

EVOLUÇÃO E ANÁLISE DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL E CHILE

Nadine Demacena de Araujo - nadine.araujo@acad.pucrs.br

Izete Zanescio - izete@pucrs.br

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), Escola de Ciências
Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar), Porto Alegre, Brasil

Ramon Lagos Fuentes - rlagos@upla.cl

Universidad de Playa Ancha, Facultad de Ciencias Naturales y Exactas, Valparaíso, Chile

Adriano Moehlecke - moehleck@pucrs.br

Sérgio Boscato Garcia - sergio.garcia@pucrs.br

Guilherme Pereira Araújo - gui_paraujo@hotmail.com

Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS), Escola de Ciências
Núcleo de Tecnologia em Energia Solar (NT-Solar), Porto Alegre, Brasil

Resumo. O Brasil e o Chile são os países da América do Sul com o maior crescimento de instalações de sistemas e centrais fotovoltaicas e são caracterizados por climas com elevadas variações de temperatura no ano. O objetivo deste trabalho é apresentar a evolução da tecnologia em cada país e comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos em localidades caracterizadas por diferentes climas. Especificamente, comparou-se a variação da irradiação solar, a temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos a partir de resultados simulados e experimentais, a energia elétrica produzida e a produtividade. No Brasil, a partir de 2016, ocorreu um crescimento exponencial da potência instalada. Até outubro de 2017 haviam sido instalados 129 MW em sistemas de geração distribuída e 311 MW em centrais fotovoltaicas. No Chile, em janeiro 2017, a potência instalada em sistemas e centrais fotovoltaicas atingiu o valor de 1,6 GW e em setembro de 2017 a potência instalada foi de 2,18 GW. A partir da simulação de um sistema de 4 kWp selecionou-se o melhor ângulo de inclinação considerando a energia elétrica produzida no ano. Verificou-se que a base de dados da NASA resultou em um valor da irradiação solar anual 40 % maior que a obtida com as outras bases de dados. A maior diferença entre a temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos e a ambiente (ΔT_{EF}) ocorreu em Calama, pois é a localidade com maior irradiação solar. Os menores valores de ΔT_{EF} , de 12 °C, ocorreram para Valparaíso. A partir da temperatura efetiva em Porto Alegre constatou-se que a maior diferença entre os valores experimentais e simulados ocorreu nos meses de inverno e foi de aproximadamente 10 °C. Valparaíso apresentou a maior variação na produção de energia elétrica durante o ano. A maior produtividade anual, de 2170 kWh/kW, ocorreu em Calama.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos, Irradiação solar, Temperatura efetiva

1. INTRODUÇÃO E OBJETIVOS

Nos últimos 10 anos, a potência instalada em centrais e sistemas fotovoltaicos no mundo tem crescido de forma significativa. Além da redução do custo de produção dos módulos fotovoltaicos e dos inversores, os avanços tecnológicos também contribuíram com este resultado. Em 2016, a potência mundial instalada atingiu o valor de 303 GW (IEA, 2017). Na América do Sul, o Brasil e o Chile têm se destacado em relação ao crescimento de instalações de sistemas e centrais fotovoltaicas. No Brasil, a partir de 2016, ocorreu um crescimento exponencial da potência instalada. Até o final outubro de 2017 haviam sido instalados 129 MW em sistemas de geração distribuída e 311 MW em centrais fotovoltaicas. No Chile, em 2016, a potência instalada era de 938,4 MW, e a previsão é que até o final de 2017 este valor seja de 1,47 GW (Palma *et al.*, 2011). Este crescimento está relacionado com as características da matriz energética. Enquanto o Brasil possui uma matriz energética baseada em fontes de energias renováveis, com 68,1 % da energia elétrica produzida por centrais hidroelétricas (EPE, 2017), o Chile possui uma matriz elétrica em que 49,3 % da energia é produzida a partir de fontes de energia térmica (Veliz *et al.*, 2017).

Em relação à tecnologia fotovoltaica, uma das áreas de estudo é o dimensionamento, monitoramento e avaliação de sistemas e centrais fotovoltaicas, pois a potência instalada é variável, desde alguns kW até vários MW. Por exemplo, a primeira central fotovoltaica na Mauritânia foi de 15 MWp e foi instalada em Nouakchott (Sidi *et al.*, 2016). Está composta por 17 painéis conectados à inversores e foi constatado que o desempenho dos painéis fotovoltaicos é diferente. Kumi e Brew-Hammond (2016) apresentaram o dimensionamento e análise de uma central fotovoltaica de 1 MW na Universidade Kwame Nkrumah de Ciência e Tecnologia na Gana. Concluíram que a produção anual de energia elétrica é de 1.159 MWh/ano, correspondendo a aproximadamente 12 % do consumo da universidade.

Em relação à sistemas fotovoltaicos, Raturi *et al.* (2016) apresentaram a análise de um sistema fotovoltaico de 45 kWp instalado no campus da Universidade do Pacífico Sul da República das Ilhas Fiji. A produção anual de energia

elétrica foi de 54 MWh/ano e supre aproximadamente 10 % da energia elétrica do campus da universidade. Adaramola (2014) apresentou a simulação e análise técnico-econômica de sistemas fotovoltaicos de 80 kW conectados à rede elétrica no norte da Nigéria. O estudo demonstrou que esta tecnologia pode ser economicamente viável, considerando o preço de US\$2400/kW e a irradiação solar global de 6 kWh/m² por dia. O valor máximo da energia elétrica média mensal corresponde ao mês de novembro e o mínimo a agosto.

O desempenho técnico e econômico de sistemas fotovoltaicos depende das condições climáticas locais. Um estudo de caso de um sistema autônomo de 7 kWp instalado no Sahara argelino foi realizado por Tebibel e Labeled (2013). Para um período de 9 meses, sendo a maioria (95 %) em condições ensolaradas com valor médio de irradiação solar no plano inclinado de 5,6 kWh por dia, foi verificado que o desempenho do arranjo fotovoltaico foi significativamente afetado pela temperatura ambiente no verão, com queda da eficiência da ordem de 10 %.

