

MODELAGEM DO DESPACHO ECONÔMICO DE ENERGIA ELÉTRICA DE MINIRREDES DISTRIBUÍDAS EM MULTIÁREAS

CRISTIANE DOS SANTOS SILVA; YURI PERCI MOLINA RODRIGUEZ; ROGÉRIO GASPAR DE ALMEIDA; HELON DAVID DE MACÊDO BRAZ; DIEGO HENRIQUE S. CAVALCANTI

*Centro de Energias Alternativas e Renováveis, Universidade Federal da Paraíba
Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPGEE Caixa Postal 5057, CAMPUS I, Cidade
Universitária João Pessoa - PB Brasil - CEP – 58.051-970*

*E-mails: cristiane.silva@cear.ufpb.br; molina.rodriguez@cear,
rogerio@cear.ufpb.br, helon@cear.ufpb.br, diego.cavalcanti@cear.ufpb.br*

Abstract— An electric mini-grid is composed by one or more energy sources connected to a consumer, with the possibility of independent operation or connected to the Power Distribution Company. Resolution N°. 687 of the National Electric Energy Agency, revised in 2017, provides for the remote self-consumption of consumer units within the same concession and ownership, where the minigeneration is in a different place from the places that make use of the energy credits. Aiming at analysing ways to make better use of the energy generated in multi-areas, it was proposed in this work to model the economic dispatch of mini-grids in three areas, to use surpluses between them, considering the concept of remote self-consumption. The economic dispatch of electric energy aims to minimize generation costs. The present paper was implemented in GAMS software, and the results indicate that the proposed objectives were reached.

Keywords— Mini-grids, Multiareas, Power systems, Economic Dispatch, Optimization

Resumo— Uma minirrede elétrica é composta por uma ou mais fontes de energia conectadas a um consumidor, com possibilidades de operação independente ou conectada à rede da Concessionária. A Resolução N° 687 da Agência Nacional de Energia Elétrica, revisada em 2017, prevê o autoconsumo remoto de unidades consumidoras dentro da mesma concessão e titularidade, onde a minigeração está em local diferente dos locais que fazem uso dos créditos energéticos. Visando analisar formas de melhor aproveitamento da energia gerada em multiáreas, foi proposto neste trabalho modelar o despacho econômico de minirredes de três áreas, de forma a utilizar os excedentes entre as mesmas, considerando para tanto o conceito de autoconsumo remoto. O despacho econômico de energia elétrica tem como objetivo minimizar os custos de geração. O presente trabalho foi implementado no software GAMS, e os resultados indicam que os objetivos propostos foram atingidos.

Palavras-chave— Minirredes, Multiáreas, Sistemas de potência, Despacho econômico, Otimização

1 Introdução

O setor elétrico brasileiro passou por diversas mudanças que acompanharam tendências mundiais do setor em termos de evoluções administrativas, regulatórias, econômicas, organizacionais e tecnológicas. Estas mudanças tornaram o setor elétrico brasileiro, um ambiente mais competitivo, no entanto não garantiram a oferta de energia, levando o país ao racionamento e apagões (Eduardo Nery, 2012). Dentro deste cenário, a inserção de novas fontes de energia, tornou-se importante para a minimização dos riscos de racionamento e aumento da confiabilidade do sistema elétrico. Por este motivo, com o objetivo de garantir a segurança energética e para atender as necessidades crescentes do mercado, o despacho de energia elétrica tem ganhado força e a matriz energética tem se diversificado cada vez mais com a inserção de várias fontes em diferentes arranjos, a exemplo das minirredes.

A Resolução Normativa N° 687 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017) contém os principais aspectos deste tipo de geração distribuída, além de prever inovações tais como o compartilhamento da geração entre unidades consumidoras, soluções parecidas são estudadas em outros países (Lai et al., 2015).

Este trabalho se propõe a analisar dois cenários de minigeração em multiáreas aplicando o compartiha-

mento de créditos conforme previsto na revisão da Resolução Normativa N° 687 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2017).

O primeiro cenário formado por três unidades consumidoras com minigeração conectados à rede da Concessionária; e o segundo cenário também operando conectado a Concessionária, porém compartilhando os créditos de energia produzida pelas áreas.

