria seca nos resíduos orgânicos de aves, é recomendado que seja feita a mistura desse substrato com outros de maior concentração de líquidos, ou então, diluição em água (FNR/DE, 2010). Os valores apresentados na Tabela 3.1 foram utilizados nesse trabalho para o cálculo do potencial de produção de biogás na região avaliada, conforme apresentado na Seção 3.2.

Tabela 3.1 - Potencial de produção de biogás a partir de resíduos orgânicos de bovinos, suínos e aves.

<b>Animal (peso vivo)</b>	<b>kg esterco/animal/dia</b>	<b>m<sup>3</sup> biogás/kg esterco</b>	<b>m<sup>3</sup> biogás/animal/dia</b>
Bovino (500 kg)	10 – 15	0,038	0,36
Suíno (90 kg)	2,3 – 2,8	0,079	0,24
Aves (2,5 kg)	0,12 – 0,18	0,050	0,014

Fonte dos dados: (KUNZ e OLIVEIRA, 2006).

O teor de metano no biogás depende principalmente da composição do material introduzido, mas pode ser influenciado também pela temperatura, pelo teor de matéria seca inserida no biodigestor, pelo nível de carga do reator e pelo tempo de retenção hidráulica no mesmo. Portanto, esses fatores devem ser observados tanto durante o projeto do biodigestor quanto durante a operação do mesmo. (FNR/DE, 2010) Devido a esses diferentes parâmetros do processo, o biogás pode variar sua composição significativamente, sendo a composição média apresentada na Tabela 3.2.

Tabela 3.2 - Composição média do biogás.

<b>Componente</b>	<b>Concentração</b>
Metano ( $CH_4$ )	50% - 75% em vol
Dióxido de carbono ( $CO_2$ )	25% - 45% em vol
Vapor d'água ( $H_2O$ )	2% - 7% em vol
Sulfeto de hidrogênio ( $H_2S$ )	20 – 20.000 ppm
Nitrogênio ( $N_2$ )	< 2% em vol
Oxigênio ( $O_2$ )	< 2% em vol
Hidrogênio ( $H_2$ )	< 1% em vol

Fonte dos dados: (FNR/DE, 2010)

O sulfeto de hidrogênio, formado espontaneamente durante o processo de metanogênese, é o principal composto indesejável presente no biogás. O  $H_2S$  precisa ser removido para praticamente todos os usos energéticos do biogás, pois a partir dele são formados os óxidos de enxofre durante a combustão,

os quais são altamente solúveis em água e propiciam a formação do ácido sulfúrico, que é bastante prejudicial aos sistemas, pois reduz a vida útil das tubulações e dos equipamentos. O processo de dessulfurização (remoção do  $H_2S$  na forma gasosa) a ser empregado depende das concentrações inicial e final exigidas do gás, assim como das possibilidades e dos custos de deposição dos resíduos gerados. (FEAM, FIEMG, GIZ, 2015)

De acordo com o uso final, o biogás pode passar por diversos processos de purificação, podendo até ser transformado em biometano e posteriormente em hidrogênio. Uma vez que a proposta do presente trabalho é utilizar o biogás para geração de energia elétrica, através de conjuntos motores geradores, será necessária a retirada da umidade e do sulfeto de hidrogênio do gás proveniente dos biodigestores (FEAM, FIEMG, GIZ, 2015). A escolha do conjunto utilizado para geração de energia elétrica e suas condições de uso estão apresentadas na Seção 3.3 desse trabalho.

### 3.2 Potencial de produção de biogás na região do alimentador

Nesse trabalho, serão considerados como fontes potenciais para a produção de biogás resíduos orgânicos da produção de suínos e de aves de postura e de corte. Dejetos de bovinos, equinos e ovinos não serão considerados como fontes potenciais devido ao manejo utilizado majoritariamente para essas criações atualmente no estado, que dificultam a coleta ou a separação dos resíduos para o tratamento em biodigestores. Resíduos de agroindústrias não serão considerados, pois não foi possível encontrar dados de produção das agroindústrias locais, essenciais para estimar a produção de biogás dos resíduos.

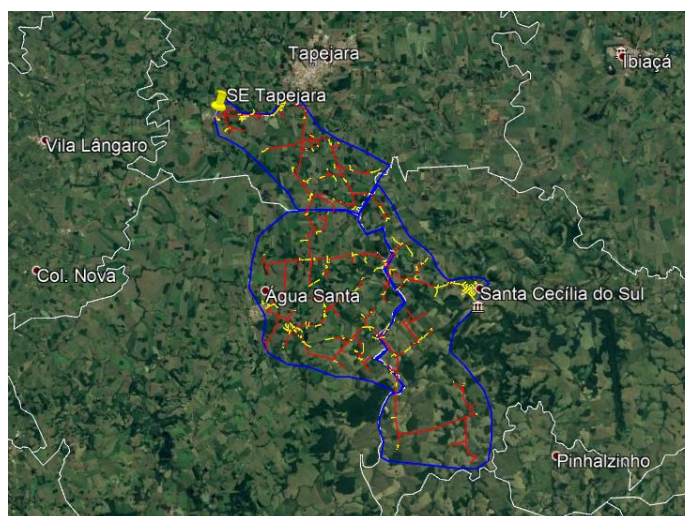
O potencial de produção de biogás por Conselho Regional de Desenvolvimento (COREDE) do Rio Grande do Sul, considerando dejetos de suínos, de aves e resíduos de agroindústrias, pode ser encontrado em (KONRAD, FILHO, *et al.*, 2016). É possível destacar as regiões do Vale do Caí, Vale do Taquari, Serra, Produção, Nordeste e Norte como os principais destaques em potencial de geração de biogás no estado. Dentre as regiões em destaque, alguns municípios do COREDE Nordeste fazem parte da região de permissão da COPREL, dentre eles estão os municípios de Tapejara, Água Santa e Santa Cecília do Sul. Por esse motivo, foi selecionado o alimentador 16111 da COPREL para esse trabalho. Os potenciais de produção de dejetos de suínos e de aves, para cada um dos três municípios, estão apresentados na Tabela 3.3.

Tabela 3.3 – Estimativa da produção anual de dejetos de suínos e de aves por município.

Município	Dejetos de suínos (ton/ano)	Dejetos de aves (ton/ano)
Água Santa	3.270	138.014
Santa Cecília do Sul	2.282	70.299
Tapejara	26.638	40.241

Fonte dos dados: (KONRAD, FILHO, *et al.*, 2016)

Figura 3.1 - Imagem do alimentador (vermelho e amarelo) e dos polígonos (azul) utilizados para o cálculo da área pertencente a cada município.



Fonte: Google Earth.

Uma vez que o alimentador 16111 está localizado em uma porção de cada um dos três municípios, optou-se por estimar a produção de dejetos em função da área. Para tanto, assumiu-se que os produtores de suínos e de aves estão igualmente distribuídos nas áreas dos três municípios. A Figura 3.1 apresenta os polígonos usados para calcular a área de cada município pertencente ao alimentador, utilizando a ferramenta de medição do Google Earth.

As áreas obtidas através da ferramenta de medição do Google Earth para os polígonos em azul, na Figura 3.1, podem ser visualizadas na Tabela 3.4. Nessa tabela, também consta a área total de cada município, que permite obter a produção de dejetos, em ton/ano, por área. Esse valor, quando multiplicado pela área referente ao alimentador, resulta na produção anual de cada porção do alimentador, que está apresentada na Tabela 3.4.

Tabela 3.4 - Estimativa da produção de dejetos por área do alimentador pertencente a cada município.

<b>Município</b>	<b>Área total do município (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Área na região do alimentador (km<sup>2</sup>)</b>	<b>Dejetos de suínos na região do alimentador (ton/ano)</b>	<b>Dejetos de aves na região do alimentador (ton/ano)</b>
Água Santa	291,9	47,7	534	22.553
Santa Cecília do Sul	199,5	46,4	531	16.353
Tapejara	238,6	24,92	2.782	4.202

Fonte dos dados: (KONRAD, FILHO, *et al.*, 2016) e AUTOR.

Considerando os dados da Tabela 3.4 e os dados de produção de biogás por kg de dejetos, que constam na Tabela 3.1, é possível estimar a produção de biogás (mil m<sup>3</sup>/ano) para as áreas do alimentador pertencentes a cada município. Os valores obtidos encontram-se na Tabela 3.5.

Tabela 3.5 - Estimativa da produção de biogás a partir de dejetos de suínos e de aves na região do alimentador.

<b>Município</b>	<b>Produção de biogás a partir de dejetos de suínos na região do alimentador (mil m<sup>3</sup>/ano)</b>	<b>Produção de biogás a partir de dejetos de aves na região do alimentador (mil m<sup>3</sup>/ano)</b>	<b>Produção de biogás total (mil m<sup>3</sup>/ano)</b>
Água Santa	42,2	1.127,6	1.169,9
Sta. Cecília do Sul	41,9	817,7	859,6
Tapejara	219,8	210,1	429,9
<b>Total 3 municípios</b>	<b>303,9</b>	<b>2.155,4</b>	<b>2.459,4</b>

Fonte: AUTOR.

A partir da Tabela 3.5 é possível visualizar que o município de Tapejara possui o maior potencial de produção de biogás a partir de dejetos suínos, mesmo que a área do município abrangida pelo alimentador seja a menor dentre os três municípios. Já os municípios de Água Santa e Santa Cecília do Sul se destacam pelo potencial de produção de biogás a partir de dejetos de aves. O potencial de produção de biogás no alimentador, contabilizando as áreas dos três municípios, é de 2.459,4 mil m<sup>3</sup>/ano, ou 6,738 mil m<sup>3</sup>/dia.

Para definir a distribuição desse potencial de produção de biogás entre os nós do alimentador, foram localizados potenciais produtores de suínos ou de aves através de uma inspeção visual no Google Earth. A produção de suínos e de aves de corte ou postura no Brasil é feita quase que exclusivamente em regime de confinamento, em grandes galpões, para produtores comerciais (que não seja para subsistência). Dessa forma, pode-se identificar um potencial produtor de suínos ou de aves através de imagens aéreas de grandes galpões de confinamento, o que pode ser verificado através do Google Earth.

Foi realizado um mapeamento dos galpões de confinamento existentes na região do alimentador, em propriedades onde houvesse conexão com o mesmo. Nesse mapeamento foram identificadas todas as propriedades que possuíam um galpão ou conjunto de galpões semelhante ao da Figura 3.2. Esse tipo de galpão de confinamento também poderia ser utilizado para outras espécies animais, como por exemplo bovinos de leite. Entretanto, o uso de sistemas de confinamento para bovinocultura de leite no Brasil



ainda é incipiente, sendo utilizado apenas em um pequeno conjunto de propriedades. Por isso, assumiu-se que todos os galpões encontrados na região seriam utilizados para confinamento de suínos ou de aves, principalmente devido ao destaque da região na produção desses animais.

Através dessa inspeção visual, foram identificados 42 potenciais produtores de aves ou suínos na região do alimentador. Desses 42 produtores, 8 estão localizados na região do alimentador pertencente ao município de Tapejara, 16 na região pertencente à Água Santa e 18 na região pertencente à Santa Cecília do Sul. Como o potencial em cada município é diferente, foram calculadas médias de produção anual de biogás por produtor para cada um dos três municípios. Para os produtores do município de Tapejara a média de produção de biogás é de 147 m<sup>3</sup>/dia, para Santa Cecília do Sul a média é de 131 m<sup>3</sup>/dia e para Água Santa a média é de 200 m<sup>3</sup>/dia por produtor.

Figura 3.2 - Exemplo de propriedade contendo um galpão de confinamento.



Fonte: Google Earth.

