

Rp

REPORTE

Dirección de Análisis y Estrategias de Energía
Vicepresidencia de Infraestructura

INTEGRAÇÃO DAS FONTES RENOVÁVEIS INTERMITENTES NA AMÉRICA LATINA

Autor: Mauricio T. Tolmasquim

Integração das Fontes Renováveis Intermitentes na América Latina (2017)

Documento elaborado bajo la coordinación de la Dirección de Análisis y Estrategias de Energía, Vicepresidencia de Infraestructura, CAF.

Mauricio Garrón, Director, Dirección de Análisis y Estrategias de Energía

Albert Ribeiro, Ejecutivo, Dirección de Análisis y Estrategias de Energía

Edición: Dirección Corporativa de Comunicación Estratégica

(*) Este relatório executivo foi feito com base nos relatórios parciais elaborados conjuntamente com Gabriela Nascimento da Silva e Cindy Viviescas, respectivamente Mestranda e Doutoranda do Programa de Planejamento Energético da Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro.

Título: Integração das Fontes Renováveis Intermitentes na América Latina

Editor: CAF, Vicepresidencia de Infraestructura

Autor: Mauricio T. Tolmasquim

La versión digital de este libro se encuentra en <http://scioteca.caf.com>

© 2017 Corporación Andina de Fomento, todos los derechos reservados

Pequeñas secciones del texto, menores a dos párrafos, pueden ser citadas sin autorización explícita siempre que se cite el presente documento. Los resultados, interpretaciones y conclusiones expresados en esta publicación son de exclusiva responsabilidad de su(s) autor(es), y de ninguna manera pueden ser atribuidos a CAF, a los miembros de su Directorio Ejecutivo o a los países que ellos representan. CAF no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no se hace responsable en ningún aspecto de las consecuencias que resulten de su utilización.

© 2014 Corporación Andina de Fomento

Sumário

1	Apresentação	6
---	--------------------	---

2	Desafios para a Integração das Fontes Renováveis no Setor Elétrico	8
2.1	Variabilidade	8
2.2	Incerteza	9
2.3	Dependência Locacional	10
3	Medidas operacionais para a integração de fontes intermitentes	11
3.1	Gerenciamento de Reserva	11
3.2	Redução do Tempo de Despacho	12
3.3	Melhoria da Previsão	12
3.4	Regulamentações.....	13
4	Expansão da Transmissão e Melhoria de Coordenação como Mecanismos de Aumento da Flexibilidade	14
4.1	Benefícios do Intercâmbio entre Sistemas/Subsistemas Adjacentes.....	14
4.1.1	Partilha de Reserva.....	14
4.1.2	Aproveitamento da Complementariedade entre Recursos Renováveis.....	15
4.2	Requisitos para o Intercâmbio entre Sistemas/Subsistemas Adjacentes	16
4.2.1	Planejamento Coordenado	16
4.2.2	Redução das Barreiras à Interligação entre Diferentes Áreas	17
4.2.3	Utilização de Medidas Técnicas que Permitam uma Melhor Utilização da Linha	18
5	Geração Flexível	18
5.1	Usinas Despacháveis	19
5.1.1	Hidrelétricas	19
5.1.2	Termelétricas a gás.....	21
5.1.3	Motores a diesel para Sistemas Isolados	22
5.2	Operação Flexível de Usinas de Base.....	23
5.2.1	Usinas Nucleares	23
5.2.2	Usinas a carvão.....	24
5.2.3	Usinas com Captura de Carbono	25
6	O Papel das Redes Elétricas Inteligentes e das Respostas pelo Lado da Demanda na Integração das Fontes Intermitentes.....	26
6.1	Tecnologias das Redes Elétricas Inteligentes	27
6.1.1	Integração da Geração Renovável Distribuída	27

6.1.2	Tecnologias Inteligentes nos Sistemas de Transmissão	28
6.1.3	Sistemas do Lado da Demanda	29
6.2	Programas de Resposta pelo Lado da Demanda	30
6.2.1	Programas com Tarifas Variáveis para o Consumidor Final	32
6.2.2	Programas baseados em Eventos ou Incentivos	33
6.2.2.1	Controle Direto de Carga.....	33
6.2.2.2	Licitações de Demanda.....	34
6.2.2.3	Mercado de Serviços Ancilares	34
6.2.2.4	Resposta da Demanda Emergencial	34
6.2.2.5	Contratos Interrompíveis (I/C) para os Grandes Consumidores	35
6.2.2.6	Mercados de Capacidade	35
6.3	Características das Redes Elétricas Inteligentes	35
6.3.1	Medição Inteligente	36
6.3.2	Incentivos para a Implantação de Redes Elétricas Inteligentes	37
6.4	Principais Iniciativas.....	38
6.4.1	União Europeia e Estados Unidos	38
6.4.2	América Latina.....	38
7	O Papel do Armazenamento na Integração das Fontes Intermitentes	42
7.1	Benefícios.....	42
7.2	Tecnologias e aplicações de Armazenamento de Energia.....	43
7.2.1	Usinas Hidrelétricas Reversíveis.....	44
7.2.2	Armazenamento de Energia a Ar Comprimido	45
7.2.3	Supercondutores e os Supercapacitores.....	45
7.2.4	Hidrogênio.....	46
7.2.5	Baterias.....	46
7.3	Uso de Veículos Elétricos/Plug in para Armazenar e Suprir Energia e Serviços Ancilares para o <i>Grid</i>	48
7.4	Custos do Armazenamento.....	50
8	Considerações Finais	53
9	Referências Bibliográficas	61

1 Apresentação

Em vários países, a política energética é crescentemente conduzida para incrementar a participação de fontes renováveis de energia na geração de eletricidade, em função da necessidade de aumentar a segurança do abastecimento, atender a demanda crescente de energia nos países em desenvolvimento e combater as mudanças climáticas.

De fato, dado que a oferta de combustíveis fósseis é desigualmente distribuída e exaurível, muitos países focaram parte de sua estratégia de longo prazo de segurança de abastecimento energético na redução gradativa da dependência destes combustíveis. Estratégia esta, que também traz benefícios no curto prazo, dado que as fontes renováveis servem, igualmente, como *hedge* contra a volatilidade do preço dos combustíveis fósseis.

Da mesma forma, a conjugação de políticas de expansão da geração da oferta de energia, de forma a atender à forte expansão da demanda de eletricidade em países em desenvolvimento; com políticas de incentivo às fontes renováveis de energia, é um vetor relevante de expansão dessas fontes energéticas.

Igualmente determinante para a expansão das fontes renováveis de energia é o compromisso de combater as mudanças climáticas globais. Em dezembro de 2015, em Paris, na 21ª Conferência das Partes (COP 21) relativa à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC), 195 países concordaram em limitar o aquecimento global abaixo de 2°C. Cerca de 147 países mencionaram o desenvolvimento das energias renováveis em seus compromissos para a redução da emissão de gases de efeito estufa¹.

Algumas fontes renováveis de energia são despacháveis e podem ser chamadas a operar a qualquer momento; ou seja, o operador do sistema elétrico pode confiar na sua geração. Podemos incluir nesta categoria as usinas geotérmicas, as hidrelétricas com reservatório, as usinas que usam biomassa, e algumas plantas solares térmicas. Outras fontes renováveis são variáveis e menos previsíveis, como por exemplo; as usinas eólicas, as plantas fotovoltaicas, as hidrelétricas sem reservatório e as usinas que geram eletricidade a partir das ondas e das marés. Dentre as fontes renováveis, as fontes eólica e solar têm se

¹ O quinto relatório do *International Panel on Climate Change* (IPCC 2014) confirma que a influência humana nas mudanças climáticas é inequívoca, e que as mudanças recentes no clima têm impactado o sistema natural e humano. Aponta que a contínua emissão de gases do efeito estufa vai causar um aumento ainda maior da temperatura e alterações permanentes em todos os componentes do sistema climático; aumentando a probabilidade de impactos severos, generalizados e irreversíveis para as pessoas e o ecossistema. Indica ainda que as mudanças climáticas requerem uma redução substancial da emissão de gases de efeito estufa.

destacado com altas taxas de penetração no mercado. Todavia, as restrições derivadas da variabilidade e imprevisibilidade (intermitência) do vento e do sol criam o desafio de se equilibrar oferta e consumo, de forma instantânea.

Esta é uma questão central na América Latina, já que a tendência recente na região é de crescimento rápido das energias renováveis não-convencionais (ERNC). A participação das energias renováveis na matriz energética latino-americana é uma das maiores do mundo devido à hidroeletricidade e ao papel da bioenergia nos transportes, residências e indústrias. Graças a hidroeletricidade, cerca de 55% da geração de eletricidade na América Latina é de fontes renováveis, muito mais que a média mundial de 21% (IEA, 2015b). Contudo, no que diz respeito ao setor elétrico, cada vez mais os países da América Latina² têm implementado políticas visando desenvolver as ERNCs.

Entre 2006 e 2015, a capacidade instalada das ERNCs mais que triplicou, passando de 10 GW para 36 GW. A geração elétrica a partir da biomassa e da geração eólica foram as duas fontes cuja capacidade instalada mais cresceu desde 2000. A principal biomassa utilizada foi o bagaço da cana, principalmente no Brasil; e com uma presença menor na Guatemala, México e Argentina. A capacidade eólica também cresceu de maneira acelerada na região. O Brasil, México, Uruguai e Panamá lideraram esta expansão; instalando em 2015, respectivamente, 2.700 MW, 700 MW, 300 MW e 230 MW (IRENA, 2016a). A capacidade instalada fotovoltaica (PV) na região é ainda pequena, mas tem crescido de forma significativa nos anos recentes; sobretudo no Chile, México, Peru e Uruguai.

A habilidade de um sistema elétrico em acomodar as mudanças na demanda e oferta de energia, rapidamente e de forma confiável, é frequentemente expressa em termos de “flexibilidade”. O aumento da flexibilidade do sistema elétrico é cada vez mais importante visto a forte penetração de fontes intermitentes na matriz elétrica e o consequente aumento da variabilidade da oferta de energia. Neste trabalho abordaremos as principais opções que os países latino-americanos têm para atingir este objetivo.

² A América Latina compreende 20 países, cobrindo uma superfície de 20 milhões de quilômetros quadrados, equivalente a superfície da China e dos Estados Unidos combinados. Em 2014, a América Latina tinha uma população total de 584 milhões de habitantes, ou seja, cerca de 8% da população global (World Bank, 2016).

2 Desafios para a Integração das Fontes Renováveis no Setor Elétrico

2.1 Variabilidade

A geração das usinas de energia renováveis intermitentes flutua de acordo com a disponibilidade de recursos. A geração eólica varia ao longo do tempo devido às flutuações da velocidade do vento. Ela pode variar de 0% a 100% ao longo do dia. Esta flutuação é suavizada quando se considera uma ampla área geográfica ao invés da geração de uma única usina. De fato, a geração de várias usinas em diferentes regiões varia menos que a de uma usina isolada (Perez-Arriaga, 2011).

A geração fotovoltaica, por sua vez, varia em função da posição do sol ao longo do dia, da estação do ano, e da ocorrência ou não de nuvens. Contudo, a geração destas plantas flutua de uma maneira mais regular que a energia eólica. A sua produção não cai para zero em dias nublados, pois ela opera tanto com a luz solar difusa quanto com a direta. Além disso, as usinas fotovoltaicas não geram à noite, de forma que as demais plantas podem se preparar para gerar neste período. A diversidade espacial e a agregação de um conjunto de usinas fotovoltaicas, da mesma forma que os parques eólicos, podem mitigar algumas destas flutuações.

A variabilidade não é algo novo na operação dos sistemas elétricos: a demanda flutua para cima e para baixo e o operador do sistema elétrico sempre teve que lidar com isto, já que a geração e o consumo de eletricidade devem estar equilibrados instantaneamente, a qualquer momento. A operação do sistema elétrico, para garantir este equilíbrio, leva em consideração, sempre que possível, as limitações dos equipamentos; incluindo falhas, assim como flutuações normais da oferta e da demanda. Numa escala de tempo de segundos a minutos, o operador do sistema deve lidar com flutuações na frequência e na voltagem do sistema elétrico, decorrentes de flutuações na carga; que caso não sejam controladas, podem danificar o sistema assim como os equipamentos ligados a ele.

Apesar do planejamento da demanda ser bastante acurado, sempre há uma flutuação residual imprevisível da demanda em tempo real, sendo que nos lugares em que a demanda é particularmente sensível às condições climáticas, a incerteza sobre a carga pode ser considerável. Da mesma forma, a oferta também eventualmente varia, já que falhas imprevisíveis podem impedir que as usinas convencionais despacháveis operem conforme planejado. Portanto, a geração eólica e a solar não introduzem um problema novo para o setor. Contudo, altas participações destas fontes na matriz elétrica amplificam enormemente o desafio do operador do sistema (IEC, 2012).

Essas flutuações das fontes renováveis variáveis fazem com que a geração de outras fontes e a carga tenham que ser modificadas mais rapidamente e/ou mais frequentemente do que o que já é requerido de forma a manter o equilíbrio entre oferta e demanda.

A variabilidade da geração das energias renováveis intermitentes não deve ser vista separadamente da variabilidade da carga. Os aumentos ou decréscimos na carga líquida, assim como a taxa e a frequência em que elas ocorrem, é o grande desafio para o equilíbrio do sistema. Ou seja, o sistema precisa responder rápido o suficiente para acomodar estas rápidas e relevantes mudanças. Esse problema decorre não apenas do forte crescimento ou redução da produção das fontes renováveis em algumas poucas horas; mas como dito acima, também de um eventual desencontro da geração com as flutuações da demanda (IEA, 2011).

2.2 Incerteza

A incerteza está relacionada com o grau de previsibilidade da geração de eletricidade. Não é possível de se prever completamente a velocidade do vento e a irradiação solar. Portanto, o nível de geração que uma usina eólica ou solar fotovoltaica pode produzir, em um momento determinado de tempo, não pode ser determinado com certeza. De maneira geral, a geração solar é mais previsível que a geração eólica; visto que os fatores que afetam a geração solar, como as nuvens e o pôr do sol, são mais previsíveis do que a disponibilidade de vento.

Da mesma forma que no caso da variabilidade, a incerteza não é fator novo para o operador do sistema. A previsão de demanda para o dia seguinte geralmente inclui uma estimativa de erro; que pode ser maior quando o consumidor responde a estímulos inesperados, como uma frente fria. Contudo, a variação da demanda é consideravelmente mais regular e previsível que a geração das fontes renováveis intermitentes.

Todos os sistemas elétricos mantêm reservas disponíveis para prover eletricidade em caso de um evento inesperado, como falhas na transmissão ou na planta geradora e erros de previsão da demanda. Uma maior introdução de fontes intermitentes de energia tende a levar a um aumento dos requisitos de reserva, devido ao risco de erros de previsão da oferta. O custo relacionado ao aumento da reserva é, em última instância, arcado pelo consumidor.

O operador do sistema gerencia grande parte da energia do *grid* por meio do comprometimento antecipado das unidades que gerarão a energia necessária para atender a carga. Atualmente, o comprometimento das unidades geradoras é amplamente determinístico, significando que o operador, ao programar um gerador para operar, espera

que ele esteja completamente disponível. A prática reflete o fato das tradicionais usinas termelétricas e hidrelétricas serem relativamente previsíveis e controláveis. Mas, o processo de cálculo da reserva necessária para garantir a confiabilidade do sistema se torna mais complexo quando lida com uma geração incerta (IEC, 2012).

2.3 Dependência Locacional

Recursos intermitentes de geração de energia renovável (disponibilidade de vento e irradiação solar) não são igualmente distribuídos geograficamente. A qualidade do recurso solar, por exemplo, é em grande parte função da latitude. Desta forma, potenciais locais de geração com elevada quantidade de recursos intermitentes de energia renovável podem não coincidir com as áreas com maior demanda de eletricidade. Este é o caso das fontes solar e eólica, que estão frequentemente localizadas em regiões remotas, longe dos centros de carga, e muitas vezes distantes da rede existente. Além disso, as fontes renováveis intermitentes são intensivas no uso de terra; de tal forma que quanto mais perto do centro de carga maior o custo da terra.

Há, portanto, um *trade-off* entre construir as usinas nos melhores sítios e minimizar os custos de transmissão. Ou seja, acessar recursos de alta qualidade geralmente reduz o custo do quilowatt-hora das usinas de geração intermitente. Contudo, conectar usinas distantes na rede pode ser custoso. Como resultado, existe frequentemente a escolha entre acessar recursos de alta qualidade e aumentar o custo por conectar usinas distantes (IEA, 2014; Henriot, 2014). Isso é amplificado pelo baixo fator de capacidade de uma usina eólica ou solar típica, o qual pode indicar ser ineficiente construir transmissão suficiente para atender à capacidade instalada total de cada uma das usinas eólicas e solares.

Além disso, o planejamento da transmissão tem que enfrentar um círculo vicioso: tanto a nova geração só é disponível para ser construída se as linhas de transmissão estão disponíveis, quanto a transmissão só pode ser construída se houver geração prevista. A dependência locacional das fontes intermitentes renováveis de energia é um desafio ainda maior se considerarmos que a linha de transmissão pode prover capacidade para a produção de energia em um país ou estado, passar por outro, e ser consumida ainda em um terceiro. Estas disparidades na capacidade de geração, localização da transmissão e tamanho da carga em localidades diferentes pode tornar o planejamento da transmissão para a conexão das fontes energéticas renováveis contencioso e complexo; sobretudo no que diz respeito à alocação de custos (IEC, 2012).

3 Medidas operacionais para a integração de fontes intermitentes

3.1 Gerenciamento de Reserva

Entende-se por reserva operativa a capacidade da geração disponível pelo operador do sistema para, em um pequeno intervalo de tempo, atender à demanda caso uma planta desligue ou haja algum outro evento imprevisto na oferta, ou para cobrir variações inesperadas da carga.

A entrada de energias renováveis intermitentes na matriz elétrica faz com que a reserva operativa tenha, cada vez mais, que levar em consideração a variabilidade e a baixa previsibilidade destas fontes (Ela et al., 2011). De modo geral, pode ser considerado que a geração eólica aumenta a necessidade de reservas na escala de minutos a horas, enquanto que, a geração solar tende a ter uma maior variação minuto a minuto devido aos efeitos da cobertura de nuvens sobre os painéis FV (WGA, 2012).

A necessidade do aumento da disponibilidade de reservas de balanceamento pode ser reduzida com o emprego de mecanismos operacionais mais eficientes de gerenciamento destas reservas (DE VOS, 2013). Entre as alternativas para manter o equilíbrio do sistema minimizando o aumento da quantidade de reservas, destacam-se:

Gerenciamento dinâmico da reserva, no qual as necessidades de reserva são definidas não só em função da carga, mas também em função da previsão de geração variável, previsão de carga residual e das incertezas destas previsões (Ela et al., 2011).

Imposição de limites de rampa nos geradores eólicos no caso em que eventos meteorológicos em grande escala são previstos, o que além de diminuir a necessidade de reservas disponíveis, contribui para o controle de frequência do sistema³ (Bird et al., 2013).

Utilização das energias renováveis para provimento de serviços ancilares, visto que a partir de modificações no modo de operação, as plantas de energia eólica e solar poderiam participar ativamente na regulação de frequência do sistema.

Intercâmbio de reservas entre diferentes sistemas/subsistemas, mediante o compartilhamento de recursos entre regiões ou subsistemas (Ackermann et al., 2015; WGA, 2012).

³ A frequência do sistema revela uma indicação imediata do balanceamento entre a carga e a geração. A frequência diminui quando a carga é momentaneamente superior à geração e a frequência aumenta quando a geração momentaneamente é superior à carga. Os códigos de rede (padrões técnicos) estabelecem limites de operação aceitáveis em torno à frequência nominal do sistema. Grandes desvios de frequência resultam em danificação dos equipamentos mais sensíveis, prejuízo ao sistema de potência e prejuízos econômicos (Kirby, 2007).

3.2 Redução do Tempo de Despacho

Operadores do sistema, por vezes, tomam as decisões operacionais muito antes que estas sejam tecnicamente necessárias. Decisões de operação tomadas com muita antecedência podem demandar uma maior utilização da energia de reserva. Isso é fácil de perceber no caso da energia eólica, por exemplo, visto a reserva operacional requerida para fazer face aos erros de previsão de ventos, que aumentam à medida que a previsão se afasta do tempo real (BID, 2014a, IEA, 2014).

A diminuição do intervalo de despacho pode ser um grande aliado no sentido de ajudar a diminuir a variabilidade da geração de energias renováveis, pois aumenta a eficiência do despacho, reduz a necessidade de reservas de regulação do sistema e fornece acesso a uma maior quantidade de recursos para equilibrar o mesmo. Quando o pré-despacho (*unit commitment*) é estabelecido em base temporal horária, os geradores ficam comprometidos com uma quantidade fixa de energia horária a entregar, de acordo com o agendamento da operação; e ficam indisponíveis para auxiliar no balanceamento de energia e, conseqüentemente, na estabilidade do sistema elétrico; no caso de desvios em relação ao que foi previsto (Riesz & Milligan, 2015). Um despacho em menores intervalos, aproximando-se do tempo real, permite uma aproximação dos níveis de carga e de geração, diminuindo a necessidade de reservas para equilibrar o sistema (Bird et al., 2013; Bird & Lew, 2012; Cochran et al., 2012; Papaefthymiou & Dragoon, 2016).

3.3 Melhoria da Previsão

Uma previsão mais exata reduz o risco de incerteza e, conseqüentemente, permite um planejamento mais eficiente da integração de energia renovável, possibilita realizar um balanceamento mais econômico em tempo real, além de exigir menos da capacidade de reserva operacional; proporcionando uma redução de custos (Foley et al., 2012).

Quanto mais cedo o perfil de geração for previsto, mais cedo o planejamento da operação poderá ajustar a utilização dos recursos disponíveis. Melhorar a acurácia das previsões diárias permite maximizar o aproveitamento dos recursos de resposta lenta e, assim, poupar os recursos de entrada rápida para serem utilizados em situações extremas.

O estudo desenvolvido pelo IEC (2012) elenca um conjunto de medidas de melhoria da previsibilidade dos recursos intermitentes:

- a. Aprimoramento de modelos e dados, uma vez que a previsão depende da qualidade do conhecimento sobre os recursos disponíveis.

- b. Colaboração entre os setores relacionados, a nível nacional e internacional, além da coleta e processamento de dados em alta qualidade, tanto das séries históricas, como em tempo real.
- c. Disponibilização pública dos dados, com benefícios não somente para a operação como também para fins de pesquisa.
- d. Previsão em alta resolução ao nível de cada usina e em cada nó de entrega. Apesar da maior dificuldade em prever com exatidão a variabilidade dos recursos intermitentes em pequenas áreas distribuídas, aprimoramentos nesse sentido auxiliam no gerenciamento do fluxo de transmissão.
- e. Aperfeiçoamento dos métodos de previsão de rampas de forma a proporcionar uma maior conscientização do operador quanto à ocorrência de eventos extremos, o que auxiliaria a tomada de decisões.
- f. Realização de previsões probabilísticas, que permita ao operador identificar os riscos associados a cada decisão.

A questão da previsibilidade é especialmente importante para a América Latina devido a uma carência de dados dos recursos eólico e solar. No Brasil, por exemplo, há poucas estações solarimétricas; e até 2016, as usinas não tinham obrigação da realização de medições do recurso solar para implantação da usina. Atualmente, esta situação mudou. A partir de 2016, somente aquelas usinas que possuem pelo menos um ano de medições do recurso solar poderão participar de leilões (ANEEL, 2016). No caso da energia eólica, há um maior número de estações de medição, por esta obrigatoriedade de medições durante pelo menos um ano já existir há mais tempo.