2 Referencial Teórico

2.1 Despacho Econômico

O despacho econômico é um problema de otimização que tem como objetivo de minimizar o custo de produção de energia elétrica através da otimização da distribuição da produção entre os geradores e da utilização eficiente dos recursos energéticos (Galiana and Conejo, 2009).

O despacho brasileiro é centralizado pelo ONS, cuja função objetivo do operador é minimizar o custo total da operação que corresponde à soma dos custos imediatos e futuros calculados a partir de modelos computacionais (Debora D. J. Penna et al., 2013).

Com relação ao despacho de energia elétrica da geração distribuída, que compreende as minirredes e as microrredes, o Módulo 3 do PRODIST, que trata do acesso ao Sistema de Distribuição, sugere que a distribuidora reúna as centrais geradoras de uma mesma

área conectadas ao seu sistema de distribuição formando um Centro de Distribuição de Geração Distribuída. Entretanto não estabelece uma arquitetura a ser seguida, ou critérios para o despacho da energia gerada pelas minirredes (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015). Por esse motivo este trabalho considerou na modelagem do despacho de energia das minirredes, apenas o critério da existência de produção de energia excedente para realizar o despacho de energia entre as minirredes.

2.2 Minirredes

Uma minirrede elétrica é constituída por fontes de energia associadas a uma carga. As minirredes podem operar fora ou conectadas à rede elétrica da Concessionária. Os sistemas que operam interligados com a rede são denominados *on-grid*, e aqueles que operam desconectados da rede são conhecidos como sistemas *off-grid*.

A classificação das minirredes muda entre as entidades normativas e estudiosos (Lidula and Rajapakse, 2011). A denominação também muda, uma minirrede no Brasil pode ser considerada uma microrrede em outro país. No Brasil a Resolução Normativa N° 687 da ANEEL apresenta o conceito de microgeração e minigeração (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015a):

- “Microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.”
- “Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada¹, conforme regulamentação da ANEEL, ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.”

A Resolução Normativa N° 687 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015a) também contém importantes inovações, dentre elas a possibilidade do autoconsumo remoto.

O autoconsumo remoto se aplica a unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa jurídica, incluídas matriz e filial, que possua unidade consumidora com minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente será compensada. Em resumo as unidades consumidoras se juntam na geração de energia elétrica, para compartilhar ‘benefícios’. O excedente de energia que não tenha sido compensado na própria

unidade consumidora pode ser utilizado para compensar o consumo de outras unidades consumidoras, verificando o enquadramento como empreendimento com múltiplas unidades consumidoras, geração compartilhada ou autoconsumo remoto.

O cenário avaliado neste trabalho é dividido em dois: o cenário base e o cenário proposto.

O cenário base é composto por minirredes de três consumidores industriais hipotéticos correspondentes as áreas A1, A2 e A3, conforme a Figura 1, conectados de forma independente à rede da concessionária. Estas áreas pertencem a um usuário. Na Figura 1 estão indicadas as fontes de energia que compõe a minirrede de cada área. As fontes termelétricas correspondem a G, as fontes de energia solar estão representadas por S e as fontes de energia eólica correspondem a E. As numerações que seguem as letras representam o número sequencial de cada equipamento.

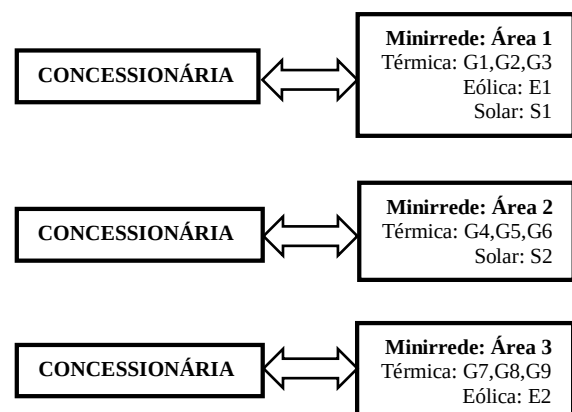


Figura 1. Transferência de créditos com a Concessionária

O cenário proposto se refere a solução sugerida para reduzir os custos de energia do usuário. Esta solução corresponde ao compartilhamento dos excedentes entre as áreas, A1, A2 e A3, conforme a Figura 2. Na qual estão apresentados os limites de transferência de potência entre linhas, as fontes de energia que compõe cada minirrede por área. As setas indicam que a potência (crédito) pode ser recebida/transferida.