Foi realizado um estudo de telhados fotovoltaicos na Austrália com base na mudança da irradiação solar causada pelas mudanças climáticas (Ma *et al.*, 2016). A partir de simulações com dados atuais e futuros de irradiação solar para a capital de cada estado da Austrália foi demonstrado haver uma correlação linear entre o aumento da temperatura ambiente e a irradiação solar de 2030 a 2070, que resulta em um acréscimo no custo de 10 % a 20 % para a maioria das cidades. Miranda *et al.* (2015) apresentaram um estudo técnico e econômico do potencial de sistemas fotovoltaicos no setor residencial brasileiro. Comprovaram a viabilidade desta tecnologia na área urbana e rural e estimaram que para 2026, cerca de 29 milhões residências estariam preparadas para instalar sistemas fotovoltaicos no país.

Conforme estudos anteriores, sabe-se que para o dimensionamento e a performance de um sistema fotovoltaico são parâmetros importantes a irradiação solar e a temperatura ambiente local, entre outros fatores. No Brasil e no Chile há elevados valores de irradiação solar na maior parte do território e o clima é caracterizado por elevadas variações de temperatura durante parte do ano. Por exemplo, no Brasil, a região Nordeste possui a maior média de irradiação solar diária no Brasil, com 5,9 kWh/m² por dia. No norte do Chile, em algumas regiões a irradiação solar é maior que 8,0 kWh/m² por dia. Neste contexto, o objetivo deste trabalho é apresentar a evolução da tecnologia em cada país e comparar o desempenho de sistemas fotovoltaicos em diferentes localidades, caracterizadas por diferentes climas, no Brasil e no Chile. Especificamente, comparou-se a irradiação solar, a temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos a partir de resultados simulados e experimentais, a energia elétrica produzida e a produtividade.

2. METODOLOGIA

Na primeira parte do trabalho apresentam-se tópicos da evolução da tecnologia fotovoltaica (FV) no Brasil e no Chile, visando comparar dois casos de crescimento das aplicações na América Latina. A seguir, selecionaram-se as localidades com diferentes climas em ambos os países e determinou-se o melhor ângulo de inclinação por diferentes métodos. Então, comparou-se a irradiação solar, a temperatura efetiva dos módulos, a energia produzida por sistemas fotovoltaicos de 4 kWp e a produtividade. Foi selecionada a potência de 4 kWp, pois, 66,5 % dos sistemas de produção de energia elétrica distribuída no Brasil com sistemas FV possuem potência entre de 3 kWp e 5 kWp (ANEEL, 2017).

Foram selecionadas as localidades apresentadas na Tab. 1. Duas localidades no Brasil e duas localidades no Chile. A latitude dos locais no Brasil é próxima àquela das cidades no Chile. Consideraram-se sistemas fotovoltaicos de 4 kWp, constituídos de módulos fotovoltaicos de 200 W e um inversor de 4,2 kW de potência, ambos dispositivos comercializados no Brasil. Neste caso, a razão entre a potência nominal do inversor (CA) e a potência instalada do arranjo fotovoltaico, denominada de FDI (fator de dimensionamento do inversor), foi de 1,05.

Tabela 1 - Características das cidades selecionadas para a comparação da irradiação solar, temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos, energia elétrica produzida e produtividade de sistemas fotovoltaicos de 4 kWp.

País	Cidade	Latitude (°)	Longitude (°)	Clima
Brasil	Barreiras	-12,15	-44,99	Tropical
	Porto Alegre	-30,03	-51,22	Subtropical úmido
Chile	Calama	-22,45	-68,93	Desértico frio
	Valparaíso	-33,05	-71,61	Subtropical

Inicialmente determinou-se o melhor ângulo de inclinação utilizando o programa computacional PV*Sol Premium para dimensionamento de sistemas FVs, a partir da avaliação do maior valor da irradiação solar anual incidente nos módulos FVs e da energia elétrica produzida no ano. A seguir, comparou-se a irradiação média mensal das localidades selecionadas e a obtida com quatro diferentes bases de dados para a localidade de Valparaíso. Também se comparou a temperatura efetiva dos módulos FVs obtidas de simulações com os resultados experimentais para Porto Alegre. A temperatura efetiva é definida como a temperatura ponderada com a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos, como segue (Lorenzo, 2014):

$$T_{ef} = \frac{\int H_T(\beta,t).T_M(t)dt}{\int H_T(\beta,t)dt} \quad (1)$$

onde $H_T(\beta, t)$ é a irradiação solar incidente nos módulos fotovoltaicos e $T_M(t)$ é a temperatura dos módulos fotovoltaicos.

Para as quatro localidades comparou-se a produtividade (*performance ratio*) anual e a energia elétrica produzida mensal e anual bem como a influência da irradiação solar e da temperatura efetiva.