3.4 Regulamentações

Altos níveis de geração variável nas redes de transmissão e de distribuição estão mudando o paradigma da operação do sistema elétrico. O novo desafio consiste em controlar os efeitos da injeção desta energia variável mantendo a segurança e a confiabilidade do sistema. Nesse sentido, padrões técnicos de organismos internacionais (como IEC, IEEE, etc.) e códigos de rede de vários países vêm sendo modificados para incluir maiores requisitos de conexão para os sistemas de geração renovável e, assim, diminuir o impacto destas fontes na operação do sistema.

Os principais aspectos técnicos contemplados nas referidas normas são: regulação da potência ativa; apoio no controle de frequência do sistema; requisito de “suportabilidade” a afundamentos de tensão de curta duração e controle de potência reativa.

Essas regulamentações podem ser implementadas de acordo a três tipos diferentes de hierarquias de controle (Von Appen et al., 2013):

- Controle local, quando cada unidade geradora realiza seu controle de forma independente, mediante a aquisição das variáveis do sistema, sem utilizar nenhuma rede de comunicação.
- Controle descentralizado, quando um conjunto de unidades geradoras é agrupado numa subestação mediante sistemas de comunicação entre os inversores, de forma que problemas como o sobrecarregamento da rede possam ser controlados.
- Controle centralizado, quando existe comunicação com um posto de comando centralizado, que pode coordenar as diferentes funções auxiliares.

4 Expansão da Transmissão e Melhoria de Coordenação como Mecanismos de Aumento da Flexibilidade

4.1 Benefícios do Intercâmbio entre Sistemas/Subsistemas Adjacentes

4.1.1 Partilha de Reserva

Intercâmbio de energia entre sistemas/subsistemas adjacentes é uma das formas de aumentar a flexibilidade de redes elétricas com grande participação de fontes intermitentes de energia. Tradicionalmente, áreas de operação (que podem ser países ou áreas com operadores individuais) têm capacidade limitada para trocar energia com seus vizinhos. As trocas bilaterais de energia ocorrem, por vezes, mas estas transações devem ser negociadas entre entidades individuais e normalmente muito antes da necessidade real. No entanto, uma cooperação mais dinâmica, como a obtida mediante a coordenação entre as áreas, aumenta a eficiência na operação do sistema e diminui os riscos de déficit como consequência da variabilidade das fontes (Makarov et al., 2010).

A coordenação entre áreas confere aos operadores do sistema de potência ferramentas adicionais para acomodar mais facilmente maiores níveis de variabilidade. Um dos principais benefícios da cooperação é a partilha de variabilidade e incerteza. Com a partilha de recursos em regiões geográficas maiores, a variabilidade líquida é tipicamente reduzida, o que pode produzir múltiplos benefícios, incluindo redução dos requisitos de reserva operacional (requerimentos de regulação, de reserva, de acompanhamento da carga- *load following*- e requerimentos de reserva de rampa), redução da sobre-geração e do *curtailment (corte de geração)*, e consequentemente redução dos custos totais de operação (Benatia et al, 2013). A operação entre áreas pode ser classificada segundo a escala de tempo: i) compartilhamento de reservas, na escala de segundos e minutos, ii) programação coordenada, na escala de minutos até um dia e iii) operação consolidada, na escala de dias (NREL, 2015).

A partilha de reserva entre dois ou mais áreas de operação é um dos métodos mais simples para minimizar o impacto económico da incerteza no sistema de potência. Ela pode se

justificar tecnicamente, no caso em que uma das áreas não possa prover a quantidade necessária de reserva; ou economicamente, quando alocar as reservas em uma área seja mais barato do que nas outras (Energy Community, 2014).

Paradas de operação nas unidades de geração e variações aleatórias e de curto prazo na oferta e/ou demanda são relativamente não correlacionadas em grandes áreas. Portanto, os requisitos de reserva não aumentam proporcionalmente com o tamanho do sistema. Ao compartilhar reservas, várias áreas de operação podem reduzir os requisitos totais de reserva e os custos de operação do sistema, mantendo o mesmo nível de confiabilidade do sistema (Apostolopoulou et al., 2015).

A programação coordenada refere-se ao processo pelo qual duas ou mais autoridades da área de operação empregam mecanismos para trocar energia em intervalos relativamente curtos, aumentando a eficiência do despacho e minimizando efetivamente o custo da geração de eletricidade mediante o compartilhamento de recursos entre regiões maiores. A operação coordenada opera em duas escalas de tempo usualmente: despacho de curto prazo e acompanhamento de carga (5min até uma hora), e despacho horário de um dia (*unit commitment*). A programação coordenada requer maior comunicação e planejamento em comparação com a partilha de reservas, e requer mecanismos financeiros para compensar os participantes pela produção de energia (King et al., 2012).

A operação consolidada é a fusão de duas ou mais áreas de operação em uma única entidade operacional. A operação consolidada combina todas as etapas e prazos do sistema, incluindo o *unit commitment*, o despacho econômico e a provisão de reservas; considerando ao mesmo tempo a adequação da transmissão e a monitoração do fornecimento de energia de todos os geradores individuais. Este tipo de operação também facilita a compensação adequada para os geradores de energia e de serviços auxiliares (IEA, 2011).

4.1.2 Aproveitamento da Complementariedade entre Recursos Renováveis

A integração em larga escala das áreas com geração de energia eólica e energia solar fotovoltaica (FV) pode reduzir significativamente a variabilidade e a incerteza da oferta de energias renováveis variáveis e, assim, reduzir os desafios associados à operação do sistema. No entanto, esses benefícios só acontecerão caso a disposição das áreas do sistema permita que a suavização da variabilidade ocorra. Ou seja, numa situação em que o recurso renovável variável esteja concentrado em pequenas áreas, os benefícios de suavização serão limitados, pois dificilmente haverá diversidade climatológica para a existência de uma complementariedade. Por outro lado, áreas de sistemas maiores possuem uma maior probabilidade de acesso a recursos flexíveis para serem implantados e têm a possibilidade de se beneficiar substancialmente da suavização da variabilidade das energias renováveis por meio da diversidade geográfica (IEA, 2011; IEA,2014).

No que tange ao Continente Americano, Perez & Fthenakis (2015) realizaram um estudo com o objetivo de avaliar a complementariedade solar-solar na extensão do continente. Foram examinados mais de 1,4 milhões de pares de sítios geográficos de modo a quantificar a influência que a distância e as direções exercem no coeficiente de correlação entre regiões em diferentes escalas de tempo. Para o caso estudado, foi mostrado que o coeficiente de correlação entre os pares de sítios diminui (ou seja, a complementariedade aumenta) exponencialmente ao se aumentar a distância de separação entre os sítios. Além disso, os autores também concluíram que quando os pares de sítios estão separados na orientação Norte-Sul, o coeficiente de correlação diminui mais rapidamente do que quando a orientação da distância de separação é Leste-Oeste, o que significa que para as Américas, para dois sítios possuírem recursos solares complementares, é necessária uma menor distância caso estes estejam separados na extensão Norte-Sul. E isso, especificamente para o caso da América Latina é ótimo, visto sua extensão alongada na orientação Norte-Sul, que faz esta possuir um alto potencial para a complementariedade solar-solar. Os autores estimam em 900 km, para variações em uma escala diária na extensão Norte-Sul, como a distância que as usinas fotovoltaicas devem ser espalhadas nas Américas de modo a serem complementares⁴; o que é menos do que a distância entre as cidades de Fortaleza e Salvador, na região nordeste do Brasil.

Contudo, como dito anteriormente, para que seja possível tirar proveito da suavização da variabilidade entre os diferentes sítios de geração ao longo da América Latina, é necessário que haja uma infraestrutura de transmissão adequada, capaz de transportar a energia no momento oportuno para um melhor balanceamento do sistema.

4.2 Requisitos para o Intercâmbio entre Sistemas/Subsistemas Adjacentes

4.2.1 Planejamento Coordenado

Segundo Cochran et al. (2015), um fator a se considerar para uma melhor coordenação entre diferentes áreas é o modo como as linhas de transmissão estão sendo utilizadas, sua finalidade. Caso uma linha seja normalmente utilizada para o balanceamento (por exemplo, importar energia durante o período da noite, quando não há radiação solar), ela não estará disponível naquele momento para contingências. Um modo de evitar esse conflito é atribuir previamente uma proporção da capacidade de transmissão aos operadores de sistemas para utilização em caso de situações inesperadas (IEA, 2011). O planejamento coordenado e integrado permite que os tomadores de decisão antecipem como as energias renováveis poderão afetar a rede elétrica e sua operação; e avaliar opções que poderiam minimizar esses impactos.

⁴ Perez e Fthenakis (2015) definiram a distância de anticorrelação como a distância entre dois sítios na qual o coeficiente de correlação se torna negativo, que é quando se inicia a complementariedade entre os recursos.

A América Central é um dos poucos exemplos de integração regional na América Latina. Esta região, grande dependente da energia hidrelétrica, tem tido grandes preocupações em relação à segurança energética, particularmente devido a recentes períodos de seca hidrológica. De modo a mitigar as consequências de períodos climatológicos não favoráveis, os países da América Central construíram uma rede de transmissão regional (*Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central - SIEPAC*) para a realização de intercâmbios internacionais de energia. Também foi estabelecido um mercado regional de eletricidade e uma comissão reguladora. O maior desafio enfrentado para a integração através do SIEPAC tem sido a criação de uma regulação única para o comércio de energia, visto as diferentes estruturas de mercado dos países (BID, 2014).

4.2.2 Redução das Barreiras à Interligação entre Diferentes Áreas

De forma geral, é possível afirmar que a operação de sistemas de potência com uma alta penetração de energias renováveis variáveis necessita de expansão e/ou melhorias da rede de transmissão em grande escala, visto que (IEC, 2012):

- as usinas de fontes renováveis estão por vezes localizadas distante dos centros de carga e da rede existente e;
- facilitam a cooperação ou consolidação de sistemas/subsistemas de forma a partilhar os recursos flexíveis.
- A diversidade geográfica da geração de energias renováveis pode ser explorada de modo a suavizar a sua variabilidade.

A extensão da capacidade de interligação existente entre um país/região dependerá da sua localização, assim como das relações históricas socioeconômicas com outros países/regiões. As áreas podem ser próximas, e conseqüentemente, ter um alto potencial de interconexão; todavia, ainda assim possuir uma interconexão insuficiente para provimento de flexibilidade mútua. Também é importante atentar para as limitações econômicas: uma interconexão entre uma ilha distante da costa e o sistema do continente pode não ser economicamente viável, por exemplo (IEA, 2011). Essa questão é uma restrição no caso dos países localizados no mar do Caribe, por exemplo, o que pode limitar a interligação para um melhor aproveitamento do vasto recurso solar.

A interdependência entre a expansão do sistema de transmissão e do parque gerador é outro desafio para a construção de uma infraestrutura de transmissão adequada ao escoamento da energia gerada por fontes renováveis intermitentes. A instalação de novas usinas depende da existência de um sistema de transmissão que permita o transporte da energia gerada até o centro de carga. Por sua vez, a expansão do sistema de transmissão demanda um sinal concreto que a geração será implantada. Este dilema tipo “o ovo ou a galinha” tem causado, por vezes, percalços na introdução de fontes renováveis. No Brasil, por exemplo, estima-se que, até 2013, o país possuía 1,3 GW de capacidade eólica ociosa

devido à falta de infraestrutura de rede (BID, 2014). Apesar das linhas de transmissão terem sido leiloadas há tempo, o atraso da sua construção fez com que os parques ficassem prontos antes da rede; tendo os consumidores de arcar com o custo da energia, mesmo sem poder acessá-la (BID, 2014). Reconhecendo a dificuldade de alocação de custos para a conexão de rede, o Ministério das Minas e Energia publicou novas regras para leilões em abril de 2013. A partir de então, os geradores passaram a arcar com os riscos de um eventual atraso na transmissão ou ficaram obrigados a se conectar à rede por conta própria.

Restrições ambientais constituem-se também em importantes entraves à construção de um sistema de transmissão adequado. Assim, paradoxalmente, justificativas ambientais, por vezes acabam dificultando ou impedindo a construção de uma rede de transmissão que permitiria uma integração maior de fontes renováveis intermitentes.

Finalmente, as barreiras físicas, também, por vezes, dificultam a construção de um sistema de transmissão apropriado. Como exemplo, pode-se citar a complexidade de se transmitir energia solar gerada no norte do Chile, no Deserto do Atacama, região do mundo que mais recebe radiação solar (entre 7 e 7,5 kWh/m²) (Soto, 2014), dado o obstáculo físico da cordilheira dos Andes.

4.2.3 Utilização de Medidas Técnicas que Permitam uma Melhor Utilização da Linha

Além de uma efetiva integração entre as diferentes regiões, uma forma de aumentar a capacidade de transmissão é através da utilização de medidas técnicas que permitam uma melhor utilização da linha. Uma dessas medidas é a determinação dinâmica da capacidade de transporte das linhas - DLR (*Dynamic Line Rating*), que consiste em uma análise em tempo real das condições às quais a linha de transmissão está submetida. Esta abordagem permite determinar, em cada instante, a partir das condições da linha e das condições meteorológicas (tais como a velocidade e direção do vento e a temperatura ambiente), os valores limite de “suportabilidade” de corrente do condutor. Uma vez que o limite estático é calculado em função de condições atmosféricas padrões que, na maior parte do tempo, são demasiado restritivas em contraste com as condições meteorológicas reais, o DLR permite uma maior transmissão de corrente dinâmica, o que contribui ao aumento de segurança do sistema (ENTSOE, 2015). Adicionalmente, o DLR permite um melhor controle do fluxo de energia através do sistema, o que é essencial no caso de energias renováveis variáveis (Oliveira et al, 2015; Medeiros, 2016).

5 Geração Flexível

Quanto maior a penetração de energias renováveis não convencionais na rede, maior a variabilidade e, por conseguinte, é necessário não só que a totalidade de geração de energia seja capaz de atender à demanda, mas também que haja flexibilidade suficiente para a segurança do sistema elétrico (Oree et al., 2017; Denholm et al., 2011).

A flexibilidade de um gerador é função da sua capacidade de realizar *cycling*, rampas e operar de forma eficiente em carga parcial. *Cycling* refere-se à operação de unidades de geração de energia elétrica em níveis de carga variáveis, incluindo *on/off* e operação de carga mínima, em resposta a mudanças nos requisitos de carga do sistema. Rampa refere-se à velocidade na qual um gerador elétrico pode variar sua geração de energia, para mais ou para menos. Por sua vez, a operação em carga parcial está relacionada à eficiência do gerador, quando opera em diferentes níveis de potência, inferiores à capacidade nominal. Devido à diversidade de projetos e de tecnologias, diferentes tipos de usinas possuem variados níveis de flexibilidade operacional (IEC, 2012; Benatia et al., 2013; Bird et al., 2013; Oree et al., 2017).

A capacidade de operar de forma eficiente com carga mínima baixa é uma característica das termelétricas a gás, das hidrelétricas com reservatório e dos motores a combustão interna. Essas três tecnologias são altamente flexíveis, sendo as duas primeiras mais relevantes devido à escala que podem alcançar (Benatia et al., 2013; Denholm et al., 2011; Bird et al., 2013). Em contrapartida, as unidades de carvão e nuclear são as que possuem maiores limitações de flexibilidade. Por serem usinas de geração a vapor, as térmicas a carvão e nuclear possuem grande quantidade de inércia térmica na caldeira, o que limita uma ou outra manobra característica de plantas flexíveis: a sua capacidade de aumentar ou diminuir a produção rapidamente (Bird et al., 2013).

Contudo, o cenário de alta penetração de fontes intermitentes renováveis faz com que até mesmo usinas nucleares e usinas com captura de carbono tenham que se tornar mais flexíveis modificando seu modo de operação (Brouwer et al., 2015).

5.1 Usinas Despacháveis

5.1.1 Hidrelétricas

A energia hidrelétrica possui um papel central na integração das energias renováveis não-convencionais na América Latina. Amplamente utilizada no Continente, além de ser renovável, ela permite mitigar a variabilidade das energias renováveis intermitentes, por ser uma das fontes de eletricidade mais flexíveis. A avaliação da flexibilidade disponível e futura da energia hidrelétrica em diferentes países com alta capacidade hidrelétrica mostra que além de servir ao próprio sistema elétrico, países vizinhos podem também se beneficiar desta flexibilidade (Farahmand et al., 2017).

As usinas hidrelétricas podem fornecer flexibilidade ao sistema mais rapidamente e com menores custos do que as usinas térmicas (a carvão, a gás natural, nuclear ou com derivados de petróleo). Essa capacidade de prover flexibilidade operacional ao sistema se deve ao fato das hidrelétricas poderem alterar rapidamente sua geração de eletricidade, além de serem capazes de iniciar e de cessar a operação em curtos períodos de tempo (Kern et al., 2014). O nível de flexibilidade que a usina hidrelétrica pode adicionar ao sistema depende, em

grande parte, da capacidade de armazenamento do reservatório, assim como do tipo de usina utilizada para a geração de energia. Em geral, existem três tipos de plantas hidrelétricas: hidrelétricas com reservatório, hidrelétricas a fio d'água e hidrelétricas reversíveis.

As usinas hidrelétricas com reservatório podem estocar água em momentos que as fontes intermitentes estão gerando, e liberar o fluxo d'água através das turbinas nos momentos em que os recursos intermitentes não estejam disponíveis. Sua produção pode ser variada em um curto intervalo de tempo, com pouco impacto sobre a vida do equipamento, permitindo efetivamente lidar com as variações de curto prazo no equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade. As capacidades de armazenamento, aliadas às características operacionais das usinas com reservatório, fazem com que este tipo de planta hidrelétrica seja muito flexível. As hidrelétricas também podem atingir a plena capacidade de funcionamento em alguns minutos e aumentar ou diminuir em 50% a sua capacidade em frações de minutos. A sua geração mínima pode ser muito baixa, o que significa uma escala de regulação de quase 100% (IEC, 2012). Devido à sua flexibilidade, as usinas hidrelétricas também são muito eficientes em fornecer serviços ancilares à rede, especialmente aqueles relacionados ao controle da potência ativa e da frequência. Desta forma, as usinas hidrelétricas com reservatório oferecem uma ampla gama de serviços de energia, como geração de base, de ponta e armazenamento de energia; além de poderem atuar na regularização de outras fontes de energia a custos variáveis muito baixos (IRENA, 2016; IPCC, 2011).

Conforme mencionado, as usinas hidrelétricas têm um grande potencial para fornecimento de flexibilidade de modo a contribuir para a integração das energias renováveis variáveis na rede. Todavia, uma avaliação assertiva das oportunidades de utilização dessa flexibilidade não é simples e deve ser minuciosamente analisada.

Durante algumas épocas do ano ou dia, pode haver restrições no sentido de manter as vazões dos rios e os níveis dos reservatórios dentro dos limites permitidos. Essas restrições, no geral, visam respeitar as prioridades de uso da água a médio e longo prazo (por exemplo, abastecimento público, irrigação) em detrimento da otimização da geração de eletricidade (Huertas-Hernando et al., 2017; Farahmand et al., 2017). Ademais, devem ser levados em conta os fatores sazonais (secas e temporadas de cheias), bem como considerações ambientais e de navegação (IEC, 2012).

Em um contexto de América Latina, a flexibilidade proporcionada por usinas hidrelétricas será de grande valia, haja visto a relevante utilização do recurso no continente e o potencial que ainda há para o desenvolvimento deste tipo de planta na região. O potencial hidrelétrico na América Latina chega a 615 GW, o que representa aproximadamente 20% do potencial mundial. O Brasil tem a maior parte dos recursos hidrelétricos, representando

42% do potencial regional, seguido pela Colômbia (16%), Peru (10%), México (9%), Venezuela (7%) e Argentina (7%). Aproximadamente 21% do potencial hidrelétrico está em uso em toda a região (Sheinbaum-Pardo et al., 2012).

Contudo, a totalidade deste potencial não poderá ser utilizada para proporcionar flexibilidade aos sistemas elétricos regionais. As crescentes preocupações ambientais têm pressionado os países no sentido de construir hidrelétricas a fio d'água, em detrimento das hidrelétricas com reservatório, para minimização do impacto ambiental.

5.1.2 Termelétricas a gás

As termelétricas a gás de ciclo simples (muitas vezes turbinas aeroderivativas, por possuírem maior eficiência) empregam o ciclo termodinâmico Brayton: de forma geral, a combustão do gás natural resulta na sua expansão na turbina, gerando energia e expelindo um gás de exausto ainda a elevadas temperaturas. As eficiências alcançadas por estas usinas são relativamente pequenas: aproximadamente 30-40% (Haglund & Elmegaard, 2009). De modo a obter melhores eficiências, é possível aproveitar o gás de exausto proveniente do ciclo Brayton, que seria liberado na atmosfera, acoplando um outro ciclo à operação; o ciclo Rankine (geração a vapor). Esta junção dos dois ciclos é chamada de ciclo combinado e consegue alcançar eficiências de mais de 60% (MIT, 2011).

As turbinas a gás de ciclo simples são capazes de prover um alto grau de flexibilidade com baixos custos de capital ao sistema. Todavia, esta tecnologia apresenta baixas eficiências e seus custos de operação são mais elevados quando comparados a outros tipos de tecnologia com menor flexibilidade, como usinas nucleares ou a carvão. Isto faz com que as termelétricas a gás de ciclo simples tenham sua utilização direcionada para operações de pico e para acompanhar as rampas causadas pelas fontes intermitentes (Roche et al., 2013).

Para sistemas com uma alta penetração de energias renováveis variáveis, há uma necessidade crescente de tecnologias que sejam capazes de prover o balanceamento do sistema sem aumentar demasiadamente seus custos. Neste contexto, as termelétricas a ciclo combinado figuram como uma boa alternativa: as maiores eficiências deste tipo de usina culminam em um menor custo (por MW) e em menores emissões de CO₂. No entanto, a mudança no modo de operação das usinas térmicas a ciclo combinado tende a reduzir a sua eficiência, que ainda é uma das maiores prioridades dos fabricantes e de gestores de termelétricas a gás (Tsoutsanis et al., 2016; Breeze, 2014). Isto tem motivado um contínuo desenvolvimento de novas tecnologias de projeto e fabricação, além de novas práticas operacionais que visam operar as usinas a ciclo combinado de forma mais flexível (partidas rápidas e maior capacidade de *cycling*), sem prejudicar a sua eficiência (Vorushylo et al., 2016; Buschmeier et al., 2014; Michalke & Schmuck, 2012; Feldmüller et al., 2015).

Assim, a tendência é que cada vez mais plantas que operam em ciclo combinado sejam utilizadas para o equilíbrio da carga nos sistemas elétricos, enquanto as termelétricas a gás de ciclo simples permaneçam realizando operações em momentos de pico da demanda, por possuírem maiores custos operacionais.

5.1.3 Motores a diesel para Sistemas Isolados

Outra tecnologia que possui elevada flexibilidade com alta capacidade de realizar procedimentos de rampa e baixos tempos de partida são os motores a combustão interna. Porém, da mesma forma que as turbinas a gás de ciclo simples, estes também possuem altos custos de operação; e talvez não sejam os mais adequados para operarem auxiliando o equilíbrio da carga residual quando há outras opções disponíveis.

Em um contexto de América Latina, é importante lembrar que ainda há restrições relacionadas a aspectos da rede. O acesso à eletricidade é um grande desafio para os países latino-americanos, o que leva a consequências para o desenvolvimento da região. Na América Central, por exemplo, estima-se que cerca de 8 milhões de pessoas ainda não possuam acesso à eletricidade. Este número é ainda maior para o Peru e Bolívia, nos quais juntos, um total de 9 milhões de pessoas estão restritas ao acesso à eletricidade, por viverem longe de centros urbanos e redes elétricas (BID, 2014).

