



**Exchanging best practices to incorporate variable renewable energy
into long-term energy/power sector planning in South America**



**Technical Workshop
Summary Report**

Based on discussions held:
August 28th-31st 2017, in Buenos Aires, Argentina

Contents

Executive Summary: Background and high-level conclusions	3
1. Regional context.....	6
Renewable shares	6
Planning tools.....	7
Planning mandates.....	8
2. Country profiles.....	9
Argentina.....	9
Bolivia.....	12
Brazil.....	14
Chile	16
Colombia	18
Ecuador	20
Mexico.....	22
Paraguay	24
Peru	26
Uruguay.....	28
3. Current approaches to VRE representation.....	30
Representing VRE investment costs	30
Representing generation adequacy (i.e. capacity credit of VRE).....	31
Representing system flexibility	32
Representing VRE siting and zoning evaluations	33
Representing stability-related operational constraints	34
4. Matching matrix: Country practices and improvement priorities.....	35
APPENDIX 1: Meeting programme and agenda.....	36
APPENDIX 2: Official participant list	45
APPENDIX 3: Link to workshop presentations and recording.....	48
APPENDIX 4: Country energy planning surveys	49
Argentina.....	49
Bolivia.....	57
Brazil.....	63
Chile	67
Colombia	73

Ecuador 77

Mexico..... 82

Paraguay 87

Peru 91

Uruguay..... 96



Meeting background and high-level conclusions

Background

Latin America has a dynamic renewable energy market, and scaling up the contribution of renewable energy to the future energy mix is a major policy priority in many countries throughout the region.¹ While hydropower has acted as a pillar of the region's power sector development thus far, other renewable technologies are rapidly coming to the forefront as a result of declining costs and a push for diversification.

However, the ambitious expansion of new renewable technology is often met with concerns around ensuring reliable power supply with larger shares of variable renewable energy (VRE) sources, such as solar or wind. To allay those concerns, it is critical that ambitious VRE deployment is supported by robust long-term energy and power sector planning, and particularly by sets of quantitative techno-economic analyses to define feasible transition scenarios.

IRENA member states, including several Latin American countries, have been proactive in this regard, and expressed a keen interest in improving their energy planning practices to better account for the variability of wind and solar power. The modelling methodologies used by national planning offices for long-term capacity expansion planning are often cited as a particular area where it is challenging to represent such variability, and its economic consequences.

To address this challenge, IRENA initiated the Addressing Variable Renewable Energy in Long-Term Energy Planning (AVRIL) project in 2013. Building on the expertise gained through various discussions and sessions held under the AVRIL project, IRENA released its *Planning for the Renewable Future – long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies* report in January 2017. The report provides an overview of a range of methodologies that are practiced around the world to improve the representation of VRE in long-term planning tools.

Between August 28th-31st 2017, a regional workshop was held in Buenos Aires in cooperation with the Ministry of Energy and Mining of Argentina, to discuss the *Planning for the Renewable Future* report, and its relation to long-term energy/power sector planning with VRE in the context of South America.

The workshop, titled *Exchanging best practices to incorporate variable renewable energy into long-term energy/power sector planning in South America*, brought together over 50 participants, including energy planners from ten Latin American countries – Argentina, Brazil, Bolivia, Chile, Colombia, Ecuador, Mexico, Paraguay, Peru, and Uruguay – nominated by their respective governments, as well as experts from international/regional organizations such as NREL, the World Bank, and OLADE.

The objectives of the workshop were two-fold:

The primary objective was to exchange and discuss the regional - as well as global - best practices to enhance capacity expansion planning to achieve significant RE deployment.

More specifically, the discussion focused on five main topics related to the representation of VRE in long-term planning tools:

¹ As documented in IRENA's recent *Renewable Energy Market Analysis – Latin America* report (2016)

- » Generation adequacy (i.e. capacity credit of VRE)
- » System flexibility
- » VRE siting and zoning evaluations (and their link to transmission investment)
- » Stability-related operational constraints in a system
- » VRE investment costs

The secondary objective of the workshop was to identify priorities for improvement in planning methodologies based on the topical discussions, which could potentially be addressed through follow-up regional or bilateral technical cooperation.

On the first day of the session, national representatives presented an overview of their respective institutional planning and long-term modelling frameworks, and how VRE are represented in those areas (See Appendix 3 for country presentations, notes, and session recording). The remainder of the workshop was dedicated to the technical input presentations by attending experts, and discussion/exchange of country experience.