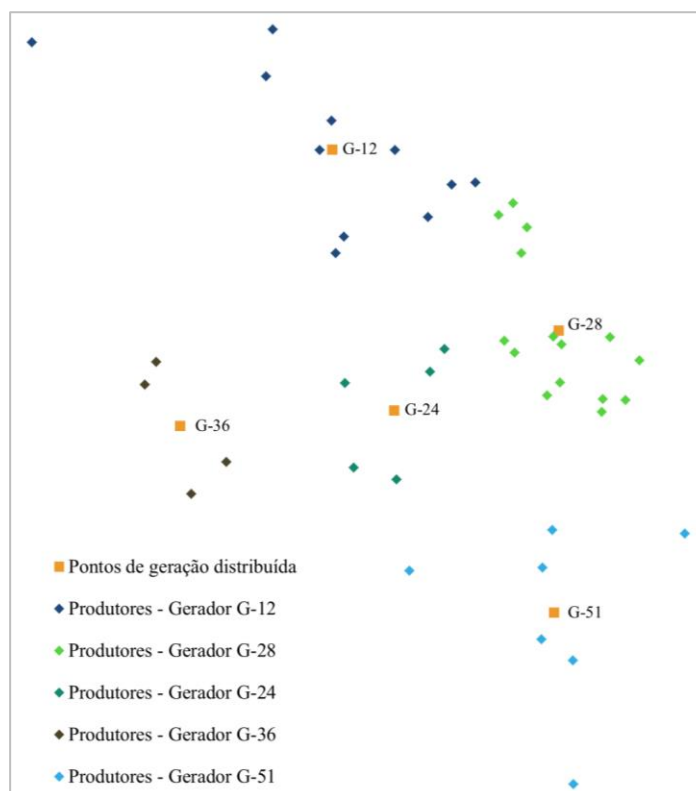
Com o objetivo de simplificar as simulações e de diluir os custos dos investimentos dos produtores rurais, considerou-se a construção de cinco condomínios de agroenergia nesse trabalho, os quais concentram a produção de biogás dos 42 produtores. Nesse tipo de associação, o biogás é produzido em cada propriedade e parte do mesmo é utilizado pelos produtores para demandas por aquecimento ou cozimento dentro da propriedade. O restante do biogás segue por gasodutos até a central de geração de energia elétrica.

Nesse trabalho, optou-se por encontrar a localização ideal de cada um desses condomínios de forma a diminuir a distância total de gasodutos a serem construídos, minimizando a distância dos produtores aos pontos de instalação dos conjuntos geradores. Assim, tanto o número de produtores que destinam sua energia ao condomínio quanto a localização desse condomínio foram variados de modo a obter a solução ótima. Essa solução foi encontrada com o auxílio da função *k-means* do Matlab. As entradas para a função foram as coordenadas geográficas de cada produtor e, a partir desses dados, a função retornou a localização ótima dos geradores e os produtores associados a cada gerador/condomínio.

A Figura 3.3 apresenta a localização geográfica de cada produtor e do ponto de concentração correspondente a cada grupo de produtores, sendo que cada grupo que forma um condomínio está representado em uma cor distinta. Os dados de localização geográfica, município a que pertence a propriedade, produção média diária e gerador correspondente de cada um dos 42 produtores, assim como a distância do produtor até o ponto de geração, encontram-se no Apêndice D.

É possível perceber que os cinco geradores estão localizados de maneira bem distribuída ao longo do alimentador e que os geradores G-12 e G-28 possuem o maior número de produtores associados. Os dados de potencial da produção de biogás de cada condomínio e a distância média do produtor ao gerador estão apresentados na Tabela 3.6. Cada gerador será conectado ao nó trifásico do modelo com a localização mais próxima para as simulações, a qual também está indicada na Tabela 3.6.

Figura 3.3 – Distribuição geográfica dos condomínios de agroenergia ao longo da região do alimentador, apresentando a localização dos cinco geradores distribuídos e seus produtores associados.



Fonte: AUTOR.

Tabela 3.6 - Dados dos condomínios de agroenergia considerados para as simulações.

Condomínio / Gerador	Número de produtores	Potencial de produção de biogás (mil m <sup>3</sup> /dia)	Distância média do produtor ao gerador (km)	Nó de conexão
G-12	11	1,709	1,866	12
G-28	15	2,101	1,272	28
G-24	5	1,002	1,129	24
G-36	4	0,801	1,083	36
G-51	7	1,124	1,673	51

Fonte: AUTOR.

O condomínio de agroenergia para a agricultura familiar de Ajuricaba, projeto financiado pela Itaipu Binacional em parceria com a Embrapa Suínos e Aves, possui cerca de 25 km de extensão de rede de gasodutos para uma produção média diária de aproximadamente 800 m<sup>3</sup> de biogás (EMBRAPA, 2014). Em comparação a esse condomínio, as estimativas de produção de biogás em relação à distância média dos produtores ao ponto de geração são mais vantajosas na região do alimentador 16111. Portanto, esse dado pode ser visto como um incentivo para a geração de energia elétrica através de condomínios de agroenergia na região desse alimentador, onde há uma grande concentração de produtores com alta geração de resíduos.

### 3.3 Potencial de produção de energia elétrica a partir do biogás

A parcela do potencial de produção de biogás que será destinada à geração de energia elétrica no condomínio foi definida como a diferença entre o potencial de produção de cada propriedade e o seu consumo de gás para aquecimento ou cozimento. Para esse cálculo, foi estabelecido o consumo equivalente a um botijão de 13 kg de Gás Liquefeito de Petróleo (GLP) por mês por produtor como média. Segundo valor disponível no site da *Liquigás*, esse consumo equivale a 173,87 kWh mensais por produtor. Assumindo que a média para o poder calorífico inferior do biogás é de aproximadamente

6 kWh/m<sup>3</sup> (FNR/DE, 2010), é possível calcular o consumo diário de biogás por propriedade, que resulta em 0,966 m<sup>3</sup>/dia de biogás por produtor. Com base nesses valores, é apresentada a produção de biogás destinada a geração de energia elétrica para cada condomínio na Tabela 3.7.

Tabela 3.7 - Produção de biogás para geração de energia elétrica (EE) por condomínio.

<b>Condomínio / Gerador</b>	<b>Produção de biogás para geração de EE (mil m<sup>3</sup>/dia)</b>	<b>Produção de biogás para geração de EE (MWh/dia)</b>
G-12	1,699	10,192
G-28	2,087	12,522
G-24	0,997	5,981
G-36	0,797	4,784
G-51	1,117	6,705

Fonte: AUTOR.

Dentre as possibilidades para geração de energia elétrica a partir do biogás, a mais utilizada é o conjunto de um motor à combustão interna acoplado a um gerador elétrico. O motor à combustão pode ser do tipo Ciclo Otto ou Ciclo Diesel. Os motores do tipo Ciclo Otto, onde há vela de ignição, podem ser operados com o biogás como único combustível, desde que o teor de metano no gás seja superior a 45%. Já para motores do tipo Ciclo Diesel a operação é bicombustível, onde é necessário associar óleo diesel ao biogás injetado no motor (FEAM, FIEMG, GIZ, 2015). Como os motores do tipo Ciclo Otto não necessitam de um combustível adicional para a operação a partir do biogás, sendo amplamente utilizados para esse fim, optou-se por considerar esse tipo de motor nas análises deste trabalho.

A produção de energia elétrica dos conjuntos motores geradores depende da eficiência elétrica dos sistemas utilizados, que, por sua vez, varia conforme a potência nominal do sistema. Para motores geradores de potência elétrica nominal inferior a 100 kWel, a eficiência elétrica pode alcançar cerca de 25%. Segundo (FEAM, FIEMG, GIZ, 2015), motores a biogás de ciclo Otto, com potência nominal a partir de 100 kWel, possuem uma eficiência elétrica que varia entre 34 e 45%.

A eficiência média considerada para a conversão de energia do combustível em energia elétrica depende do consumo de gás de cada conjunto motor gerador, o qual é proporcional à potência nominal do sistema. Para este trabalho, optou-se por considerar uma eficiência elétrica média de 25% para consumos inferiores a 50 m<sup>3</sup>/h, de 35% para consumos entre 50 e 150 m<sup>3</sup>/h e de 40% para conjuntos com um consumo de biogás superior a 150 m<sup>3</sup>/h. Essas faixas foram determinadas com base em dados técnicos de motores geradores a partir de biogás fornecidos pela empresa ER-BR Energias Renováveis.

Dessa forma, o potencial de produção de energia elétrica para cada condomínio/gerador varia em função do regime de operação do gerador, ou seja, depende de quantas horas por dia o conjunto permanece em funcionamento. Para as simulações no OpenDSS, serão considerados três regimes de operação para cada condomínio/gerador. O primeiro regime de operação consiste em operar o gerador de forma contínua, ou seja, 24 horas por dia. O segundo regime de operação, consiste em operar o gerador no momento de maior carga do alimentador, das 08h00 às 18h00, totalizando 10 horas de operação diárias. Já o terceiro regime de operação corresponde a operar o gerador somente no horário de ponta, das 18h00 às 21h00, totalizando 3 horas de operação por dia. Esses regimes de operação resultam em diferentes volumes de consumo horário de biogás pelos geradores, os quais estão apresentados na Tabela 3.8.

Tabela 3.8 – Consumo de biogás dos conjuntos motor gerador de cada condomínio para os três regimes de operação adotados nas simulações.

<b>Gerador</b>	<b>Consumo de biogás do conjunto motor gerador (m<sup>3</sup>/h)</b>		
	<b>Operação contínua</b>	<b>Operação entre 8h00 e 18h00</b>	<b>Operação entre 18h00 e 21h00</b>
G-12	71	170	566
G-28	87	209	696
G-24	41	100	332
G-36	33	80	266
G-51	47	112	372

Fonte: AUTOR.

Com base no consumo horário de biogás, na eficiência elétrica associada a este consumo e no poder calorífico inferior do biogás (6 kWh/m<sup>3</sup>), é possível calcular a potência elétrica nominal de cada gerador. Os valores obtidos com este cálculo foram arredondados e estão apresentados na Tabela 3.9.

Tabela 3.9 - Potências de operação dos geradores de cada condomínio para os três modos de operação adotados nas simulações.

Gerador	Potência para operação contínua (kW)	Potência para operação entre 8h00 e 18h00 (kW)	Potência para operação entre 18h00 e 21h00 (kW)
G-12	155	375	1250
G-28	190	460	1530
G-24	65	220	730
G-36	50	175	585
G-51	75	245	820

Fonte: AUTOR.

É possível visualizar que as potências são significativamente superiores quando se considera a operação somente no horário de ponta, pois toda a energia contida no biogás é utilizada em somente 3 horas do dia. Na Seção 4 são apresentados os resultados das simulações para o caso atual e considerando as inserções dos geradores, individual e simultaneamente, para cada regime de operação.

## 4 SIMULAÇÕES E ANÁLISE DOS RESULTADOS

As simulações do sistema de distribuição em análise foram realizadas no programa OpenDSS, que foi desenvolvido para aplicações no segmento de distribuição de energia elétrica. Em 2008 a Electric Power Research Institute (EPRI) lançou o OpenDSS sob uma licença de código aberto, e a ANEEL propôs a utilização desse programa para o cálculo das perdas, por meio da metodologia do fluxo de carga, através da nota técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL.

### 4.1 Casos de estudo e indicadores

Os casos de estudo simulados para o presente trabalho consistem em três regimes de operação para cada gerador instalado, conforme apresentado na Tabela 3.8, e na inserção simultânea dos cinco geradores, além das simulações para o estado atual da rede. O modelo da rede utilizado nas simulações é apresentado detalhadamente na Seção 2.4. O Quadro 4.1 apresenta todos os casos de estudo avaliados, cujos resultados estão apresentados nas Seções 4.2 e 4.3.

O caso 1, ou caso atual, corresponde à simulação do modelo conforme descrito na Seção 2.4, considerando uma tensão de 1,02 pu na fonte do equivalente do sistema, que está conectada na barra da subestação (SE). As curvas de carga diárias para cada carga do sistema foram inseridas no código, de modo que as simulações fossem realizadas para intervalos de 24 horas, no modo diário, com um intervalo de 1 hora entre cada passo.

Foi definido que as cargas deveriam seguir o modelo de potência constante (seguir a curva de carga) sempre que a tensão na barra correspondente fosse igual ou superior a 0,6 pu. Com essa limitação, as cargas mantiveram seu consumo igual ao informado nas curvas de carga, sem alteração para o modelo de impedância constante.