3. TÓPICOS DA HISTÓRIA DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

3.1 No Brasil

De acordo com Dhere *et al.* (2005), estudos das aplicações e tecnologias de conversão da energia solar no Brasil iniciaram-se na década de 50. Alguns períodos foram marcados pela elevada produtividade científica, associada à disponibilidade de recursos financeiros e outros períodos foram de baixa produtividade por falta de investimentos. Nos anos 70, o foco foi em estudos fundamentais. Os primeiros módulos fotovoltaicos foram desenvolvidos em 1955 no Instituto Nacional de Tecnologia e no Centro Tecnológico de Aeronáutica (Dhere *et al.*, 2005). Células solares de silício foram desenvolvidas na Universidade de São Paulo (USP), a partir do crescimento de lingotes de silício cristalino pelo método Czochralski. Módulos fotovoltaicos de filmes finos, tais como $\text{Cu}_2\text{S}/\text{CdS}$, CdS/CdTe entre outros, foram produzidos no Instituto Militar de Engenharia (IME) (Ferreira, 1993). Nos anos 80, na Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), foram estudadas células solares de silício amorfo hidrogenado (Alvarez e Williams, 1982). No período entre 1986 a 1994 ocorreu uma significativa redução da subvenção nesta área e vários grupos de pesquisa foram extintos. Nos anos 90, na Universidade Federal do Rio Grande do Sul (UFRGS) foram realizados estudos de módulos fotovoltaicos. Em 2003, na Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul (PUCRS) foi estabelecido um centro de pesquisa para o desenvolvimento de tecnologias de células solares de silício cristalino e módulos fotovoltaicos. Foi realizada uma produção piloto de células solares e módulos fotovoltaicos (Moehlecke e Zanesco, 2007). A célula solar produzida no Brasil com maior eficiência, de 17,3 %, foi produzida em lâminas de Si-Cz, grau solar. Hoje em dia, várias universidades e entidades estão atuando no desenvolvimento de células solares de diferentes tecnologias, desde as convencionais até as de terceira geração. Cabe ressaltar que, em 2000, a pesquisa e o desenvolvimento tecnológico foram impulsionados pelo programa governamental CT-Energ.

A instalação de sistemas isolados foi impulsionada principalmente por programas governamentais, tais como o PRODEEM (Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios) e o Programa Luz para Todos. O primeiro sistema fotovoltaico interligado à rede elétrica foi instalado em 1995 na CHESF (Companhia Hidrelétrica do São Francisco). Na Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), os primeiros sistemas fotovoltaicos foram implementados com módulos fotovoltaicos de filmes finos em 1997 (Rüther *et al.*, 2004). Na USP e na UFRGS, os estudos iniciaram com sistemas e módulos fotovoltaicos constituídos de células solares de silício cristalino. Atualmente, há várias universidades, centros de pesquisa e empresas do setor de energia atuando na implementação e avaliação de sistemas e módulos fotovoltaicos (Energy Green, 2015). Hoje em dia, na maioria dos estados brasileiros há a isenção do ICMS (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços) sobre a energia compensada.

Em 1978 foi fundada a Associação Brasileira de Energia Solar. Depois de permanecer desativada por um período, em 2005-2006 foi reativada, e em 2007 foi realizado o 1º Congresso Brasileiro de Energia Solar. O Atlas Solarimétrico do Brasil foi publicado em 1997 e foi reeditado em 2017. Em 2002, o INMETRO (Instituto Brasileiro de Metrologia, Normalização e Qualidade Industrial) estruturou o Grupo de Trabalho de Sistemas Fotovoltaicos, com o objetivo de estabelecer as normas para a etiquetagem/certificação dos componentes de um sistema fotovoltaico (Galdino *et al.*, 2005).

Em 2004, a Resolução Normativa nº 83 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), especificava as condições para a instalação de Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI) e somente em 2012, os sistemas fotovoltaicos de pequeno porte foram regulamentados no Brasil pela ANEEL, conforme resolução normativa ANEEL RN 482/2012. Esta normativa foi atualizada em 2015, com a resolução nº 687.

As duas primeiras fábricas de células solares de silício cristalino e/ou módulos fotovoltaicos foram estabelecidas no Brasil nos anos 80. Depois de algumas décadas, a produção foi descontinuada. Somente a partir de 2015 novas fábricas começaram a produzir módulos fotovoltaicos, usando células solares e outros insumos importados. Atualmente, há nove fábricas destes dispositivos e várias que produzem inversores.

3.2 No Chile

O uso da energia solar no Chile começou em 1874 com a instalação de um destilador solar em Las Salinas, como resultado das atividades do engenheiro sueco Charles Wilson que fez a primeira planta de destilação solar em 1872 (Mundo Solar, 2017), (Historia del Agua, 2017), (Ortega *et al.*, 2010). O Chile começou a usar seu grande potencial de energia solar para produção de energia elétrica após aproximadamente 140 anos. Na última década, houve um aumento substancial de projetos nesta área. Os elevados valores de irradiação solar no deserto de Atacama são uma característica que torna esta região como uma das áreas mais favoráveis do mundo para aplicações de conversão de energia solar (Escobar *et al.*, 2015), (Aprende con Energía, 2017).

Em 1994 foi criado o programa nacional de eletrificação rural e em 2005 iniciou o programa “País de Eficiência Energética”. Em 2012, o esforço conjunto de várias universidades e órgãos governamentais resultou na criação do

“Chilean Solar Energy Research Center” (SERC Chile), visando impulsionar o desenvolvimento da indústria, ser um líder mundial em pesquisas científicas na área de energia solar e desenvolver o potencial no deserto do Atacama.

Durante a primeira década do século XXI, uma grande quantidade de módulos fotovoltaicos já tinha sido instalada em casas (urbanas e rurais) em todo o país e em sistemas de irrigação de comunidades agrícolas nas áreas central e norte. Atualmente, pretende-se que até 2035, 60 % da energia produzida no país seja de fontes renováveis e até 2050, este percentual cresça para 70 %. Também foi estabelecido que em todos os planos de educação formal, o tema seja incorporado à educação pré-escolar e básica.

Em 2015, a potência instalada com fontes de energia renovável e não convencional (ERNC) representou 11,4 % da produção de energia elétrica do país. Em relação à energia solar fotovoltaica, em 2014, foi inaugurada a central “Amanecer Solar CAP” na região do Atacama com uma área de 280 hectares, potência instalada de 100 MW e conectada ao sistema interconectado central (SIC). Um ano depois, a capacidade instalada no SIC e no sistema interconectado do grande norte (SING) correspondeu a 3 % e 4 %, respectivamente. Desde a promulgação da Lei 20257, a produção de energia elétrica a partir de fontes de ERNC evoluiu da seguinte forma: 1031 GWh (2005), 4620 GWh (2014) e 6126 GWh (2015). Em janeiro 2017, a potência instalada em sistemas ou centrais fotovoltaicas atingiu o valor de 1,6 GW e em setembro de 2017 a potência instalada era de 2,18 GW, sendo 1434 MW no SIC e 744 MW no SING (Palma *et al.*, 2011), embora a projeção para 2017 fosse inferior a este valor, como mostra a Tab. 2.