The presentations and discussions held during the workshop delivered a wealth of information around current regional practices, challenges, and future priorities for the integration of VRE in long-term energy planning/modelling. This report is meant to synthesize that information, and act as a platform for bilateral networking between countries around specific issues, or follow-up cooperation with IRENA.

Conclusions

The high-level takeaways from the workshop are as follows:

RE and VRE characteristics in the region (Section 1)

- » RE shares are currently high across the region, but that is mainly driven by hydropower, and there remain several countries with significant thermal capacity (e.g. Argentina, Bolivia, Chile, and Mexico)
- » Hydro is set to grow in some countries (e.g. Bolivia with large export plans, Ecuador, possibly Peru), but remain stable or decline elsewhere (e.g. Brazil due to environmental concerns)
- » VRE shares are currently low, with the exception of Uruguay, which has significant shares of wind generation, and certain regions within Brazil and Chile
- » Nevertheless, in many cases national plans to expand VRE capacity represent rapid increases relative to current shares, over a short period of time
- » The benefits of new VRE capacity heavily depend on complementarity between VRE generation, existing resources, and demand – e.g. in Brazil, wind generation complements hydro seasonality, and solar can complement biomass availability and an increase in summer air conditioning demand
- » Uncertainty around future resource/demand complementarity is a key challenge, e.g. in the same Brazilian context, GWs of diesel capacity – rather than solar – are being used to meet demand growth amidst declining hydro production, since peak demand shift from evening to summer daytime is not certain

National modelling tools, planning frameworks, and approaches (Section 1, 2, & 3)

- » There is established power sector planning practice in all countries in the region, supported by tools that often have a long history of national development

- » Ministries play an important role but so do utilities and TSOs – mandates vary, and not all country planning processes are integrated across these players - institutes, universities and regulators also play varying and important roles in different contexts
- » Nearly all countries reflect projections of renewable energy costs in their long-term modelling, though translating international projections into local contexts is a challenge
- » Fewer countries thoroughly represent the contribution of VRE to generation adequacy (i.e. capacity credit), mainly due to difficulties surrounding the availability of hourly historical VRE generation and load data, uncertainty around future load profile, and realistic depiction of VRE-hydro dynamics
- » While system flexibility is considered in most modelling approaches, representing newer flexibility options such as storage and demand-side response is challenging, as accurate reflection of flexibility services and revenues typically require high time resolution
- » Large national geographies in the region mean that VRE projects can be spread to smooth variable production (e.g. wind generation in Argentina), but this places particular importance on transmission planning
- » While most countries have developed solar and wind resource maps, the general co-optimisation of generation and transmission expansion planning processes remains a challenge
- » Though short-term operational impacts of VRE are not typically the central focus of long-term capacity expansion modelling, it is important to already consider the implications of ambitious VRE deployment on future system stability, and review potentially out-of-date grid codes to ensure they adequately reflect qualities of new VRE technology

Country conclusions and follow-up opportunities (Section 2 & 4)

- » This was the first regional workshop focusing on planning and modelling for VRE
- » There is a need for such dialogue – having a forum to exchange national experience and learn from other country approaches is extremely helpful for planners, and currently lacking in South America – most will bring back new ideas and methods to their national planning context
- » **As reflected in Sections 2 & 4 of this report, there is now an extensive list of working-level topics that countries in the region are eager and able to follow up on – though countries are at different stages of VRE planning and deployment, the opportunity for collaboration is significant. The most cited areas for potential follow-up work are:**
 1. **System Flexibility**
 - a. 5-7 out of 10 countries interested in topics related to the improved representation of system flexibility
 2. **Capacity credit of VRE**
 - a. 5 out of 10 countries interested in improving the representation of VRE contribution to generation adequacy
 3. **RE data improvement: Costs (e.g. translating int'l costs to local context) and Resource characteristics (e.g. developing resource maps)**
 - a. 5-7 out of 10 countries interested in collecting better data, or improving upon current data usage related to VRE
- » **Topics beyond the modelling: Sections 2 & 4 of this report also make it clear that a number of countries consider improvements around grid codes and the remuneration of certain energy system services (e.g. flexibility and transmission investment) to be of interest going forward**

1. Regional context

Renewable shares

The below table summarises current and future renewable shares in the countries attending the workshop, compiled from country presentations and group discussions. IRENA statistics were used to fill any gaps in the data provided around current renewable shares.