Para os Casos 2 a 20, onde há inserção dos geradores, considerou-se um fator de potência constante igual a 1,0 para os casos em que se adotou o regime de geração PQ, onde as potências ativa e reativa são fixadas. Já para o modo de operação PV, onde a potência ativa e a tensão no barramento do gerador são fixadas, não é necessário definir um fator de potência, pois o gerador altera automaticamente a injeção ou consumo de energia reativa na rede com o objetivo de manter o nível de tensão fixo nos seus terminais. O modo de operação PV acarreta que o gerador desempenhe uma função de regulação da tensão. Optou-se por simular os geradores nos dois modos de operação mencionados, para verificar a diferença na variação de tensão quando se opera de uma forma ou de outra. O modo de operação PV não foi avaliado para os regimes de operação Dia e Ponta, pois não seria plausível supor que o gerador atuaria regulando a tensão nas horas do dia em que nenhuma potência ativa é injetada na rede.

Quadro 4.1 – Descrição dos casos de estudo avaliados nas simulações.

Caso	G-12	G-28	G-24	G-36	G-51	Modo de operação	Regime de operação
1							
2	x					PV	Contínuo (24h)
3		x				PV	Contínuo (24h)
4			x			PV	Contínuo (24h)
5				x		PV	Contínuo (24h)
6					x	PV	Contínuo (24h)
7	x					PQ	Dia (8h às 18h)
8		x				PQ	Dia (8h às 18h)
9			x			PQ	Dia (8h às 18h)
10				x		PQ	Dia (8h às 18h)
11					x	PQ	Dia (8h às 18h)
12	x					PQ	Ponta (18h às 21h)
13		x				PQ	Ponta (18h às 21h)
14			x			PQ	Ponta (18h às 21h)
15				x		PQ	Ponta (18h às 21h)
16					x	PQ	Ponta (18h às 21h)
17	x	x	x	x	x	PV	Contínuo (24h)
18	x	x	x	x	x	PQ	Contínuo (24h)
19	x	x	x	x	x	PQ	Dia (8h às 18h)
20	x	x	x	x	x	PQ	Ponta (18h às 21h)

Fonte: AUTOR.

Para o monitoramento das perdas do alimentador, utilizou-se o medidor de energia disponível no OpenDSS, associado ao segmento de linha que interliga as barras SE e 1. Deste modo, o medidor contabiliza as perdas de todo o alimentador, a partir da referida linha, assim como a energia total consumida pelas cargas do sistema. A partir desses valores de medição, é possível determinar as perdas percentuais do alimentador e a perda total mensal. A perda total mensal serve de base para o cálculo do ganho econômico com uma eventual redução das perdas no alimentador, após a inserção das gerações distribuídas.

O ganho econômico mensal da distribuidora com a redução das perdas é calculado a partir da diferença entre as perdas mensais no alimentador em relação ao caso atual. Esta diferença, em MWh, é multiplicada pelas tarifas TE e TUSD de aplicação no local de conexão com a RGE. Como a subestação que alimenta o alimentador avaliada é alimentada por uma rede de 138 kV, subgrupo que define as tarifas de aplicação é o A2. Os valores para as tarifas são de 132,35 R\$/MWh para a TE e 3,55 R\$/MWh para a TUSD, totalizando uma tarifa de 135,90 R\$/MWh. Esse último valor foi considerado para o cálculo do ganho econômico mensal com a redução das perdas no alimentador. Para os casos em que há aumento das perdas, o valor correspondente será acrescentado como um gasto adicional mensal para a distribuidora.

Já para o monitoramento das tensões e potências horárias no nó em que cada carga ou gerador está conectada(o), foram utilizados os monitores disponíveis no OpenDSS. Os dados desses monitores foram exportados no formato .csv, de modo a permitir a análise das informações com o auxílio do programa Microsoft Excel. As análises nas leituras horárias de tensão consistiram em realizar o cálculo dos indicadores para tensão em regime permanente, segundo a Seção 8.1 (Qualidade do Produto) dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL.

Como as análises foram feitas para um nível de tensão de linha de 13,8 kV, as tensões de referência para determinação das faixas de tensão adequada, precária e crítica foram determinadas para pontos de conexão em tensão nominal superior a 1 kV e inferior a 69 kV. Esses limites estão apresentados na Tabela 4.1. Para este caso, a Tensão de Referência (TR) para cada fase é igual a 7,967 kV.

Tabela 4.1 – Limites de tensão para as faixas adequada, precária e crítica para pontos de conexão com tensão nominal entre 1 kV e 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de variação da Tensão de Leitura (TL) em relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93 TR \leq TL \leq 1,05 TR$
Precária	$0,90 TR \leq TL < 0,93 TR$
Crítica	$TL < 0,90 TR$ ou $TL > 1,05 TR$

Fonte dos dados: Seção 8.1 do PRODIST, ANEEL.

Esses limites para as faixas de tensão foram utilizados para o cálculo dos índices de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e para tensão crítica (DRC) de cada uma das 48 cargas. Como esses índices são calculados para uma sequência de 1008 leituras (intervalos de 10 min durante uma semana) e para este trabalho foi considerada apenas uma curva de carga diária, considerou-se que os resultados das simulações para este dia típico poderiam ser replicadas para os demais dias da semana, permitindo dessa forma o cálculo dos índices.

A partir dos valores de DRP e DRC individuais, foi possível calcular os índices de duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente ( $DRP_E$ ) e para tensão crítica equivalente ( $DRC_E$ ). Esses índices equivalentes são apresentados como resultados das simulações nas Seções 4.2 e 4.3, como uma maneira de indicar a qualidade da energia entregue aos consumidores em cada caso simulado.

Os indicadores individuais DRP e DRC devem respeitar os limites de 3% e 0,5%, respectivamente, conforme definido na Seção 8.1 do PRODIST. Caso ocorra violação desses limites, a distribuidora deve fazer uma compensação aos consumidores, cujo valor é calculado através da equação 4.1.

$$Valor = \left[ \left( \frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \cdot k_1 + \left( \frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \cdot k_2 \right] \cdot EUSD \quad (4.1)$$

Além dos indicadores DRP e DRC, o valor da compensação é função dos seguintes termos:

- $k_1$ , que pode ser igual a 0 para o caso em que DRP é inferior ao limite de 3% ou 3 para o caso em que o limite é ultrapassado;
- $k_2$ , que é igual a 0 para o caso em que DRC é inferior ao limite de 0,5% e, para os casos em que o limite é ultrapassado, pode ser igual a 7 para os clientes atendidos em Baixa Tensão, igual a 5 para os consumidores atendidos em Média Tensão ou igual a 3 para os consumidores atendidos em Alta Tensão;
- $EUSD$ , que corresponde ao valor do encargo pelo uso do sistema de distribuição, correspondente ao mês de referência da última medição. O EUSD corresponde à multiplicação das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) pelos Montantes de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD), os quais podem ser somente consumo (energia) ou incluir também demandas contratadas, para clientes do grupo A.

Como não há valores de EUSD históricos para as cargas do modelo, realizou-se uma estimativa do pagamento de EUSD de cada uma das 48 cargas do modelo, de modo a permitir o cálculo do valor das compensações. Para isso, foi necessário definir a classe (rural, residencial ou industrial) de cada carga, em função da sua curva de carga diária. Utilizando esse critério, chegou-se à seguinte classificação das cargas, para obtenção das TUSD correspondentes:

- Cargas 4, 16 e 17 – Classe Industrial, Subgrupo A4, Modalidade Azul;
- Cargas 31 e 33 – Classe Residencial, Subgrupo B1, Modalidade Convencional;
- Demais cargas – Classe Rural, Subgrupo B2, Modalidade Convencional.

Após definir a classificação das cargas, é possível calcular o EUSD a partir das tarifas de aplicação para cada subgrupo e modalidade, disponíveis na Resolução Homologatória N° 2.280/2017 da ANEEL. Os MUSD foram calculados a partir das curvas de carga diárias de cada carga, replicando os consumos para 30 dias. Os valores de MUSD, TUSD e respectivo EUSD para cada carga encontram-se no Apêndice C deste trabalho.

Os indicadores apresentados até então possuem uma importância econômica para a distribuidora e a análise comparativa dos resultados pode permitir determinar as melhores formas de operação dos

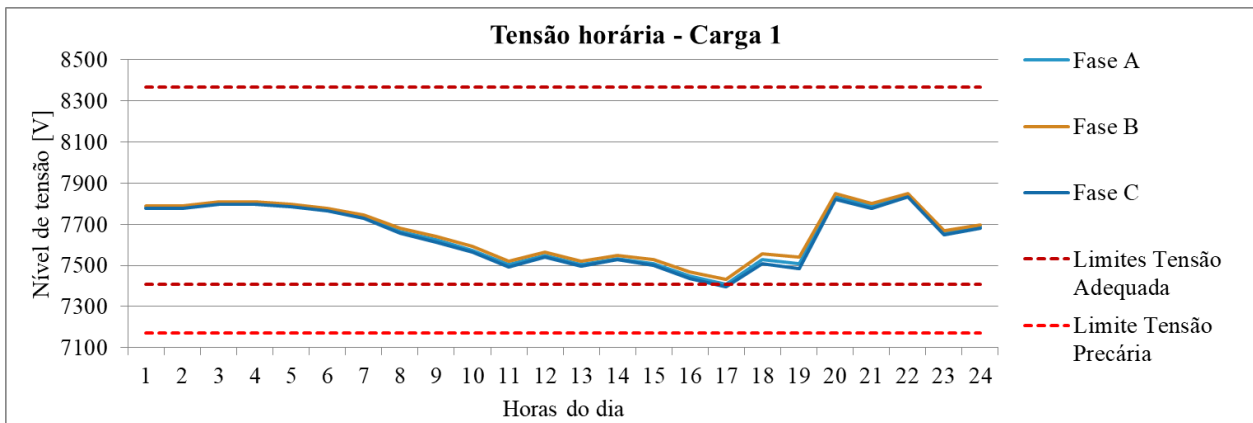
geradores, as quais resultam em maiores benefícios operacionais para a distribuidora. Quando há um regulador de tensão, o mesmo atua para elevar ou reduzir a tensão em um determinado nível, sendo que a relação de tensões pode ser variada ao longo das horas do dia. Entretanto, quanto maior for a diferença entre o menor e o maior nível de tensão alcançados em um mesmo nó, maior será a limitação para a regulação da tensão, pois os equipamentos têm uma capacidade limitada (geralmente cerca de 10% da tensão nominal). Como uma tentativa de representar o impacto que os conjuntos geradores teriam também em uma rede que contenha um regulador de tensão, é apresentado como resultado para cada simulação a maior variação de tensão encontrada ao longo do dia, dentre todas as barras do sistema, chamada de  $\Delta V_{m\acute{a}x}$ .

#### 4.2 Resultados caso atual

Para a simulação do modelo do alimentador no seu estado atual, sem a inserção de geração distribuída, as perdas diárias correspondem a 1.286 kWh, o que equivale a um percentual de 2,81%. Se considerarmos essas perdas diárias ao longo de um mês de operação, o montante total das perdas seria de 38,58 MWh.

A variação da tensão em cada fase ao longo das horas do dia nos terminais da Carga 1 (Barra 1), logo após a subestação, está apresentada na Figura 4.1. É possível perceber que as fases encontram-se aproximadamente equilibradas neste ponto da rede e que a tensão fica abaixo do limite inferior para a tensão adequada somente na hora 17.