Além disso, devido a limitações geográficas, econômicas e técnicas, não é conveniente a interligação dessas regiões com a rede. Os altos custos associados à construção de subestações, extensão das linhas e manutenção são determinantes para que a conexão à rede não seja realizada para essas regiões, que geralmente possuem baixas populações (Rezzouk & Mellit, 2015).

Um caminho para aumentar o acesso à eletricidade de sistemas remotos é a eletrificação de modo a formar sistemas isolados da rede. Com a abundância de recursos renováveis na América Latina, a geração de energia de tais sistemas isolados pode ser conduzida com o aproveitamento das fontes eólica, solar e hidrelétrica, por exemplo, o que ajudaria a reduzir a dependência da importação de combustíveis fósseis dessas regiões. Contudo, a variabilidade das energias renováveis faz com que haja uma grande dependência do abastecimento às condições climáticas, resultando em projetos de energias renováveis superestimados e de altos custos. Desta forma, torna-se necessário uma forma de *back up* para as energias renováveis, através de armazenamento de energia e/ou geração despachável. O uso de baterias aumentaria substancialmente o custo de capital dos projetos, visto que as energias renováveis ainda também possuem custos de investimento elevados (Rezzouk & Mellit, 2015). Neste caso, a construção de um sistema híbrido de energia, em que seja possível conciliar fontes renováveis de energias e fontes despacháveis, para a adequação do equilíbrio da carga, seria factível (Yamegueu et al., 2011; Aidoo et al., 2016).

Desta maneira, para sistemas sem conexão à rede, a implementação de geradores a diesel como forma de *back up* para as energias renováveis figura como a opção mais adequada em relação a aspectos técnicos, econômicos, sociais e ambientais; considerando o estado da arte das tecnologias de geração. Com sistemas híbridos, torna-se viável a obtenção de uma geração estável e contínua, de custos de operação reduzidos, de menor dependência por combustíveis fósseis, de níveis de emissões inferiores de gases poluentes (esses três últimos, em relação a outros sistemas isolados 100% diesel) e de menor vertimento de eletricidade (Rezzouk & Mellit, 2015).

Uma questão a destacar, que retarda a integração de energias renováveis nas regiões isoladas é o subsídio dado ao diesel e o alto custo de capital das fontes renováveis em comparação ao do gerador diesel. Isso estimula a construção de sistemas isolados 100% diesel e desencoraja a geração através de sistemas híbridos. Desta forma, é importante que, além da implementação da eletrificação, sejam estabelecidas políticas de incentivo às energias renováveis variáveis, principalmente em regiões onde os recursos renováveis são abundantes, como é o caso da América Central (BID, 2014).

5.2 Operação Flexível de Usinas de Base

5.2.1 Usinas Nucleares

As usinas nucleares sempre atuaram de forma contínua a plena carga nos sistemas elétricos (Ingersoll, 2016). Essa estratégia, em grande parte, tem sido realizada devido aos altos custos de capital das usinas nucleares, aliado a um baixo custo de combustível, o que torna necessário um alto fator de capacidade para a amortização do investimento (Ingersoll, 2016; Ruth et al., 2014; Cany et al., 2016; MIT, 2011; Locatelli et al., 2017; IEC, 2012).

Desta forma, em um cenário de alta penetração de energias renováveis, a viabilidade econômica de usinas nucleares tende a ser comprometida, uma vez que estas irão operar durante um menor período de tempo, diminuindo a sua receita. Sendo assim, a utilização de usinas nucleares como forma de *back up* das energias renováveis é mais recomendada para aquelas usinas que já tiveram seu investimento recuperado. Além dos motivos econômicos, há também razões técnicas que fazem com que as usinas nucleares sejam mais adequadas para geração de base, pois elas não foram projetadas para a realização de operações dinâmicas.

No entanto, em alguns países, como Alemanha e França, por exemplo, devido à elevada fatia da energia nuclear nas matrizes de geração elétrica, as usinas nucleares têm começado a operar de forma a auxiliar o equilíbrio do sistema. Neste sentido, as práticas utilizadas na geração nuclear estão sendo continuamente adaptadas de forma a ajudar no balanceamento do sistema (Cany et al., 2016).

No modo de operação flexível, as unidades devem contribuir para o fornecimento de serviços de reserva, auxiliando no balanceamento e na estabilidade de frequência do sistema. Para isso, o reator deve se manter gerando abaixo de sua potência nominal, o que implica em redução da geração nuclear e em diminuição das receitas, como descrito anteriormente (Cany et al., 2016).

Uma maneira de manter o alto fator de capacidade de usinas nucleares, aliado a taxas de fornecimento de eletricidade variáveis, é a destinação do calor das energias nucleares para processos industriais. Desta maneira, seria possível produzir eletricidade e, com qualquer excesso de energia (devido à intermitência das fontes renováveis), fornecer calor para setores intensivos em energia, tal como a indústria química (Ruth et al., 2014; Ingersoll, 2016; Locatelli et al., 2017).

A ideia principal deste mecanismo de equilíbrio de carga através da cogeração pode ser atingida operando a usina nuclear à plena carga durante todos os momentos. Em momentos de alta demanda por eletricidade, a energia nuclear é totalmente convertida em energia elétrica encaminhada para a rede, enquanto que em momentos em que a demanda é reduzida, parte do calor vira eletricidade e outra parte é direcionada para a produção industrial (Locatelli et al., 2017).

5.2.2 Usinas a carvão

Da mesma forma que as usinas nucleares, as termelétricas a carvão não foram projetadas para uma operação flexível, mas sim para a operação na base. A faixa de operação de uma planta a carvão é restrita basicamente pelo seu tamanho, pelas características do combustível, pela pressão de operação e pelos aspectos dos equipamentos; como caldeira e turbina a vapor e dos controles. Geralmente, os operadores utilizam as plantas mais antigas para atuar em modo flexível, pois são unidades menores (maior facilidade para execução de procedimentos de rampa) e porque seus custos de capital já foram amortizados (Venkataraman et al., 2013; MIT, 2011; IEC, 2012).

As termelétricas a carvão também não são adequadas para a realização frequente de *cycling*, uma vez que elas podem necessitar de várias horas para partir ou desligar. O tempo de partida de uma usina a carvão vai depender do tempo em que a usina permaneceu desligada. Quanto mais quente a planta, mais rápido será seu arranque. Em geral, a partida a frio é a mais danosa aos equipamentos, devido ao elevado gradiente de temperatura nos materiais⁵ (IEC, 2012; Venkataraman et al., 2013).

⁵ Para plantas de tamanho médio, uma classificação comumente utilizada para diferenciação da partida é: < 8 horas desligada = partida a quente; 8 a 48 horas desligada = partida morna; > 48 horas desligada = partida a frio.

Apesar das características desfavoráveis das plantas a carvão para a operação de forma flexível, muitas têm sido forçadas a operar desta maneira (Wang et al., 2017). Por conseguinte, para um melhor funcionamento das plantas e diminuição dos custos neste modo de operação, devem ser tomadas medidas para adaptar as plantas a este novo paradigma. Para o MIT (2011), é tecnicamente possível projetar uma termelétrica a carvão para operação de forma flexível, no entanto isto requer uma mudança drástica na concepção geral da planta⁶.

5.2.3 Usinas com Captura de Carbono

A captura de carbono tem sido proposta como forma de tornar acessível uma transição energética para uma geração de baixo carbono. Ela apresenta um potencial significativo para evitar a emissão de CO₂ de grandes poluidores, como siderúrgicas, cimenteiras, termelétricas, etc. Todavia, esta tecnologia está relacionada a elevados custos de investimento e operacionais referentes a um alto consumo de energia (Husebye et al., 2011; Kler et al., 2013; Zebian & Mitsos, 2013).

Nos últimos anos, tem ocorrido uma crescente preocupação com o papel que a captura de carbono poderia ter em sistemas com alta penetração de energias renováveis variáveis. Desta forma, apesar dos estudos de plantas com captura de carbono terem sido conduzidos em projetos para operação na base, a atual conjuntura de entrada de fontes intermitentes fará com que estas usinas sejam cada vez mais pressionadas a operar dinamicamente e prover suporte para a rede (Haines & Davison, 2009; Montañés et al., 2016).

Uma opção para aumentar a flexibilidade de usinas com captura de carbono é projetar as plantas de forma que a captura de carbono possa ser desligada ou reduzida em momentos de pico da demanda. Como consequência, durante estes períodos, o CO₂ deixaria de ser capturado (ou teria sua captura reduzida). Além de aumentar a flexibilidade, este mecanismo faz com que a energia utilizada na captura, referente a 20-30% da potência da planta, fique disponível para comercialização ou outros usos (Haines & Davison, 2009; Mechleri et al., 2017; Mac Dowell & Shah, 2015).

O processo de captura pós-combustão é o mais adequado para a desativação da captura, uma vez que a totalidade da energia consumida no processo de captura pode ser recuperada neste caso. Por sua vez, para plantas que realizam a captura na pré-combustão e oxidação, somente uma parcela da energia destinada à captura pode ser recuperada (Haines & Davison, 2009)⁷.

⁶ Por exemplo, a adição de caldeiras auxiliares pode ajudar a manter os componentes quentes e reduzir o tempo de arranque (Venkataraman et al., 2013).

⁷ O mecanismo de desativação da captura é o mais benéfico no caso de um *retrofit*, visto que não requer investimento extra (Zaman & Lee, 2015).

Contudo, tais medidas são acompanhadas de aumentos de custos e/ou aumento das emissões de CO₂. Desta maneira, os benefícios trazidos em termos de flexibilidade por modificações nas plantas de captura de carbono devem ser minuciosamente analisados em conjunto com suas desvantagens.

6 O Papel das Redes Elétricas Inteligentes e das Respostas pelo Lado da Demanda na Integração das Fontes Intermitentes

As Redes Elétricas Inteligentes (REI) constituem um conceito amplo no qual as tecnologias modernas de informação e de controle são utilizadas para gerenciar de forma mais eficiente os fluxos bidirecionais de energia e de comunicação, facilitando a integração da geração renovável intermitente (Albadi; El-Saadany, 2008; Fang et al., 2011). As REI facilitam a integração da geração intermitente por meio: do gerenciamento da geração distribuída, de sistemas de monitoração em tempo real para sistemas de transmissão, da integração de veículos elétricos e da resposta pelo lado da demanda (RLD).

A RLD é reconhecida como uma aplicação chave das REI, a qual tem dois propósitos fundamentais (IEC,2012):

- Mudar a curva de carga dos consumidores, transferindo parte da carga para os períodos fora da ponta, com o objetivo de permitir maior eficiência e flexibilidade na operação da rede. Esta característica facilita a integração de energias renováveis, especialmente para os casos em que a geração renovável coincida com os períodos de carga fora da ponta, como tende a acontecer no caso da energia eólica. Isso porque durante estes períodos de baixa carga, a probabilidade de redução ou corte da geração eólica aumenta, uma vez que a geração convencional pode já estar operando em valores próximos a seu valor mínimo de operação.
- Contribuir dinamicamente no equilíbrio entre a oferta e a demanda do sistema. Esta característica permite que as cargas sejam controladas em tempo real para responder e equilibrar as rápidas variações na produção de energia solar e eólica, reduzindo os requisitos de rampa, usualmente atendidos pela geração convencional. Neste caso, o princípio de operação é o seguinte: se a concessionária de distribuição experimenta um aumento súbito na demanda, ou uma queda repentina na produção de energia, esta envia um sinal eletrônico para que os participantes do programa de RLD reduzam seu consumo de forma rápida.

O uso de programas de RLD tem mostrado ser comumente uma solução mais econômica para equilibrar as mudanças na demanda ou na geração das fontes renováveis do que ajustar a potência das usinas despacháveis convencionais (Andersen, 2014). Por exemplo, um programa de RLD pode estar focado a ser usado durante eventos infrequentes em que uma grande quantidade de geração eólica passe subitamente a estar indisponível, o que costuma ser muito mais econômico do que a manutenção de reservas extras de geração flexível durante todo o ano. Os programas de RLD devem ser desenvolvidos em função das características particulares dos participantes, de forma que estes

provavelmente não percebiam sua operação, mas ainda usufruam dos benefícios substanciais deste mecanismo, que incluem descontos na conta de energia, menores emissões e aumento da resiliência do sistema.

Como mencionado, a magnitude e flexibilidade dos recursos das REI e, em particular, da RLD são potencialmente muito altos, não obstante ainda existam importantes obstáculos para sua adoção geral no mercado de energia. Por exemplo, a incerteza sobre a provável taxa de participação dos consumidores, a falta de sistemas de medição inteligente e os limitados incentivos para os participantes (Miler; Beauvais, 2012; Andersen, 2014). Desta forma, adaptações técnicas, institucionais e regulatórias são indispensáveis para avançar nesta transição desafiadora. Neste contexto, os projetos pilotos de REI e RLD desempenham um papel fundamental na definição das referidas adaptações. O Reino Unido, a Alemanha, a França e a Itália têm sido grandes investidores em projetos de REI. A Dinamarca, por outro lado, é o país mais envolvido em projetos de P&D (JRC, 2014).

Na América Latina e no Caribe, em particular, existem alguns impedimentos ou dificuldades para a aplicação em massa de novas tecnologias de REI e RLD. Algumas redes de distribuição, por exemplo, têm um alto grau de obsolescência e o desenvolvimento das tecnologias de informação e comunicações ainda sofrem algumas barreiras para a implantação em todo o território regional. No Brasil, por exemplo, onde o ambiente é fortemente regulado, as empresas devem conviver com incertezas regulatórias e preparar estratégias para mitigar riscos inclusive na implantação de novas tecnologias. Ainda assim, Brasil e países como Argentina, Chile e México, têm se preocupado com as mudanças climáticas, aumentos no preço de energia e melhoria da qualidade de energia; e consequentemente, estão liderando o processo de introdução das tecnologias de redes inteligentes na região (Giordano et al., 2013; MCTI; JRC, 2014; OLADE, 2012).

6.1 Tecnologias das Redes Elétricas Inteligentes

6.1.1 Integração da Geração Renovável Distribuída

Em contraste com a geração de energia a grande escala convencional, a geração distribuída aproveita os recursos energéticos distribuídos através, por exemplo, de painéis solares ou de pequenas turbinas eólicas, tipicamente na faixa de 3 kW a 10.000 kW (Fang et al., 2011). A introdução de fontes de energia com características de despacho diferentes das convencionais exige o desenvolvimento de técnicas inteligentes de despacho, de forma a considerar suas características sazonais e intermitentes. Complementando a geração centralizada, a REI irá promover o aumento no grau de penetração da Geração Distribuída (GD) na medida em que os fluxos bidirecionais de eletricidade e informações sejam suportados.

Espera-se que a futura REI adote um grande número de geradores distribuídos para formar um sistema de energia muito mais descentralizado. Dado que uma alta penetração de GD implica milhares ou milhões de unidades consumidoras injetando energia na rede, o controle direto por parte da concessionária não é factível. Portanto, entende-se que nas REI do futuro serão utilizadas arquiteturas hierárquicas de controle, nas quais além dos controladores locais com capacidade de gerenciamento autônomo dos seus recursos de geração e armazenamento, exista um controle

centralizado do sistema de distribuição que coordene os recursos distribuídos e, por sua vez, tenha interação dinâmica com os sistemas de transmissão. Claramente, um aspecto chave para este tipo de integração é o intercâmbio em tempo real de informações entre cada um dos níveis ou segmentos (Mcgranaghan et al., 2016).

Em outras palavras, a integração de grandes blocos de energia provenientes de unidades de geração distribuída precisa de um gerenciamento que permita ao operador maximizar o uso dos recursos disponíveis. Desta forma, o operador da rede deverá dispor de funções de monitoramento e controle em tempo real que permita aos sistemas de controle local reconhecer soluções que possibilitem um melhor aproveitamento das capacidades de geração de energia para cada circunstância, entre estas opções está o controle dos *taps* dos transformadores e demais reguladores de tensão, o gerenciamento da potência reativa e a reconfiguração do sistema de forma integrada (Lopes et al., 2007). Para tal, serão necessários novos sistemas computacionais que facilitem esta otimização como, por exemplo: sistemas de gerenciamento que incluam informações em tempo real da GD; estratégias avançadas de controle que integrem as funcionalidades dos inversores inteligentes e do armazenamento de energia; sistemas de resposta pelo lado da carga; e previsão avançada tanto do consumo de energia quanto da capacidade de geração distribuída em função das previsões meteorológicas. Todos estes elementos fazem parte de uma REI (Mcgranaghan et al., 2016).

6.1.2 Tecnologias Inteligentes nos Sistemas de Transmissão

Alguns cenários de longo prazo preveem maior participação de unidades centralizadas de energia renovável - incluindo parques de energia eólica offshore, grandes parques eólicos continentais ou geração solar localizada em desertos áridos. Enquanto a eletricidade geralmente pode ser gerada de forma mais rentável nesses locais onde os recursos renováveis são de melhor qualidade, tais cenários envolvem grandes expansões dos sistemas de transmissão para levar a eletricidade produzida aos centros de demanda. O custo da construção e a localização dos sistemas de transmissão irá dificultar a construção de novas instalações de geração de energia renovável. Enquanto alguns estudos mostram que os custos de transmissão são mais do que compensados pelas vantagens da produção de energia elétrica com recursos de maior qualidade (U. S DOE, 2008; Mills et al., 2009), novas linhas de transmissão ou limites nas linhas de transmissão atuais podem representar desafios para a geração adicional de energia renovável. As tecnologias de redes inteligentes, especialmente as tecnologias avançadas de transmissão, podem auxiliar nesse desafio aumentando a capacidade da linha de transmissão, reduzindo as perdas do sistema e melhorando o controle e monitoramento do sistema.

Uma característica comum em cenários de alta penetração de energias renováveis é a necessidade de tecnologias de informação e comunicação que tornem os sistemas de transmissão em sistemas mais flexíveis, confiáveis e econômicos.

As redes de transmissão inteligentes podem ser consideradas como um sistema integrado que consiste funcionalmente em três componentes interativos: centros de controle inteligentes, redes inteligentes de transmissão de energia e subestações inteligentes (Fang et al., 2011; Li et al., 2010).

Com base nos centros de controle existentes, os futuros **centros de controle inteligentes** possibilitam recursos novos, como ferramentas para análise, monitoramento e visualização. As **redes inteligentes de transmissão de energia** são conceitualmente construídas sobre a infraestrutura de transmissão elétrica existente. No entanto, o surgimento de novas tecnologias, por exemplo, novos materiais, dispositivos eletrônicos, sensores, comunicação, computação e processamento de sinal podem ajudar a melhorar a utilização de energia, a qualidade da energia, a segurança e a confiabilidade do sistema; impulsionando o desenvolvimento de uma nova arquitetura nas redes de transmissão. A visão da **subestação inteligente** baseia-se nas tecnologias abrangentes de automação das subestações. Embora as configurações básicas das subestações de alta tensão não tenham mudado muito ao longo dos anos, os equipamentos de monitoramento, medição e controle sofreram fortes mudanças nos últimos anos. As principais características de uma subestação inteligente devem incluir digitalização, autonomização, coordenação e auto-recuperação ou self-healing. Ao suportar esses recursos, uma subestação inteligente é capaz de responder rapidamente e proporcionar uma maior segurança e flexibilidade ao operador, assim como maior visibilidade da rede para identificar com maior rapidez os impactos de energia renovável nas redes elétricas (Li et al., 2010).

6.1.3 Sistemas do Lado da Demanda

A Resposta pelo Lado da Demanda é uma solução potencial para ajudar com a integração de energia renovável, uma vez que contribui com a manutenção do equilíbrio entre a geração e a demanda, o qual é realizado de duas formas principais, deslocamento de carga e serviços de balanceamento (Miler; Beauvais, 2012; Siano, 2014).

Deslocamento de carga

Programas de RLD podem ser desenvolvidos com o objetivo de transferir parte da carga aos períodos fora do pico, para que esta carga absorva o excesso de geração renovável. A condição de excesso de geração geralmente ocorre quando a geração de energia a partir de fontes de energia variáveis e renováveis é alta, as cargas são relativamente baixas e há uma parcela significativa de geração convencional não despachável⁸ na base. Nessas situações, a energia renovável é plausível de ser reduzida ou “vazada”, representando um custo de perda de receita nos geradores de energia renovável. Alternativamente, nestas situações também poderia ser optado por reduzir a potência dos geradores de base, resultando em aumento nos custos de manutenção e questões operacionais. Particularmente, os programas de deslocamento de carga são importantes para o caso da geração eólica, que costuma ter uma característica de pico-inverso com a demanda: alta geração de energia nos períodos fora da ponta de carga e menor geração nos períodos de demanda pico (IEC,2012). O deslocamento de carga traz também o benefício adicional de melhorar a eficiência da rede, uma vez que a curva diária de carga passa a ter um comportamento mais plano.

⁸ Geração que não pode ser aumentada ou diminuída rapidamente, por exemplo, devido a regras de operação.

Serviços de Balanceamento de Potência

Programas de RLD de atuação rápida podem ser realizados com o objetivo de ajudar no balanceamento de carga em tempo real. Um grupo de cargas pode ser agregado e direcionado a responder rapidamente às rampas da geração renovável, reduzindo a necessidade de maior capacidade de rampa por parte da geração convencional (ENERNOC; et al., 2013; BROEER et al., 2014). Alguns operadores do sistema estão usando na atualidade a RLD para contrabalançar as rampas de queda de geração renovável. Estas experiências têm mostrado flexibilidade potencialmente similar às opções gerais de reservas operacionais (IEC, 2012). Uma vez que diferentes tipos de carga têm diferentes capacidades de resposta, assim como diferentes custos associados, pesquisas nesta área continuam sendo relevantes para identificar o verdadeiro valor agregado e a capacidade da RLD.

6.2 Programas de Resposta pelo Lado da Demanda

A resposta pelo lado da demanda tem sido negligenciada como forma de resolver os problemas da indústria elétrica. Historicamente, os mercados elétricos e os provedores têm se concentrado no fornecimento de energia, assumindo que os consumidores não estão dispostos ou são incapazes de modificar seu consumo. Contrariamente a essas expectativas, os clientes respondem a preços mais altos comprando aparelhos mais eficientes e tomando outras medidas de eficiência (Spees; Lave, 2007). A resposta pelo lado da demanda refere-se a "mudanças no padrão de consumo de energia elétrica pelos usuários finais". Quando o consumidor participa dos programas de resposta da demanda, existem duas formas principais de mudar sua utilização de eletricidade: diminuindo seu consumo de energia através de estratégias de corte de carga ou deslocando o consumo de energia para um período de tempo diferente. A geração distribuída, adicionalmente, é considerada por alguns autores como outra medida de RLD, uma vez que o consumidor limita assim sua dependência na rede principal (Mohagheghi et al., 2010; Siano, 2014). Na Tabela 1 são apresentadas as categorias que fazem parte em um programa de resposta pelo lado da demanda.

Tabela 1. Tipos de programas de resposta pelo lado da demanda (Aalami et al., 2010; Siano, 2014; Faruqui et al., 2012).