Country		Current	Expected	Notes on Expected Amounts
Argentina	RE Share	2% of electricity demand	20% of electricity demand by 2025	Policy target; Figures exclude large hydro
	VRE	Solar: 9 MW; Wind: 279 MW	Solar: ~1,200 MW; Wind: ~2,000 MW by 2025	In pipeline based on auction results
Bolivia	RE Share	25% Hydro and 3% Other RE in capacity mix	~80% Hydro (11,725 MW) and ~5% Other RE (630 MW) in capacity mix by 202	Planning study scenario; Other RE Other RE includes Geothermal, Wind, and Solar PV
	VRE	Solar: 13 MW; Wind: 27 MW	No forecast	
Brazil	RE Share	~65% Hydro and 20% Other RE in capacity mix	~50% Hydro and 30% Other RE in capacity mix by 2026	Planning study reference case; Other RE includes PCH, Biomass, Wind, and Solar PV; Interconnected system data
	VRE	Solar: 23 MW; Wind: ~10,500 MW (~7% of capacity)	Solar: ~10,000 MW (+~ 4GW in distributed generation); Wind: ~28,000 MW (~20% of capacity) by 2026	Planning study reference case; Interconnected system data
Chile	RE Share	~44% RE capacity mix, including Hydro	50-60% RE generation by 2020; 60-85% RE generation by 2040	Planning study scenarios
	VRE	Solar: 1,700 MW; Wind: 1,300 MW (~15% of capacity)	12% VRE generation by 2020; 31-40% VRE generation by 2040	Planning study scenarios
Colombia	RE Share	65% Hydro in capacity mix	~57% Hydro and ~7-10% Other RE in capacity mix by 2029/30	Planning study scenarios
	VRE	Solar: 63 MW; Wind: 20 MW (<1% of capacity)	Solar: ~235 MW; Wind: ~1,450 MW (~7% of capacity) by 2029/30	Planning study scenarios
Ecuador	RE Share	~63% Hydro and ~2% Biomass in capacity mix	Potential addition of 6,300 MW Hydro and 350 MW Other RE by 2025	Planning study scenario; Other RE not specified
	VRE	Solar: 28 MW; Wind: 21 MW (<1% of capacity)	No forecast	
Mexico	RE Share	17% Hydro and 10% Other RE in capacity mix; 10/7% in generation	Potential addition of ~25,000 MW RE by 2031	Based on percentage of total additional capacity (45%) expected between 2017-31
	VRE	Solar: 389 MW; Wind: 3,735 MW (<7% of capacity; <5% of generation)	Potential addition of ~13,000 MW Wind and ~8,000 MW Solar PV & Thermal by 2031	Based on percentage of total additional capacity (24% Wind, 14% Solar) expected between 2017-31
Paraguay	RE Share	~100% Hydro in electricity generation	No forecast	
	VRE	Solar: 0 MW; Wind: 0 MW	No forecast	
Peru	RE Share	~50% Hydro and 2% Other RE in electricity generation	47-56% Hydro and 3-5% Other RE in electricity generation by 2025	Policy target; Other RE not specified
	VRE	Solar: 96 MW; Wind: 240 MW	Solar: ~280 MW; Wind: ~400 MW by 2025	In pipeline based on auction results
Uruguay	RE Share	32% Hydro and 44% Other RE in capacity mix; ~63/35% in generation	Potential addition of ca.100 MW biomass ca. 2021	
	VRE	Solar: 229 MW; Wind: 1,480 MW (3/31% of capacity; ~1/27% of generation)	No forecast	

Planning tools

The below table summarises power sector planning tools currently used in the countries attending the workshop, compiled from country presentations, pre-workshop surveys, and group discussions.

Country	Tool	Planning steps - Tool coverage				Notes
		Technical network studies	Dispatch simulation	Geo-spatial planning	Generation Expansion	
Argentina	PSS/E	X		X		Geo-spatial element - used iteratively with MESSAGE; TIMES to gauge transmission needs
	OSCAR-MARGO		X			
	MESSAGE; TIMES			X	X	Geo-spatial element - used iteratively with PSS/E to gauge transmission needs
Bolivia	PowerFactory	X				
	SDDP		X			
	OptGen				X	
Brazil	ANAREDE, ANATEM, ANAFAS, PacDyn	X				
	NEWAVE		X			
	In-house EPE model			X	X	Mixed-integer optimization model – minimizes investment and operational costs for power generation and interconnection
	MATRIZ			X	X	Geo-spatial element – energy resource optimization model with explicit nodes to represent transmission
Chile	PCP; PLP		X			
	PET			X	X	Model includes transmission investment, but not in Ministry's Long-term Plan
Colombia	PowerFactory	x				
	SDDP		X			
	OptGen				X	
Ecuador	PowerFactory	X				
	SDDP		X			
	OptGen				X	
Mexico	PSS/E; DSAtools	X	X			
	PLEXOS			X	X	Geo-spatial element - model explicit nodes to represent transmission
Paraguay	NERC excel model				X	
	MESSAGE; OSeMOSYS				X	Proposed, undergoing training
Peru	NetPlan	X				
	SDDP		X			
	OptGen; TIMES				X	
Uruguay	PSS/E	X				
	SimSEE		X		X	
	WASP; MINGO				X	

Planning mandates

The below table summarises the institutions responsible for different stages of power sector planning in the countries attending the workshop, compiled from pre-workshop surveys.