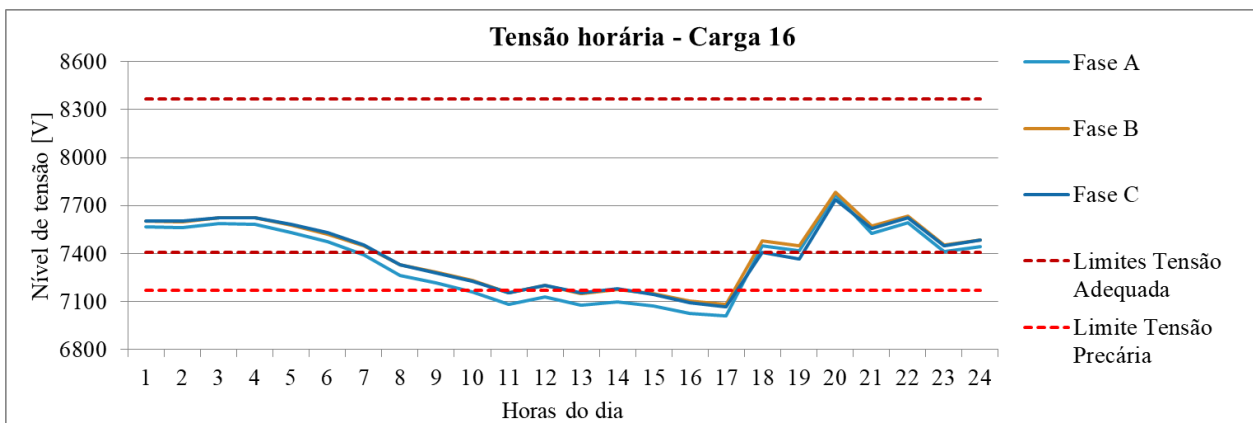
Figura 4.1 - Variação da tensão em cada fase ao longo das horas do dia nos terminais da Carga 1 .



Fonte: AUTOR.

A variação da tensão para a a Carga 16, que corresponde à maior carga desse alimentador e está localizada no nó 18, está apresentada na Figura 4.2. É possível notar que a tensão chega a ultrapassar o limite inferior da tensão crítica nos momentos de maior carregamento, entre 11 h e 17 h.

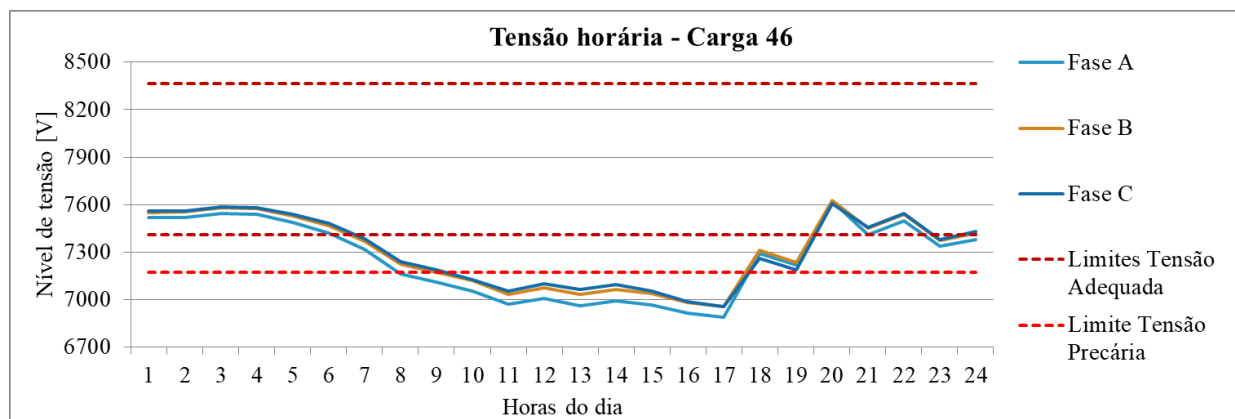
Figura 4.2 - Variação da tensão em cada fase ao longo das horas do dia nos terminais da Carga 16.



Fonte: AUTOR.

Como consequência da necessidade de um regulador de tensão próximo ao nó 18 deste modelo, as demais cargas do alimentador a jusante deste ponto necessitam também de regulação de tensão, permanecendo nas faixas precária ou crítica em alguns horários do dia. Esse comportamento pode ser visualizado na Figura 4.3, que representa a variação de tensão nos terminais da Carga 46, localizada em uma das extremidades do alimentador.

Figura 4.3 - Variação da tensão em cada fase ao longo das horas do dia nos terminais da Carga 46.



Fonte: AUTOR.

Na Figura 4.3 é possível verificar que, para a Carga 46, as tensões permanecem na faixa de tensão adequada somente nos momentos em que há um carregamento leve do alimentador. Outro ponto interessante é a diferença entre as fases, que passa ser mais notável nesse ponto do alimentador. Uma vez que as cargas monofásicas das fases A, B e C não estão distribuídas de forma perfeitamente equilibrada no sistema e também no modelo considerado.

A partir dos dados de tensão em cada carga, foram calculados os valores de  $DRP_E$  e  $DRC_E$  para o caso atual, que resultaram em 25,95% e 26,30%, respectivamente. Ressalta-se novamente que esses valores representam o total que seria contabilizado se não houvesse um regulador de tensão na rede, com o objetivo de mensurar o impacto da geração distribuída no alimentador, sem a influência desse equipamento. Já o valor da compensação total a ser paga para os consumidores, calculado para o caso atual, foi de R\$ 5,050 mil por mês. O  $\Delta V_{m\acute{a}x}$  encontrado ao longo do dia para o caso atual, dentre todas as fases e todas as cargas do modelo, foi de 760 V, o que equivale a 9,5% da tensão nominal de fase para o alimentador.

### 4.3 Resultados com inserção da geração distribuída

Os resultados para todos os indicadores apresentados na Seção 4.1, para os casos de estudo 1 a 20, estão apresentados no Quadro 4.2. É interessante notar que os únicos casos onde haveria prejuízo financeiro e técnico para a distribuidora são aqueles em que há geração distribuída somente no horário de ponta. Já nos casos em que os geradores são acionados de modo contínuo ou somente nas horas de maior demanda do alimentador (08h00 às 18h00) o resultado foi sempre positivo, gerando reduções tanto nas perdas e no  $\Delta V_{m\acute{a}x}$ , quanto no indicador  $DRC_E$  e no valor de compensação mensal para os consumidores.

A redução no indicador  $DRP_E$  não foi verificada na maioria dos casos, mesmo nos casos em que a redução do  $\Delta V_{m\acute{a}x}$  ocorre, pois havia um grande número de cargas cujos terminais encontravam-se na faixa crítica para o caso atual. Nesses casos, é provável que a tensão passe para a faixa precária em um primeiro momento, o que é um resultado positivo, uma vez que a compensação paga pela distribuidora para consumidores que encontram-se nessa faixa é inferior à da faixa crítica.

Os casos que podem ser considerados prejudiciais para o nível de tensão no alimentador são os casos 12, 13, 14, 15, 16 e 20, onde foi avaliada a inserção dos geradores somente no horário de ponta de forma individual e simultânea. Avaliando somente os casos de inserção individual dos geradores, os casos 12, 13 e 16 provocam também um aumento nas perdas, além do aumento no  $\Delta V_{m\acute{a}x}$ , que ocorre para todos. Isso não ocorre para os casos 14 e 15, pois os geradores G-24 e G-36 possuem uma potência nominal inferior aos demais, diminuindo sua influência no fluxo de potência do sistema, em comparação



aos geradores G-12, G-28 e G-51. Além disso, pode-se afirmar que a redução nas perdas causada pelos geradores G-24 e G-36 é insignificante, pois corresponde a menos de 1,5%.

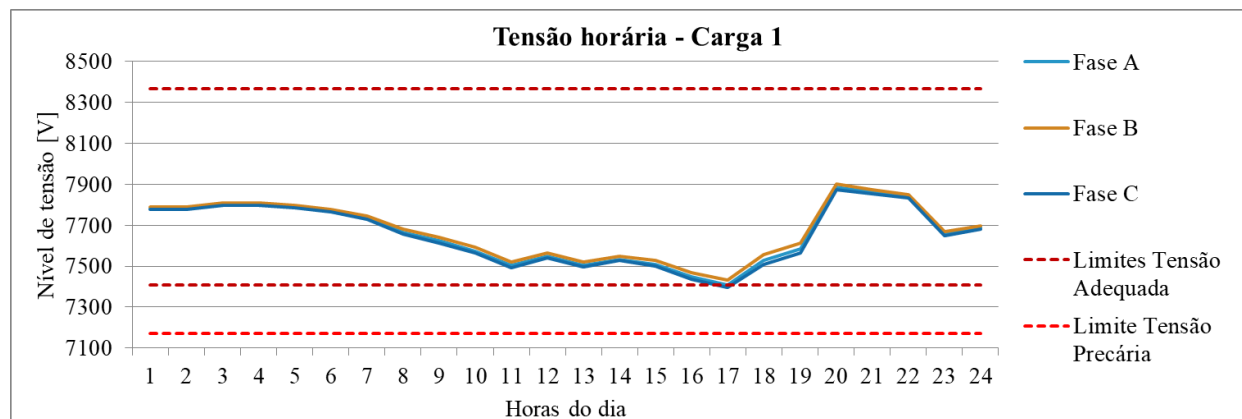
Quadro 4.2 - Resultados para os casos 1 a 20.

Caso	Perdas mensais (MWh)	Perdas (%)	DRPE (%)	DRC <sub>E</sub> (%)	Compensação total mensal (mil Reais)	$\Delta V_{\text{máx}}$ (V)	Dif. perdas em rel. ao caso atual (mil Reais)	Dif. econômica em rel. ao caso atual (mil Reais)
1	38,58	2,81%	25,95%	26,30%	R\$ 5,050	760	-	-
2	34,05	2,48%	26,65%	20,40%	R\$ 4,380	750	R\$ 0,616	R\$ 1,285
3	32,16	2,34%	32,55%	11,55%	R\$ 3,779	745	R\$ 0,872	R\$ 2,143
4	35,19	2,57%	26,13%	22,57%	R\$ 4,938	755	R\$ 0,461	R\$ 0,572
5	35,82	2,61%	24,48%	23,96%	R\$ 4,764	756	R\$ 0,375	R\$ 0,661
6	34,59	2,52%	30,82%	18,75%	R\$ 4,908	754	R\$ 0,542	R\$ 0,684
7	34,71	2,53%	28,82%	23,09%	R\$ 4,691	713	R\$ 0,526	R\$ 0,884
8	33,78	2,46%	40,36%	10,50%	R\$ 4,193	685	R\$ 0,652	R\$ 1,510
9	34,5	2,51%	32,90%	21,01%	R\$ 5,023	722	R\$ 0,554	R\$ 0,582
10	35,13	2,56%	32,03%	22,05%	R\$ 4,822	730	R\$ 0,469	R\$ 0,697
11	34,92	2,55%	40,54%	10,50%	R\$ 4,496	719	R\$ 0,497	R\$ 1,051
12	40,86	2,98%	25,17%	26,30%	R\$ 4,848	1011	-R\$ 0,310	-R\$ 0,108
13	47,64	3,47%	22,74%	26,91%	R\$ 4,833	1615	-R\$ 1,231	-R\$ 1,014
14	38,37	2,80%	23,44%	26,30%	R\$ 4,819	1005	R\$ 0,029	R\$ 0,260
15	38,1	2,78%	23,96%	26,30%	R\$ 4,827	970	R\$ 0,065	R\$ 0,289
16	42,3	3,08%	22,74%	27,08%	R\$ 4,828	1583	-R\$ 0,506	-R\$ 0,284
17	25,5	1,86%	16,75%	0,00%	R\$ 1,653	679	R\$ 1,778	R\$ 5,174
18	25,41	1,85%	34,38%	4,25%	R\$ 3,794	740	R\$ 1,790	R\$ 3,046
19	31,56	2,30%	18,92%	0,43%	R\$ 2,055	723	R\$ 0,954	R\$ 3,949
20	83,01	6,04%	22,74%	33,59%	R\$ 5,066	2429	-R\$ 6,038	-R\$ 6,055

Fonte: AUTOR.

A influência da inserção dos geradores somente no horário de ponta é amplificada no caso 20, no qual os cinco geradores são inseridos simultaneamente das 18h00 às 21h00. A Figura 4.4 apresenta a variação das tensões por fase na Carga 1, no início do alimentador. Nessa região, a influência é menor, pois a Carga 1 está conectada no mesmo nó da fonte de tensão. Entretanto, já é perceptível um aumento na diferença entre o menor e o maior nível de tensão ao longo do dia. O  $\Delta V$  que era de 435 V nessa carga para o caso 1 passa a ser de 479 V no caso 20.