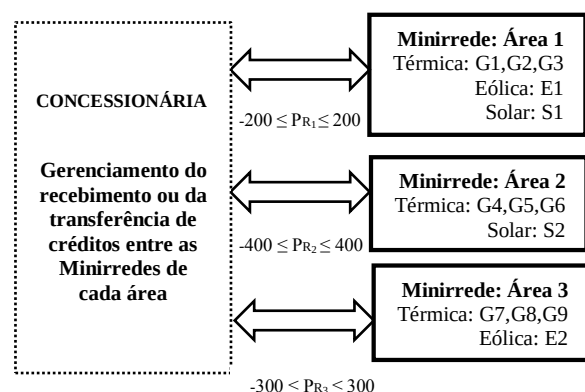


Figura 2. Transferência de créditos entre Multiáreas

¹ Atributo concedido a cogeneradores que atendem os requisitos definidos na Resolução Normativa n° 235 de 14/11/2006.

3 Formulação Matemática

3.4 Equações

As minirredes estudadas estão apresentadas nas Figuras 1 e 2. A função objetivo geral, FO, destas minirredes é dada pela equação 1, sendo observados os equipamentos existentes; ou seja a minirrede da área 2 não possui fonte de energia eólica logo este termo é eliminado.

$$FO = \sum_{t=1}^T \lambda_R(t) \cdot P_R(t) + C(P_G(t)) + \sum_{t=1}^T \lambda_E(t) \cdot P_E(t) + \sum_{t=1}^T \lambda_S(t) \cdot P_S(t) \quad (1)$$

Na equação 1 λ_R é o preço da energia da Concessionária, P_R é a potência da rede da Concessionária, $C(P_G(t))$ é a função de custo das unidades geradoras, P_G representa as potências de saída das unidades geradoras, λ_S o preço da energia solar, P_S a injeção de potência do sistema de geração de energia solar, λ_E o preço da energia eólica e P_E a injeção de potência do sistema de geração de energia eólica.

Entretanto a Resolução Normativa Nº 687 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015a) cita que os créditos recebidos de energia elétrica repassada para a rede, serão compensados ao consumidor em forma de desconto, ou seja não existe venda, apenas ‘empréstimo’ de potência.

Logo a parcela referente as fontes de energia solar e eólica não podem ser minimizadas, por isso devem ser eliminadas da equação 1, mas devem ser consideradas no balanço de potência. Outra consideração importante é que no modelo econômico do setor elétrico brasileiro o valor pago pela energia elétrica é fixado, variando apenas com relação a horários determinados e acordo com a classificação do consumidor.

Na equação 2 está apresentada a função de custo das unidades geradoras termoeletricas, $C(P_G(t))$, na qual a_i, b_i, c_i são os coeficientes característicos da função custo por unidade geradora i .

$$C(P_G(t)) = \sum_{i=1}^n a_i + b_i P_{Gi} + c_i P_{Gi}^2 \quad (2)$$

As restrições das minirredes são dadas pelas equações de 3 a 7. O balanço de potências está representado pela equação 3, onde P_{12}, P_{13}, P_{23} são as transferências de potência multiáreas e P_D carga demandada.

$$P_R(t) + P_G(t) + P_S(t) + P_E(t) = P_D + P_{12}(t) + P_{13}(t) + P_{23}(t) \quad (3)$$

A equação 4 se refere aos limites dos geradores termoeletricos, sendo $P_{G_{máx}i}$ o limite máximo de geração i , $P_{G_{min}i}$ o limite mínimo de geração i .

$$P_{G_{min}} \leq P_G(t) \leq P_{G_{máx}} \quad (4)$$

Os limites de transferência de potência estão indicados nas equações de 5 a 7.

$$-200 \leq P_{R_1} \leq 200 \quad (5)$$

$$-300 \leq P_{R_2} \leq 300 \quad (6)$$

$$-400 \leq P_{R_3} \leq 400 \quad (7)$$

4 Simulações e Resultados

As simulações foram realizadas com base nas configurações das Figuras 1 e 2. Na implementação empregou-se o GAMS, um software computacional poderoso e consolidado, que constitui uma ferramenta com capacidade para a determinação de soluções para problemas de otimização com muitas variáveis e restrições lineares e não lineares. O solver utilizado foi o CONOPT 3.