Planning steps – Institutional responsibility ²				
Country	Power demand forecasting	Generation capacity expansion scenarios	Generation dispatch scenarios	Technical network studies
Argentina	Ministro de Energía y Minería (Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos); DNEyEP	Ministro de Energía y Minería (Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos); DNEyEP	Ministro de Energía y Minería (Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos); DNEyEP	Ministro de Energía y Minería (Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos); DNEyEP
Bolivia	Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)	Ministerio de Energías (MEN); Empresa Nacional de Electricidad (ENDE); Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)	Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)	Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)
Brazil	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)	Empresa de Pesquisa Energética (EPE); Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Chile	Ministerio de Energía	Ministerio de Energía	Ministerio de Energía	Comisión Nacional de Energía
Colombia	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)
Ecuador ³	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER); Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER); Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER) Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL)	Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER); Agencia de Regulación y Control de Electricidad (ARCONEL); Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC E.P. Transelectric)
Mexico	Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)	Secretaría de Energía (SENER)	Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)	Centro Nacional de Control de Energía (CENACE)
Paraguay	Administración Nacional de Electricidad (ANDE)	Administración Nacional de Electricidad (ANDE)	Administración Nacional de Electricidad (ANDE)	Administración Nacional de Electricidad (ANDE)
Peru	Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES)	Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES)	Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES)	Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES)
Uruguay	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE); Ministerio de Industria, Energía y Minería (Dirección Nacional de Energía - Planificación y Balance)	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE); Ministerio de Industria, Energía y Minería (Dirección Nacional de Energía - Energía Eléctrica)	Administración del Mercado Eléctrico (ADME)	Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE); Ministerio de Industria, Energía y Minería (Dirección Nacional de Energía)

² Source: Country surveys in Appendix 4.

³ According to the “Ley Orgánica de Servicio Público de Energía Eléctrica (LOSPEE)”, the institution responsible for all stages of electricity sector planning in Ecuador is the Ministry of Electricity and Renewable Energy (MEER) – ARCONEL, CELEC EP, and Transelectric are support institutions for elaboration of studies and analysis to support the development of the Electricity Master Plan.

2. Country profiles

The following country profiles are based on national presentations, group discussions, and conclusions from the workshop. For a more detail on countries' energy planning frameworks and modelling approaches, please see links provided to country workshop presentations, and in-depth country surveys in Appendix 4.

A compilation of all countries' current practices and improvement priorities related to VRE representation in long-term planning/modeling can be found in Chapter 4. *Matching matrix: Country practices and improvement priorities.*

Argentina

[Workshop presentation](#)

Key points – Energy planning framework/methodology

- » The Ministry's planning secretariat defines policies, costs, and economics to underpin scenarios
- » On the demand side, scenarios are developed using the LEAP model
- » On the supply side, scenarios are developed using a range of models – the current capacity expansion model is MESSAGE, but courses on TIMES and PLEXOS have been taken, in the hopes of carrying out a TIMES exercise in 2018
- » Capacity is also being developed to validate results from expansion models with the dispatch model used by CAMMESA – OSCAR-MARGO – for a specific year, and analyse electrical results with PSSE
- » On the road to creating the interface between the three models, to run iteratively, since MESSAGE does not provide the necessarily detailed results
- » The time horizon for long-term capacity expansion analysis is to 2030, so hourly analysis is not seen as necessary, though seasonal issues are important to capture
- » Currently model 8 regions, with a monthly time resolution, and daily time slices divided into super peak, peak, valley, and remainder

Key points – Current approach to VRE representation

- » Wind technology is disaggregated by region, and the correlation of generation between sites in those regions is analysed to determine current and future wind contribution to the system by region
- » Solar PV generation (adjusted by region) vs. demand peaks is analysed to assess contribution to operational margin
- » Distributed solar PV generation is included separately, with lower load factors due to assumption of fixed panels
- » Iterative study of transmission and stability needs is performed using electricity system model PSS/E