Até o momento, o Chile se destaca como o país latino-americano com a maior capacidade instalada de centrais e sistemas fotovoltaicos. A evolução e o rápido crescimento das aplicações em energia solar fotovoltaica resultam no crescente número de projetos de centrais fotovoltaicas de grande porte no norte do Chile. Por exemplo, a maior central fotovoltaica possui a potência de 196 MW. Não se pode deixar de comentar que este rápido crescimento no norte do Chile não foi isento de alguns problemas (Electricidad: La Revista Energética de Chile, 2013). Conforme projeções apresentadas pelo Coordenador Elétrico Nacional e mostradas na Tab. 2 (Veliz *et al.*, 2017), no final de 2017, 40 % dos projetos com fontes de ERNC correspondem à tecnologia fotovoltaica. No entanto, parte desta energia está sendo perdida, pois não há linhas para transmiti-la para o centro e sul do país. A segunda fonte de energia mais utilizada é a eólica com 35,8 % da potência instalada, seguida das mini-hidroelétricas com 14,2 %.

Tabela 2 - Capacidade instalada (P_{Inst}) para produção de energia elétrica e percentual correspondente à diferentes fontes de energias renováveis e não convencionais no Chile (Adaptado de Veliz *et al.*, 2017).

Ano	2016		2017 Projeção	
	P_{Inst} (MW)	Perc. (%)	P_{Inst} (MW)	Perc. (%)
Mini hidroelétricas < 40 MW	441,6	16,3	529,4	14,2
Solar	938,4	34,7	1.468,9	39,5
Eólica	940,3	34,8	1.333,2	35,8
Outras ERNC	383,1	14,2	389,6	10,5

4. COMPARAÇÃO DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS NO BRASIL E CHILE

4.1 Otimização do ângulo de inclinação

Na Fig. 1 compara-se o melhor ângulo de inclinação (β) dos módulos fotovoltaicos a partir da irradiação solar anual incidente e da energia elétrica anual produzida pelo sistema fotovoltaico para cada localidade. Observa-se que para os locais com latitude (Φ) de -12° e -22° , o melhor ângulo de inclinação, obtido pela comparação da irradiação solar e da energia elétrica produzida (CA), é o mesmo. Porém, para os locais com maior latitude, de aproximadamente -30° , o melhor ângulo de inclinação considerando a irradiação solar anual, é um pouco menor que o melhor β obtido a partir da energia elétrica produzida. Esta diferença é pequena, da ordem de 1° . Provavelmente, este resultado está associado à variação da temperatura. Portanto, para as quatro localidades, selecionou-se o melhor ângulo de inclinação considerando a energia elétrica produzida no ano. Na Tab. 3 resumem-se os valores do melhor β para cada localidade. Para as duas cidades com a menor latitude, o ângulo de inclinação foi similar à latitude. Porém, para Porto Alegre e Valparaíso, o melhor ângulo de inclinação é menor que a latitude. A diferença entre β e Φ aumenta com o aumento da latitude.

Tabela 3 - Ângulo de inclinação selecionado para cada localidade.

Cidade	Latitude	Ângulo de inclinação
Barreiras	12°	15°
Calama	22°	21°
Porto Alegre	30°	23°
Valparaíso	33°	20°

4.2 Comparação da irradiação solar

Na Fig. 2(a) apresenta-se a irradiação solar diária média mensal incidente nos módulos fotovoltaicos considerando o melhor ângulo de inclinação para Valparaíso, calculada com o programa computacional PV*Sol Premium e utilizando quatro diferentes bases de dados: Internacional H-WORLD (H-World, 1993), Registro Solarimétrico, NASA e Meteororm. A Tab. 4 mostra a irradiação solar anual incidente nos módulos considerando as diferentes bases de dados e a variação percentual deste parâmetro em relação à base de dados Meteororm. Nota-se que, com os dados da NASA, a irradiação anual é aproximadamente 40 % maior que a obtida com as outras bases de dados. Simulações com estes dados resultam em uma estimativa da energia elétrica produzida bastante superior àquela que será medida. Por outro lado, as outras três bases de dados apresentaram a distribuição ao longo do ano e o valor anual da irradiação solar muito próximos. É importante selecionar uma base de dados adequada, pois a irradiação solar afeta o valor de energia elétrica estimada por simulações. Em geral, para que a base de dados tenha significado estatístico, são necessários mais de 10 anos de medição da irradiação solar. Para este trabalho, selecionou-se a base de dados Internacional H-WORLD.