4.1 Dados

A minirrede deve buscar custos mínimos, logo a função objetivo será minimizada. Os preços considerados para a energia foram de 0,53 R\$/kWh no horário fora de pico e 1,30 R\$/kWh para o horário de pico.

Para este estudo foi considerado que os requisitos mínimos de qualidade de energia elétrica tais como: nível de tensão, confiabilidade e a frequência, foram atendidos.

Os dados da demanda de energia elétrica das áreas 1, 2 e 3, estão apresentadas na Tabela 1. O horário das 18 horas as 20 horas foi considerado horário de ponta, as demais horas do dia foram consideradas horário fora de ponta.

Tabela 1. Dados da Demanda por área

Demanda por área (kW)				Demanda por área (kW)			
t (h)	A1	A2	A3	t (h)	A1	A2	A3
1	358	392	337	13	516	402	485
2	491	447	309	14	522	401	459
3	403	414	399	15	500	442	485
4	435	467	361	16	536	400	475
5	408	295	393	17	562	431	519
6	407	380	406	18	590	572	575
7	482	301	439	19	576	582	585
8	492	331	459	20	522	598	559
9	522	371	469	21	500	500	495
10	596	402	405	22	506	402	465
11	512	408	509	23	522	411	459
12	500	422	505	24	400	422	490

Na Tabela 2 estão apresentados os dados da geração de energia eólica.

Tabela 2. Dados de Energia Eólica por área

PE(kW)			PE(kW)		
t (h)	A1	A3	t (h)	A1	A3
1	346,15	154,5	13	276,15	154,5
2	326,2	210,3	14	291,2	210,3
3	311,5	222	15	346,5	222
4	311,15	202,8	16	349,3	202,8
5	319,9	231	17	319,9	261
6	327,95	235,5	18	331,45	295,5
7	311,3	254,7	19	340,9	284,7
8	334,6	238,5	20	334,6	269,7
9	331,1	178,5	21	345,1	268,5
10	327,95	167,1	22	313,95	167,1
11	338,1	208,5	23	275,1	178,5
12	341,6	238,5	24	271,6	178,5

Na Tabela 3 estão apresentados os dados da geração de energia solar.

Tabela 3. Dados de Energia Solar

Ps(kW)			Ps(kW)		
t (h)	A1	A2	t (h)	A1	A2
1	0	0	13	276,15	154,5
2	0	0	14	291,2	210,3
3	0	0	15	346,5	222
4	0	0	16	349,3	202,8
5	0	0	17	319,9	261
6	0	0	18	0	0
7	311,3	254,7	19	0	0
8	334,6	238,5	20	0	0
9	331,1	178,5	21	0	0
10	327,95	167,1	22	0	0
11	338,1	208,5	23	0	0
12	341,6	238,5	24	0	0

Inserindo os coeficientes a_i , b_i e c_i na equação 2, se obtém a equação 5, utilizada nas simulações para todos os cenários.

$$0,002P_G^2(t) + 0,3P_G(t) + 10 \quad (5)$$

Os limites de geração são: $P_{G_{\max}} = 200$ e $P_{G_{\min}} = 0$.

4.2 Resultados

4.2.1 Cenário Base

O cenário base apresentado no item 2.2, Figura 1, possui custo total de R\$ 11.737,45. Neste cenário o déficit de energia de cada área é suprido pela Concessionária e os excedentes são acumulados de forma independente.

O algoritmo implementado permite, verificar os excedentes ou déficit de geração de energia por área, Figuras 3, 4 e 5.

Na Figura 3 verifica-se que a na área 1 existe excedente de energia durante todo o período analisado.

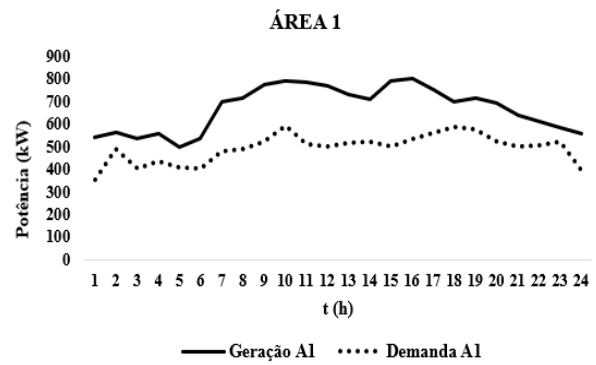


Figura 3. Gráfico Geração x Demanda da área 1

Na Figura 4 verifica-se que na área 2 existe déficit de energia em todo o período analisado. Neste caso é necessário energia complementar para atender a demanda.