Key points – Known challenges related to renewables

- » A large expansion of new renewable energy technology is set to occur in a short period – 2% of demand covered today to 20% by 2025, and 8% by 2018
- » There is now a need to incorporate these technologies accurately in modelling
- » There is the additional difficulty of renewable resources far from demand centers, and thus a need to incorporate the trade-off between resource quality and new transmission
- » One challenge is the lack of historical data on wind and solar generation, given little current capacity (<200MW of wind now, to >10GW by 2025)

- » How to accurately portray solar PV generation given the current model time-slice definition?
- » How to best determine the contribution of VRE to firm capacity?
- » How to best reflect the evolution of technology costs, as model results are very sensitive to cost inputs

Key points – Final workshop remarks and reflection on future priorities

- » From the perspective of the system operator, moving from the current single-digit share of VRE to the potential for 40% instantaneous shares by 2025, in under a decade, will be a challenge
- » The information and idea exchange in such a regional workshop is therefore important, to make different country contexts, approaches, and ideas clear
- » Such a regional workshop is also helpful to identify opportunities for support, receive recommendations, and keep in touch with other countries
- » Regarding new areas identified for improvement - ancillary services, and their compensation, are of particular interest to the system operator, as regulation and legislation around this topic are not currently in place

VRE planning/modelling practices and improvement priorities - Argentina

		Argentina	
		Current practice?	Improvement priority?
Costs:			
	1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions		
	2. Translating international cost forecasts into local estimates	X	X
	3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty	X	
Generation Adequacy/Capacity Credit:			
	1. Considering the contribution of VRE to firm power	X	X
	2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE		X
	3. Reducing uncertainty around the future load profile	X	
	4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak	X	
Flexibility:			
	1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)	X	X
	2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation	X	X
	3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams		X
	4. Incorporating demand response		X
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:			
	1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models	X	
	2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)		X
	3. Incorporating zone/region-specific investment costs		X
	4. Incorporating transmission losses into model		X
Stability:			
	1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability	X	X
High-level issues:			
	» Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling	X	X
	» Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)	X	X
	» Co-optimising generation and transmission planning	X	X
	» Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)		
	» Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically	X	
	» Developing methodology for model-coupling and feedback	X	X
	» Incorporating small-scale distributed generation	X	
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):			
	» RE policy targets and incentives	X	
	» RE deployment through auctions/tenders	X	
	» Remuneration of energy system services and improvements	X	X
	» Grid access and extension	X	
	» VRE in grid codes	X	X

Bolivia

Workshop presentation

Key points – Energy planning framework/methodology

- » The Ministry of Energy is very young, only created this year, and interfaces with Bolivia's dispatch agency and state utility, which develop transmission and generation
- » Like Ecuador, the agency uses SDDP and Optgen, provided by Brazilian consulting firm PSR, with Power Factory used for electricity studies

Key points – Current approach to VRE representation

- » VRE are not represented in modelling at the moment, and given no share in future scenarios, but there is desire to begin including VRE in analyses
- » There are plans to conduct studies on solar and wind forecasting

Key points – Known challenges related to renewables

- » Would like to learn more about all aspects – forecasting, modelling, methodologies, technology assessment, developing operational software, etc.

Key points – Final workshop remarks and reflection on future priorities

- » Attending a regional workshop is highly beneficial, and many lessons have been taken from attending countries
- » While modelling of renewables is not currently performed, based on the experience shared in the workshop the Ministry will start performing statistical analysis, and begin to review the regulations of similar countries
- » The concept of capacity credit has been identified as an important topic for future analysis
- » The translation of international cost forecasts to a local context, and a review of current grid codes, which do not adequately consider renewables, are areas for future improvement and potential support
- » Capacity training would also be very helpful – currently the status of academic knowledge around renewables is insufficient, and curriculum development is needed – perhaps as Uruguay does, can build a relationship with the university to avoid the need to seek knowledge outside of the country

VRE planning/modelling practices and improvement priorities - Bolivia

		Bolivia	
		Current practice?	Improvement priority?
Costs:			
	1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions		
	2. Translating international cost forecasts into local estimates	X	X
	3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty		
Generation Adequacy/Capacity Credit:			
	1. Considering the contribution of VRE to firm power		X
	2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE		
	3. Reducing uncertainty around the future load profile		
	4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak		
Flexibility:			
	1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)		
	2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation		
	3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams		
	4. Incorporating demand response		
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:			
	1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models	X	X
	2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)		
	3. Incorporating zone/region-specific investment costs		
	4. Incorporating transmission losses into model		
Stability:			
	1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability		
High-level issues:			
	» Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling		
	» Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)	X	X
	» Co-optimising generation and transmission planning		
	» Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)	X	X
	» Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically		
	» Developing methodology for model-coupling and feedback		
	» Incorporating small-scale distributed generation		
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):			
	» RE policy targets and incentives		X
	» RE deployment through auctions/tenders		X
	» Remuneration of energy system services and improvements		X
	» Grid access and extension		X
	» VRE in grid codes		X