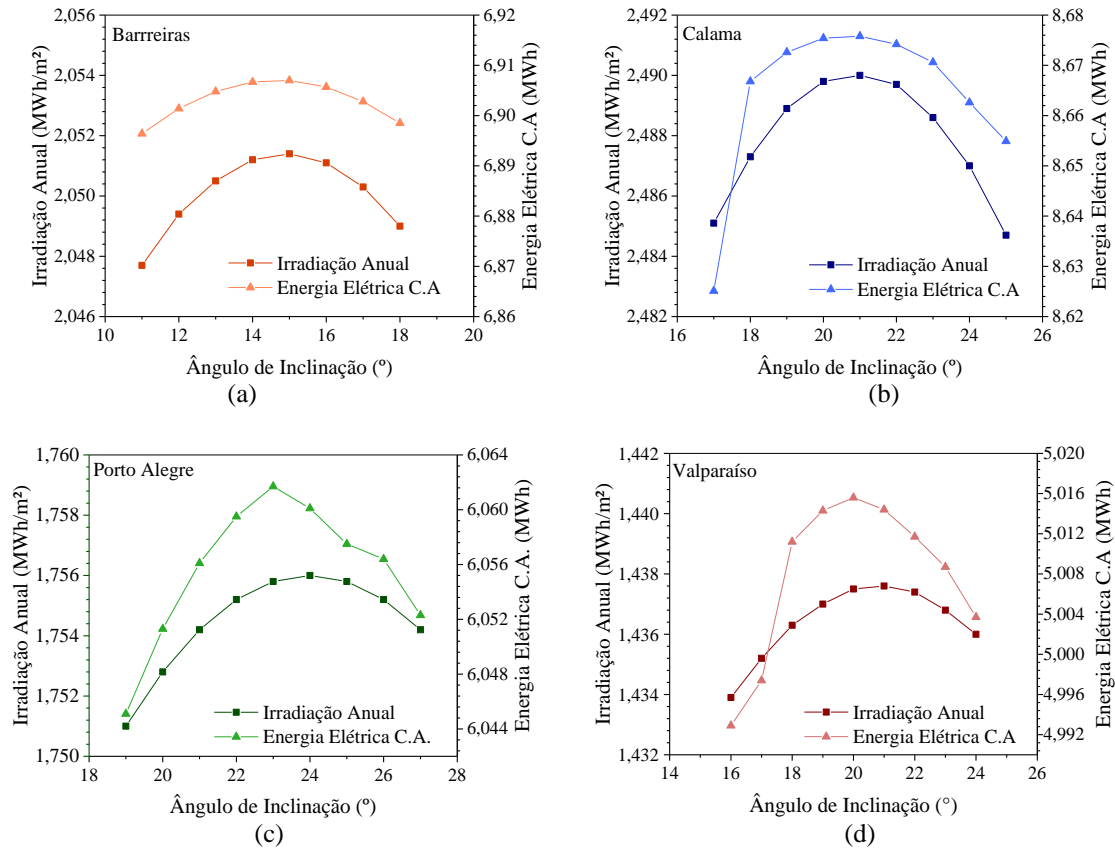


Figura 1 - Irradiação solar anual e energia elétrica produzida em um ano pelo sistema fotovoltaico na localidade de (a) Barreiras (Brasil), (b) Calama (Chile), (c) Porto Alegre (Brasil) e (d) Valparaíso (Chile) em função do ângulo de inclinação dos módulos fotovoltaicos.

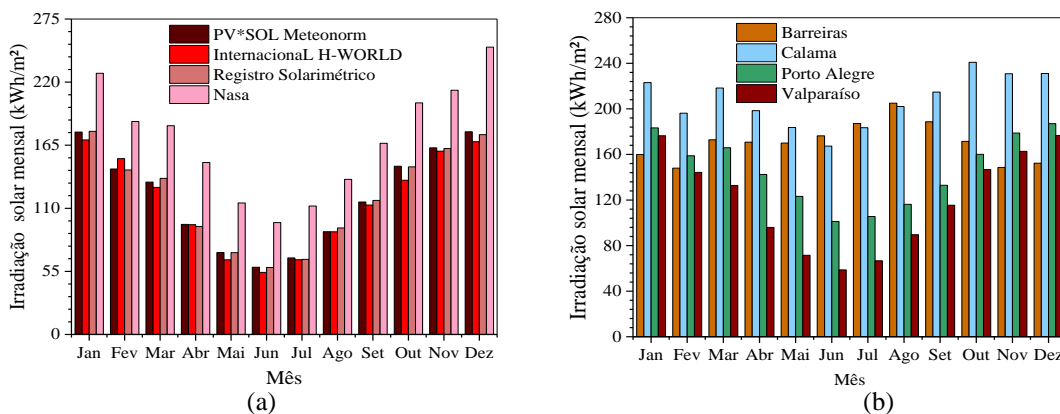


Figura 2 - (a) Irradiação solar mensal incidente nos módulos fotovoltaicos para o ângulo de inclinação otimizado em Valparaíso obtida a partir de diferentes bases de dados e (b) irradiação solar mensal incidente nos módulos fotovoltaicos considerando o melhor ângulo de inclinação para as quatro localidades com a base de dados H-WORLD.

Tabela 4 - Irradiação solar anual incidente nos módulos fotovoltaicos com o ângulo de inclinação otimizado para Valparaíso (Chile) e variação percentual em relação a base de dados Meteororm.

Base de Dados	Irradiação Solar Anual (kWh/m ²)	Varição Percentual (%)
Internacional H-WORLD	1396	- 3
Registro Solarimétrico	1438	+ 0,6
NASA	2037	+ 42
Meteororm	1437	-

A irradiação solar média mensal [$M_T(\beta)$] nos módulos fotovoltaicos para as quatro localidades é comparada na Fig. 2(b). Conforme esperado, nota-se que, para as duas localidades com menor latitude, a irradiação solar é mais uniforme ao longo do ano. Comparando a irradiação de Barreiras com a de Calama, observa-se que em Calama a irradiação é menor nos meses de inverno, enquanto que, em Barreiras a maior incidência ocorre próximo ao equinócio de primavera e os menores valores de irradiação ocorrem no verão. Este comportamento pode estar associado à época de chuva. O local com maior irradiação solar anual é Calama, devido ao clima desértico. Valparaíso apresenta a maior variação ao longo do ano. Por exemplo, o menor valor de $M_T(\beta)$ é de 58,6 kWh/m², 66,7 % menor que o maior valor que ocorre no verão. A localidade com maior irradiação solar anual incidente nos módulos fotovoltaicos é Calama (2490 kWh/m²) e a menor é Valparaíso (1437 kWh/m²).

4.3 Comparação de valores simulados e experimentais da temperatura dos módulos fotovoltaicos

Para determinar a temperatura ambiente média referente a cada mês para as quatro localidades consideraram-se somente os valores com irradiância solar maior que 40 W/m². A base de dados da temperatura ambiente é do programa computacional PV*Sol Premium. Na Fig. 3(a) compara-se a diferença entre a temperatura diária média mensal efetiva dos módulos fotovoltaicos e a ambiente (ΔT_{EF}).