Opções baseadas no preço – Deslocamento de Carga	Opções baseadas em incentivos – Serviços de Balanceamento
<u>Tarifas variáveis (TOU - Time of Use):</u> Tarifas com blocos de preços fixos que diferem por hora do dia.	<u>Controle direto de carga:</u> Os clientes recebem pagamentos de incentivo por permitir ao operador um grau de controle sobre certos equipamentos.
<u>CPP (preço de pico crítico):</u> Tarifa pré-especificada e alta taxa extra que é ativada pelo operador e entra em vigor por um número limitado de horas.	<u>Programas de resposta da demanda emergencial:</u> Os clientes recebem pagamentos de incentivo para reduções de carga quando for necessário para garantir a confiabilidade da rede.
<u>RTP (preços em tempo real):</u> Tarifas que variam continuamente, geralmente por	<u>Programas de mercado de capacidade:</u> Os clientes recebem pagamentos de incentivo por fornecer reduções de carga pré-especificadas como substitutos da capacidade do sistema.

hora, em resposta aos preços do mercado de energia elétrica.	<p><u>Programas de Interrupção/corte:</u> Os clientes recebem uma tarifa reduzida para aceitar reduzir a carga sob solicitação.</p> <p><u>Programas de mercado de serviços ancilares:</u> Os programas de serviços auxiliares permitem que os clientes ofereçam uma oferta de redução de carga no mercado <i>spot</i> como reserva operacional.</p> <p><u>Licitações de demanda/programas de recompra:</u> Os clientes fazem ofertas para reduzir a carga quando os preços do mercado elétrico são altos.</p>
--	---

A integração completa dos programas de RLD requer sistemas de comunicação, sensores, medições automatizadas, dispositivos inteligentes e processadores especializados (Siano, 2014). É importante ressaltar que a aplicação de técnicas de resposta da demanda pode perturbar a diversidade natural das cargas e criar alguns efeitos indesejáveis, como por exemplo, a redução da diversidade da carga dos aparelhos domésticos como consequência do controle direto de carga (Strbac, 2008). No entanto, os benefícios que o uso de programas de resposta da demanda representa são significativos e podem ser analisados em todos os segmentos do setor de energia elétrica, os principais são apresentados na Tabela 2.

Tabela 2. Benefícios da implantação de programas de resposta da demanda (Han; Piette, 2008; Siano, 2014).

	Operação	Expansão	Mercado
Transmissão e distribuição	<p>Aliviar o congestionamento, gerenciar contingências, evitando interrupções.</p> <p>Segurança do sistema: os operadores de sistemas são dotados de meios mais flexíveis para atender contingências.</p>	<p>Adiar investimento na rede.</p> <p>Reforço ou aumento da confiabilidade de longo prazo da rede.</p>	
Geração	<p>Reduzir perdas técnicas.</p> <p>Facilitar a operação técnica.</p> <p>Reduzir a geração de energia nos horários de pico: reduzir custos de energia e possivelmente emissões.</p> <p>Facilitar o equilíbrio da oferta e da demanda (especialmente importante com a geração intermitente de energia renovável).</p> <p>Reduzir os requisitos de reservas operacionais ou aumentar a confiabilidade do fornecimento no curto prazo.</p>	<p>Evitar o investimento em unidades de pico.</p> <p>Reduzir os requisitos de reservas de capacidade ou aumentar a confiabilidade no longo prazo da oferta.</p> <p>Permitir mais penetração de fontes renováveis intermitentes.</p>	<p>Desempenho do mercado: resposta da demanda impede o exercício do poder de mercado por produtores de energia elétrica.</p> <p>Reduzir a volatilidade dos preços.</p>

Demanda	<p>Consumidores mais conscientes dos custos e do consumo, e até mesmo dos impactos ambientais.</p> <p>Dá aos consumidores opções para maximizar sua utilidade: oportunidade de reduzir as contas de eletricidade ou receber pagamentos.</p> <p>Economia de contas para todos os clientes: baixos preços no mercado de venda de energia resultam do uso de menos energia quando os preços são altos ou de deslocamento do uso para horários com preços mais baixos.</p> <p>Probabilidade baixa de corte involuntário de carga e, portanto, evita-se incorrer em custos e inconvenientes financeiros ainda maiores.</p>	Toma de decisões de investimento com maior conscientização sobre consumo e custo.	<p>Aumenta a elasticidade da demanda.</p> <p>Novos produtos, mais escolha do consumidor.</p>
---------	---	---	--

Uma descrição dos principais programas de RLD é realizada a seguir:

6.2.1 Programas com Tarifas Variáveis para o Consumidor Final

Os clientes podem participar dos programas diretamente com a concessionária, ou através de um intermediário. Em alguns mercados de energia elétrica, como por exemplo, mercados europeus, os clientes de uso final são geralmente agregados por intermediários, conhecidos como provedores de serviços de redução (*curtailment service providers - CSPs*), agregadores de clientes varejistas (*aggregators of retail customers - ARC*) ou provedores de resposta da demanda (*demand response providers - DRPs*), que apresentam ao mercado de energia a capacidade agregada dos clientes finais (Samad; Kiliccote, 2012; Siano, 2014).

As opções baseadas em preço ou tarifas variáveis representam estratégias onde os usuários são encorajados individualmente e voluntariamente a gerenciar suas cargas, por exemplo, reduzindo seu consumo nas horas de pico. O preço da eletricidade pode ser diferente em horários pré-definidos ou pode variar dinamicamente de acordo com o dia, semana, ano ou com a margem de reserva existente. Os preços podem ser estabelecidos com antecedência diária ou por hora ou em tempo real e o cliente reagirá às flutuações nos preços da eletricidade. Não há penalidades para esses programas. A tarifa *Time of use – TOU*, a tarifa de pico crítico (*Critical-Peak Pricing - CPP*), e a tarifa em tempo real (*Real Time Pricing - RTP*) estão entre as opções mais populares.

- Tarifa *Time of use – TOU*: A tarifa TOU mais simples tem dois blocos no dia; durante e fora da carga pico; onde as tarifas são maiores nos períodos de pico e menores durante os períodos fora de pico. A definição da tarifa tenta refletir o custo da geração de energia em diferentes períodos. Questões-chave que envolvem o *design* das tarifas de TOU: a duração dos períodos individuais e os níveis de preços associados. Este método é amplamente

praticado em vários países da Europa e particularmente para famílias com aquecimento elétrico (Strbac, 2008).

- Tarifa de pico crítico (CPP): As taxas de CPP incluem um preço de uso de energia elétrico pré-especificado superposto às taxas de TOU ou a taxas fixas normais. Os preços do CPP são utilizados durante contingências ou preços elevados no mercado atacadista por um número limitado de dias ou horas por ano (Jazayeri et al., 2005). Existe uma tarifa similar chamada Tarifa de dia extremo (Extreme Day Pricing – EDP), a EDP é semelhante ao CPP em ter um preço mais alto para a eletricidade e difere do CPP no fato de que o preço está em vigor durante as 24 horas do dia extremo, o que é desconhecido até um dia de antecedência (Charles River Associates, 2005).
- Tarifa em Tempo Real (RTP): são programas em que os clientes são cobrados preços horários flutuantes refletindo o custo real da eletricidade no mercado atacadista. Os clientes da RTP são informados sobre os preços com antecedência ou hora-a-hora. Muitos economistas estão convencidos de que os programas de RTP são os programas de resposta da demanda mais diretos, eficientes e adequados para mercados competitivos de eletricidade e devem ser o foco de tomadores de decisão (Albadi; El-Saadany, 2008). É amplamente aceito que é necessária alguma forma de arranjo de preços em tempo real para alocar eficientemente os recursos do programa de resposta da demanda e informar plenamente os usuários sobre o valor da eletricidade em cada ponto do tempo e local. Grandes clientes podem acompanhar o preço da eletricidade em seu sistema de gerenciamento de energia. Isso deve ser habilitado pela aplicação de aparelhos inteligentes que facilitariam a implementação destes programas (Strbac, 2008).

Segundo (Strbac, 2008), a fim de facilitar essa troca de energia entre um grande número de participantes domésticos menores, um sistema eletrônico de mercado de energia, suportado pela internet, precisaria ser desenvolvido (uma extensão dos mercados de energia).

6.2.2 Programas baseados em Eventos ou Incentivos

Os programas baseados em incentivos incluem programas de controle direto de carga, resposta da demanda emergencial, Programas de Interrupção/Corte (*Interruptible/Curtailable – I/C*), Mercado de Capacidade (CAP), mercado de serviços ancilares e alguns autores consideram também dentro deste grupo as Licitações de demanda/Programas de Recompra (*Demand Bidding -DB*). Os programas de controle direto de carga e de resposta da demanda emergencial são programas voluntários, e se os clientes não reduzem o consumo, eles não são penalizados (Aalami et al., 2010).

6.2.2.1 Controle Direto de Carga

Os programas de controle direto de carga para resposta pelo lado da carga residencial baseiam-se em um acordo entre a concessionária e os clientes. Os programas domésticos de controle direto de carga aplicam-se a aparelhos que podem ser desligados ou alternados por períodos de tempo relativamente curtos. As aplicações mais comuns são os aparelhos de ar condicionado domésticos, aquecedores de água e bombas de piscinas. Os sistemas receptores são instalados para permitir

comunicações entre a concessionária e os controles locais. A concessionária desliga um aparelho por um número limitado de horas por um número limitado de ocasiões (Ruiz et al., 2009).

Normalmente, os usuários são livres para operar o aparelho quando não estiver sob controle direto. Sistemas de controle mais inteligentes têm memórias incorporadas para reconhecer o quanto o equipamento está funcionando e são programadas para alternar (ligar/desligar) em diferentes frequências para que todos os participantes ofereçam reduções de carga semelhantes. Os consumidores que participam de esquemas de controle indireto recebem compensação através de contas de eletricidade reduzidas. Uma série de concessionárias, particularmente nos EUA, experimentou com carga direta, enquanto no Reino Unido não houve muito interesse na aplicação do controle de carga (Strbac, 2008).

6.2.2.2 Licitações de Demanda

Os programas de licitação de demanda (também chamados de recompra) são programas em que os consumidores oferecem propostas em reduções de carga específicas no mercado de energia elétrica. A proposta é aceita se for menor que o preço do mercado. Quando uma oferta é aceita, o cliente deve restringir sua carga pelo valor especificado na cobrança ou enfrentar penalidades. Estes programas incentivam os grandes clientes a oferecer reduções de carga a um preço no qual eles estejam dispostos a ser reduzidos, ou para identificar a quantidade de carga que eles estarão dispostos a reduzir aos preços postados (Albadi; El-Saadany, 2008).

6.2.2.3 Mercado de Serviços Ancilares

Os programas de resposta da demanda também podem oferecer serviços auxiliares ou ancilares para os operadores da rede elétrica, como suporte de tensão, equilíbrio de potência ativa e reativa, regulação de frequência e correção do fator de potência. Os programas de serviços ancilares permitem que os clientes ofereçam reduções de carga nos mercados elétricos como reservas operacionais. A reserva operacional distribuída tenta apoiar os provedores tradicionais de serviços ancilares imitando seu comportamento. Do lado da demanda, isso significa que a carga pode ser reduzida ou aumentada quando a frequência da rede cai ou aumenta. Os participantes devem estar “on call” para prover as reduções em menos de uma hora. Os participantes recebem pagamentos do operador de rede para se comprometerem a reduzir a carga quando necessário (Palensky; Dietrich, 2011; Siano, 2014).

6.2.2.4 Resposta da Demanda Emergencial

A resposta da demanda também fornece benefícios de confiabilidade no curto prazo, pois pode oferecer alívio de carga para resolver restrições de capacidade do sistema. Em programas de resposta da demanda emergencial, os participantes recebem incentivos para reduções de carga medidas durante as condições de emergência. Os programas de emergência são baseados em confiabilidade, e os pagamentos às reduções de carga geralmente são vinculados aos preços do mercado de energia em tempo real (em regiões com mercados atacadistas organizados) ou aos valores que refletem o custo da interrupção do cliente ou o valor da carga perdida. Os potenciais

participantes nos programas de resposta da demanda de emergência enfrentam incerteza sobre o número de eventos em que eles poderão obter benefícios e os pagamentos que receberão quando os eventos ocorrerem, e o tempo dos eventos (U.S. DOE, 2006).

6.2.2.5 *Contratos Interrompíveis (I/C) para os Grandes Consumidores*

I/C é um programa no qual os consumidores inscritos estão sujeitos a penalidades se não restringirem sua carga quando dirigido. Esses programas estão disponíveis para as classes de consumidores comerciais e industriais. Os programas de interrupções de carga são particularmente populares para a prestação de serviços de reserva e para melhorar a confiabilidade do sistema. Este controle de carga interrompível não é exercido diariamente, mas é usado para suportar o sistema após interrupções de geração ou manutenções na rede. Participantes comuns são aqueles com operações de refinado, derretimento, processos de fabricação, mineração e tratamento de água. Os consumidores com processos contínuos não são bons candidatos. Existem também programas para clientes comerciais onde a carga é controlada usando os sistemas de controle local, como controle de ventilação e controle de ar condicionado, controles de refrigeração e controles de iluminação (Strbac, 2008).

6.2.2.6 *Mercados de Capacidade*

Nos programas de mercado de capacidade, os clientes comprometem-se a fornecer reduções de carga pré-especificadas quando as contingências do sistema surgem e estão sujeitos a penalidades se não restringirem quando dirigido. Os programas de mercado de capacidade podem ser vistos como uma forma de seguro. Em troca de ser obrigado a reduzir a carga quando dirigido, os participantes recebem pagamentos garantidos. Assim como com o seguro, em alguns anos, as reduções de carga não serão chamadas, mesmo que os participantes sejam pagos para estar de plantão.

6.3 *Características das Redes Elétricas Inteligentes*

Pode-se dizer que *Smart Grid* é um termo que faz referência à nova geração de redes de energia em que todos os segmentos do setor elétrico incorporam avançados sistema de comunicação e recursos de computação para ter um melhor controle sobre o sistema e, portanto, maior eficiência, confiabilidade e segurança (Wang; Lu, 2013; Yan et al., 2012). Nas redes inteligentes, são usados sistemas de comunicação de duas vias, o que permite, por exemplo, que centros de controle comandem o funcionamento de aparelhos inteligentes industriais e residenciais, realizando ações como reduzir o consumo de energia dos dispositivos inteligentes nos instantes de consumo pico (Yan et al., 2012). Na Tabela 3 são apresentadas as principais diferenças entre a rede existente e a rede inteligente.

Tabela 3. Principais diferenças entre a rede existente e a rede inteligente. Elaboração própria baseado em (Farhangi, 2010)

Rede elétrica existente	Rede elétrica inteligente
Eletromecânica	Digital

Comunicação unidirecional	Comunicação bidirecional
Geração centralizada	Geração distribuída
Hierárquica	Radial
Poucos sensores	Alta densidade de sensores
Sem monitoração em tempo real, religação manual	Auto-monitoramento e auto-recuperação (<i>self-healing</i>)
Fraqueza frente a falhas e <i>blackouts</i>	Adaptativo
Testes/verificações manuais	Testes/verificações remotas
Controle limitado	Controle generalizado
Poucas opções para o consumidor	Muitas opções para o consumidor

Dado o vasto panorama de pesquisa no tema, é possível dividir em três grandes seções as REI a partir de uma perspectiva técnica (Fang et al., 2011):

- **Infraestrutura do sistema inteligente:** O sistema de infraestrutura inteligente é a infraestrutura de energia, informação e comunicação subjacente à REI. Suporta fluxo bidirecional de eletricidade e de informações. Os usuários podem gerar eletricidade usando painéis solares em casas e injetar energia na rede de forma controlada, ou veículos elétricos podem fornecer energia para ajudar a equilibrar as cargas ao entregar energia à rede em momentos de demanda pico.
- **Gerenciamento do sistema inteligente:** fornece serviços avançados de gerenciamento e controle e funcionalidades. A principal razão pela qual a REI pode revolucionar a rede elétrica é a explosão de funcionalidade baseada em sua infraestrutura inteligente. O sistema de gestão inteligente aproveita a infraestrutura inteligente para perseguir vários objetivos avançados de gerenciamento. A maioria desses objetivos está relacionada à melhoria da eficiência energética, equilíbrio entre a oferta e a demanda, controle de emissões e redução de custos operacionais.
- **Proteção do sistema inteligente:** fornece análise avançada de confiabilidade da rede, proteção contra falhas e serviços de proteção de privacidade e segurança. Aproveitando a infraestrutura inteligente, a REI não deve apenas ter um sistema de gerenciamento mais inteligente, mas também oferecer um sistema de proteção mais inteligente que possa oferecer suporte mais eficaz e eficiente aos mecanismos de proteção contra falhas, solucionar problemas de segurança cibernética e preservar a privacidade.

6.3.1 Medição Inteligente

Um elemento importante da infraestrutura das redes elétricas inteligentes consiste nos sistemas de medição inteligente (AMI - *Advanced Metering Infrastructure*). Esses sistemas são fundamentais para gerenciar de uma forma eficiente os dados de consumo dos usuários de baixa tensão e da

geração dos micro e mini-agentes de geração. O AMI consiste em um sistema integrado de medidores inteligentes, comunicação bidirecional, controle inteligente e gerenciamento de dados em uma estrutura que permite medir, coletar e analisar informações sobre o consumo de energia para um grande número de consumidores em uma base horária ou inferior. Ter um sistema de medição com tais recursos traz benefícios não só na modernização do sistema de cobrança (em comparação com o atual), mas também abre a porta para várias aplicações de RLD, razão pela qual o AMI é considerado um elemento viabilizador das Redes Elétricas Inteligentes (Mohassel et al., 2014).

Através do AMI é possível: i) definir com precisão o perfil de consumo de energia dos usuários; ii) detectar interrupções de energia rapidamente e informar precisamente a região afetada; iii) oferecer um bom cenário para a integração de Geração Distribuída (GD); iv) criar serviços de valor agregado; v) implementar estratégias de RLD para modificar a curva diária de carga elétrica, entre outros (Ahmad, 2011; Gerwen et al., 2006).

Várias iniciativas AMI foram realizadas no mundo todo. Para vários países europeus, os sistemas AMI são interessantes para estabelecer melhores condições para a integração de geração distribuída. O caso brasileiro parece ser mais parecido com os casos italianos e espanhóis, onde a redução de perdas técnicas e não técnicas é o principal motivador (CGEE, 2012; Mohassel et al., 2014). Atualmente, o Brasil está em estágio inicial do desenvolvimento de AMI, algumas experiências foram realizadas, principalmente correlacionadas com projetos P&D da ANEEL, conforme listado no (CGEE, 2012).

6.3.2 Incentivos para a Implantação de Redes Elétricas Inteligentes

As REI permitem dotar a rede de dispositivos de armazenamento de energia para uso conjunto com fontes intermitentes, prepara a rede elétrica para suportar a crescente demanda futura de veículos elétricos, permite realizar ações de resposta pelo lado da carga do sistema e eventualmente auxilia na redução da emissão de gases decorrentes da produção de energia elétrica com recursos fósseis. Como mencionado, o conceito de REI é bastante abrangente, não havendo uma definição única adotada, e o objetivo de seu desenvolvimento também varia nos diferentes países. Por exemplo, nos EUA o objetivo principal é abordar o envelhecimento de suas redes, melhorar a qualidade de serviço, gerar empregos e fomento da indústria e aumentar a interação com o usuário. O foco principal na Europa é o de promover o uso de energias renováveis e diminuir a dependência de combustíveis fósseis para uma maior segurança energética (Mohassel et al., 2014). No caso do Brasil, o objetivo pode ser considerado como englobando tanto os motivos americanos quanto os europeus sob os pontos de vista das concessionárias, dos consumidores e do agente regulador, com destaque para: reduzir as perdas técnicas e comerciais (fraudes); melhorar a qualidade do serviço prestado pelas distribuidoras; reduzir os custos operacionais; melhorar o planejamento da expansão da rede; melhorar a gestão dos ativos; promover a eficiência energética e fomentar a inovação e a indústria tecnológica (Viviescas et al., 2017).

6.4 Principais Iniciativas

As redes elétricas inteligentes constituem, na atualidade, uma temática de elevada relevância para o setor elétrico. Ao redor do mundo podem ser encontrados exemplos de projetos pilotos e de projetos de implantação de tecnologias pertencentes ao conceito de REI. Isso porque existe interesse por parte de entidades governamentais, concessionárias, fabricantes e da comunidade acadêmica por conhecer os impactos e benefícios que a implantação de sistemas de REI acarreta.

Dentro das diferentes tecnologias das REI, a área de medição inteligente é aquela que tem apresentado maior grau de desenvolvimento na atualidade. Este fato coincide com a discussão do capítulo anterior, na qual foi destacado o papel dos sistemas AMI como facilitadores das outras tecnologias pertencentes às REI. Os maiores investimentos têm sido realizados nas regiões da União Europeia e nos Estados Unidos.

6.4.1 União Europeia e Estados Unidos

A medição inteligente é a área onde o progresso mais significativo tem sido efetuado na Europa. Desde o ano 2002 (até o ano 2014) foram efetuados 459 projetos de REI na União Europeia. O Reino Unido, a Alemanha, a França e a Itália são os principais investidores nestes projetos. A Dinamarca, por sua parte, é o país maiormente envolvido em projetos de P&D, apoiando um grande número de projetos de pequena escala (Giordano et al., 2013).

De modo geral, pode-se dizer que a principal motivação Europeia nas REI está dentro do contexto do programa “EU’s 20-20-20”⁹, onde as REI são vistas como um facilitador para atingir o potencial de eficiência energética, assim como para facilitar a inserção de fontes renováveis na matriz energética da região. Iniciativas como o *Smart Grids European Technology Platform* (ETP) e o *European Electricity Grid Initiative* (EEGI) foram criadas para elaborar planos de desenvolvimento com foco claro para as REI. Estes programas incluem representantes da indústria, operadores dos sistemas de transmissão e de distribuição de energia, centros de pesquisa e agentes reguladores.

Possuindo a maior economia, e um dos maiores consumos de eletricidade do mundo, os Estados Unidos estão realizando esforços para aumentar a eficiência de suas redes elétricas. Neste contexto, as REI surgem como uma oportunidade para realizar este aprimoramento, melhorar a qualidade do serviço e aumentar a interação com o usuário (Xue-Song et al., 2010). Nos projetos de demonstração de tecnologias de REI realizados nos EUA pode-se notar que a redução da demanda de pico é geralmente um objetivo comum.

6.4.2 América Latina

A adoção das tecnologias de REI tem algumas barreiras no caso Latino-americano, em contraste com os casos Europeu e Norte-americano como é o baixo consumo de energia per capita, o menor número de projetos piloto ou de demonstração e a incerteza na recuperação dos investimentos

⁹ Programa Europeu focado em reduções de 20% das emissões de gases *GHG*, aumento em 20% de geração de energia por meio de fontes renováveis e aumento em 20% da eficiência energética até o ano 2020.

requeridos. No entanto, recentemente, os países Latino-americanos têm voltado sua atenção e recursos nesta área. A integração de fontes renováveis de energia, o melhoramento da eficiência do sistema e a redução de perdas (especialmente as não técnicas) são considerados como os principais motivadores.

Na região, o Brasil se caracteriza como o país com maior número de iniciativas. Similar ao ocorrido nas experiências Europeias e Norte-americanas, os projetos pilotos desenvolvidos até agora têm sido relevantes de modo grupal para avaliar os possíveis benefícios de uma implantação massiva das tecnologias de REI (CGEE, 2012).

No Brasil, a geração distribuída está regulada desde o ano 2012. O modelo adotado é o sistema de compensação de energia ou *net metering* (ANEEL, 2012), arranjo no qual a energia excedente da unidade consumidora com geração distribuída é injetada na rede e emprestada gratuitamente à concessionária local. Esse empréstimo é abatido com energia fornecida pela concessionária ao consumidor nos momentos de insuficiente auto-geração. Modificações na regulamentação no final do ano 2015, ampliaram os benefícios para essas unidades e ocasionaram uma forte tendência de aumento, totalizando 130 MWp em junho de 2017 (Aneel, 2017). Adicionalmente, o Brasil apresenta dois componentes importantes na hora de impulsionar o equilíbrio econômico da geração solar distribuída (que é o tipo de geração distribuída com maior capacidade instalada): A recente alta nas tarifas reguladas e os bons níveis de insolação.

Outros países da região como México, Colômbia, Chile e Argentina também têm demonstrado interesse nas REI ao ponto de desenvolver seus *roadmaps* para a integração dessas tecnologias. A Tabela 4, mostrada a seguir, apresenta uma lista não-exclusiva de exemplos de projetos relevantes de REI na região da América Latina.