Brazil

Workshop presentation

Key points – Energy planning framework/methodology

- » MESSAGE is used to define high level sectoral demand/supply balance
- » MATRIZ model is used for investment and operational optimization of energy resources
- » Different models are used for different stages of analysis – e.g. for power generation planning, model developed in-house is used to perform investment optimization (with simplified operation), and the Newave model is used to perform detailed hydrothermal dispatch optimization in monthly resolution
- » Nine interconnected regions are modelled as part of long-term capacity expansion analysis, with optimized transmission costs and power exchange
- » Still to agree on whether it is necessary to model on an hourly basis in the long term, or monthly basis – the current practice in modelling capacity investment is monthly resolution for the next 10 years, and quarterly resolution for the remaining 30 year horizon

Key points – Current approach to VRE representation

- » Renewable contribution to reserve margin is based on historical data – a fixed amount is assigned per technology: wind capacity credit is based on P95 probability of availability at the time of peak demand, and solar is assigned no contribution
- » A wind data collection system has been implemented, which obtains data from almost all operating wind power plants in Brazil - this data has enabled detailed studies of wind patterns, which allows better representation of the variability of generation (e.g., capacity factor and capacity credit).
- » A model to forecast the diffusion of small distributed generation (PV and biogas) has been developed
- » Capacity credit for VRE is incorporated in modelling

Key points – Known challenges related to renewables

- » When moving from monthly resolution to hourly resolution, see that capacity from long-term expansion modelling does not always meet demand, and adjustments need to be made
- » To improve the integrated representation of transmission and generation
- » To reduce level of uncertainty around expected wind and solar generation
- » To improve the representation of storage, particularly pumped storage
- » Have to improve load forecasting and reduce uncertainty around future load shape

Key points – Final workshop remarks and reflection on future priorities

- » The workshop itself has been interesting, to be able to interact with IRENA and other countries
- » It is important on a regional scale to be able to network, as this is currently lacking in South America – hope that this can be maintained through follow up among attendees
- » Costs are an important priority – for all models, to have information, and identify realistic local costs
- » Flexibility – much to improve in terms of development and evaluation
- » Demand response – how to represent in models, something would like to move forward on
- » Integration of transmission and generation expansion planning – has to be more integrated and would like to see how to improve this with renewables

VRE planning/modelling practices and improvement priorities - Brazil

		Brazil	
		Current practice?	Improvement priority?
Costs:			
	1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions		X
	2. Translating international cost forecasts into local estimates	X	X
	3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty	X	
Generation Adequacy/Capacity Credit:			
	1. Considering the contribution of VRE to firm power	X	
	2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE	X	X
	3. Reducing uncertainty around the future load profile		X
	4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak	X	
Flexibility:			
	1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)		X
	2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation	X	X
	3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams		X
	4. Incorporating demand response		X
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:			
	1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models	X	
	2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)	X	
	3. Incorporating zone/region-specific investment costs		X
	4. Incorporating transmission losses into model	X	
Stability:			
	1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability		X
High-level issues:			
	» Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling	X	X
	» Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)	X	X
	» Co-optimising generation and transmission planning	X	X
	» Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)		X
	» Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically	X	
	» Developing methodology for model-coupling and feedback		X
	» Incorporating small-scale distributed generation	X	
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):			
	» RE policy targets and incentives	X	
	» RE deployment through auctions/tenders	X	
	» Remuneration of energy system services and improvements		X
	» Grid access and extension	X	
	» VRE in grid codes	X	X

Chile

[Workshop presentation](#)

Key points – Energy planning framework/methodology

- » A new long-term energy planning process was recently introduced, last year
- » The Ministry of Energy now has a 30 year generation expansion planning horizon, as input into transmission (20 year horizon) and policy development
- » Capacity expansion plan includes the identification of RE sites, power exchange with other countries, and other restrictions/policy goals
- » Scenarios are first developed, containing various forecasts and uncertainty analyses (economic, costs, etc.)
- » Use a cost-minimising investment decision model which was developed in Chile some time ago – demand not represented hourly but in blocks
- » PCP model used to analyse hourly dispatch of scenarios