A maior diferença entre as temperaturas ocorre em Calama, pois é a localidade com maior irradiação solar, como ilustra a Fig. 2(b), uma vez que a T_A é menor que a de Barreiras. Para Barreiras, observa-se que a maior ΔT_{EF} ocorre no mês de agosto, devido a maior incidência de irradiação solar, conforme especifica a Fig. 2(b). Para Calama, a ΔT_{EF} varia entre 20 °C (abril) e 24 °C (outubro) e para Barreiras a variação é de 17 °C (dezembro) a 22 °C (agosto). Para esta última localidade há uma variação de ΔT_{EF} um pouco maior, apesar da temperatura ambiente ser mais uniforme ao longo do ano, devido à maior variação da irradiação solar. Os menores valores de ΔT_{EF} ocorrem para Valparaíso. A menor diferença é inferior a 12 °C e ocorre no mês de junho, indicando que ocorrem as menores perdas devido a temperatura dos módulos FV. Para Porto Alegre, o menor valor de ΔT_{EF} , de 15 °C, também ocorre no mês do solstício de inverno. Para estas duas localidades, os maiores valores de ΔT_{EF} , de aproximadamente de 20 °C ocorrem nos meses de verão. Estes resultados demonstram que as maiores perdas de energia pelo aumento da temperatura dos módulos ocorrem em Calama. Por outro lado, as menores perdas de energia acontecem em Valparaíso, principalmente no inverno.

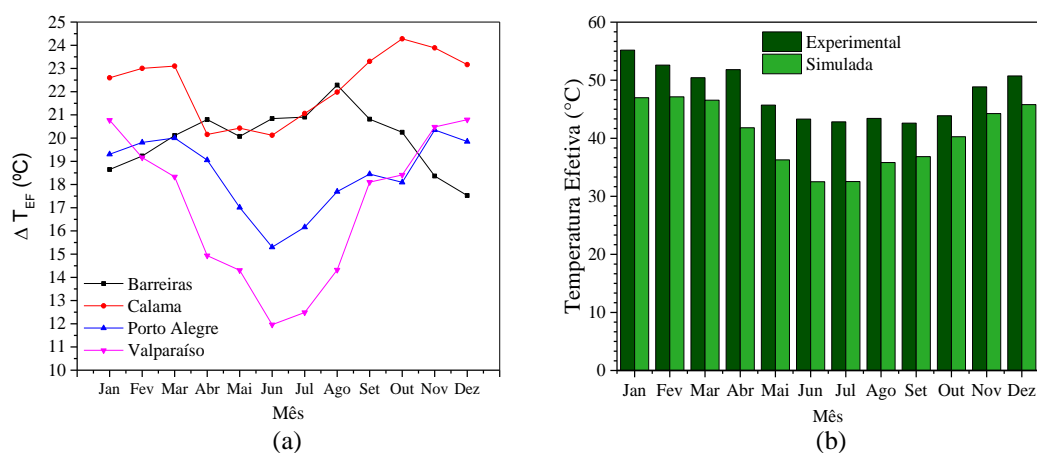


Figura 3 - (a) Diferença entre a temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos (T_{EF}) e a ambiente para as quatro localidades e (b) comparação entre os resultados simulados e experimentais da T_{EF} em Porto Alegre.

Na Fig. 3(b) compara-se a temperatura efetiva média diária mensal em Porto Alegre simulada com o programa computacional e obtida a partir de valores experimentais. Neste caso, a temperatura dos módulos foi medida com um PT100 calibrado e instalado na parte posterior de um módulo fotovoltaico e a irradiância solar foi medida com um piranômetro da marca Eppley durante 3 anos, de janeiro de 2013 a dezembro de 2015. Nota-se que os valores experimentais são maiores que os simulados. Este resultado indica que a energia elétrica obtida com o programa

computacional PV*Sol Premium é maior que o valor que será produzido pelo sistema FV, pois as perdas de energia pelo aumento da temperatura são maiores. Da Fig. 3(b) observa-se que a maior diferença entre os valores experimentais e simulados ocorre nos meses de inverno e é de aproximadamente 10 °C. Portanto, novos métodos para estimar a temperatura dos módulos a partir da temperatura ambiente deveriam ser introduzidos no programa computacional (Koehl *et al.*, 2011).

4.4 Comparação da energia elétrica e produtividade

Na Fig. 4 mostra-se a energia elétrica mensal produzida pelo sistema fotovoltaico em cada uma das quatro localidades. O sistema em Calama produz mais energia elétrica que nas outras localidades em todos os meses do ano. Em Barreiras a menor produção ocorre nos meses de verão. Valparaíso apresenta a maior variação na produção de energia elétrica durante o ano. No mês de junho a produção é de 217 kWh, enquanto que em Barreiras e Calama a energia elétrica é de 600 kWh e 605 kWh, quase três vezes maior.

Conforme mostra a Tab. 5, a produtividade anual em Calama é de 2170 kWh/kW, enquanto que em Barreiras é de 1730 kWh/kW. A maior produtividade em Calama deve-se a maior incidência de irradiação solar. A produtividade em Valparaíso é de 1260 kWh/kW, menor que a produtividade em Porto Alegre, que é de 1520 kWh/kW.

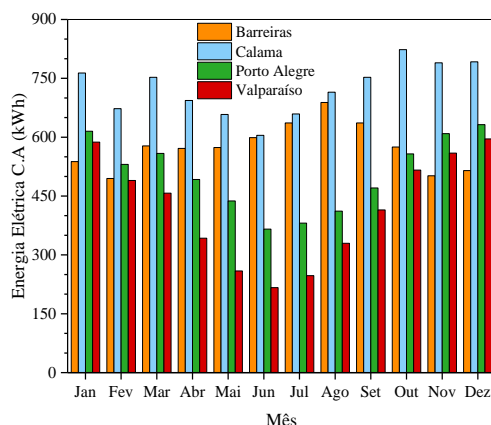


Figura 4 - Energia elétrica mensal produzida pelo sistema fotovoltaico de 4 kWp nas quatro localidades.