Tabela 4. Projetos de REI na América Latina (Fraunhofer Chile Research et al., 2014; MCTI; JRC, 2014; UPME, 2017; SENER, 2016; Lee et al., 2012).

Denominação/descrição do projeto	Resultados destacáveis
<p>Cidades do Futuro – Sete Lagoas/MG, Cemig Distribuição (2010- 2015).</p> <p>Automação de redes de distribuição; Medição inteligente; Gerenciamento e integração de geração distribuída e relacionamento com o consumidor.</p> <p>Consumidores residenciais urbanos e rurais, comerciais e industriais.</p>	<p>Foi realizado um aporte de R\$ 25,3 milhões (recursos P&D ANEEL).</p> <p>O piloto abrange 8.000 consumidores de energia em uma região com 23 mil km de rede, formada por duas subestações e oito alimentadores.</p> <p>4.200 medidores inteligentes instalados na baixa tensão.</p>
<p>Smart Grid Light (2010-2015) – Rio de Janeiro</p> <p>Medição inteligente de energia; Resposta pelo lado da demanda; Automações residenciais; Inserção de geração distribuída; microrredes; Sistemas de recarga para veículos elétricos e híbridos; Automação de rede de distribuição e Eficiência energética.</p>	

Parintins – Eletrobras Medição inteligente e tarifa variável; Automação da distribuição e geração distribuída.	Foram instalados cerca de 3.500 medidores com funções de medição de variáveis elétricas, memória de massa, corte e religamento remotos e comunicação. Sistema fotovoltaico com capacidade de 120 kWp.
Cidade Inteligente - Búzios - AMPLA Medição inteligente; automação de distribuição; geração renovável; mobilidade elétrica, armazenamento de energia, prédios inteligentes e conscientização de cidadãos.	Aprendizado relativo à operação, infraestrutura, custos, impactos econômicos, impactos socioambientais e qualidade de serviço das tecnologias empregadas. Previsão de: Instalação de 10.000 medidores inteligentes, nove painéis solares de 5 kWp, quatro aerogeradores com eixo vertical de 2 kW e um aerogerador com eixo horizontal de 1 kW. Disponibilização de quatro carros elétricos, 40 bicicletas elétricas e um barco de pequeno porte elétrico.
Fernando de Noronha – CELPE Medição inteligente.	831 unidades consumidoras do grupo B com medição inteligente. Instalação de geração distribuída solar e eólica.
Projeto InovCity, Aparecida – EDP BANDEIRANTE Medição inteligente; carregamento de veículos elétricos, microgeração, eficiência energética, automação de rede, telecomunicações e avaliação da aceitação dos consumidores.	
Paraná Smart Grid – COPEL Projeto piloto de medição inteligente integrado com medição de água e de gás; Automação da distribuição.	Fase i: 2.000 medidores incluindo 487 medidores de gás e 64 medidores de água. Fase ii: Aproximadamente 10.000 medidores.
São Luiz do Paraitinga/ SP - ELEKTRO Medição Inteligente, RLD.	Teste das tecnologias e avaliação dos principais impactos nos processos técnico-operacionais e nas mudanças de hábito dos consumidores.
Eletropaulo Digital - São Paulo - AES ELETROPAULO Medição inteligente e configuração automática da rede.	2.000 clientes com soluções de medição inteligente na primeira etapa. 2.100 famílias na segunda etapa. A concessionária pretende investir mais de R\$ 70 milhões num projeto que contemplará 60 mil clientes.
Projeto piloto <i>eliminación de ilícitos eléctricos</i> – México (2013) Medição inteligente para combater perdas não técnicas; Controle da qualidade de energia.	O projeto tem três fases: i) 600 medidores, ii) 3.100 medidores e iii) 120.000 medidores.
Programa de Redes Eléctricas Inteligentes (2016) – México	i) 15.300 equipamentos de média tensão instalados para dezembro de 2015 no interior do país e 5.000 no Vale do México. A meta consiste em diminuir o Tempo de Interrupção de 35,8 minutos/ano para 33,4 minutos/ano.

<p>Programa Nacional de desenvolvimento, alinhado às REI. Os projetos efetuados podem ser encaixados numa das seguintes áreas:</p> <p>i) Automação dos sistemas de distribuição;</p> <p>ii) Sistema de Informação geográfica;</p> <p>iii) Infraestrutura de medição avançada;</p> <p>iv) Sistema de monitoramento de qualidade de energia.</p>	<p>ii) Estandarização de uma plataforma de informação que permita o uso de dados geo-referenciados.</p> <p>iii) Orçamento de US\$ 104 milhões, a previsão é de substituição de 1,8 milhões de medidores para 2020.</p> <p>iv) Orçamento de US\$ 50 milhões.</p>
<p><i>Honeywell</i> – México</p> <p>Medição inteligente e RLD.</p>	<p>200 mil medidores inteligentes em conjunto com a infraestrutura de comunicações necessária para habilitar funções de gerenciamento.</p>
<p><i>Smartcity</i> Santiago - Chile (Enel distribuição)</p> <p>Primeiro piloto de cidade inteligente no Chile.</p> <p>Objetivo: avaliação da interoperabilidade de diversas soluções de REI num parque empresarial.</p>	<p>100 medidores inteligentes, automação de redes de média tensão, mobilidade elétrica e geração renovável.</p>
<p><i>Microgrid</i> Huatacondo (Chile)</p> <p>Microrrede, RLD.</p>	<p>Sistema conformado por geração fotovoltaica (23 kWp), armazenamento por baterias de chumbo (40kVA), geração eólica (3 kWp) e resposta pelo lado da demanda.</p> <p>O consumo de Diesel para esta rede isolada diminuiu em 50%.</p>
<p><i>Redes Inteligentes en Colombia</i> (Colômbia) (UPME, 2017).</p> <p>i) Criação do mapa de rota (<i>roadmap</i>).</p> <p>ii) Programas pilotos de medição inteligente por parte das principais concessionárias de distribuição do país, RLD.</p> <p>iii) Microrredes inteligentes em universidades como UPB, Universidade Nacional e Universidade dos Andes.</p>	<p>i) Relação das opções tecnológicas disponíveis para a Colômbia na área de REI e os benefícios esperados. Insumo importante para a tomada de decisões.</p> <p>ii) Redução de perdas de energia e adoção de modelos que garantem a interoperabilidade.</p> <p>iii) Avaliação de aplicações de geração distribuída, armazenamento de energia, resposta de demanda.</p>
<p><i>Sistema Integrado para la Gestión de la Distribución Eléctrica (SIGDE)</i> – Ecuador</p> <p>Introdução de tecnologias de telecomunicação nas redes elétricas; Adoção de um modelo de informação geral e comum.</p>	<p>Incorporação de 2,4 milhões de usuários no sistema de gestão de interrupções.</p> <p>20.000 medidores inteligentes instalados em Guayaquil.</p>
<p>Experiências em Uruguai</p>	<p>30 veículos elétricos na cidade de Montevideo.</p> <p>Instalação de 1.000 MW de energia eólica conectada na rede elétrica, atendendo 20% da demanda de eletricidade do país.</p>

7 O Papel do Armazenamento na Integração das Fontes Intermitentes

7.1 Benefícios

Os sistemas de armazenamento de energia podem desempenhar um papel importante na superação de muitas dificuldades associadas à integração de energias renováveis variáveis na rede. As funções que as tecnologias de armazenamento podem exercer incluem uma ampla gama de aplicações, dentre elas o gerenciamento de energia e a manutenção da qualidade da potência elétrica fornecida. Exemplos de aplicações no gerenciamento de energia são a suavização do pico da curva de carga (*peak shaving*) e o *time shifting* (armazenamento da energia em momentos de baixa demanda para descarga quando a demanda for alta). Em se tratando de qualidade da potência, as tecnologias utilizadas precisam ter um tempo de resposta muito rápido (milissegundos) (Luo et al., 2015). Muitos sistemas de armazenamento possuem a capacidade de responderem imediatamente a sinais de comando, o que os torna bons candidatos para atuarem em sinergia com energias renováveis (Katsanevakis et al., 2016).

O armazenamento de energia pode, igualmente, ser útil no suporte de frequência. Uma queda rápida na frequência ou um desvio de frequência (em relação à frequência projetada) decorrente de variações do recurso renovável, podem danificar os equipamentos, levando a consequências para o sistema. Esse desequilíbrio entre geração e carga pode ser reduzido com o uso de sistemas de armazenamento de energia, para compensar uma redução súbita no suprimento (Kousksou et al., 2014; IEA, 2014).

Em períodos médios a longos, os armazenamentos de grandes volumes permitem reduzir desequilíbrios de energia sazonais. As aplicações que envolvem armazenamento sazonal podem desempenhar um papel importante para possibilitar uma alta penetração de energias renováveis variáveis futuramente em sistemas elétricos. Para desempenhar tal papel, as tecnologias devem possuir uma elevada capacidade de armazenamento e taxas muito baixas de perdas por auto descarga. Atualmente, as mais comuns tecnologias para armazenamento sazonal conectadas à rede são usinas hidrelétricas reversíveis (Gallo et al., 2016).

Da mesma forma que a geração flexível, o armazenamento de energia também é capaz de atuar prontamente para contribuir no gerenciamento da operação de sistemas elétricos com elevada participação de fontes intermitentes, agindo como “fonte geradora”. Porém, o armazenamento ainda possui a vantagem de poder desempenhar a função de carga, o que possibilita aproveitar o excedente de eletricidade produzido pelas fontes renováveis de energia, além de evitar ameaças à segurança da operação da rede elétrica. Portanto, o armazenamento é um mecanismo ideal para complementar a variabilidade das energias renováveis, criando demanda durante períodos de excesso e servindo de suprimento durante a escassez (IEA, 2014).

O aproveitamento do excedente gerado por fontes renováveis é uma questão essencial para novos projetos de energias renováveis, pois com este aproveitamento há um aumento da receita associada ao projeto, que pode definir se um empreendimento é viável ou não. De fato, a energia armazenada

pode ser descarregada em momentos de pico da demanda em que os preços de eletricidade são mais altos. Desta forma é possível maximizar os lucros e alcançar uma maior integração das energias renováveis variáveis (Katsanevakis et al., 2016; Barzin et al., 2015).

Em sistemas elétricos com alta penetração de energias renováveis variáveis, as usinas podem ter que gerar de forma diferente da qual foram projetadas. Nestes casos, o armazenamento de energia elétrica pode ser utilizado em sinergia com a geração de plantas concebidas para atuar na base (inflexíveis), evitando operações fora do ideal da usina, como em carga parcial ou paradas não programadas. Sendo assim, a utilização de armazenamento pode fornecer uma geração de base mais econômica (evitando gastos adicionais com combustível por operar fora de seu ótimo), com menos emissões e menor desgaste para os equipamentos (Zakeri & Syri, 2015; Katsanevakis et al., 2016).

Ao contrário da geração flexível, o armazenamento não necessita de combustível fóssil (com exceção do CAES - compressed air energy storage convencional), podendo a energia ser toda proveniente de fontes renováveis. No caso de geração flexível baseada em combustíveis fósseis, esta é dependente de um fornecimento regular, que, em muitos casos, está relacionada a questões geopolíticas que extrapolam assuntos técnicos e operacionais, impactando o suprimento. Os combustíveis também incorrem em custos, muitas vezes altos, devido também à logística para serem transportados ao local em que serão utilizados. Por último, a utilização de armazenamento acarreta em uma menor quantidade de emissões quando comparada à geração flexível baseada em combustíveis fósseis¹⁰.

O armazenamento, por si só, não melhora as previsões de produção das energias renováveis variáveis, contudo pode potencialmente mitigar os erros de previsão, servindo como geração em períodos de insuficiências da produção, atuando como carga durante um excesso inesperado de oferta de energia e fornecendo reservas de resposta rápida, quando necessário (IEA, 2014).

O armazenamento de energia pode reduzir a necessidade de reserva girante (empregada para assegurar o balanceamento e a estabilidade do sistema), ao garantir o fornecimento de potência, durante os períodos de variações repentinas da geração. Além disso, a eletricidade gerada por fontes renováveis, ao ser armazenada e despachada localmente, pode substituir uma parte da energia transportada pela rede, reduzindo as perdas técnicas (IEA, 2014; Katsanevakis et al., 2016).

Apesar de todos os benefícios mencionados, muitas das tecnologias ainda estão em estágio de desenvolvimento. Por isso é importante uma avaliação criteriosa para analisar se são necessários mecanismos adicionais para executar tais funções, de modo a evitar utilizações precipitadas que possam prejudicar o sistema.

7.2 Tecnologias e aplicações de Armazenamento de Energia

Para o armazenamento de energia ser possível, é necessário converter a energia elétrica em alguma outra forma de energia que possa ser armazenada. Este procedimento é realizado em três etapas:

¹⁰ Não estão sendo contabilizadas emissões do ciclo de vida, as emissões citadas se referem somente em relação ao processo.

carga – absorção da energia elétrica das fontes renováveis de energia; conversão – transformação da energia elétrica em outras formas de energia que possam ser armazenadas; e descarga – a energia elétrica é restaurada através de processos de diferentes naturezas com a utilização da energia armazenada e injetada no sistema elétrico. É importante notar também que todos os processos incorrem em perdas, que são diferentes nos variados métodos de conversão e armazenamento, retratadas através das eficiências (Palizban et al., 2016).

As tecnologias de armazenamento podem ser classificadas de acordo com o processo de conversão envolvido, assim como a natureza da energia de entrada e de saída. Segundo Gallo et al. (2016), há duas possibilidades de forma de energia de entrada, energia elétrica e energia térmica (calor ou frio), enquanto há diversas formas possíveis para a energia liberada, não só eletricidade e energia térmica, como também combustíveis gasosos ou líquidos, e outros compostos químicos.

Em relação à natureza da energia que entra e que sai do sistema, as tecnologias de armazenamento podem ser classificadas da seguinte forma: quando a energia de entrada é a eletricidade e a energia de saída são combustíveis gasosos ou líquidos o sistema é do tipo *Power-to-Gas* e *Power-to-Liquids*, respectivamente. Por sua vez, tecnologias que apresentam eletricidade como entrada e como saída, que são o tipo de armazenamento mais utilizado, são classificadas como *Power-to-Power* (Gallo et al., 2016).

7.2.1 Usinas Hidrelétricas Reversíveis

Sistemas hidráulicos com usinas reversíveis são uma tecnologia madura de armazenamento com aproximadamente 340 usinas operando globalmente. Elas compreendem mais de 99% da capacidade total instalada das tecnologias de armazenamento de energia no mundo, o que corresponde a mais de 178 GW (Kousksou et al., 2014; Zakeri & Syri, 2015). No Brasil, há duas usinas hidrelétricas reversíveis: a Usina Traição com 22 MW, e a Usina Pedreiras de 108 MW, ambas no Rio Pinheiros em São Paulo (Portal Brasil, 2014).

As usinas hidrelétricas reversíveis também podem ser consideradas formas de geração flexível, devido ao seu rápido tempo de resposta, podendo desta maneira auxiliar no controle de frequência da rede e prover recurso de reserva (Kousksou et al., 2014; Gallo et al., 2016).

O princípio de funcionamento de uma usina hidrelétrica reversível é baseado em dois reservatórios de água, localizados em diferentes altitudes. O armazenamento de energia é realizado em momentos de alta disponibilidade de energia (elevadas velocidades de vento, por exemplo) utilizando o excesso de energia para o bombeamento da água do reservatório mais abaixo para o reservatório de maior altura, acumulando assim, energia potencial. Desta maneira, em momentos de grande demanda por eletricidade, a água acumulada é liberada, passando por turbinas, para gerar energia elétrica (Suberu et al., 2014; Zakeri & Syri, 2015; Kousksou et al., 2014; Mahlia et al., 2014).

A geração e o bombeamento podem ser realizados utilizando um único equipamento reversível com as funções de bomba e turbina ou por dois equipamentos, cada um com uma das funções supracitadas. A mudança no modo de operação (bombeamento – geração; geração –

bombeamento) pode ocorrer em minutos, e, dependendo das especificidades da unidade, esta troca pode ocorrer de uma a quarenta vezes por dia (Kousksou et al., 2014).

7.2.2 Armazenamento de Energia a Ar Comprimido

Outro tipo de sistema de armazenamento de energia mecânica em comercialização atualmente é o armazenamento de energia a ar comprimido (compressed air energy storage - CAES) (Luo et al., 2015). O princípio básico de funcionamento do CAES convencional é a utilização da energia elétrica em momentos de baixa demanda para comprimir ar e armazenar energia mecânica na forma de ar comprimido. Quando necessário, o ar armazenado é então aquecido, com calor gerado pela queima de um combustível fóssil (geralmente o gás natural), e expandido em uma turbina, para gerar energia elétrica. O armazenamento do ar comprimido pode ser subterrâneo ou em tanques em superfície (Luo et al., 2015; Kousksou et al., 2014; Mahlia et al., 2014; Gallo et al., 2016). A eficiência global do CAES é de cerca de 40% e pode ser aumentada em 12% com a introdução de um recuperador, além de diminuir a dependência de combustíveis fósseis para aquecimento do ar (Zakeri & Syri, 2015).

Dentre as alternativas para armazenagem do ar comprimido, as cavernas de sal, aquíferos naturais e reservatórios de gás depletados são as opções que melhor conciliam custo e eficiência para capacidades de até centenas de MW (Zakeri & Syri, 2015). Por este motivo, um dos grandes desafios relacionados à aplicação de armazenamento a ar comprimido é a existência de formações geológicas adequadas na localidade de sua utilização.

O sistema CAES pode ser projetado para pequenas e para grandes capacidades, além de poder trabalhar para suavizar a potência gerada a partir de fontes renováveis intermitentes, evitando prejuízos ao sistema. Isso pode ser realizado pois a tecnologia CAES pode fornecer um rápido tempo de resposta, que o permite realizar partidas e paradas frequentes, além de seu bom desempenho operando em carga parcial (Mahlia et al., 2014). Desta maneira, é possível utilizar as plantas de CAES de grande escala para aplicações de *time shifting* (armazenar em momentos de excesso de geração para descarregar em momentos de grande demanda), para a suavização do pico da curva de carga (*peak shaving*) e controle de frequência e de tensão (Luo et al., 2015).

O uso de CAES não é muito difundido, há somente duas plantas construídas no mundo atualmente, uma na Alemanha (de 290 MW) e a outra nos EUA (110 MW). Uma vez que as perdas por auto descarga¹¹ do sistema são muito baixas, o CAES é considerado adequado para aplicações de longo prazo de armazenamento, podendo competir com as usinas hidrelétricas reversíveis (Kousksou et al., 2014).

7.2.3 Supercondutores e os Supercapacitores

A terceira forma de armazenamento de energia, utiliza dispositivos para criar um campo elétrico ou um campo magnético. Dentre os exemplos estão os supercondutores e os supercapacitores (IEA, 2014).

¹¹ A auto descarga de um sistema de armazenamento se refere à descarga que se processa sem que o sistema esteja ligado alimentando alguma carga.

Os supercondutores de energia são dispositivos que armazenam energia elétrica em um campo magnético sem conversão em formas químicas ou mecânicas. Em aplicações comerciais (na faixa de MW), este tipo de tecnologia possui uma eficiência muito alta. Assim como a bateria, um sistema de armazenadores supercondutores de energia fornece uma resposta rápida tanto para carga quanto para descarga. Contudo, apesar de suas vantagens tecnológicas, existem poucos sistemas de armazenadores supercondutores de energia, devido ao alto custo (Kousksou et al., 2014).

7.2.4 Hidrogênio

O armazenamento de energia na forma química é capaz de prover armazenamento sazonal em grande escala, da mesma forma que os tipos de armazenamento de energia mecânica mencionados. Os sistemas do tipo Power-to-gas se destacam para esta aplicação, e já possuem plantas piloto em diversos países (Gallo et al., 2016).

Segundo Kyriakopoulos et al. (2016) e Kousksou et al. (2014), sistemas deste tipo são uma das tecnologias de armazenamento mais promissoras, pois são capazes de interligar grandes setores de energia, como transportes e eletricidade, possuindo um papel importante para a integração das fontes renováveis variáveis.

A tecnologia Power-to-gas se baseia em armazenar a energia elétrica na forma de gás para posteriores fins energéticos. Os principais elementos para o armazenamento de hidrogênio utilizando a tecnologia Power-to-gas são um eletrolisador, para produção de hidrogênio com utilização da energia elétrica de entrada; o próprio sistema de armazenamento de hidrogênio; e um sistema de conversão para transformar a energia química armazenada no hidrogênio de volta em energia elétrica. Estes sistemas de conversão para restauração da energia elétrica podem ser uma turbina a gás (diferente da turbina a gás convencional, devido às propriedades do hidrogênio) ou uma pilha a combustível, por exemplo (Kousksou et al., 2014). Segundo Suberu et al. (2014), as pilhas a combustível são uma das principais tecnologias para o desenvolvimento de uma futura economia baseada em hidrogênio.

As pilhas a combustível têm sido utilizadas nas últimas duas décadas para diferentes finalidades, principalmente em veículos (para substituição de motores de combustão interna) e para fornecimento de energia em sistemas estacionários e aplicações portáteis (Suberu et al., 2014). Todavia, a produção de hidrogênio para armazenamento de energia associada à utilização de pilhas a combustível ainda está no estágio de desenvolvimento e demonstração. A redução de custos e o desenvolvimento de melhorias na durabilidade do sistema são essenciais para implantar esta tecnologia em aplicações de armazenamento de energia em larga escala (Luo et al., 2015; Suberu et al., 2014; Kousksou et al., 2014).

7.2.5 Baterias

Os sistemas de armazenamento em baterias (Battery energy storage system - BESS) têm atraído grande atenção nos últimos anos. As baterias não só podem ser utilizadas para aplicações de curto prazo, como melhorar qualidade da potência por exemplo, mas também podem ser aplicadas para utilização a longo prazo, como o gerenciamento de energia (Hemmati & Azizi, 2017).

As baterias (Battery energy storage system - BESS) são dispositivos que armazenam energia utilizando reações eletroquímicas para a realização da carga e da descarga. No interior das baterias, a energia elétrica é convertida em energia química durante o período de carga para ser armazenada e o processo inverso é realizado para a descarga de energia (Suberu et al., 2014; Kousksou et al., 2014). Uma bateria consiste de uma ou várias células conectadas em série e/ou em paralelo, dependendo da tensão e capacidade desejadas (Blood, 2016; Kousksou et al., 2014; Luo et al., 2015). Cada célula contém dois eletrodos (um anodo e um catodo) e um eletrólito, para a condução dos íons. Durante a descarga, as reações eletroquímicas que ocorrem nos dois eletrodos geram um fluxo de elétrons que fluem do anodo para o catodo, gerando eletricidade para um circuito externo. Para a bateria ser carregada, deve-se aplicar uma tensão nos eletrodos, para a ocorrência da reação inversa (Luo et al., 2015; Kousksou et al., 2014). A principal diferença entre os tipos de bateria está nos materiais que compõe os eletrodos e os eletrólitos, que irão determinar a aplicação da bateria (Kousksou et al., 2014).

Historicamente, as baterias de chumbo ácido se mantiveram na liderança do mercado de baterias, mesmo com sua baixa densidade energética. Isso se deve, em grande parte, ao seu custo extremamente baixo e à sua avançada maturidade tecnológica. Por outro lado, as baterias de Ferro-Níquel e de Sódio-Enxofre (NaS) possuem a vantagem de um longo tempo de vida útil, o que diminui seu custo nivelado. Já as baterias de íons lítio representam a tecnologia de maior densidade energética, contudo seu alto custo e complexidade impõe limitações no seu uso (Subburaj et al, 2015). As baterias de íons lítio são uma tecnologia relativamente nova.