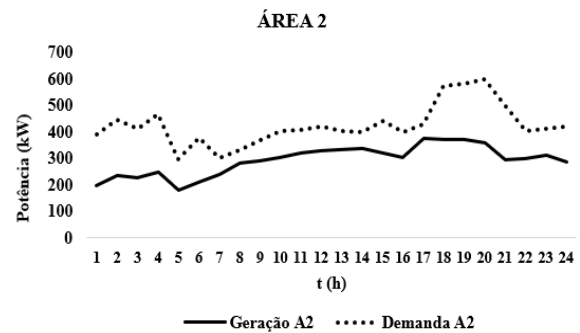


Figura 4. Gráfico Geração x Demanda da área 2

Na Figura 5 verifica-se que na área 3 existe excedente e déficit de energia durante o período analisado.

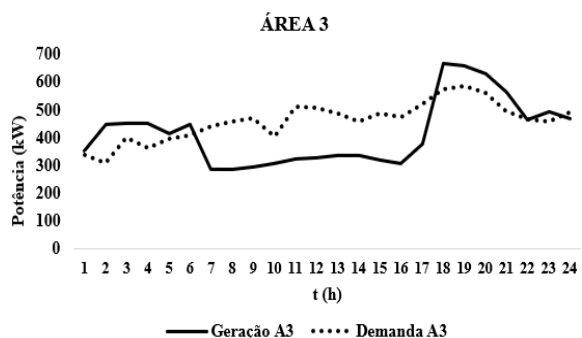


Figura 5. Gráfico Geração x Demanda da área 3

Analisando os resultados, verifica-se que para os períodos com baixos níveis de produção de energia eólica e solar, o sistema encontrará condições de operação com déficit de energia, sendo constante durante todo o período estudado na área 2, e com déficit no período das 7 horas às 18 horas na área 3.

Com relação a área 1, está opera com excesso de produção de energia, fato que possibilita a transferência de potência entre todas as áreas.

Na área 3 o excedente de energia elétrica ocorre depois das 18 horas e se estende até as 6 horas do dia seguinte. O período correspondente ao horário de pico, está compreendido nos excedentes de energia, fato que representa vantagem no aproveitamento destes, pois no horário de pico o custo da energia da Concessionária é maior.

Logo verifica-se que os excedentes podem ser melhor aproveitados entre as áreas.

4.2.1 Cenário Proposto

O cenário proposto apresentado no item 2.2, Figura 2, possui custo total de R\$ 8.636,29. O algoritmo implementado funciona da seguinte maneira: após a verificação da disponibilidade por área, é realizada o ajuste da geração em cada área, e por fim a transferência de potência entre áreas é realizada. A transferência de potência simboliza a transferência de créditos. O objetivo é minimizar o custo do consumidor, logo a função objetivo é de minimização. Nas Tabelas 4 e 5, estão apresentados os resultados obtidos.

Na Tabela 4 consta os dados obtidos para a geração termelétrica após o processo de otimização. Verificam-se que os valores são maiores no horário de pico, isto ocorre porque o custo neste horário é menor para este tipo de geração se comparado a Rede. Os valores são iguais entre os geradores porque foi considerado o mesmo tipo de gerador para as minirredes.

Tabela 4. Geração Termelétrica

t (h)	Pg1	Pg2	Pg3	Pg4	Pg5	Pg6	Pg7	Pg8	Pg9
	(kW)								
1	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
2	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
3	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
4	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
6	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
7	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0	10,0
8	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1	15,1
9	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1	38,1
10	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9	45,9
11	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3	37,3
12	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6	29,6
13	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
14	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1	42,1
15	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2	32,2
16	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1	34,1
17	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
18	123	123	123	123	123	123	123	123	123
19	124	124	124	124	124	124	124	124	124
20	119	119	119	119	119	119	119	119	119
21	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
22	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
23	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5
24	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5	57,5

Na Tabela 5 constam os dados obtidos de transferência de potência entre áreas após o processo de otimização.