Key points – Current approach to VRE representation

- » RE inputs are considered very important to the modelling process – have broken up their representation in three steps: 1. Identify the resource; 2. Identify RE zones based on resource, but also perform feasibility assessments based on other decision layers (environmental, proximity to transmission, etc.); 3. Create hourly generation profiles
- » The spatial granularity of the system is also modelled, with 44 substations
- » Current scenarios explore feasibility of up to around 70-85% RE generation by 2040s (including large hydro)
- » In certain scenarios, solar CSP is seen to back up the variability of solar PV and wind

Key points – Known challenges related to renewables

- » The flexibility challenges to be faced by thermal generation are potentially an issue
- » CSP investment costs are currently very uncertain
- » Would like to begin incorporating framework for feedback between long- and short-term models
- » Short-term model results sometimes show RE surplus based on long-term capacity results – need to understand and account for this in the long-term model
- » How to represent storage correctly?

Key points – Final workshop remarks and reflection on future priorities

- » Has been a good experience to share own story, and to know that others are in the same position, with similar problems
- » The Ministry is currently dealing with many of the important topics discussed: How to input feedback into long-term planning models, from dispatch/hourly analysis; how to plan for flexibility and include this in modelling; how to incorporate new technologies, such as CSP and battery storage
- » Capacity credit and compensation for renewables – the approaches discussed in the workshop were very interesting, and can be taken back to own national context along with plenty of other information

VRE planning/modelling practices and improvement priorities - Chile

		Chile	
		Current practice?	Improvement priority?
Costs:			
	1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions	X	X
	2. Translating international cost forecasts into local estimates	X	
	3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty	X	
Generation Adequacy/Capacity Credit:			
	1. Considering the contribution of VRE to firm power	X	X
	2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE		
	3. Reducing uncertainty around the future load profile	X	
	4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak	X	
Flexibility:			
	1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)	X	X
	2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation	X	X
	3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams	X	X
	4. Incorporating demand response		
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:			
	1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models	X	
	2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)	X	
	3. Incorporating zone/region-specific investment costs	X	
	4. Incorporating transmission losses into model		
Stability:			
	1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability		
High-level issues:			
	» Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling	X	
	» Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)	X	
	» Co-optimising generation and transmission planning	X	
	» Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)		
	» Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically		
	» Developing methodology for model-coupling and feedback	X	X
	» Incorporating small-scale distributed generation		
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):			
	» RE policy targets and incentives	X	
	» RE deployment through auctions/tenders		
	» Remuneration of energy system services and improvements	X	X
	» Grid access and extension		
	» VRE in grid codes	X	X

Colombia

Workshop presentation

Key points – Energy planning framework/methodology

- » 15 year studies are developed as part of the planning process – reference cases are developed by UPME, but are not mandatory to adopt
- » Demand projections are made using econometric models
- » The regulator is in charge of expansion – it defines the future level of demand that needs to be met, and any technology can bid into a tender to meet demand (on a 5-year basis)
- » Currently trying to implement hourly, regional forecasts of demand
- » For expansion scenario development, different project pool developments, regulatory incentives, regional restrictions, and technology costs are considered, and form a portfolio of scenarios
- » The reliability of potential future energy mixes is then tested
- » SDDP software is used to meet planning requirements, due to the high share of hydro in the energy mix

Key points – Current approach to VRE representation

- » A stochastic model to analyse wind and solar generation has been developed, based on resource maps, with outputs included in SDDP software
- » Future RE costs evolution has been analysed
- » New RE capacity is in the pipeline due to new policy in 2014 – could increase to 25% share – this needs to be represented, but resources are located in weak transmission areas, so UPME is performing energy, power, and electricity analysis (PowerFactory for stability, inertia, voltage) considering those resources

Key points – Known challenges related to renewables

- » Getting accurate data on new RE projects is a challenge – only half of new projects have provided such data, e.g. resource/generation data, grid connection information
- » It is important for UPME to create new flexibility, complementarity, and reliability indicators to include in scenario analysis for policymakers, which accurately capture VRE characteristics
- » There is concern about operation and flexibility with VRE, and a need to improve forecasting models
- » Improved grid codes and connection requirements are needed
- » Development of intraday markets could potentially be beneficial

Key points – Final workshop remarks and reflection on future priorities

- » Such a regional meeting is important, to see that although there is unique regulation, structure, and governance, technical matters bring all countries together, in a common process of change to incorporate VRE
- » The concepts discussed are important if the planning office would like to set the course for transition, particularly those related to: system flexibility, capacity credit, defining resource zones and model nodes, updating grid codes and forecast models, and exploring new ways of expanding transmission network in parallel with generation