Há uma expectativa de crescimento tanto do mercado das baterias de chumbo ácido quanto das de íon lítio nos próximos anos, contudo as baterias de íon lítio devem superar as de chumbo ácido em algumas áreas, como por exemplo, em áreas em que massa, densidade energética e tempo de vida útil são fatores críticos (Diouf & Pode, 2015). De acordo com Diouf & Pode (2015) e Kyriakopoulos et al. (2016), devido às características técnicas das baterias de íons lítio, elas têm potencial de revolucionar a indústria das energias renováveis no geral, desde que haja uma redução em seus custos, a ponto de torná-las acessíveis para os sistemas de energia.

As baterias são a tecnologia de armazenamento mais difundida para aplicações em sistemas energéticos (Subburaj et al, 2015). O armazenamento de energia com a utilização de baterias pode auxiliar no bom funcionamento da rede, de forma a prover energia de reserva em momentos em que haja uma queda abrupta no fornecimento, devido por exemplo, a variações na geração renovável. Outras possíveis aplicações para auxílio na integração de energias renováveis variáveis são: sobrecarga da transmissão (energia é armazenada na bateria durante períodos em que a transmissão é insuficiente e descarregada quando há capacidade para ser transmitida); *time shifting* (armazenar energia gerada em períodos de baixa demanda para descarregar quando a demanda e os preços de energia forem altos); suporte à frequência de rede (descarga da bateria para fornecer suporte de curta duração de modo a manter a frequência da rede constante, em caso de desequilíbrio entre geração e carga)(Subburaj et al, 2015).

Dependendo da aplicação desejada, pode-se variar a configuração das baterias e do sistema, de modo a prover uma diversidade de benefícios para a qualidade da rede. Alguns arranjos podem

fornecer respostas rápidas para manter a estabilidade de frequência da rede, enquanto outros podem manter uma longa descarga de energia para a realização do balanceamento da carga ou suavização do pico ou *backup* de energia, quando se trata de *microgrid* (Blood, 2016).

Além de auxiliar no gerenciamento de sistemas de energia, as baterias também têm sido muito utilizadas em dispositivos eletrônicos portáteis e em veículos elétricos e híbridos (Suberu et al., 2014; Luo et al., 2015). Isto se deve em parte ao seu tamanho compacto, quando comparado às outras formas de armazenamento, como ar comprimido e hidrelétricas reversíveis, por exemplo (Subburaj et al, 2015). Outra vantagem das baterias é que esses sistemas podem ser instalados em uma diversidade de lugares, sem depender da geografia e de aspectos físicos da localidade. As capacidades das baterias variam desde menos de 100 kW, podendo chegar a vários MW em termos de potência, e entre centenas de kWh a dezenas de MWh em se tratando de energia.

Entretanto, atualmente, altos custos de manutenção e relativamente baixos números de ciclos são considerados as principais barreiras para a implementação de instalações em grande escala de baterias. Outros fatores que limitam a instalação desta tecnologia de armazenamento são a baixa densidade energética das tecnologias mais maduras, capacidade de descarga limitada e o descarte e reciclagem daquelas baterias que contém em sua composição materiais tóxicos (baterias de chumbo, por exemplo) (Luo et al., 2015; Kousksou et al., 2014).

O aprimoramento das tecnologias de baterias é um fator crítico para diversas aplicações desde veículos elétricos até utilização no gerenciamento de energia. A melhora na *performance* das baterias depende do desenvolvimento de materiais para os componentes da bateria (Kousksou et al., 2014). De acordo com Kyriakopoulos et al. (2016), para que seja possível o desenvolvimento futuro da tecnologia de baterias em aplicações de grande escala, é necessário que haja no mercado múltiplos fabricantes de modo a impulsionar o crescimento e a obtenção de economia de escala das baterias.

O desenvolvimento de indústrias cujos produtos dependem de baterias, como automóveis elétricos, bicicletas elétricas, eletrônicos e outras aplicações são uma oportunidade para a melhoria das tecnologias das baterias e diminuição dos seus custos. Segundo Diouf & Pode (2015), no momento o mercado de carros elétricos se mostra como o maior impulsionador para o desenvolvimento de baterias de íons lítio, capaz de transformar os sistemas que utilizam energias renováveis.

7.3 Uso de Veículos Elétricos/Plug in para Armazenar e Suprir Energia e Serviços Ancilares para o Grid

O veículo elétrico traz um duplo benefício ao meio ambiente: além de permitir a redução das emissões de gases poluentes, sobretudo em países em que a geração de eletricidade é gerada a partir de fontes renováveis de energia, ele pode facilitar a integração das fontes intermitentes ao sistema elétrico. De fato, as baterias de veículos elétricos/plug in podem ser utilizadas como unidades de armazenamento de energia para fornecer serviços ancilares à rede, podendo assim, ser integradas com energias renováveis para responder às flutuações da demanda e da oferta de energia (Zhao et al., 2016; Borba et al., 2012; Habib et al., 2015; Mwasilu, et al., 2014). Segundo Mwasilu, et al. (2014), a maioria dos veículos permanece estacionado durante 95% do tempo.

Quando estacionados, os veículos podem permanecer conectados à rede, estando a postos para fornecer a energia armazenada em suas baterias. Para operar este sistema, conhecido como *Vehicle to Grid* (V2G), o operador da rede utiliza dispositivos de comunicação, de modo a controlar e gerenciar o fluxo de potência entre a bateria dos carros elétricos e a rede.

O conceito V2G pode contribuir para a melhoria do desempenho do suprimento de energia elétrica em termos de eficiência, confiabilidade e estabilidade das redes de distribuição. À luz do V2G, os veículos elétricos/plug in possuem funcionalidade tanto de carga quanto de armazenamento. Em momentos em que os veículos estejam conectados à rede de distribuição, a bateria dos veículos pode ser utilizada como suporte à rede, provendo serviços ancilares, tais como, suavização da curva de pico (*peak shaving*), reserva girante e regulação de tensão e de frequência, quando for necessário (Mwasilu, et al., 2014; Borba et al., 2012; Habib et al., 2015). Ao mesmo tempo, é possível armazenar a energia proveniente de fontes renováveis intermitentes quando estas estiverem gerando acima da carga. De fato, os veículos elétricos/plug in podem desempenhar um papel importante como uma carga flexível, capaz de se ajustar conforme as necessidades do sistema. Isto se deve ao fato de que a capacidade das baterias em relação à média da distância percorrida em um dia permite que o processo de abastecimento do veículo seja controlado ou postergado por algumas horas ou até mesmo dias. Desta maneira, é possível obter uma flexibilidade pelo lado da demanda que pode ser efetivada com o desenvolvimento da tecnologia de Redes Inteligentes (*Smart Grids*) (Verzijlbergh, et al., 2014; Schuller et al., 2015).

A interação entre os veículos elétricos/plug in e a rede via V2G pode se dar de maneira unidirecional ou bidirecional. Quando o fluxo de potência procede de maneira unidirecional, esta direção é somente da rede para o veículo. Nesta modalidade, é utilizado o sistema de comunicação entre o operador da rede e o veículo para, quando necessário, aumentar a taxa de carregamento do veículo, de modo a evitar sobrecargas na rede, por exemplo. Na forma bidirecional, a energia flui também do veículo para a rede, o que proporciona uma maior flexibilidade para o controle da bateria, permitindo o despacho da energia, quando conveniente, de modo a melhorar a confiabilidade do sistema (Tan et al., 2016; Mwasilu, et al., 2014).

Em seus estudos, Tarroja et al. (2014) concluíram que os benefícios do desenvolvimento conjunto de veículos elétricos/plug in com energias renováveis dependem do nível de penetração das energias renováveis; em sistemas com baixa participação das renováveis as vantagens são maiores, devido à suavização causada pelos veículos elétricos na carga residual. Em contrapartida, os benefícios são diminuídos quando o grau de penetração das energias renováveis é elevado, pois a capacidade de carga dos veículos elétricos é pequena se comparada à escala das flutuações das fontes renováveis que devem ser mitigadas. Schuller et al. (2015) sugerem que a utilização de veículos elétricos/plug in para o fornecimento de serviços à rede é uma opção viável para curtos períodos de tempo. Contudo, no caso de sistemas de energia com altas penetrações de energias renováveis, seriam necessárias tecnologias adicionais de armazenamento de longo prazo.

Habib et al. (2015) considera duas como as principais conexões que fazem um veículo elétrico operar de modo a fornecer energia para a rede: a primeira é uma conexão com a rede elétrica, utilizada para transmitir energia elétrica do/para o veículo. A segunda é uma conexão relativa ao controle

que irá auxiliar na comunicação com os operadores da rede, no sentido de informar quando será necessário o fornecimento de potência e em qual direção o fluxo de potência deve ocorrer. Este controle pode ser feito como um sinal de rádio, celular, conexão direta com a internet ou outras mídias. O envio de pedidos de serviços ancilares é realizado para um certo número de veículos pelo operador do sistema (este sinal pode ir diretamente para cada veículo ou através de uma central conectada a veículos em uma mesma localidade) (Borba, 2012). Desta forma, para a implementação do V2G é imprescindível modificações técnicas tanto nos veículos quanto na infraestrutura do sistema elétrico, sendo necessário o funcionamento pleno das redes inteligentes (Borba et al., 2012; Tan et al., 2016; Habib et al., 2015). Estas modificações, em se tratando de América Latina, se apresentam como uma barreira, devido ao alto investimento necessário para as implantações.

Outra barreira para a implementação do V2G é a dependência de avanços nas tecnologias das baterias. Para a operação do V2G utilizando as tecnologias de baterias disponíveis no mercado, há o desafio do desgaste devido a frequentes ciclos de carga e descarga. Um excesso de ciclos de carga e descarga reduz o tempo de vida útil da bateria, diminui sua capacidade de armazenamento e envolve conversões de energia, que aumentam as perdas de energia. As muitas conversões necessárias para uma grande frota de veículos elétricos podem corroborar em sérias perdas para o sistema elétrico (Habib et al., 2015; Tan et al., 2016).

Em relação à barreira apresentada pelos custos da infraestrutura de Redes Inteligentes (*Smart Grids*), (Borba et al., 2012) sugerem que em um primeiro momento, para evitar os custos das implementações necessárias, seja utilizada uma frota de veículos do governo, de modo a possibilitar o gerenciamento e o controle das operações dos veículos. Em seus estudos, os autores analisaram a possibilidade de utilizar veículos elétricos plug in para fornecer serviços à rede elétrica no Nordeste do Brasil, onde há grande disponibilidade de recursos eólicos. Seus resultados indicaram que isto seria possível com uma frota de 500 mil veículos para o ano de 2015 e 2 milhões de veículos para o ano de 2030, que seriam carregados durante a noite, para o aproveitamento do excedente de energia eólica.

A rede elétrica atual de muitos países em desenvolvimento, como o Brasil, não possui monitoramento em tempo real, controles, correção de falhas, além de possuir outros inconvenientes, como dificuldades em conter as perdas não técnicas e conexões ilegais. Com redes inteligentes, essas dificuldades podem ser contornadas, obtendo um serviço mais rápido, de maior qualidade e mais segurança (Teixeira et al., 2014).

Como destacado nos relatórios anteriores, muitos países da América Latina apresentam um sistema elétrico com considerável participação de fontes renováveis de energia, cujo potencial de crescimento é grande. Desta maneira, a implementação de veículos elétricos se mostra como um auxílio para um futuro sistema elétrico com maiores variações na geração e ao mesmo tempo como uma medida de redução dos níveis de emissões.

7.4 Custos do Armazenamento

Estimar os custos de tecnologias de armazenamento envolve um certo nível de incerteza e complexidade, contudo pode-se dizer que elas ainda apresentam custos elevados. Com exceção de

algumas tecnologias maduras, o uso em grande escala do armazenamento de energia ainda é escasso e os aspectos financeiros relacionados aos sistemas em utilização não são muito retratados na literatura. Ademais, o custo de capital de um sistema de armazenamento de energia específico varia em termos de prazos de construção, da localização da planta e do tamanho do empreendimento. Além disso, uma vez que muitas das tecnologias de armazenamento ainda se encontram nos estágios iniciais de desenvolvimento, é difícil obter informações confiáveis a respeito de mudanças provenientes de avanços tecnológicos e de ganhos de escala (Zakeri & Syri, 2015). Todavia, no geral, as tecnologias ainda em estágio de desenvolvimento são tecnicamente viáveis e possuem um elevado potencial para aplicação em projetos futuros de armazenamento de energia (Luo et al., 2015).

A maturidade tecnológica dos sistemas de armazenamento está relacionada com o nível de comercialização, os riscos das tecnologias e com seus benefícios econômicos. São cinco as categorias de maturidade tecnológica nas quais os sistemas de armazenamento para utilizações em grande escala podem ser classificados: em desenvolvimento; em demonstração; no início da comercialização; comercializado; e tecnologia madura. Dentre as baterias, muitos tipos ainda estão em demonstração, como as de íons lítio, enquanto as NaS já são comercializadas e as de chumbo ácido, por sua vez, são tecnologias maduras. A tecnologia que utiliza o hidrogênio aplicado a pilhas a combustível também está no estágio de demonstração, ao passo que os CAES convencionais são comercializados e as usinas hidrelétricas reversíveis já alcançaram o mais alto nível de maturidade tecnológica para grande escala de armazenamento de energia (Luo et al., 2015).

As diversas tecnologias de armazenamento de energia são muito variadas estruturalmente, e com isso, apresentam uma diferença na formação dos custos. Neste sentido, é importante diferenciar os custos de capacidade (em relação à potência) dos custos de energia (quantidade de energia que pode ser armazenada).

Tabela 5: Características referentes aos custos das diferentes tecnologias de armazenamento

Tecnologia de armazenamento de energia	Custo de capital (potência) (USD/kW)	Custo de energia (USD/kWh)	Maturidade tecnológica	Vida útil
Hidrelétricas Reversíveis	500-4.600	0-200	Madura	40
CAES	400-2.000	2-100	Comercializada	30
Bateria de chumbo ácido	250-840	60-300	Madura	6
Bateria de íons lítio	900-3.500	500-2.300	Em demonstração	15
Bateria NaS	300-2.500	275-550	Comercializada	15
Hidrogênio (pilha a combustível)	1.500 - 3.000	15	Em desenvolvimento/em demonstração	-

Fonte: Elaboração própria, baseado em Kyriakopoulos et al. (2016); Kousksou et al. (2014); Luo et al. (2015); IEA (2014).

Como observado na Tabela 5, as tecnologias das baterias possuem um custo relativamente alto para a energia. Por outro lado, as hidrelétricas reversíveis apresentam um baixo custo para o armazenamento de energia e um elevado custo de capacidade, o que faz com que esta tecnologia seja adequada para aplicações que necessitem de um maior armazenamento em relação à potência requerida (IEA, 2014). Da mesma forma, as tecnologias de hidrogênio e o CAES se mostram com os menores custos de energia.

Analisando o custo do ciclo de vida (LCC), os armazenamentos de energia na forma mecânica, como CAES e hidrelétricas reversíveis, ainda são as opções que melhor conciliam custo e eficiência para o armazenamento de grandes quantidades de energia (Zakeri & Syri, 2015; Kyriakopoulos et al., 2016). O CAES convencional apresenta custos de capital menores em comparação com usinas hidrelétricas reversíveis, mas maiores custos operacionais devido ao uso de combustível (Gallo et al., 2016). Os estudos de Klumpp (2016), concluíram que nos cenários de implantação de armazenamento de curto prazo e armazenamento de médio prazo, hidrelétricas reversíveis são a tecnologia de armazenamento mais rentável, seguida do CAES. Nestes cenários de implantação, o armazenamento de hidrogênio não é competitivo em termos de custos. Seus custos nivelados de eletricidade (LCOE) podem chegar a 2-6 vezes os das hidrelétricas reversíveis e do CAES. No entanto, quando o sistema de armazenamento de hidrogênio é projetado para aplicações de longo prazo, a situação muda e a performance do hidrogênio melhora (Klumpp, 2016).

Contudo, os custos ambientais e os custos de contingência de projeto relacionados a CAES e usinas hidrelétricas reversíveis podem aumentar o total despendido. A incerteza em relação ao custo do ciclo de vida da tecnologia CAES também pode aumentar caso o combustível e os custos de emissão não puderem ser consistentemente estipulados para a vida útil do sistema (Zakeri & Syri, 2015). Além disso, essas tecnologias nem sempre podem ser aplicadas, pois é necessário uma localidade com características físicas favoráveis, permissões ambientais e proximidade a linhas de transmissão (Kyriakopoulos et al., 2016).

Para as duas tecnologias de armazenamento já estabelecidas, usinas hidrelétricas reversíveis e CAES, não são esperadas diminuições significativas em seus custos em um futuro próximo, devido ao seu nível de maturidade tecnológica e experiências de aplicação em todo o mundo (Klumpp, 2016; Zakeri & Syri, 2015).

Com relação ao hidrogênio, tem que se olhar toda a cadeia: a conversão de eletricidade em hidrogênio, o armazenamento e a conversão de volta do hidrogênio em eletricidade.

Em relação ao processo de conversão de eletricidade em hidrogênio, a eletrólise, também pode ser realizada por diversas maneiras com diferentes custos e eficiências associadas. Segundo Schiebahn et al. (2014), os três tipos de eletrólise existentes são a eletrólise alcalina (AEL), eletrólise com membrana de polímeros (PEM) e a eletrólise a altas temperaturas com eletrólito de óxidos sólidos (SOEC). Dos três tipos, a eletrólise alcalina é a mais consolidada e melhor compreendida (Götz et al., 2015) e pode alcançar eficiências de até 67% (Schiebahn et al., 2014).

No que diz respeito ao armazenamento, estima-se que o custo do armazenamento em superfície seja em torno de 11 €/kWh, enquanto que o armazenamento subterrâneo seja cerca de 0.002–0.41 €/kWh (Zakeri & Syri, 2015).

Por fim, o processo final de conversão do hidrogênio de volta em eletricidade também influenciará no custo. O custo de capital total de sistemas à base de hidrogênio indica uma grande diferença quando são utilizadas turbinas a gás (1570 €/ kW) e sistemas com pilha a combustível (3240 €/ kW), por exemplo (Zakeri & Syri, 2015).

As baterias, por sua vez, apesar de ainda caras, tem grande potencial para redução de custos. De forma geral, há uma grande expectativa em relação a baterias de íons lítio para aplicações em grande escala, devido à queda nos preços e aos avanços tecnológicos no sentido de ampliar a vida útil, utilização de novos materiais e aprimoramento da sua segurança. Um dos grandes motivos da queda dos preços é o aumento da demanda da indústria de veículos elétricos. Segundo Goodenough (2015), é possível que as baterias de íons lítio atinjam um custo competitivo para veículos elétricos em meados de 2020.

Segundo estudos de Nykvist & Nilsson (2015), os custos estimados das baterias de íons lítio diminuíram cerca de 14% ao ano entre 2007 e 2014 (US\$ 1,000/ kWh para US \$ 410/ kWh). Ainda segundo os autores, os preços continuarão a diminuir, alcançando a faixa de preço de USD 150 a USD 300/kWh até 2025.

Os dispositivos de chumbo ácido são a tecnologia que apresenta o menor custo entre as baterias, entretanto, esta tecnologia ainda possui como limitações uma eficiência relativamente baixa, além da necessidade de uma destinação adequada de seus materiais, pela toxicidade do chumbo, o que impacta nos custos (Kyriakopoulos et al., 2016). Outra limitação é a necessidade de manter a temperatura da bateria em certos limites (-5 a 40° C) especificados pelo fabricante, com o risco de sofrer deterioração na expectativa de sua vida útil, o que também incorre em custos extras (Zakeri & Syri, 2015).

8 Considerações Finais

Para uma baixa penetração das fontes não-convencionais de energia na rede, a variabilidade destas fontes pode ser gerenciada e as questões operacionais podem ser resolvidas sem maiores complicações (IEC, 2012; IEA, 2014). Todavia, à medida que a penetração das energias renováveis variáveis cresce, suas características intermitentes se tornam um desafio para a operação do sistema.

Como forma de adicionar uma maior fatia de geração renovável, o sistema de energia deve se tornar mais flexível. O termo flexível, neste caso, abrange uma gama de conceitos, desde aspectos técnicos, como responder melhor à variabilidade, até implementações de mercado e medidas relacionadas à regulação (Riesz & Milligan, 2015; Schlachtberger et al., 2016).

Melhorias na operação do sistema

A utilização acima da média mundial de energias renováveis, a alongada extensão Norte-Sul, que corrobora em diversificados recursos renováveis, aliados aos esforços necessários para uma política

de baixo carbono, tornam a América Latina um protagonista no caminho do desenvolvimento sustentável.

Contudo, a combinação entre variabilidade e imprevisibilidade apresenta as fontes renováveis intermitentes de energia como um desafio para a operação da rede, devido à necessidade contínua de balanceamento entre carga e geração. Desta forma, a utilização de medidas operacionais adequadas será um aspecto-chave para a redução dos custos na obtenção do equilíbrio do sistema. São muitos os fatores que irão influenciar a decisão em relação às opções adequadas para a América Latina, como por exemplo, a infraestrutura disponível, custos associados, estrutura de mercado, abundância dos recursos renováveis, relação com sistemas vizinhos e disponibilidade de geração flexível. Por isso, é importante focar em todos esses fatores de modo a ajustá-los para que as medidas operacionais possam ser acessíveis no caso latino-americano.

As práticas de gerenciamento de reservas devem ser ajustadas para apoiar a variabilidade das energias renováveis variáveis. Como mostrado, não necessariamente essas práticas estarão sempre relacionadas a um aumento na quantidade de reservas. Devem ser buscadas práticas que sejam capazes de equilibrar a oferta e a demanda de energia do sistema, sem que seus custos se elevem significativamente.

As ações devem ser tomadas no sentido de diminuir a quantidade de reservas necessárias como forma de reduzir os custos do sistema. Foram discutidas algumas possíveis medidas neste trabalho, como controle da rampa da energia eólica, diminuição do tempo de despacho e melhoria da previsão dos recursos renováveis. Não menos importante é a questão da mudança do papel dos geradores convencionais, que caso não sejam despachados adequadamente, podem incorrer em custos mais elevados e maiores emissões para o sistema.

Em resumo, o aumento da penetração de energias renováveis deve caminhar sempre ao lado de melhorias e adequações das operações do sistema. Otimizar tais operações deve ser considerado tão prioritário quanto a construção de usinas de energias renováveis para que estas possam efetivamente desempenhar um papel de redução dos custos e diminuição de emissões de gases de efeito estufa por parte do setor elétrico.

Expansão das Transmissão e Melhorias de Coordenação

As notáveis diferenças dos arranjos dos mercados de energia elétrica dificultam a coordenação da operação do sistema. A redução de barreiras de mercado e a criação de um mercado comum para os países latino-americanos aliados a uma infraestrutura de transmissão adequada são essenciais para um melhor compartilhamento dos diversos recursos disponíveis na região. Fundamental igualmente, é a melhoria na previsão dos recursos, que facilitaria o despacho de plantas que não são tão flexíveis e necessitam de um tempo maior para serem acionadas.

A expansão da transmissão de energia na América Latina é uma questão que também merece destaque, visto que o continente apresenta grande diversidade de recursos. Para se pensar em uma melhor interação entre os subsistemas, compartilhando recursos de reserva e desfrutando da complementariedade entre fontes de diferentes regiões, é importante ter em mente que o transporte de energia é essencial. No caso da transmissão de uma geração variável e imprevisível,

deve-se dispor de regulamentações e tecnologias adequadas para um melhor controle e aumento da eficiência da transmissão, como o gerenciamento dinâmico da capacidade de transmissão, por exemplo.

Geração Flexível

A América Latina é uma das regiões do mundo com maior participação da hidroeletricidade na geração de eletricidade. Em 2013, a hidroeletricidade representava mais da metade da eletricidade produzida na região (IEA, 2015). Essa alta participação da hidroeletricidade proporciona grande oportunidade para a integração das ERNCs variáveis no sistema elétrico da região.