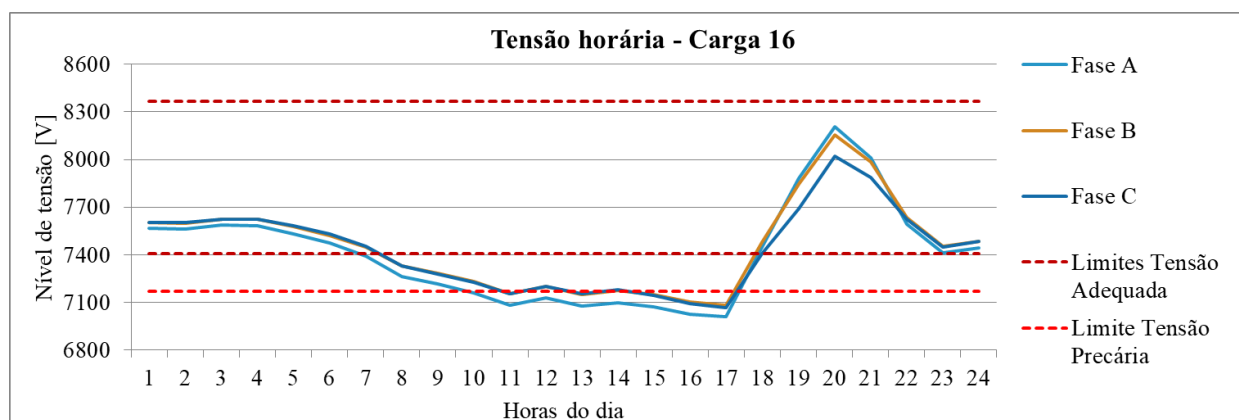
Figura 4.4 - Variação da tensão ao longo do dia nos terminais da Carga 1 para o caso 20, com inserção simultânea dos geradores no horário de ponta.



Fonte: AUTOR.

A influência na variação da tensão no horário de ponta passa a ser mais perceptível nos terminais das cargas 16 e 46, conforme apresentado na Figura 4.5 e na Figura 4.6.

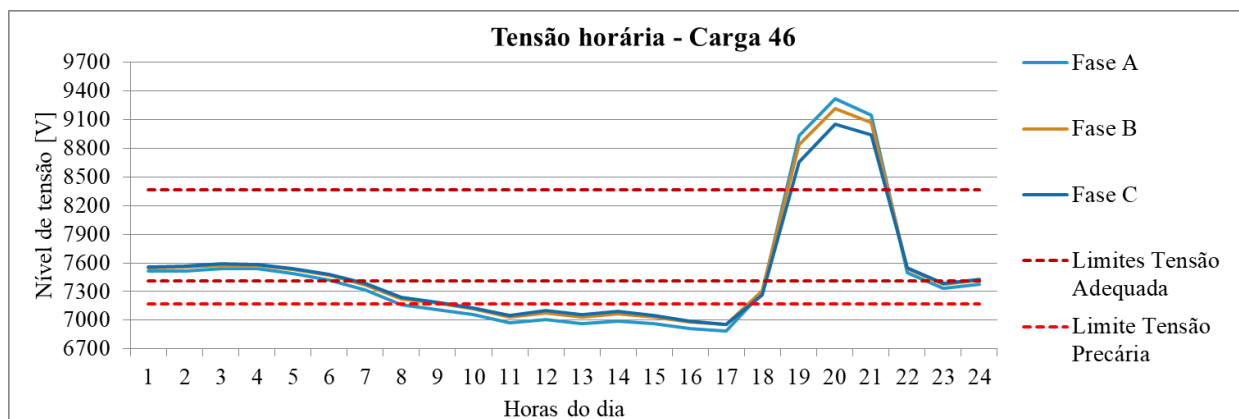
Figura 4.5 - Variação da tensão ao longo do dia nos terminais da Carga 16 para o caso 20, com inserção simultânea dos geradores no horário de ponta.



Fonte: AUTOR.

A variação que ocorre nos terminais da Carga 16 entre as horas 17 e 20 foi bastante amplificada com a inserção dos geradores no horário de ponta. O mesmo ocorre para a Carga 46, na qual a diferença é mais amplificada ainda, chegando a ultrapassar o limite superior para a faixa de tensão adequada no horário de ponta. O  $\Delta V$  para a Carga 16 passa de 757 V para 1.195 V no caso 20. Já para a Carga 46, o  $\Delta V$  que era de 733 V no caso 1, passou a ser de 2.429 V no caso 20, o que representa 30,5% da tensão nominal do sistema.

Figura 4.6 - Variação da tensão ao longo do dia nos terminais da Carga 46 para o caso 20, com inserção simultânea dos geradores no horário de ponta.



Fonte: AUTOR.

Um impacto prejudicial na variação de tensão para os casos em que há inserção de geração no horário de ponta era esperado para esse alimentador. Isso acontece porque a curva de carga desse alimentador é fortemente influenciada pelo consumidor industrial (Carga 16) do sistema, o qual reduz drasticamente sua demanda no horário de ponta, provocando uma elevação de tensão de forma geral no alimentador neste horário. Ao simular o sistema com inserção de mais potência ativa neste mesmo horário em que a tensão já está elevada, leva a um aumento ainda maior do módulo da tensão, uma vez que os geradores estariam operando com um fator de potência fixo igual a 1,0. Essa variação brusca no nível de tensão é indesejada para uma rede de distribuição.

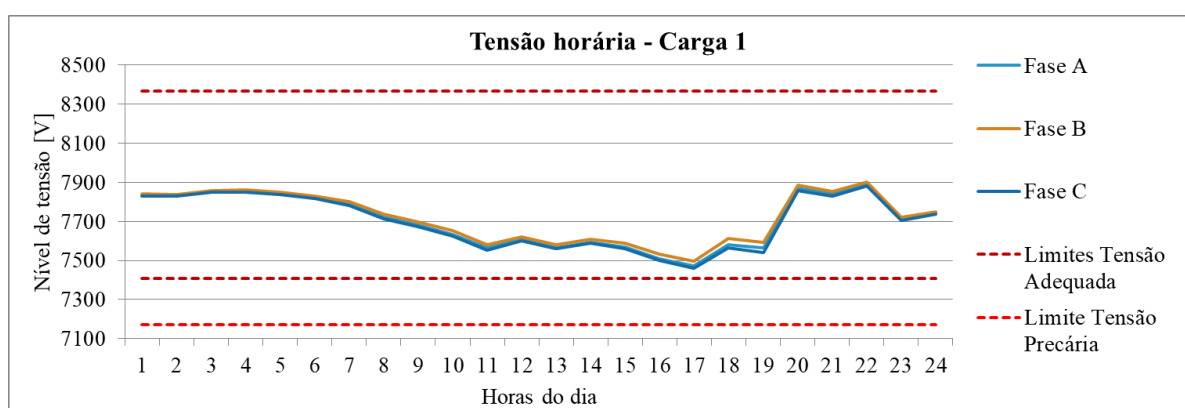
Do ponto de vista técnico e econômico, o caso mais vantajoso para a distribuidora é o caso 17, no qual todos os geradores funcionam continuamente, ao longo das 24 h do dia, sob o modo de operação PV, em que os geradores atuam como reguladores de tensão, injetando ou absorvendo potência reativa com o

objetivo manter o nível de tensão na barra em que estão conectados o mais próximo possível da tensão especificada no controle.

As perdas para esse caso sofrem uma redução de 33,9% em relação ao caso atual, que é um valor bastante representativo. O benefício econômico mensal para a distribuidora devido à redução das perdas seria de R\$ 1,778 mil. Já o benefício econômico causado pela redução nos valores de compensação pagos aos consumidores seria de R\$ 3,397 mil ao mês, resultando em um total de R\$ 5,174 mil. Frente ao faturamento total mensal estimado para a distribuidora nesse alimentador, essa diferença financeira não chega a ser significativa. Entretanto, o benefício para a operação da rede ao se reduzir o  $\Delta V_{máx}$  continua sendo pertinente.

A Figura 4.7 apresenta a variação de tensão nos terminais da Carga 1 para o caso 17. É possível notar que a influência na Carga 1 não é tão perceptível, pois esta encontra-se no início do alimentador. Um ponto a se destacar é que a hora 17 não se encontra mais na faixa de tensão precária para este caso, o que acontece para o caso 1.

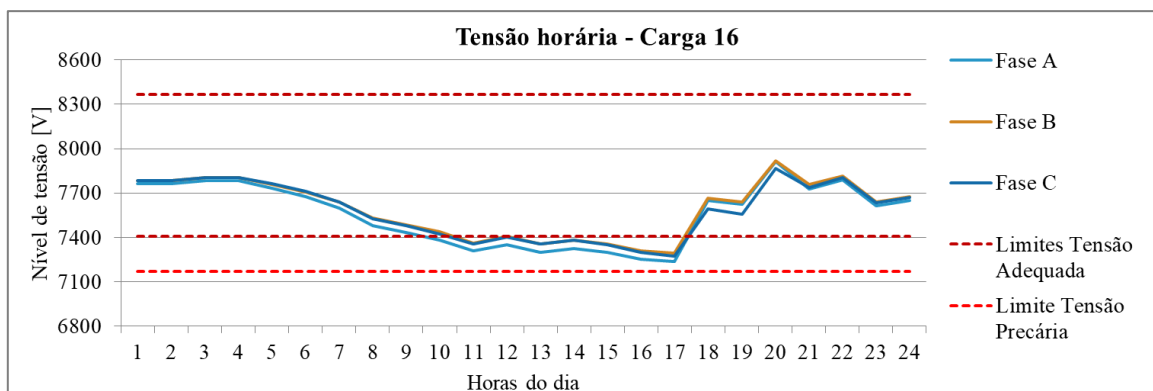
Figura 4.7 - Variação da tensão ao longo do dia nos terminais da Carga 1 para o caso 17, com inserção simultânea dos geradores operando continuamente no regime de geração PV.



Fonte: AUTOR.

A variação da tensão na Carga 16, para o caso 17, está representada na Figura 4.8. É interessante notar que, para o horário em que no caso 1 as tensões se encontravam na faixa crítica, agora encontram-se na faixa precária. Além disso, não houve nenhum aumento no  $\Delta V$ , como acontece para os casos em que há geração na ponta.

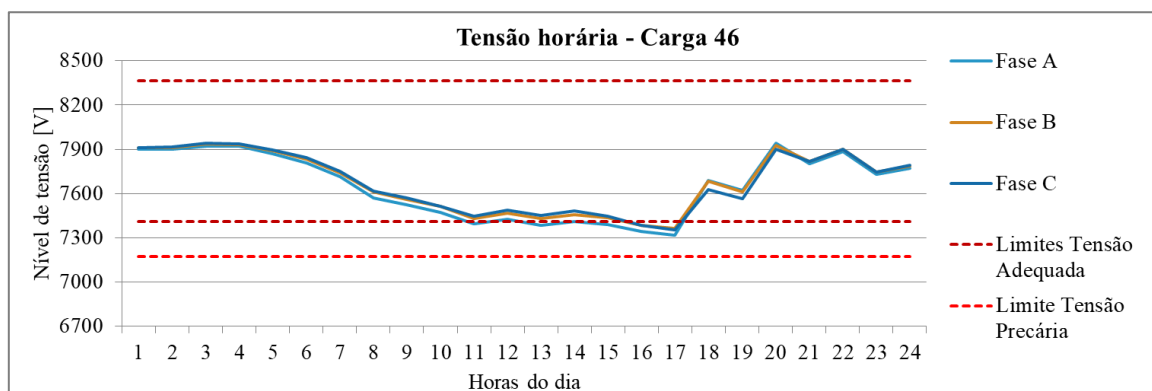
Figura 4.8 - Variação da tensão ao longo do dia nos terminais da Carga 16 para o caso 17, com inserção simultânea dos geradores operando continuamente no regime de geração PV.



Fonte: AUTOR.

Para a Carga 46 a diferença na variação da tensão é mais significativa, assim como para as cargas localizadas nas demais extremidades desse alimentador. Como a maior parte dos geradores está localizada nas extremidades do alimentador, o nível de tensão nesses pontos melhorou significativamente, como é o caso da tensão nos terminais da Carga 46, que pode ser visualizada na Figura 4.9.

Figura 4.9 - Variação da tensão ao longo do dia nos terminais da Carga 46 para o caso 17, com inserção simultânea dos geradores operando continuamente no regime de geração PV.