Tabela 5 - Irradiação solar anual, energia elétrica anual e produtividade anual para as quatro localidades.

Cidade	Irradiação Solar Anual (kwh/m ²)	Energia Elétrica Anual (kWh)	Produtividade Anual (kWh/kW)
Barreiras	2051	6907	1730
Calama	2490	8676	2170
Porto Alegre	1756	6062	1520
Valparaíso	1437	5016	1260

4. CONCLUSÃO

Na América do Sul, o Brasil e o Chile têm se destacado em relação ao crescimento de instalações de sistemas e centrais fotovoltaicas. No Brasil, a partir de 2016, ocorreu um crescimento exponencial da potência instalada. Até o final outubro de 2017 haviam sido instalados 129 MW em sistemas de geração distribuída e 311 MW em centrais fotovoltaicas. No Chile, em janeiro 2017, a potência instalada em sistemas ou centrais fotovoltaicas atingiu o valor de 1,6 GW e em setembro de 2017 a potência instalada foi de 2,18 GW. Em ambos países, esforços para o desenvolvimento da indústria de componentes de sistemas FVs foram realizados, envolvendo universidades, centros de pesquisa e entidades governamentais. Este crescimento está relacionado com as características da matriz energética de cada país. Enquanto o Brasil possui uma matriz energética baseada em fontes de energia renováveis, com 68,1 % da energia elétrica produzida por centrais hidroelétricas, o Chile possui uma matriz elétrica em que 49,3 % da energia é produzida a partir de fontes de energia térmica.

Para comparar os sistemas fotovoltaicos simulados nas quatro diferentes localidades, selecionou-se o melhor ângulo de inclinação considerando a energia elétrica produzida no ano. Para as duas cidades com a menor latitude, o ângulo de inclinação foi similar ao módulo da latitude. Porém, para Porto Alegre e Valparaíso, o melhor ângulo de inclinação é menor que a latitude. Também se observou que a diferença entre β e Φ aumenta com o aumento da latitude. Da avaliação de diferentes bases de dados de irradiação solar global, verificou-se que com os dados da NASA a irradiação solar anual é aproximadamente 40 % maior que a obtida com as outras três bases de dados. O local com

maior irradiação solar anual é Calama, devido ao clima desértico e Valparaíso apresenta a maior variação ao longo do ano.

A maior diferença entre a temperatura efetiva dos módulos fotovoltaicos e a ambiente ocorreu em Calama, pois é a localidade com maior irradiação solar. Para Calama a ΔT_{EF} varia entre 20 °C e 24 °C e, para Barreiras, a variação foi de 17 °C a 22 °C. Os menores valores de ΔT_{EF} ocorreram para Valparaíso e a menor diferença foi inferior a 12 °C. Para Porto Alegre, o menor valor de ΔT_{EF} foi de 15 °C. Para estas duas localidades os maiores valores de ΔT_{EF} foram de aproximadamente 20 °C. Da comparação entre os valores experimentais e simulados da temperatura efetiva dos módulos FV em Porto Alegre constatou-se que a maior diferença ocorreu os meses de inverno e foi de aproximadamente 10 °C.

Valparaíso apresentou a maior variação na produção de energia elétrica durante o ano. No mês de junho a produção foi de 217 kWh, enquanto que em Barreiras e Calama a energia elétrica foi de 600 kWh e 605 kWh, quase três vezes maior. A produtividade anual em Calama foi de 2170 kWh/kW, enquanto que em Barreiras foi de 1730 kWh/kW. A produtividade em Valparaíso foi de 1260 kWh/kW, menor que a produtividade em Porto Alegre, que foi de 1520 kWh/kW.

Agradecimentos

Os autores agradecem à ITAIPU Binacional, LAR, C.VALE, COPACOL, SEBRAE/PR e OCEPAR pela subvenção do projeto de P&D intitulado “Implantação de Unidades de Geração Distribuída de Energia Elétrica a Partir de Sistemas Fotovoltaicos em Propriedades Rurais”, Convênio nº 4500040746, ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e à Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.

REFERÊNCIAS

- Adaramola, M. S., 2014. Viability of grid-connected solar PV energy system in Jos, Nigeria, *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 61, pp. 64–69.
- Alvarez, F., Williams, F., 1982. Photoluminescence in hydrogenated amorphous silicon. *J Non Cryst Sol*, v. 50, pp. 1-6.
- ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, 26 p. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 16 Outubro 2017.
- Aprende com Energía. Disponível em: <<http://www.aprendeconenergia.cl/uso-de-energia-solar-en-chile/>>. Acesso em: 06 Novembro 2017.
- Base de datos internacional H-WORLD, CENSOLAR - Centro de estudios de la energía solar, 1993, p. 106.
- Dhere, N. G., Cruz, L. R., Lobo, P. C., Branco, J. R. T., Ruther, R., Lima, J. H. G., Zanesco, I., 2005. History of solar energy research in Brazil, *Proceedings of the ISES 2005 Solar World Congress*, vol. 1, pp. 1-6.
- Electricidad: La Revista Energética de Chile, 2013. Disponível em: <<http://www.revistaei.cl/2016/07/20/pierde-fuerza-auge-las-grandes-plantas-fotovoltaicas/>>. Acesso em: 06 Novembro 2017.
- Energy Green – Soluções em Energias Renováveis, 2015. Estudo: “Cadeia de Valor da Energia Solar. Fotovoltaica no Brasil”. Disponível em: <energygreenbrasil.com.br/wp-content/uploads/2017/06/apresentacao-estudo.pdf>. Acesso em: 06 Novembro 2017.
- EPE - Empresa de Pesquisa Energética e MME - Ministério de Minas e Energia. Balanço energético nacional 2017, ano base 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf>. Acesso em: 16 Outubro 2017.
- Escobar, R. A., Cortés C., Pino, A., Salgado, M., Pereira, E. B., Martins, F. R., Boland, J., Cardemil, J. M., 2015. Estimating the potential for solar energy utilization in Chile by satellite-derived data and ground station measurements, *Solar Energy*, vol. 121, pp. 139-151.
- Ferreira, M. J. G., 1993. Inserção da energia solar fotovoltaica no Brasil, Dissertação (Mestrado), Programa Interunidades de Pós-Graduação em Energia da Universidade de São Paulo, IEE/EP/FEA/IF, São Paulo, 155 p.
- Galdino, M. A., Lima, J. H., Novgorodcev, A., Zilles, R., Zanesco, I., Moehlecke, A., Krenzinger, A., Orlando, A. F., 2005. The Brazilian programme for labelling photovoltaic systems, 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, vol. 1, pp. 3199-3202, Barcelona.
- Historia del Agua en el Desierto Más Árido del Mundo. Disponível em: <<https://historiadelagua.wordpress.com/el-primer-destilador-solar-de-charles-wilson/>>. Acesso em: 06 Novembro 2017.
- IEA International Energy Agency. Snapshot of global photovoltaic markets. Report IEA PVPS T1-31:2017. Disponível em: <http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_-_A_Snapshot_of_Global_PV_1992-2016__1_.pdf>. Acesso em: 16 Outubro 2017.
- Koehl, M., Heck, M., Wiesmeier, S., Wirth, J., 2011. Modeling of the nominal operating cell temperature based on outdoor weathering, *Solar Energy Materials & Solar Cells*, vol. 95, pp. 1638-1646.
- Kumi, E. N., Brew-Hammond, A., 2013. Design and analysis of a 1 MW grid-connected solar PV system in Ghana, ATPS (African Technology Policy Studies Network): Working Paper Series, vol. 78, 24 p.
- Lorenzo, E., 2014. Ingeniería fotovoltaica, ed. Progensa, 275 p.