Conforme levantado pela IRENA (2016b), a combinação da hidroeletricidade com outras renováveis oferece uma vasta gama de complementaridades que facilitam a integração das fontes intermitentes com o sistema elétrico. Assim, por exemplo, os reservatórios das hidrelétricas conferem flexibilidade ao sistema elétrico, e o seu uso para complementar as variações das ERNCs aumenta a confiabilidade do sistema elétrico. Além disso, é mais barato do que o emprego de outras tecnologias. Há também uma complementaridade sazonal, visto que no período seco; quando a geração hidráulica é menor, a geração de algumas ERNCs é maior; e vice-versa. Finalmente, vale destacar que a produção diversificada de um portfólio de energias renováveis não-despacháveis, incluído as usinas hidroelétricas a fio d'água, é menos volátil do que cada uma das usinas consideradas separadamente.

Da mesma forma que as usinas hidrelétricas ajudam a integrar as ERNCs ao sistema elétrico, as ERNCs aumentam a confiabilidade do sistema e reduzem o preço da eletricidade para o consumidor em momento de hidrologia desfavorável. De fato, quando há uma redução da geração hidrelétrica devido a uma variação climática, como por exemplo o *El Niño–Southern Oscillation* (ENSO), a geração de algumas ERNCs não diminui; e em alguns casos, aumenta durante estes eventos. Outro benefício potencial das ERNCs para um sistema com grande participação de hidrelétricas está associado às mudanças climáticas que podem, eventualmente, reduzir a geração das hidrelétricas. Diversificar a geração com outras fontes renováveis aumenta a resiliência de um sistema elétrico com alta participação hidroelétrica.

Apesar da participação das hidrelétricas na geração de eletricidade na América Latina ser grande, ela é distribuída desigualmente entre os países. Assim, uma maior integração dos países da região permite que países vizinhos se beneficiem da complementaridade entre a fonte hídrica e as demais fontes renováveis, conforme apontado em IRENA (2016b).

Por exemplo, na América do Sul, o aumento da participação da geração eólica no Uruguai poderia ser facilitado pelo aumento do intercâmbio de energia com o Brasil e a Argentina. Da mesma forma, uma eventual interligação entre Peru e Chile permitiria que ambos se beneficiassem da complementaridade entre a hidroeletricidade do Peru e a energia solar do Chile.

Da mesma forma, na América Central, o *grid* regional chamado SIEPAC provê confiabilidade e aumenta a segurança do abastecimento de cada país membro ao permitir as trocas de energia. O

SIEPAC é um importante ativo para a região, que poderia permitir uma maior complementaridade entre a hidrelétrica e as demais fontes renováveis. Por exemplo, a Nicarágua poderia importar energia hidráulica da Costa Rica de forma a complementar a energia eólica; ao passo que a Costa Rica poderia importar energia da Nicarágua nos momentos de pior hidrologia.

Assim, em sistemas elétricos com grande participação da geração hidrelétrica, como na América Latina, a integração de fontes intermitentes de energia representa menos problemas que em outras regiões do mundo. Contudo, dadas as dificuldades crescentes para a construção de novas hidrelétricas, sobretudo com reservatório, a introdução de fontes intermitentes de energia aumenta a complexidade da operação, e demanda dos tomadores de decisão ações que aumentem a flexibilidade do sistema elétrico.

Outra tecnologia de grande relevância no que diz respeito à flexibilidade são as usinas a gás natural. Por sua importância cada vez mais notável na geração elétrica dos países latinos, principalmente no México e na Argentina, o gás natural merece atenção devido às suas características técnicas. As usinas a gás de ciclo simples tendem a ser utilizadas para cobrir a demanda de pico devido à sua alta flexibilidade e elevados custos de operação. Por sua vez, as plantas com ciclo combinado, por serem mais eficientes e, conseqüentemente, apresentarem menores custos operacionais, são mais adequadas para atender à carga base e intermediária, o que irá corroborar em uma maior utilização quando comparadas às usinas de ciclo simples. As usinas a ciclo combinado, em sua maioria, possuem restrições técnicas relacionadas à flexibilidade, porém, como descrito anteriormente, há *retrofits* disponíveis e usinas novas projetadas especialmente para operarem auxiliando o equilíbrio da carga residual.

Com uma relevância menor no contexto de América Latina, as usinas térmicas a carvão também possuem restrições técnicas que limitam sua flexibilidade. Além disto, a grande emissão de gás carbono, poderão obrigá-las no futuro a implantar sistemas de captura de carbono. A implantação da captura de carbono, reduzirá a sua flexibilidade ainda mais, devido a uma maior complexidade e necessidade de processos adicionais. Suas restrições de flexibilidade e baixa participação na matriz energética da América Latina faz com que haja uma tendência de as plantas a carvão continuarem a operar na base, sem necessidade de forçar uma flexibilidade ao sistema.

De igual forma, com pouca relevância na América Latina, são as usinas nucleares. As mesmas estão presentes no Brasil, México e Argentina ocupando pequenas fatias da matriz elétrica. Elas possuem flexibilidade operacional limitada e são requisitadas para operarem na base por razões técnicas e econômicas. Por sua baixa participação na geração de eletricidade dos sistemas latino-americanos, acredita-se que as mesmas não serão requisitadas para prover flexibilidade à rede.

Por outro lado, a geração a óleo combustível e a diesel estão presentes em grande parte da América Latina, principalmente nos países produtores, como México e Venezuela, e nos sistemas isolados, como as ilhas do Caribe. Contudo, este tipo de geração é uma grande emissora de gases de efeito estufa e poluentes de efeito local, além de possuir elevados custos operacionais, o que a torna desinteressante em um cenário com baixas emissões de carbono. É recomendado que este tipo de tecnologia seja utilizada em pequena escala, nos sistemas que não estão conectados à rede, e em

conjunto com energias renováveis variáveis, devido à sua alta flexibilidade, confiabilidade e baixo custo de investimento.

As Redes Elétricas Inteligentes e a Resposta pelo Lado da Demanda

As redes elétricas inteligentes (REI) são uma ferramenta para a operação confiável e flexível dos sistemas de transmissão e de distribuição diante da entrada de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis não convencionais. Nas redes de transmissão, as REI tem os objetivos de permitir maior flexibilidade no controle, operação e expansão do sistema e de promover a resiliência e a sustentabilidade das redes. Desta forma, as REI permitem maior nível de penetração de energia renovável e variável do que uma rede convencional. Nas redes de distribuição, as REI permitem um gerenciamento adequado da geração distribuída, viabilizam o desenvolvimento de técnicas de resposta pelo lado da demanda (RLD) e contribuem com a automação das redes elétricas.

A RLD surge como uma inovação tecnológica possibilitada pela infraestrutura das REI na qual o consumidor adquire um papel mais ativo na manutenção da estabilidade do sistema elétrico. Estratégias de gestão da demanda baseadas na eficiência energética, nas mudanças de comportamento do consumidor (que comumente são focalizadas em realizar deslocamentos de carga para os períodos fora do pico) ou na introdução de tecnologias dinâmicas de controle das cargas (para prover serviços de balanceamento de potência) são cruciais na transição para sistemas com maior participação de fontes renováveis de energia, uma vez que permitem reduzir os requerimentos de reserva operacional nas unidades geradoras convencionais. De forma similar a como acontece com o conceito de REI, a RLD é um conceito amplo que pode abarcar a integração de dispositivos de armazenamento de energia, inclusive as baterias existentes nos veículos elétricos, sempre que estes elementos sejam controlados de forma coerente com o fundamento da estratégia de controle da carga.

Os sistemas de medição inteligente se constituem em elemento fundamental para que as redes inteligentes possam ser implantadas com sucesso nos sistemas de distribuição. Estes sistemas, conformados basicamente por medidores digitais bidirecionais e sistemas de comunicação e gerenciamento, irão prover a infraestrutura básica necessária para desenvolver programas de resposta pelo lado da demanda e, eventualmente, de controle da geração distribuída. Considerando que a medição inteligente deve ser um ativo regulado de utilidade pública, pesquisas adicionais são necessárias para discutir políticas de regulamentação e recomendações para garantir o funcionamento técnico e acesso físico não discriminatório a todas as partes, definindo papéis e responsabilidades de todos os envolvidos e garantindo um compartilhamento justo de custos e benefícios entre todas as partes interessadas.

A análise das iniciativas realizadas no contexto das REI ao nível mundial mostra que são diversos os motivadores que impulsionam os investimentos nesta área. De modo geral, pode-se mencionar que para a União Europeia o principal interesse reside em proporcionar um cenário favorável para a integração de fontes renováveis de energia; nos Estados Unidos a melhoria da infraestrutura e da qualidade de fornecimento é o principal fomentador.

Na América Latina e no Caribe, em particular, existem alguns impedimentos ou dificuldades para aplicação em massa de novas tecnologias de REI e RLD. Algumas redes de distribuição, por exemplo, têm um alto grau de obsolescência e o desenvolvimento das tecnologias de informação e comunicações ainda sofrem algumas barreiras para a implantação em todo o território regional. No Brasil, por exemplo, onde o ambiente é fortemente regulado, as empresas devem conviver com incertezas regulatórias e preparar estratégias para mitigar riscos inclusive na implantação de novas tecnologias. Ainda assim, Brasil e países como Argentina, Chile e México, têm se preocupado com as mudanças climáticas, aumentos no preço de energia e melhoria da qualidade de energia; e conseqüentemente, estão liderando o processo de introdução das tecnologias de redes inteligentes na região (Giordano et al., 2013; MCTI; JRC, 2014; OLADE, 2012).

Armazenamento

O grande potencial hidrelétrico de países da América levou a construções de empreendimentos de usinas hidrelétricas convencionais com armazenamento em épocas que a preocupação com os danos ambientais não era tão afluada. Com isso, países como o Brasil, historicamente sempre possuíram grandes capacidades de armazenamento em suas usinas. Nos dias de hoje, uma demanda elétrica crescente aliada a maiores restrições ambientais acarretam em uma diminuição da capacidade de armazenamento. Ademais, com a progressiva diminuição dos custos das energias renováveis variáveis, estas estão cada vez mais presentes nos sistemas elétricos. Assim, os países da região necessitarão no futuro de outros modos de armazenamento que auxiliem na manutenção da estabilidade e da confiabilidade da rede, em um cenário de alta participação de energias renováveis intermitentes no sistema elétrico.

As tecnologias de armazenamento apresentadas ao longo do texto apresentam um potencial considerável para contribuir para a integração de fontes renováveis não convencionais na América Latina. Muitas ainda estão em estágio de desenvolvimento e muitas outras, já em estágio mais avançado de maturidade tecnológica, passam por adaptações para serem melhor aproveitadas. Como exemplo, o desenvolvimento das usinas hidrelétricas reversíveis com armazenamento subterrâneo, que diminui a dependência de uma região geográfica específica. O CAES também vem sofrendo adaptações, com uma versão adiabática e outra isotérmica para aproveitar melhor a energia resultante do processo, entretanto este ainda enfrenta as dificuldades geográficas, uma vez que se torna muito caro em armazenamentos que não sejam subterrâneos.

Ainda assim, as tecnologias de armazenamento de energia mecânica não são apropriadas para todas as aplicações. Desta forma, ainda são esperados avanços tecnológicos significativos e diminuição dos custos das tecnologias de armazenamento em desenvolvimento, como, por exemplo, as baterias de íons lítio.

Segundo Balza (2014), as baterias de íons lítio e de chumbo ácido são melhores para aplicações em sistemas com energias renováveis de menor escala devido às suas capacidades de armazenamento. Por sua vez, as baterias de NaS são mais adequadas para fornecerem serviços em combinação com energias renováveis variáveis operando em sistemas maiores, quando não for possível utilizar nem

usinas hidrelétricas reversíveis e nem CAES, uma vez que possuem elevadas eficiências para grandes capacidades de armazenamento de energia.

Nenhuma tecnologia de armazenamento de energia contempla simultaneamente todas as características técnicas de um armazenamento ideal. Os sistemas elétricos diferem entre si de acordo com a localidade, tamanho, fontes de geração utilizadas, curva de carga e infraestrutura disponível, portanto, é essencial investigar as necessidades do sistema e a partir de então definir a capacidade e o tipo ideal de armazenamento para provimento dos serviços necessários.

A utilização de sistemas de armazenamento de energia diminui a necessidade por geração através de combustíveis fósseis por também ser capaz de prover flexibilidade aos sistemas elétricos. Desta maneira, com a utilização de armazenamento, é possível diminuir a dependência externa de sistemas sem reservas de combustíveis fósseis, diminuir os custos de operação e manutenção, assim como diminuir os níveis de emissões.

Uma opção alternativa aos sistemas de armazenamento de grande escala é a utilização da tecnologia V2G. A implantação em grande número de veículos elétricos/plug in poderá proporcionar um duplo serviço de redução das emissões do setor de transporte enquanto auxilia no gerenciamento das dinâmicas do sistema elétrico. Com isso, há um potencial adiamento da necessidade de sistemas de armazenamento de energia em grande escala. Além de tudo, os proprietários de veículos elétricos poderão usufruir de receitas pela participação no fornecimento de serviços à rede.

Contudo, é necessária uma análise minuciosa a respeito das vantagens, desafios e limitações do V2G no Brasil antes de se encorajar esta tecnologia em detrimento de outras medidas para integração de energias renováveis variáveis que seriam mais facilmente adotadas. Não devem ser descartados também cenários alternativos, como sugerido por Borba et al. (2012), de por exemplo, em um primeiro momento utilizar veículos elétricos oficiais ao invés de redes inteligentes, o que permitiria uma entrada gradual dos veículos elétricos, possibilitando possíveis adaptações e evitando o elevado custo inicial.

As usinas hidrelétricas reversíveis também representam uma alternativa para provisão de flexibilidade operacional para os sistemas elétricos. A baixa participação desta tecnologia na América Latina se deve, em partes, pela construção de usinas hidrelétricas convencionais com reservatórios, que apresentam um menor custo de capital (por possuírem apenas um reservatório). Com a capacidade de armazenamento dos reservatórios convencionais se esgotando cada vez mais, uma possibilidade é considerar estudos para análise de um possível potencial para implantação de usinas hidrelétricas reversíveis. O Chile, por exemplo, menciona usinas hidrelétricas reversíveis como uma alternativa de tecnologia de armazenamento para seu sistema elétrico no futuro (MINENERGIA, 2015).

Porém, é importante a realização de estudos adicionais para avaliar em que medida é possível que o armazenamento de energia assumira esses papéis. É necessária uma investigação profunda para analisar se as tecnologias de armazenamento, por si só, (sem outras medidas como geração flexível, energia de reserva, infraestrutura de transmissão, por exemplo) serão capazes de suprir as

necessidades da rede elétrica, em um cenário com alta penetração de energias renováveis variáveis, a nível local e a nível de sistema, no curto e no longo prazo, garantindo a qualidade do serviço. Por isso, uma estratégia adequada seria a realização de um planejamento e preparação dos sistemas para uma implantação adequada das tecnologias de armazenamento nas redes elétricas, evitando os riscos de uma adoção inapropriada destas tecnologias na América Latina.

9 Referências Bibliográficas

- AALAMI, H. A.; MOGHADDAM, M. P.; YOUSEFI, G. R. Demand response modeling considering Interruptible/Curtailable loads and capacity market programs. *Applied Energy* v. 87, n. 1, p. 243–250, 2010. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2009.05.041>>.
- ACKERMANN, T.; CARLINI, E. M.; ERNST, B.; GROOME, F.; ORTHS, A.; O’SULLIVAN, J.; RODRIGUEZ, M. T.; SILVA, V., 2015. Integrating Variable Renewables in Europe: Current Status and Recent Extreme Events. *IEEE Power & Energy Magazine*. November/December, 2015. 67-77.
- AHMAD, S. Smart metering and home automation solutions for the next decade. 2011, Rajasthan, India: IEEE, 2011. p.200–204.
- AIDOO, I. K.; SHARMA, P.; HOFF, B., 2016. Optimal controllers’ designs for automatic reactive power control in an isolated wind-diesel hybrid power system. *Electrical Power and Energy Systems*, v81, 387–404p
- ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. Demand Response in Electricity Markets: An Overview. 2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting. *Anais* v. 2007, p.1–5, 2007. Tampa, FL: IEEE. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6281718>>.
- ALBADI, M. H.; EL-SAADANY, E. F. A summary of demand response in electricity, *Electric Power Systems Research*, Volume 78, Issue 11. November 2008, Pages 1989- 1996. >. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378779608001272>
- ANDERSEN, Glen. Integrating Renewables. NCSL - National Conference of State Legislatures, 2014.
- ANEEL- Agência Nacional De Energia Elétrica. Resolução Normativa N°482, de 17 de abril de 2012. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.
- ANEEL- Agência Nacional de Energia Elétrica. Unidades Consumidoras Com Geração Distribuída. 2017. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp. Acesso em: Julho 9, 2017.
- ANEEL, 2016. Nota Técnica n° 603/2016. Brasil: Agencia Nacional de Energia Elétrica.
- APOSTOLOPOULOU, D., SAUER, P. W., & DOMINGUEZ-GARCIA, A. D., 2015. Balancing authority area coordination with limited exchange of information. *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, September, 2015. <https://doi.org/10.1109/PESGM.2015.7286133>
- BARZIN, R; CHEN, J.J.J; YOUNG, B.R; FARID, M.M; Peak load shifting with energy storage and price-based control system”. *Energy*, Volume 92, Part 3, pp 505-514, 2015 <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544215007689>
- BENATIA, D.; N. JOHNSTONE AND I. HAŠČIČ, 2013. Effectiveness of Policies and Strategies to Increase the Capacity Utilization of Intermittent Renewable Power Plants”, *OECD Environment Working Papers*, 57, OECD Publishing.
- BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento, 2014. Study on the Development of the Renewable Energy Market in Latin America and the Caribbean. Working paper.
- BID – Banco Interamericano de Desenvolvimento, 2014a. Analysis of the impact of increased Non-Conventional Renewable Energy generation on Latin American Electric Power Systems: Tools and Methodologies for assessing future Operation, Planning and Expansion. Discussion paper. Energy Division.
- BIRD, L. & LEW, D., 2012. Integrating Wind and Solar Energy in the U.S. Bulk Power System: Lessons from Regional Integration Studies. National Renewable Energy Laboratory. Conference Paper - American Clean Skies Foundation: CERF III 2012.
- BIRD, L.; MILLIGAN, M.; LEW, D., 2013. Integrating Variable Renewable Energy: Challenges and Solutions. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report. 2013.
- BLOOD, D; “Battery-based energy storage: The renewable power proliferation enabler”. *Renewable Energy Focus*. v. 17, n. 6. November/December, 2016

- BORBA, B. S.; SZKLO, A.; SCHAEFFER, R.; “Plug-in hybrid electric vehicles as a way to maximize the integration of variable renewable energy in power systems: The case of wind generation in northeastern Brazil”. *Energy*. v. 37, pp. 469-481. 2012
- BORBA, B.S.M.C. “Modelagem Integrada da Introdução de Veículos Leves Conectáveis à Rede Elétrica no Sistema Energético Brasileiro”. Tese de Doutorado apresentada ao Programa de Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2012.
- BREEZE, P., 2014. *Power Generation Technologies*. Published by Elsevier Ltd.
- BROEER, Torsten et al. Modeling framework and validation of a smart grid and demand response system for wind power integration. *Applied Energy* v. 113, p. 199–207, 2014. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.06.058>>.
- BROUWER, A. S.; VAN DEN BROEK, M.; SEEBREGTS, A.; FAAIJ, A., 2015. Operational flexibility and economics of power plants in future low-carbon power systems. *Applied Energy*, v156, 107–128p
- BROWN, L. Bold Strides Toward Grid Transformation. *Transmission & Distribution World*, p. 48–51, 2012.
- BUSCHMEIER, M.; KLEINWÄCHTER, T.; FELDMÜLLER, A.; KÖHNE, P. Improving Flexibility of the Combined Cycle Power Plant Hamm Uentrop to Cover the Operational Profiles of the Future. *POWER-GEN Europe 2014*, Cologne - Track 6, Session 4. Trianel Gaskraftwerk Hamm GmbH & Co. KG & Siemens Energy I.
- CAISO - California Independent System Operator, “Integration of Renewable Resources at 20% RPS”, 2010.
- CANY, C.; MANSILLA, C.; COSTA, P.; MATHONNIÈRE, G.; DUQUESNOY, T.; BASCHWITZ, A., 2016. Nuclear and intermittent renewables: Two compatible supply options? The case of the French power mix. *Energy Policy* v95, 135–146p
- CGEE -CENTRO DE GESTÃO E ESTUDOS ESTRATÉGICOS. *Redes Elétricas Inteligentes: Contexto Nacional*. Ministério de Ciência, tecnologia e inovação p. 172, 2012. Disponível em: <http://www.cgee.org.br/publicacoes/documentos_tecnicos.php>.
- CHARLES RIVER ASSOCIATES. *Primer on Demand-Side Management with an Emphasis on Price-Responsive Programs*. Report prepared for The World Bank n. February, p. 1–71, 2005. Disponível em: <<http://www.worldbank.org>>.
- COCHRAN, J., BIRD, L.; HEETER, J.; ARENT, D. J., 2012. *Integrating Variable Renewable Energy in Electric Power Markets: Best Practices from International Experience*. NREL/TP-6A00-53732. April 2012.
- COCHRAN, J.; DENHOLM, P.; SPEER, B.; MILLER, M., 2015. *Grid Integration and the Carrying Capacity of the U.S. Grid to Incorporate Variable Renewable Energy*. National Renewable Energy Laboratory. Technical Report. NREL/TP-6A20-62607. April, 2015
- DE VOS, K., 2013. *Sizing and Allocation of Operating Reserves following Wind Power Integration (Dimensioneren en toewijzen van operationele reserves met het oog op de integratie van windenergie)*. Katholieke Universiteit Leuven, 2013. 21-41 p. DLR, 2016. *Energy system model REMix*. Disponível em: http://www.dlr.de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/Modellbeschreibungen/DLR_Energy_System_Model_REMix_short_description_2016.pdf - Acesso em fevereiro de 2017.
- DENHOLM, P.; HAND, M., 2011. Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. *Energy Policy*, v39, 1817–1830p
- DIOUF, B; PODE, R; “Potential of lithium-ion batteries in renewable energy”. *Renewable Energy*. v. 76, pp. 375-380. 2015
- ELA, E., MILLIGAN, M., & O’MALLEY, M., 2011a. *A flexible power system operations simulation model for ENERGY COMMUNITY*, 2014. Final Report of SEE Regional Balancing Integration Study. Electricity Coordination Center.