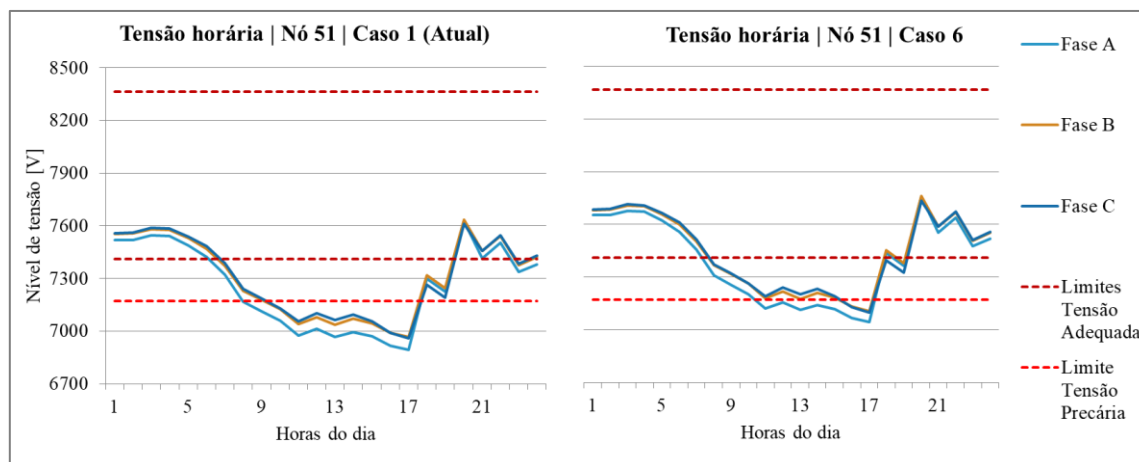


Fonte: AUTOR.

Comparando as tensões nas Carga 16 e 46, pode-se concluir que a Carga 46 encontra-se no nível adequado durante mais horas do dia do que a Carga 16, o contrário do que ocorria para o caso 1. Um dos motivos pelo qual isso acontece é que há um gerador conectado no nó 51 próximo ao nó 55, onde está conectada a Carga 46, enquanto que não há nenhum gerador conectado nas proximidades do nó 18, onde está conectada a Carga 16.

A influência que um gerador operando no regime contínuo no modo de operação PV tem sobre os níveis de tensão, em sua barra de conexão, pode ser visualizada na Figura 4.10. Essa figura compara os resultados no nó 51 para o caso 1 (atual, sem inserção de GD) e para o caso 6, onde há a inserção somente do gerador G-51. É possível visualizar que o gerador provoca uma adequação dos níveis de tensão neste nó, em comparação ao caso sem o gerador.

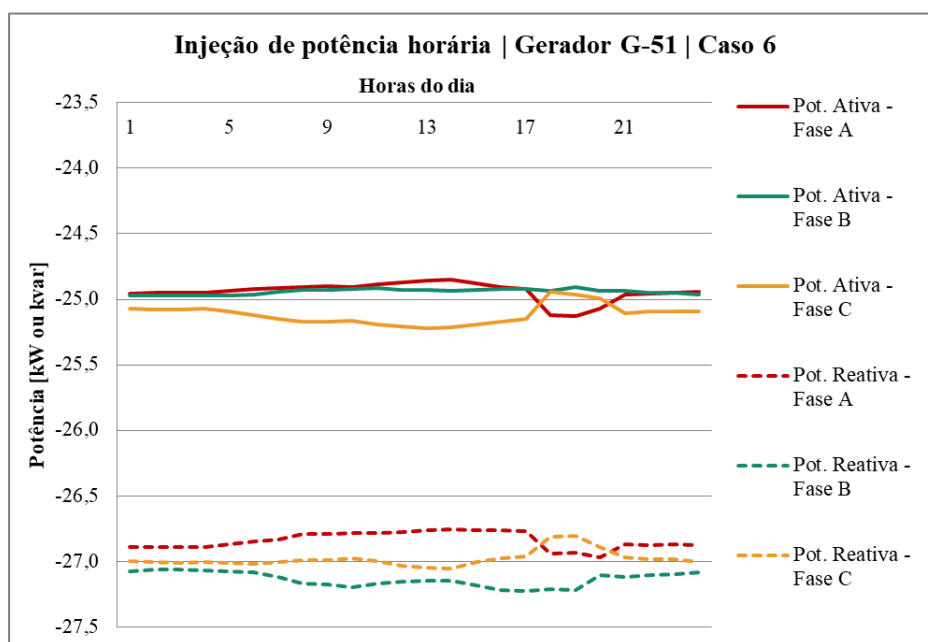
Figura 4.10 - Variação horária do nível de tensão no nó 51 para os casos 1 e 6.



Fonte: AUTOR.

É possível perceber, através da Figura 4.10, que a tensão aproxima-se mais da tensão nominal de operação do gerador, definida como 7,967 kV (tensão de fase) no caso 6. O modo de operação PV faz com que o gerador varie a sua injeção de potência reativa ao longo do dia, conforme apresentado na Figura 4.11, com o objetivo de alcançar o nível de tensão nominal. Pode-se visualizar que o gerador injeta potência reativa na rede ao longo de todas as horas do dia, pois a tensão encontrava-se abaixo de 7,967 kV durante o dia todo. A variação de injeção de potências ativa e reativa entre as fases pode ser desprezada, pois corresponde a 1,7% no pior caso.

Figura 4.11 - Variação da injeção de potência ativa e reativa ao longo das horas do dia para o gerador G-51.



Um dos pontos desfavoráveis de se considerar todos os geradores operando no modo PV é que não há um benefício econômico que motive os membros do condomínio a adquirir um conjunto gerador com potência nominal (kVA) superior àquela que seria necessária para uma operação no modo PQ, com fator de potência unitário. Portanto, seria plausível também assumir o caso 18 em substituição ao caso 17, onde os geradores operam continuamente no modo PQ.

Para o caso 18 a redução nas perdas alcança praticamente os mesmos níveis do caso 17, provocando uma redução nos custos tão significativa quanto no caso em que todos os geradores operam no modo PV. Já o  $\Delta V_{m\acute{a}x}$  alcançado para o caso 18 não alcança os mesmos níveis que para o caso 17, chegando a 740 V. Isso é esperado, uma vez que os geradores não atuam com o objetivo de regular a tensão em seus terminais neste caso. Entretanto, ao se comparar o caso 18 com o caso 19, no qual todos os geradores operam das 8h00 às 18h00 também no modo PQ, percebe-se que o caso 19 torna-se mais vantajoso para a distribuidora.

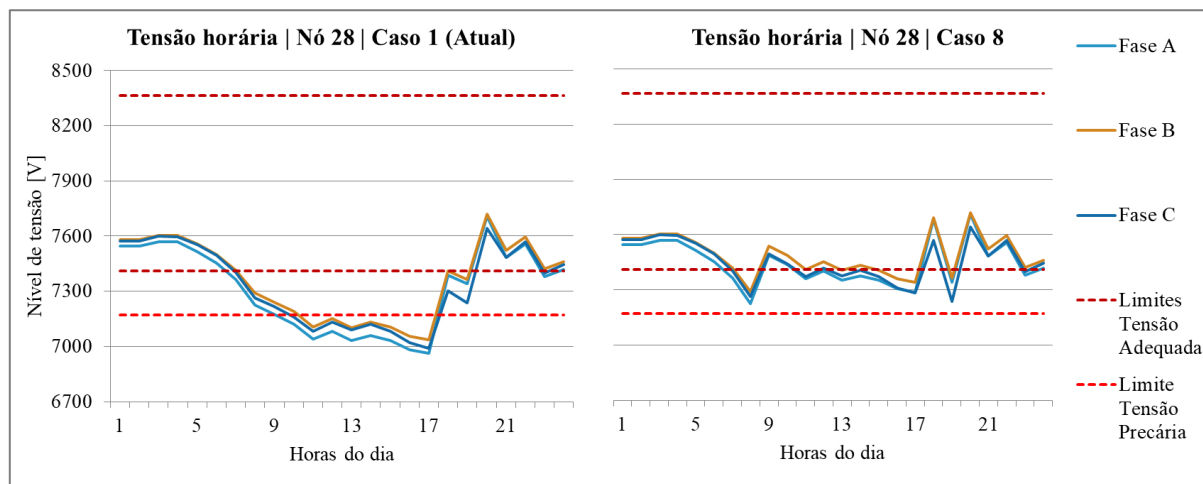
No caso 19, as perdas são reduzidas de 2,81% para 2,30%, acarretando em um ganho mensal de R\$ 0,954 mil. Neste caso, o  $DRC_E$  é reduzido de 26,30% (caso 1) para 0,4% e o  $\Delta V_{m\acute{a}x}$  atinge 723 V. O benefício total mensal para a distribuidora no caso 19 alcança R\$ 3,949 mil. Apesar de esse ganho também não ser significativo em comparação com o faturamento mensal da distribuidora para o alimentador, ele representa uma melhora nos indicadores considerados neste trabalho, o que é positivo.

Ao analisarmos e compararmos o caso 18 com o caso 8, é possível notar que o  $\Delta V_{m\acute{a}x}$  alcançado para o G-28 atuando no regime de operação diário (08h às 18h), no modo de operação PQ, é inferior ao que seria alcançado para o conjunto, pois chega a 685 V. O G-28 é o gerador que possui maior potência nominal dentre os cinco potenciais analisados, chegando a 460 kW para a operação no regime diário. Esse pode ser um dos fatores que resultou em uma influência tão significativa quando atua individualmente, além de sua localização em um dos ramais mais ao centro do alimentador.

Pode-se visualizar na Figura 4.12 que, mesmo atuando no modo de operação PQ, o gerador G-28 provoca um efeito de aumentar os níveis de tensão na barra em que está conectada durante as horas em que é acionado. Isso pode ser percebido com mais facilidade quando se compara com a variação da tensão nesta barra para o caso 1, também representada na Figura 4.12.

Analisando o caso do gerador G-28, podemos concluir que, para a curva de carga deste alimentador, alcança-se uma menor variação no nível de tensão ao longo das horas do dia quando o gerador opera das (8h às 18h) no modo PQ do que quando o gerador opera de forma contínua (24 horas do dia) no modo PV. Esse efeito para cada caso de simulação individual é replicado para os demais geradores analisados neste trabalho.

Figura 4.12 - Variação da tensão nos terminais da Carga 24, no nó 28, para os casos 1 e 8.



Fonte: AUTOR.

Uma possível explicação para que um gerador atuando no modo PQ diminua mais o  $\Delta V_{m\acute{a}x}$  do que um gerador atuando no modo PV é a de que para estas simulações os geradores no modo PQ possuem uma potência nominal superior (kW), pois atuam durante somente 10 horas do dia, em comparação à 24 horas para os no modo PV. Dessa forma, sua influência no sistema é mais perceptível. Outro ponto importante é o de que a maior demanda deste alimentador acontece no intervalo em que foi simulada a entrada desses geradores no modo PQ, ou seja, eles passam a atuar no momento em que o sistema mais precisa de uma elevação nos níveis de tensão, devido à elevada carga da indústria local.

## 5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo avaliar os impactos causados pela geração distribuída a partir do biogás em uma rede de distribuição rural, através da análise de um caso real. Para tanto, foi criado um modelo para a simulação do alimentador estudado no OpenDSS, onde foram inseridos os geradores distribuídos. A capacidade dos geradores foi determinada para o aproveitamento total do potencial de produção de biogás na região, a partir de dejetos de suínos e aves. Com base nessas simulações, é possível concluir se haveria um prejuízo para o sistema de distribuição caso o potencial total da região fosse aproveitado pelos produtores rurais.

Dentre os casos simulados, aqueles em que os geradores são operados somente no horário de ponta da distribuidora foram os únicos em que a inserção dos geradores piora a qualidade da energia elétrica fornecida e aumenta as perdas, trazendo prejuízos financeiros para a distribuidora. Já para os casos de operação dos geradores de forma contínua ou entre 08h00 e 18h00, ocorreram reduções nas perdas e nas variações do nível de tensão ao longo do dia. De um modo geral, o caso mais benéfico para o sistema foi aquele em que todos os geradores operam continuamente no modo de operação PV, o que é esperado, uma vez que os geradores atuam regulando a tensão dessa forma.