O termo De – Para no início da Tabela 5 indica a área de origem dos créditos e a área receptora dos créditos.

Vale salientar que para apresentar o resultado de forma mais visível foram eliminadas 3 colunas da Tabela 5, que correspondem as potências com sinal inverso e que fecham o fluxo de potência.

Verifica-se que as potências foram distribuídas entre as áreas de forma a atender a demanda de cada área, simulando desta forma o repasse de créditos de geração.

Tabela 5. Transferência de potência entre as minirredes das áreas

t (h)	De - Para (kW)		
	A1 - A2	A1 - A3	A3 - A2
1	159,73	23,86	36,82
2	103,85	32,63	109,02
3	147,30	12,97	35,59
4	155,38	26,94	53,29
5	27,592	65,95	85,61
6	142,78	49,33	11,26
7	21,42	149,18	5,12
8	18,20	204,25	29,02
9	200	54,46	121,76
10	151,83	45,69	54,57
11	6,13	270	81,43
12	7,02	265,10	87,53
13	200	16,86	133,06
14	151,05	35,67	86,69
15	10,06	279,60	113,27
16	10,16	254,7	84,76
17	39,46	234	92,73
18	147,54	36,08	54,43
19	200	62,63	9,53
20	140,13	30,69	99,63
21	42,55	101,53	172,8
22	26	79,63	78,99
23	123,25	223,25	115,25
24	34,79	124,18	99,96

A redução de custo se comparado com o cenário base foi de R\$ 3.101,15 no período estudado. Portanto pode-se concluir que a solução proposta foi bem-sucedida.

5 Conclusão

Através das simulações realizadas foi verificado que a integração de minirredes em multiáreas pode ser uma solução viável para redução de custos do consumidor e uma alternativa para aumentar a confiabilidade do sistema elétrico da Concessionária em termos de disponibilidade de potência; apresentando as seguintes vantagens:

- redução da possibilidade de sobrecarga na rede da concessionária;
- integração tecnológica mais simples e com menor custo, se comparada a inserção de uma nova rede, subestação ou geradora no Sistema Interligado e a posterior contratação de energia pela Concessionária;
- operação com menor custo, com a redução do consumo de combustível;
- possibilidade de aproveitar melhor os recursos renováveis e reduzir emissões;

- melhor aproveitamento dos excedentes, com a redistribuição entre as minirredes;
- redução da necessidade de novos investimentos nas minirredes do consumidor;
- redução do risco de ‘apagão’.

Como desvantagens, podem ser citados os seguintes itens:

- falta de conhecimento das possibilidades de integração de geração já previstas na regulamentação do setor;
- necessidade de supervisão da Concessionária para o manutenção da segurança e dos padrões;
- necessidade de realizar o planejamento estratégico da Concessionária de forma integrada e mais flexível a mudanças.

Agradecimentos

Agradecimentos aos colaboradores deste trabalho.

Referências Bibliográficas

- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015a. Resolução Normativa nº 687.
- Agência Nacional de Energia Elétrica, 2015b. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.
- Debora D. J. Penna, César L. V. de Vasconcelos, Michel I. de A. Ennes, André L. D. S. Lima, Maria E. P. Macieira, Debora D. J. Penna, 2013. Manual do Usuário NEWAVE (No. 16010). CEPEL, Rio de Janeiro, Brasil.
- Eduardo Nery, 2012. Mercados e Regulação de Energia Elétrica, CIGRÉ- Brasil. Interciência, São Paulo.
- Galiana, F.D., Conejo, A.J., 2009. 5 Economics of Electricity Generation. Taylor Francis Group.
- Lai, X., Xie, L., Xia, Q., Zhong, H., Kang, C., 2015. Decentralized Multi-Area Economic Dispatch via Dynamic Multiplier-Based Lagrangian Relaxation. IEEE Trans. Power Syst. 30, 3225–3233. <https://doi.org/10.1109/TPWRS.2014.2377755>
- Lidula, N.W.A., Rajapakse, A.D., 2011. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. Renew. Sustain. Energy Rev. 15, 186–202. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.041>