- ENERNOC; WESTERN INTERSTATE ENERGY BOARD; THE BATTLE GROUP. The Role of Demand Response in Integrating Variable Energy Resources. ENERNOC Utility Solutions Consulting n. December, 2013.
- ENTSOE. Dynamic Line Rating for overhead lines – V6. Current Practice. Brussels: European Network of Transmission System Operators for Electricity. Disponível em: <https://www.entsoe.eu/Documents/SOC_documents/Regional_Groups_Continental_Europe/Dynamic_Line_Rating_V6.pdf>, 2015
- FANG, Xi et al. Smart grid—The new and improved power grid: A survey. IEEE communications surveys & tutorials, v. 14, n. 4, p. 944-980, 2011.
- FARAHMAND, H.; MILLIGAN, M.; HOLTINEN, H.; KIVILUOMA, J.; SÖDER, L., 2017. Studying possibilities of hydropower in wind integration. In Proceedings of WIW2017 workshop Vienna.
- FARHANGI, Hassan. The path of the smart grid. IEEE Power and Energy Magazine v. 8, n. 1, p. 18–28, 2010.
- FARUQUI, A.; HLEDIK, R.; PALMER, J. Time-Varying and Dynamic Rate Design. Global Power Best Practice Series, 2012.
- FELDMÜLLER, A.; ROEHR, F.; ZIMMERER, T., 2015. From Base to Cycling Operation - Innovative Operational Concepts for CCPs. Siemens AG Power Generation Services Power and Gas.
- FOLEY, A. M., LEAHY, P. G., MARVUGLIA, A., & MCKEOGH, E. J., 2012. Current methods and advances in forecasting of wind power generation. Renewable Energy, 37(1), 1–8.
- FRAUNHOFER CHILE RESEARCH; FRAUNHOFER FOKUS-INNOVITY. Energía Inteligente - Experiencias, costos, beneficios lecciones para Chile. p. 1–121, 2014. Disponível em: <<https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/10/201401-version-final-informe-avance-chilectra-30.1.13-V-Final.pdf>>.
- GALLO, A.B; SIMÕES-MOREIRA, J.R; COSTA, H.K.M; SANTOS, M.M; SANTOS, E. M; “Energy storage in the energy transition context: A technology review”. Renewable and Sustainable Energy Reviews, v. 65, pp. 800–822. 2016
- GERWEN, Rob; JAARSMA, Saskia; WILHITE, Rob. Smart Metering. Leonardo-energy.org v. 9, n. July, 2006. Disponível em: <http://www.leonardo-energy.org/webfm_send/435>.
- GIORDANO, Vincenzo et al. Smart Grids Projects in Europe: Lessons Learned and Current Developments. JRC Scientific and Policy Reports p. 1–142, 2013.
- GOODENOUGH, J.B; Energy storage materials: A perspective. 2015 (In press)
- GÖTZ, M.; LEFEBVRE, J.; MÖRS, F.; KOCH, A. M.; GRAF, F.; BAJOHR, S.; REIMERT, R.; KOLB, T. “Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review”. Renewable Energy (xxx) 1-20, 2015.
- GROSS, Martin. The Transmission Imperative for Renewables. Electric Light and Power v. Mar/Abr, n. 89, p. 67–69, 2011.
- HABIB, S; KAMRAN, M; RASHID, U; “Impact analysis of vehicle-to-grid technology and charging strategies of electric vehicles on distribution networks e A review”. Journal of Power Sources. v. 277, pp. 205-214. 2015
- HAGLIND, F.; ELMGAARD, B., 2009. Methodologies for predicting the part-load performance of aero-derivative gas turbines. Energy, v34, 1484–1492p
- HAINES, M.R.J.; DAVISON, E., 2009. Designing Carbon Capture power plants to assist in meeting peak power demand. Energy Procedia, v1 1457–1464p
- HAN, J.; PIETTE, M.A. Solutions for summer electric power shortages: Demand response and its applications in air conditioning and refrigerating systems. Lawrence Berkeley National Laboratory, 2008.
- HEMMATI, R; AZIZI, N; “Optimal control strategy on battery storage systems for decoupled active-reactive power control and damping oscillations”. Journal of Energy Storage. v. 13, pp. 24–34. 2017

- HENRIOT, A., 2014. Economics of intermittent renewable energy sources: four essays on large-scale integration into European power systems. Economic and finances. Université Paris Sud – Paris XI. Available at: <https://halshs.archives-ouvertes.fr/tel-01018509/>
- HUERTAS-HERNANDO, D. et al, 2017. Hydro power flexibility for power systems with variable renewable energy sources: an IEA Task 25 collaboration. WIREs Energy Environ 2017, v6, 220p
- HUSEBYE, J.; ANANTHARAMAN, R.; FLETEN, S., 2011. Techno-economic Assessment of Flexible Solvent Regeneration & Storage for Base Load Coal-Fired Power Generation with Post Combustion CO₂ Capture. Energy Procedia, v4, 2612–2619p
- IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2011. Harnessing variable renewables: a guide to the balancing challenge, OECD/IEA, Paris. Available at: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/Harnessing_Variable_Renewables2011.pdf
- IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2011. Technology roadmaps smart grids. v. Paris.
- IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2014. The Power of Transformation. Wind, Sun and the Economics of Flexible Power Systems, OECD/IEA, Paris. Available at: <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/the-power-of-transformation---wind-sun-and-the-economics-of-flexible-power-systems.html>
- IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2015, Statistics, Paris. <http://www.iea.org/statistics/>
- IEA, INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, 2016. Next Generation Wind and Solar Power: From cost to value.
- IEC, INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION (2012). Grid integration of large-capacity renewable energy sources and use of large-capacity electrical energy storage, Geneva, Switzerland.
- INGERSOLL, D. T., 2016. Small Modular Reactors: Nuclear Power Fad or Future? Woodhead Publishing Series in Energy: Number 90.
- IPCC, INTERGOVERNMENTAL PANEL ON CLIMATE CHANGE, 2011. Renewable Energy sources and climate change mitigation. Summary for policymakers and technical summary. Published for the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IRENA, 2016a. Renewable Power Capacity Statistics, IRENA, Abu Dhabi. www.irena.org/DocumentDownloads/.../IRENA_RE_Capacity_Statistics_2015.pdf
- IRENA, 2016b. Renewable Energy Market Analysis, IRENA, Abu Dhabi.
- JAZAYERI, P et al. A survey of load control programs for price and system stability. IEEE Transactions on Power Systems v. 20, n. 3, p. 1504–1509, 2005.
- JRC. SMART GRID PROJECTS OUTLOOK 2014. JRC Science and Policy Reports, 2014. Disponível em: <<http://ses.jrc.ec.europa.eu/smart-grids-observatory>>. Acesso em: 14 de Junho de 2017
- KATSANEVAKIS, M; STEWART, R.A; LU, J; “Aggregated applications and benefits of energy storage systems with application-specific control methods: A review”. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016 (In press)
- KERN, J. D.; PATINO-ECHEVERRI, D.; CHARACKLIS, G. W., 2014. The Impacts of Wind Power Integration on Sub-Daily Variation in River Flows Downstream of Hydroelectric Dams. Environmental. Science. Technology, v48, 9844–9851p
- KING, J., KIRBY, B., MILLIGAN, M., & BEUNING, S., 2012. Operating Reserve Reductions from a Proposed Energy Imbalance Market with Wind and Solar Generation in the Western Interconnection, Disponível em: <https://pdfs.semanticscholar.org/46d4/21a4225f94ff2108f48333cd66cce94e9563.pdf>
- KLER, R. C. F.; VERBAAN, M.; GOETHEER, E. L. V., 2013. Reducing the cost of Post Combustion Capture technology for Pulverized Coal Power Plants by flexible operation. Energy Procedia, v37 2703 – 2714p.

- KLUMPP, F; “Comparison of pumped hydro, hydrogen storage and compressed air energy storage for integrating high shares of renewable energies— Potential, cost-comparison and ranking”. *Journal of Energy Storage*. v. 8, pp. 119–128. 2016
- KOUSKSOU, T; BRUEL, P; JAMIL, A; EL RHAFIKI, T; ZERAOULI, Y; “Energy storage: Applications and challenges”. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. v. 120, pp. 59–80. 2014
- KYRIAKOPOULOS, G. L; ARABATZIS, G; “Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 56, pp. 1044–1067. 2016
- LEE, Y.; PAREDES, J. R.; LEE, S. H. Las redes inteligentes de energía y su implementación en ciudades sostenibles RG-T2058. Banco Inteamericano de Desarrollo v. Agosto, 2012. Disponível em: <<http://www.iadb.org/wmsfiles/products/publications/documents/37228055.pdf>>.
- LI, F. et al. Smart transmission grid: Vision and framework. *IEEE transactions on Smart Grid* v. 1, n. 2, p. 168–177, 2010.
- LOCATELLI, G.; FIORDALISO, A.; BOARIN, S.; RICOTTI, M. E., 2017. Cogeneration: An option to facilitate load following in Small Modular Reactors. *Progress in Nuclear Energy*, v97 153-161p
- LOPES, J A Peças et al. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. *Electric power systems research* v. 77, n. 9, p. 1189–1203, 2007.
- LUO, X; WANG, J; DOONER, M; CLARKE, J; “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation”. *Applied Energy*, v. 137, pp. 511–536. 2015
- MAC DOWELL, N.; SHAH, N., 2015. The multi-period optimization of an amine-based CO2 capture process integrated with a super-critical coal-fired power station for flexible operation. *Computers and Chemical Engineering*, v74, 169–183p.
- MAHLIA, T.J; SAKTISAH DAN, A; JANNIFAR, M.H; HASAN, H.S.C; MATSEELAR, T.M.I; “A review of available methods and development on energy storage; technology update” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 33, pp. 532–545. 2014
- MAKAROV, Y., ETINGOV, P., ZHOU, N., MA, J., SAMAAAN, N., DIAO, R., SASTRY, C., 2010. Analysis Methodology for Balancing Authority Cooperation in High Penetration of Variable Generation. Pacific Northwest National Laboratory, U.S Depart.
- MCGRANAGHAN, M et al. Enabling the Integrated Grid: Leveraging Data to Integrate Distributed Resources and Customers. *IEEE Power and Energy Magazine* v. 14, n. 1, p. 83–93, Jan, 2016.
- MCLAUGHLIN, Stephen; PODKUIKO, Dmitry; MCDANIEL, Patrick. Energy theft in the advanced metering infrastructure. In: *International Workshop on Critical Information Infrastructures Security*. Springer Berlin Heidelberg, 2009. p. 176-187.
- MCTI; JRC. Redes Eléctricas Inteligentes - Diálogo Setorial Brasil- União Europeia. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, Joint Research Center v. 1, p. 204, 2014.
- MECHLERI, E.; FENNELL, P. S.; MAC DOWELL, N., 2017. Optimization and evaluation of flexible operation strategies for coal and gas-CCS power stations with a multi-period design approach. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, v59, 24–39p
- MEDEIROS, A.B. 2016. Modelação dos parâmetros ambientais para a otimização da gestão de congestionamentos na transmissão de potência eólica, *Dissertação de Mestrado*, Universidade de Lisboa.
- MICHALKE, P.; SCHMUCK, T., 2012. Powerful Products for the Enhanced Flexibility of Gas Turbines. *POWER-GEN Europe 2012*, Cologne, Germany. Energy Sector – Service Division -Siemens AG

- MILER, Mackay; BEAUVAIS, David. Smart Grid Contributions to Variable Renewable Resource Integration. ISGAN White Paper p. 1–22, 2012. Disponível em: <http://www.iea-isgan.org/force_down_2.php?num=8>.
- MILLS, A., AND R. WISER, 2012a. Changes in Economic Value of Variable Generation at High Penetration Levels: A Pilot Case Study of California. Berkeley, CA: Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory. LBNL-5445E. Available at: <https://emp.lbl.gov/sites/all/files/lbnl-5445e.pdf>
- MINENERGIA. “Hoja de Ruta 2050: Hacia una Energía Sustentable e Inclusiva para Chile. Comité Consultivo De Energía 2050”, Ministerio de Energía, Chile, 2015.
- MIT, Massachusetts Institute of Technology (2011). Managing large-scale penetration of intermittent renewables, MIT, Cambridge. Available at: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2012/03/MITEI-RP-2011-001.pdf>
- MOHAGHEGHI, Salman et al. Demand response architecture: Integration into the distribution management system. In: Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2010 First IEEE International Conference on. IEEE, 2010. p. 501-506.
- MOHASSEL, Ramyar Rashed et al. A survey on advanced metering infrastructure. International Journal of Electrical Power & Energy Systems v. 63, p. 473–484, 2014.
- MOLDERINK, Albert et al. Management and control of domestic smart grid technology. IEEE transactions on Smart Grid v. 1, n. 2, p. 109–119, 2010.
- Montañés, R. M.; Korpås, M.; Nord, L. O.; Jaehnert, S., 2016. Identifying operational requirements for flexible CCS power plant in future energy systems. Energy Procedia v86, 22 – 31p
- MOON, H; YUNA, A; KIMB, E; MOONA, S; “An Analysis of Energy Storage Systems for Primary Frequency Control of Power Systems in South Korea”. Energy Procedia. v. 107, pp. 116 – 121. 2017
- MWASILU, F; JUSTO, J.J; KIM, E; DO, T.D; JUNG, J; “Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration”. Renewable and Sustainable Energy Reviews. v. 34, pp. 501–516. 2014
- NREL, 2015. Balancing area coordination : efficiently integrating renewable energy into the grid. Greening the Grid. Disponível em: <http://www.nrel.gov/docs/fy15osti/63037.pdf>
- NYKVIST, B; NILSSON, M; “Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles”. Nat Clim Change. v. 5, pp. 329–32. 2015
- OLADE. Boletín Informativo - Redes Inteligentes. Organización Latinoamericana de Energía v. Edición XL, n. Septiembre, 2012.
- OLIVEIRA, P. A. P.; RIBEIRO, P. F.; NETTO, R. S., 2015. Planejamento de Redes Inteligentes para Sistemas de Transmissão - Tecnologias, Aplicações e Projetos. Grupo de Estudo de Planejamento de Sistemas Elétricos – GPL. XXIII SNPTEE-Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica. Foz do Iguaçu – PR
- PALENSKY, P.; DIETRICH, D. Demand side management: Demand response, intelligent energy systems, and smart loads. IEEE transactions on industrial informatics, v. 7, n. 3, p. 381–388, 2011.
- PALIZBAN, O; KAUHANIEMI, K; “Energy storage systems in modern grids—Matrix of technologies and applications”. Journal of Energy Storage. v. 6, pp. 248–259. 2016
- PAPAEFTHYMIU, G.; DRAGOON, K., 2016. Towards 100% renewable energy systems: Uncapping power system flexibility G. Energy Policy, 92, 69–82p.
- PEREZ, M. J. R. & FTHENAKIS, V. M., 2015. On the spatial decorrelation of stochastic solar resource variability at long timescales. Solar Energy, 117 46–58p.

- PEREZ-ARRIAGA, I. J., 2011. General Framework, Managing Large scale penetration of intermittent renewables, MIT. Available at: <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2012/03/MITEI-RP-2011-001.pdf>
- PORTAL BRASIL, 2014. "Seminário discute construção de usinas reversíveis no Brasil". Disponível em: <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2014/10/seminario-discute-construcao-de-usinas-reversiveis-no-brasil> - Acessado em julho de 2017.
- REZZOUK, H.; MELLIT, A., 2015. Feasibility study and sensitivity analysis of a stand-alone photovoltaic–diesel–battery hybrid energy system in the north of Algeria. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v43, 1134–1150p
- RIESZ, J. & MILLIGAN, M., 2015. Designing electricity markets for a high penetration of variable renewables. *WIREs Energy Environ*, 4, 279–289p.
- ROCHE, R; IDOUMGHAR, L.; SURYANARAYANAN, S.; DAGGAG, M.; SOLACOLU, C.; MIRAOU, A., 2013. A flexible and efficient multi-agent gas turbine power plant energy management system with economic and environmental constraints. *Applied Energy* v101, 644–654p
- ROE, Curtis et al. Power system level impacts of PHEVs. In: *System Sciences, 2009. HICSS'09. 42nd Hawaii International Conference on. IEEE, 2009.* p. 1-10.
- RUIZ, N.; COBELO, I.; OYARZABAL, J. A direct load control model for virtual power plant management. *IEEE Transactions on Power Systems* v. 24, n. 2, p. 959–966, 2009.
- RUTH, M. F.; ZINAMAN, O. R.; ANTKOWIAK, M.; BOARDMAN, R. D; CHERRY, R. S., BAZILIAN, M. D., 2014. Nuclear-renewable hybrid energy systems: Opportunities, interconnections, and needs. *Energy Conversion and Management*, v78, 684–694p
- SAMAD, T.; KILICCOTE, S. Smart grid technologies and applications for the industrial sector. *Computers & Chemical Engineering* v. 47, p. 76–84, 2012.
- SCHIEBAHN, S.; GRUBE, T. ROBINIUS, M.; TIETZE, V.; KUMAR, B.; STOLTEN, D; "Power to Gas: Technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany". *International Journal of Hydrogen Energy* (40) 4285-4294, 2014.
- SCHLACHTBERGER, D.P.; BECKER, S.; SCHRAMM, S.; GREINER, M. 2016. Backup flexibility classes in emerging large-scale renewable electricity systems. *Energy Conversion and Management* 125, 336–346p
- SCHULLER, A; FLATH, C. M; GOTTWALT, S; "Quantifying load flexibility of electric vehicles for renewable energy integration". *Applied Energy*. v. 151, pp. 335–344. 2015
- SCHWARFEGGER, L., & SANTOS, D. (2014). Review of Distributed Generation Interconnection Standards. In *EEA Conference & Exhibition*. Auckland.
- SENER - SECRETARÍA DE ENERGÍA. Programa de Redes Eléctricas Inteligentes. MEXICO v. MAIO, 2016. Disponível em: http://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/90007/Programa_de_Red_El_ctricas_Inteligentes_09_05_16.pdf.
- SHEINBAUM-PARDO, C.; RUIZ, B. J., 2012. Energy context in Latin America. *Energy*, v40, 3946p
- SHOKRZADEH, S; BIBEAU, E; "Sustainable integration of intermittent renewable energy and electrified light-duty transportation through repurposing batteries of plug-in electric vehicles" *Energy*. v. 106, pp. 701-711. 2016
- SIANO, Pierluigi. Demand response and smart grids - A survey. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* v. 30, p. 461–478, 2014. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.10.022>.
- SOTO, C., 2014. Las energías renovables no convencionales: ¿Son una opción sustentable y rentable en Chile? Programa Magister en Ciencias mención en Recursos Hídricos, Universidad Austral de Chile.

- SPEES, Kathleen; LAVE, Lester B. Demand Response and Electricity Market Efficiency. *The Electricity Journal* v.20, n.3, p.69–85, 2007. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619007000188>>.1040-6190.
- STRBAC, Goran. Demand side management: Benefits and challenges. *Energy Policy* v. 36, n. 12, p. 4419–4426, 2008.
- SUBBURAJ, A. S; PUSHPAKARAN, B. N; BAYNE, S. B; “Overview of grid connected renewable energy based battery projects in USA”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 45, pp. 219–234. 2015
- SUBERU, M. Y; MUSTAFA, M. W; BASHIR, N; “Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 35, pp. 499–514. 2014
- TAN, K.M; RAMACHANDARAMURTHY, V.K; YONG, J.Y; “Integration of electric vehicles in smart grid: A review on vehicle to grid technologies and optimization techniques”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. v. 53, pp. 720–732. 2016
- TARROJA, B; EICHMAN, J. D; ZHANG, L; BROWN, T. M; SAMUELSEN, S; “The effectiveness of plug-in hybrid electric vehicles and renewable power in support of holistic environmental goals: Part 2 e Design and operation implications for load-balancing resources on the electric grid”. *Journal of Power Sources*. xxx, pp. 1-12. 2014
- TEIXEIRA, A.C.R; SILVA, D.L; MACHADO NETO, L.V.B; DINIZ, A.S.A.C; SODRE, J. R; “A review on electric vehicles and their interaction with smart grids: the case of Brazil”. *Clean Techn Environ Policy*. 2014
- TSOUTSANIS, E.; MESKIN, N.; BENAMMAR, M.; KHORASANI, K., 2016. A dynamic prognosis scheme for flexible operation of gas turbines. *Applied Energy*, v164, 686–701p
- U. S DEPARTMENT OF ENERGY - DOE. 20% Wind Energy by 2030 - Increasing Wind Energy’s Contribution to U.S. Electricity Supply. *Energy Efficient and Renewable Energy*. July, 2008. Disponível em: <http://www.20percentwind.org/20percent_wind_energy_report_revOct08.pdf>.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY - DOE. Benefits of Demand Response in Electricity Markets and Recommendations for Achieving Them. A report to the United States Congress Pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act 2005 n. February, 2006. Disponível em: <http://skycup.mcsp.net/Documents/Report_on_Demand_Response_2006.pdf>.
- U.S. DEPARTMENT OF ENERGY -DOE. Demand Reductions from the Application of Advanced Metering Infrastructure, Pricing Programs, and Customer-Based Systems - Initial Results. *Smart Grid Investment Grant Program*. December, 2012a. Disponível em: <https://www.smartgrid.gov/files/peak_demand_report_final_12-13-2012.pdf>.
- UPME - UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGETICO. *Redes Inteligentes en Colombia*. Disponível em: <<http://www1.upme.gov.co/sgic/?q=content/redes-inteligentes-en-colombia>>. Acesso em: 17 jun. 2017.
- VENKATARAMAN S.; G. JORDAN; M. O’CONNOR; N. KUMAR; S. LEFTON; D. LEW; G. BRINKMAN; D. PALCHAK; J. COCHRAN, 2013. Cost-Benefit Analysis of Flexibility Retrofits for Coal and Gas-Fueled Power Plants. Subcontract Report NREL/SR-6A20-60862
- VERZIJLBERGH, R; MARTÍNEZ-ANIDO, C. B; LUKSZO, Z; DE VRIES, L; “Does controlled electric vehicle charging substitute cross-border transmission capacity?”. *Applied Energy*. v. 120, pp. 169–180. 2014
- VIVIESCAS, Cindy et al. The Role of Advanced Metering Infrastructure for Greenhouse Gas Emissions. 6th ELAEE - Latin American Energy Economics Meeting p. 1–12, 2017.
- VON APPEN, J., BRAUN, M., STETZ, T., DIWOLD, K., & GEIBEL, D., 2013. Time in the sun: the challenge of high PV penetration in the German electric grid. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 11(2), 55–64.WGA - Western Governors Association, 2012. Meeting renewable energy targets in the West at Least cost: The integration challenge.

- VORUSHYLO, I.; KEATLEY, P.; HEWITT, NJ, 2016. Most promising flexible generators for the wind dominated Market. *Energy Policy*, v96, 564–575p
- Wang, C.; Liu, M.; Li, B.; Liu, Y.; Yan, J., 2017. Thermodynamic analysis on the transient cycling of coal-fired power plants: Simulation study of a 660 MW supercritical unit. *Energy*, v122, 505-527p
- WANG, Wenye; LU, Zhuo. Cyber security in the Smart Grid: Survey and challenges. *Computer Networks* v.57, n.5, p.1344–1371, 2013. Disponível em: <<http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1389128613000042>>.
- XUE-SONG, Z.; LI-QIANG, C.; YOU-JIE, M. Research on Smart Grid Technology. In: 2010 International Conference on Computer Application and System Modeling (ICCASM 2010), v. 3, p.V3- 599-V3-603, Out. 2010.
- YAMEGUE, D.; AZOUMAH, Y.; PY, X.; ZONGO, N., 2011. Experimental study of electricity generation by Solar PV/diesel hybrid systems without battery storage for off-grid areas. *Renewable Energy*, v36, 1780-1787p
- YAN, Y. et al. IEEE Xplore - A Survey on Smart Grid Communication Infrastructures: Motivations, Requirements and Challenges. *Communications Surveys & Tutorials*, IEEE n. 99, p. 1–16, 2012. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org.ezproxy.liv.ac.uk/xpl/articleDetails.jsp?arnumber=6157575>>.1553-877X VO - 15.
- ZAKERI, B; SYRI, S; “Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis”. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 42, pp. 569–596. 2015
- ZAMAN, M.; LEE, J. H., 2015. Optimization of the various modes of flexible operation for post-combustion CO2 capture plant. *Computers and Chemical Engineering*, v75, 14–27p
- ZEBIAN, H.; MITSOS, A., 2013. Pressurized oxy-coal combustion: Ideally flexible to uncertainties. *Energy*, v57, 513-526p
- ZHAO, Y; NOORI, M; TATARI, O; “Boosting the adoption and the reliability of renewable energy sources: Mitigating the large-scale wind power intermittency through vehicle to grid technology” *Energy*, Volume 120, pp. 608-618 <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216317674>