Para os casos em que os geradores operam no modo de operação PQ, a injeção de potência nos horários de maior carga do sistema seria mais interessante para o mesmo, pois a variação da tensão sofre uma redução significativa nesse regime de operação. Especialmente para o caso do gerador G-28 foi observada uma redução de 9,85% na variação da tensão ao longo do dia, em relação ao caso atual. Já para as simulações em que os geradores operam continuamente no modo de operação PQ foram encontradas as menores perdas percentuais no alimentador.

Para trabalhos futuros seria interessante avaliar a variação sazonal da produção de biogás ao mesmo tempo em que se avalia a variação sazonal do consumo de energia elétrica em um alimentador rural. Uma vez que a produção de biogás pode diminuir significativamente com a redução da temperatura ambiente e a curva de carga dos consumidores pode se modificar nos meses de inverno, a análise dos impactos da geração distribuída ao longo do ano poderia apresentar resultados distintos. Outro ponto

importante para avaliação futura seria associar incertezas às curvas de carga dos consumidores, para buscar a representação de um ano típico para o qual é possível avaliar uma parcela das incertezas nos resultados. Além disso, avaliar o modo como o OpenDSS controla o modo de operação PV dos geradores também seria interessante. O foco deste trabalho não incluiu o detalhamento das influências de cada parâmetro para cada modo de operação dos geradores.

Os resultados obtidos com as simulações neste trabalho demonstram que, para o potencial de produção de biogás a partir de dejetos de suínos e de aves na região do alimentador, não há prejuízos do ponto de vista da qualidade da energia elétrica e das perdas com a inserção da geração distribuída, contanto que os geradores não sejam operados somente no horário de ponta. Esses resultados poderiam ser muito diferentes para um caso em que a curva de carga do alimentador tenha um perfil distinto, pois é ele o principal fator determinante para o nível de tensão do alimentador ao longo do dia. Entretanto, os resultados deste trabalho são relevantes por demonstrarem que, apesar de não provocar um ganho financeiro significativo para a distribuidora, a geração distribuída a partir do biogás pode trazer benefícios técnicos operacionais para uma rede de distribuição de energia elétrica rural.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. **Procedimentos de Regulação Tarifária - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição**. ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica). Brasília. 2015.

ANEEL. Universalização. **Site da ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/universalizacao>>. Acesso em: 03 abr. 2018.

ANEEL. Distribuidoras da Região Sul. **ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica**, 2018. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/distribuidoras-regiao-sul>>. Acesso em: 15 mar. 2018.

ANEEL(AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA). Universalização. **ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica)**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/universalizacao>>.

COPREL. Coprel Energia - Apresentação. **Coprel**, 2018. Disponível em: <<https://www.coprel.com.br/paginas/ver/apresentacao-2>>. Acesso em: 15 mar. 2018.

EMBRAPA. Notícias. **Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária (Embrapa)**, 2014. Disponível em: <<https://www.embrapa.br/busca-de-noticias/-/noticia/2030980/energia-produzida-por-biogas-abastece-rede-da-coprel>>. Acesso em: 20 maio 2018.

FEAM, FIEMG, GIZ. **Guia Técnico Ambiental de Biogás na Agroindústria**. Fundação Estadual do Meio Ambiente (FEAM), Federação das Indústrias do Estado de Minas Gerais (FIEMG), Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável (GIZ). Belo Horizonte, p. 158. 2015.

FNR/DE. **Guia Prático do Biogás - Geração e Utilização, 5 ed.** Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR). Gülzow, p. 231. 2010.

KONRAD, O. et al. **Atlas das Biomassas do Rio Grande do Sul**. Univates; Estado do Rio Grande do Sul; Secretaria de Minas e Energia do Rio Grande do Sul; Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - Sulgás. Lajeado, p. 226. 2016.

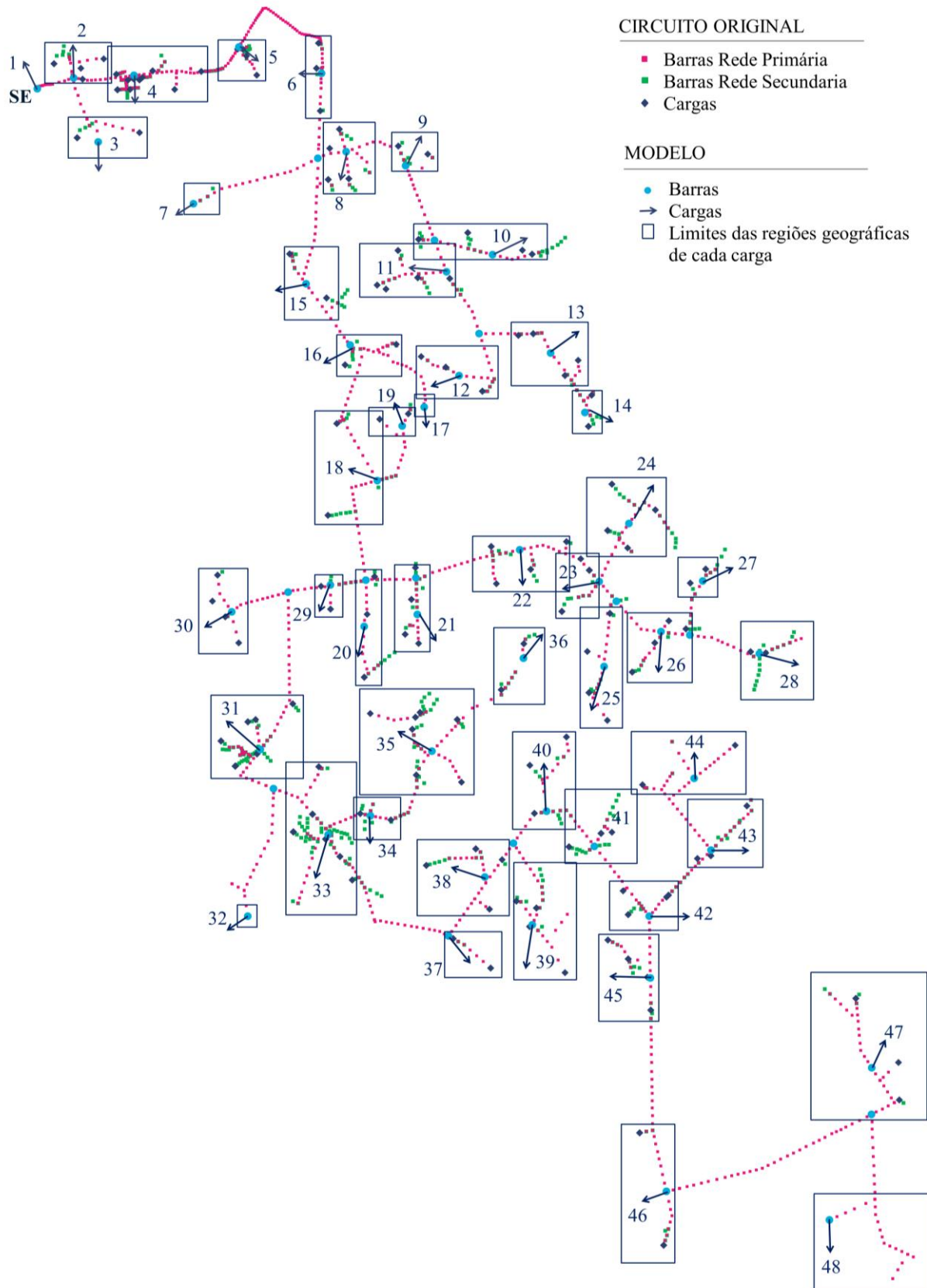
KUNZ, A.; OLIVEIRA, P. A. V. D. Aproveitamento de dejetos de animais para geração de biogás. **Revista de Política Agrícola**, Concórdia, SC, p. 28 a 35, Jul/Ago/Set 2006. ISSN 3.

SEBRAE; ABCS. **Mapeamento da Suinocultura Brasileira**. Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas; Associação Brasileira dos Criadores de Suínos. Brasília, p. 376. 2016.

SGT. **Revisão Tarifária Periódica da Coprel Cooperativa de Energia - Coprel, a vigorar a partir de 30 de julho de 2017**. SGT (Superintendência de Gestão Tarifária). Brasília. 2017.

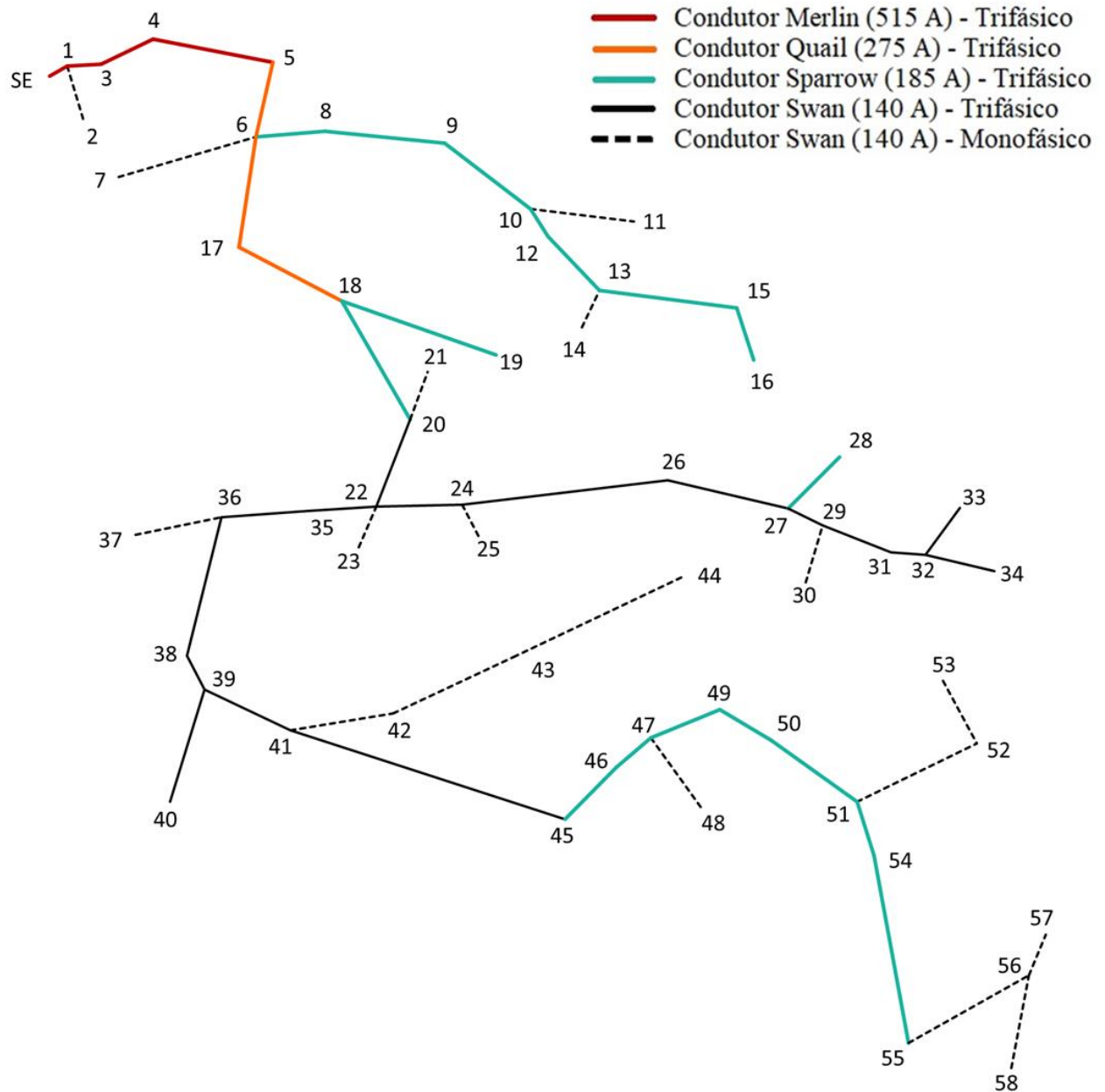
SPGG/RS. Economia. **ATLAS Socioeconômico - Rio Grande do Sul**, 2018. Disponível em: <<http://www.atlassocioeconomico.rs.gov.br/aves-ovos-e-leite>>. Acesso em: 20 maio 2018.