- Ma, W.W., Rasul, M.G., Liu, G., Li, M., Tan, X. H., 2016. Climate change impacts on techno-economic performance of roof PV solar system in Australia, *Renewable Energy*, vol. 88, pp. 430-438.
- Miranda, R. F.C., Szklo, A., Schaeffer, R., 2015. Technical-economic potential of PV systems on Brazilian rooftops, *Renewable Energy*, vol. 75, pp. 694-713.
- Moehlecke, A., Zanesco, I., 2007. Pilot plant to develop cost effective photovoltaic modules, 22th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Milão.
- Mundo Solar. Disponível em: <<http://www.dforcesolar.com/energia-solar/historia-de-la-energia-solar/>>. Acesso em: 06 Novembro 2017.
- Ortega, A., Escobar, R., Colle, S., Abreu, S. L., 2010. The state of solar energy resource assessment in Chile, *Renewable Energy*, vol. 35, pp. 2514-2524.
- Palma, R., Morán, L., Cornejo, L., Galleguillos, H. R., Kouro, S., Agostini, C., 2011. Chilean Solar Energy Research Center (SERC Chile). Disponível em: <<http://sercchile.cl/historia/>>. Acesso em: 06 Novembro 2017.
- Raturi, A., Singh, A., Prasad, R. D., 2016. Grid-connected PV systems in the pacific island countries, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 419–428.
- Rüther, R., Beyer, H. G., Montenegro, A. A., Dacoregio, M. M., Salamoni, I. T., Knob, P., 2004. Performance results of the first grid connected, thin film pv installation in brazil: high performance ratios over six years of continuous operation, 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, pp. 3091-3094, Paris.
- Sidi, C. E. B. E., Ndiaye, M. L., Bah, M. E., Mbodji, A., 2016. Performance analysis of the first large-scale (15 MWp) grid-connected photovoltaic plant in Mauritania, *Energy Conversion and Management*, vol. 119, pp. 411–421.
- Tebibel, H., Labeled, S., 2013. Performance results and analysis of self-regulated PV system in Algerian Sahara, *Renewable Energy*, vol. 60, pp. 691-700.
- Veliz, G. H., Rivera, P. V., Rivas, A. A., Rodriguez, J. P., Moraga, C. E. Capacidad Instalada. Coordinador Eléctrico Nacional. Disponível em: <<https://sic.coordinadorelectrico.cl/informes-y-documentos/graficos-y-estadisticas/capacidad-instalada/>>. Acesso em: 06 Novembro 2017.

EVOLUTION AND ANALYSIS OF THE PHOTOVOLTAIC SYSTEMS IN BRAZIL AND CHILE

Abstract. *Brazil and Chile are the countries of South America with the highest growth of installations of photovoltaic systems and plant and are characterized by climates with high temperature variations during the year. The goal of this paper is to present the evolution of the technology in each country and to compare the performance of photovoltaic systems in places characterized by different climates. Specifically, the variation of solar irradiance, the simulated and experimental effective temperature of the photovoltaic (PV) modules, the electric energy produced and the annual yield were compared. Since 2016, in Brazil occurred an exponential growth of the PV capacity. Up to October 2017, 129 MW had been installed in distributed generation PV systems and 311 MW in photovoltaic plants. In Chile, in January 2017, the capacity of photovoltaic systems and plants reached 1.6 GW and in September 2017 the installed power was 2.18 GW. From the simulation of a 4 kWp system, the best tilt angle was selected considering the electric energy produced in the year. The NASA database resulted in an annual solar irradiance value 40 % higher than that obtained with the other databases. The higher difference between the effective temperature of the photovoltaic modules and the ambient temperature (ΔT_{EF}) occurred in Calama, because the place presented the highest solar irradiation. The lower value of ΔT_{EF} , of 12 ° C, was found in Valparaíso. In Porto Alegre the higher difference between the experimental and simulated ΔT_{EF} values occurred in the winter months and was approximately 10 ° C. Valparaíso presented the largest variation in electric energy production during the year. The higher annual yield of 2170 kWh / kW occurred in Calama.*

Key words: *Photovoltaic Systems, Solar Irradiation, Effective Temperature*