**APÊNDICE A – Localização geográfica das barras e das cargas do Alimentador 16111, com destaque para as regiões geográficas criadas para concentração das cargas e para a localização das barras do modelo construído.**





**APÊNDICE B – Modelo das linhas do alimentador 16111 para simulação no OpenDSS, contendo a numeração das barras e os condutores utilizados em cada trecho de linha, assim como o número de fases do trecho.**



**APÊNDICE C – Dados das cargas do modelo para simulação no OPENDSS.**

<b>Carga</b>	<b>Número de cargas concentradas</b>	<b>Nó de conexão</b>	<b>Fase(s) de conexão</b>	<b>Potência máxima (kW)</b>	<b>Horário Potência máxima</b>	<b>FP médio</b>
1	1	SE	ABC	4,322	Hora 15	0,915
2	7	1	ABC	5,143	Hora 19	0,844
3	8	2	A	20,800	Hora 19	0,843
4	23	3	ABC	94,827	Hora 17	0,898
5	4	4	ABC	1,498	Hora 19	0,861
6	6	5	ABC	4,805	Hora 19	0,888
7	1	7	C	1,562	Hora 19	0,851
8	11	8	ABC	9,761	Hora 19	0,858
9	3	9	ABC	2,303	Hora 19	0,852
10	13	11	B	10,522	Hora 19	0,850
11	18	12	ABC	20,239	Hora 19	0,851
12	10	14	A	10,677	Hora 19	0,845
13	12	15	ABC	51,659	Hora 18	0,901
14	9	16	ABC	9,931	Hora 19	0,842
15	8	17	ABC	12,213	Hora 19	0,861
16	6	18	ABC	2239,076	Hora 15	0,966
17	1	19	ABC	101,346	Hora 10	0,890
18	7	20	ABC	4,503	Hora 19	0,855
19	6	21	C	7,047	Hora 19	0,863
20	10	23	C	8,454	Hora 19	0,852
21	9	25	C	12,217	Hora 19	0,836
22	10	26	ABC	15,349	Hora 19	0,846
23	17	27	ABC	14,411	Hora 19	0,863
24	13	28	ABC	17,483	Hora 19	0,851
25	17	30	C	13,843	Hora 19	0,849
26	14	31	ABC	10,105	Hora 19	0,851
27	8	33	ABC	7,110	Hora 19	0,856
28	5	34	ABC	7,705	Hora 19	0,852
29	5	35	ABC	4,474	Hora 19	0,854
30	6	37	C	8,035	Hora 19	0,858
31	51	38	ABC	37,532	Hora 19	0,897
32	1	40	ABC	0,261	Hora 19	0,875
33	67	41	ABC	35,839	Hora 19	0,865
34	7	42	A	6,298	Hora 19	0,863
35	17	43	A	16,433	Hora 19	0,864
36	6	44	A	3,489	Hora 19	0,864
37	6	45	ABC	7,751	Hora 18	0,890
38	11	46	ABC	7,278	Hora 19	0,851
39	9	48	C	5,801	Hora 19	0,845
40	7	49	ABC	6,884	Hora 19	0,841
41	13	50	ABC	7,794	Hora 19	0,859
42	8	51	ABC	10,155	Hora 19	0,865
43	9	52	B	10,853	Hora 19	0,866
44	2	53	B	1,157	Hora 19	0,849
45	12	54	ABC	8,208	Hora 19	0,858
46	9	55	ABC	14,899	Hora 19	0,859
47	8	57	B	5,405	Hora 19	0,855
48	1	58	B	2,346	Hora 19	0,864

**APÊNDICE D – Dados dos produtores considerados na região do alimentador.**

<b>Produtor</b>	<b>Condomínio/Gerdor</b>	<b>Município</b>	<b>Produção (m³/dia)</b>	<b>Distância ao gerador (m)</b>
Produtor 1	4	Tapejara	147,226	5106,0
Produtor 2	4	Tapejara	147,226	2343,1
Produtor 3	4	Tapejara	147,226	514,2
Produtor 4	4	Tapejara	147,226	196,0
Produtor 5	4	Tapejara	147,226	996,8
Produtor 6	4	Tapejara	147,226	1991,8
Produtor 7	4	Santa Cecília do Sul	130,836	2339,1
Produtor 8	5	Santa Cecília do Sul	130,836	2278,3
Produtor 9	5	Santa Cecília do Sul	130,836	2392,5
Produtor 10	5	Santa Cecília do Sul	130,836	1909,0
Produtor 11	5	Santa Cecília do Sul	130,836	1505,1
Produtor 12	4	Tapejara	147,226	1942,8
Produtor 13	4	Tapejara	147,226	1668,2
Produtor 14	4	Água Santa	200,319	1854,5
Produtor 15	4	Água Santa	200,319	1572,6
Produtor 16	3	Água Santa	200,319	914,9
Produtor 17	3	Água Santa	200,319	895,7
Produtor 18	3	Água Santa	200,319	1351,1
Produtor 19	5	Água Santa	200,319	875,7
Produtor 20	5	Água Santa	200,319	796,0
Produtor 21	5	Santa Cecília do Sul	130,836	247,7
Produtor 22	5	Santa Cecília do Sul	130,836	137,0
Produtor 23	5	Santa Cecília do Sul	130,836	815,7
Produtor 24	5	Santa Cecília do Sul	130,836	930,4
Produtor 25	5	Santa Cecília do Sul	130,836	1169,7
Produtor 26	5	Santa Cecília do Sul	130,836	1607,5
Produtor 27	5	Santa Cecília do Sul	130,836	1406,9
Produtor 28	5	Santa Cecília do Sul	130,836	1628,5
Produtor 29	5	Santa Cecília do Sul	130,836	1378,9
Produtor 30	2	Água Santa	200,319	1199,1
Produtor 31	2	Água Santa	200,319	914,6
Produtor 32	2	Água Santa	200,319	983,3
Produtor 33	2	Água Santa	200,319	1235,4
Produtor 34	3	Água Santa	200,319	1209,4
Produtor 35	3	Água Santa	200,319	1238,0
Produtor 36	1	Água Santa	200,319	2398,1
Produtor 37	1	Água Santa	200,319	1474,7
Produtor 38	1	Santa Cecília do Sul	130,836	819,6
Produtor 39	1	Santa Cecília do Sul	130,836	2495,0
Produtor 40	1	Santa Cecília do Sul	130,836	914,3
Produtor 41	1	Água Santa	200,319	520,9
Produtor 42	1	Santa Cecília do Sul	130,836	3092,2

**APÊNDICE E – Dados para cálculo do EUSD de cada carga.**

Carga	Classe	Consumo (MWh)	Dem P (kW)	Dem FP (kW)	TUSD Consumo (R\$/MWh)	TUSD Dem P (R\$/kW)	TUSD Dem FP (R\$/kW)	EUSD (R\$)	Monômio (R\$/MWh)
1	Rural B2 Conv	1,813	-	-	254,03	-	-	R\$ 460,63	R\$ 254,03
2	Rural B2 Conv	1,649	-	-	254,03	-	-	R\$ 418,98	R\$ 254,03
3	Rural B2 Conv	7,327	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.861,34	R\$ 254,03
4	Industrial A4 Azul	42,740	80	100	43,26	70,51	23,57	R\$ 9.846,73	R\$ 230,39
5	Rural B2 Conv	0,489	-	-	254,03	-	-	R\$ 124,30	R\$ 254,03
6	Rural B2 Conv	1,993	-	-	254,03	-	-	R\$ 506,21	R\$ 254,03
7	Rural B2 Conv	0,463	-	-	254,03	-	-	R\$ 117,68	R\$ 254,03
8	Rural B2 Conv	3,429	-	-	254,03	-	-	R\$ 871,19	R\$ 254,03
9	Rural B2 Conv	0,712	-	-	254,03	-	-	R\$ 180,77	R\$ 254,03
10	Rural B2 Conv	3,160	-	-	254,03	-	-	R\$ 802,70	R\$ 254,03
11	Rural B2 Conv	6,887	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.749,40	R\$ 254,03
12	Rural B2 Conv	3,293	-	-	254,03	-	-	R\$ 836,43	R\$ 254,03
13	Rural B2 Conv	27,152	-	-	254,03	-	-	R\$ 6.897,50	R\$ 254,03
14	Rural B2 Conv	3,134	-	-	254,03	-	-	R\$ 796,15	R\$ 254,03
15	Rural B2 Conv	4,588	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.165,49	R\$ 254,03
16	Industrial A4 Azul	1109,058	100	3800	43,26	70,51	23,57	R\$ 144.594,84	R\$ 130,38
17	Industrial A4 Azul	51,194	90	120	43,26	70,51	23,57	R\$ 11.388,97	R\$ 222,47
18	Rural B2 Conv	1,315	-	-	254,03	-	-	R\$ 334,16	R\$ 254,03
19	Rural B2 Conv	2,482	-	-	254,03	-	-	R\$ 630,60	R\$ 254,03
20	Rural B2 Conv	2,534	-	-	254,03	-	-	R\$ 643,69	R\$ 254,03
21	Rural B2 Conv	4,132	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.049,70	R\$ 254,03
22	Rural B2 Conv	5,238	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.330,51	R\$ 254,03
23	Rural B2 Conv	5,156	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.309,68	R\$ 254,03
24	Rural B2 Conv	5,656	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.436,90	R\$ 254,03
25	Rural B2 Conv	4,238	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.076,69	R\$ 254,03
26	Rural B2 Conv	3,029	-	-	254,03	-	-	R\$ 769,37	R\$ 254,03
27	Rural B2 Conv	2,080	-	-	254,03	-	-	R\$ 528,36	R\$ 254,03
28	Rural B2 Conv	2,305	-	-	254,03	-	-	R\$ 585,57	R\$ 254,03
29	Rural B2 Conv	1,442	-	-	254,03	-	-	R\$ 366,29	R\$ 254,03
30	Rural B2 Conv	2,756	-	-	254,03	-	-	R\$ 700,12	R\$ 254,03
31	Residencial B1 Conv	16,423	-	-	362,9	-	-	R\$ 5.959,92	R\$ 362,90
32	Rural B2 Conv	0,071	-	-	254,03	-	-	R\$ 18,09	R\$ 254,03
33	Residencial B1 Conv	11,989	-	-	362,9	-	-	R\$ 4.350,83	R\$ 362,90
34	Rural B2 Conv	2,171	-	-	254,03	-	-	R\$ 551,44	R\$ 254,03
35	Rural B2 Conv	5,706	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.449,50	R\$ 254,03
36	Rural B2 Conv	0,989	-	-	254,03	-	-	R\$ 251,12	R\$ 254,03
37	Rural B2 Conv	3,268	-	-	254,03	-	-	R\$ 830,25	R\$ 254,03
38	Rural B2 Conv	2,193	-	-	254,03	-	-	R\$ 557,21	R\$ 254,03
39	Rural B2 Conv	1,792	-	-	254,03	-	-	R\$ 455,22	R\$ 254,03
40	Rural B2 Conv	2,184	-	-	254,03	-	-	R\$ 554,73	R\$ 254,03
41	Rural B2 Conv	2,251	-	-	254,03	-	-	R\$ 571,82	R\$ 254,03
42	Rural B2 Conv	4,072	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.034,29	R\$ 254,03
43	Rural B2 Conv	3,546	-	-	254,03	-	-	R\$ 900,70	R\$ 254,03
44	Rural B2 Conv	0,353	-	-	254,03	-	-	R\$ 89,78	R\$ 254,03
45	Rural B2 Conv	2,373	-	-	254,03	-	-	R\$ 602,72	R\$ 254,03
46	Rural B2 Conv	5,568	-	-	254,03	-	-	R\$ 1.414,50	R\$ 254,03
47	Rural B2 Conv	1,624	-	-	254,03	-	-	R\$ 412,62	R\$ 254,03
48	Rural B2 Conv	0,982	-	-	254,03	-	-	R\$ 249,44	R\$ 254,03