VRE planning/modelling practices and improvement priorities - Colombia

		Colombia	
		Current practice?	Improvement priority?
Costs:			
	1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions		
	2. Translating international cost forecasts into local estimates	X	
	3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty	X	
Generation Adequacy/Capacity Credit:			
	1. Considering the contribution of VRE to firm power	X	X
	2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE		
	3. Reducing uncertainty around the future load profile		
	4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak		
Flexibility:			
	1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)	X	X
	2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation		
	3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams	X	X
	4. Incorporating demand response		
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:			
	1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models		X
	2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)		
	3. Incorporating zone/region-specific investment costs		
	4. Incorporating transmission losses into model		
Stability:			
	1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability		
High-level issues:			
	» Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling		
	» Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)	X	X
	» Co-optimising generation and transmission planning		X
	» Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)	X	X
	» Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically		
	» Developing methodology for model-coupling and feedback		
	» Incorporating small-scale distributed generation		
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):			
	» RE policy targets and incentives	X	
	» RE deployment through auctions/tenders		
	» Remuneration of energy system services and improvements	X	X
	» Grid access and extension	X	X
	» VRE in grid codes	X	X

Ecuador

Workshop presentation

Key points – Energy planning framework/methodology

- » The Ecuadorian government, through the Ministry of Electricity, is the main actor in electricity sector development
- » Demand forecasts are developed using econometric models, policy analysis, and technology forecasts
- » Demand-side studies, which include resource assessment, cost and operational data, and scenario analyses, feed into a national master plan which details the expansion of distribution, generation, and transmission
- » SDDP and Optgen models from PSR in Brazil have been used for the past nine years, due to the high share of hydro in the energy mix

Key points – Current approach to VRE representation

- » A minor amount of solar PV and wind capacity was added in 2016 (0.58% of capacity) – 2012 wind and solar resource profiles were used to model production stochastically in SDDP (time is not sequential in the model)
- » Model time slices are represented on a monthly basis, with 5 daily time slices – can perform hourly analysis in the model, but for current purposes this is not seen as necessary as existing results work well
- » Weather stations have been installed with the objective of measuring wind and solar resource

Key points – Known challenges related to renewables

- » There is need to improve data on potential RE resource
- » It is particularly important to identify regions in which wind and solar resource could complement periods of low hydro reservoir availability (for up to 3 months per year)
- » In general, the rapid increase of solar and wind capacity – from 30 MW to an expected 350 MW by 2020 – will be challenging

Key points – Final workshop remarks and reflection on future priorities

- » The feedback and knowledge received from such a regional workshop is of extreme importance
- » The isolated Galapagos Island system is potentially an area in which significant learning can occur with regard to the integration of VRE
- » Areas that have been identified for further investigation include: storage technology – doubts around how to include and measure the useful life of batteries, and how to incorporate the costs, in models; updating grid codes; developing new regulation – auctions/tenders for RE are currently under development, so new concepts discussed in this workshop will help to make better decisions, and recommendations to legislators to better accommodate VRE

VRE planning/modelling practices and improvement priorities - Ecuador

		Ecuador	
		Current practice?	Improvement priority?
Costs:			
	1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions		
	2. Translating international cost forecasts into local estimates		
	3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty		
Generation Adequacy/Capacity Credit:			
	1. Considering the contribution of VRE to firm power		
	2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE		
	3. Reducing uncertainty around the future load profile		
	4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak	X	X
Flexibility:			
	1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)		
	2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation		
	3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams		X
	4. Incorporating demand response		
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:			
	1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models	X	X
	2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)		
	3. Incorporating zone/region-specific investment costs		
	4. Incorporating transmission losses into model		
Stability:			
	1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability		
High-level issues:			
	» Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling		
	» Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)	X	X
	» Co-optimising generation and transmission planning	X	X
	» Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)		
	» Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically		
	» Developing methodology for model-coupling and feedback		
	» Incorporating small-scale distributed generation		
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):			
	» RE policy targets and incentives	X	X
	» RE deployment through auctions/tenders		X
	» Remuneration of energy system services and improvements		
	» Grid access and extension		
	» VRE in grid codes	X	X

Mexico

Workshop presentation

Key points – Energy planning framework/methodology

- » Market elements are taking over many area previously defined by deterministic planning – planning is now mainly indicative, with market signals and incentives now preferred
- » There are three key participants in the energy sector: Planning body (Energy Secretariat SENER) makes guiding plan for expansion and decommissioning, which is shared with the market operator (CENACE) who conducts transmission plan, and distribution operator who conducts distribution plan, with regulator maintaining oversight over the full process
- » Demand, economic, and fuel price forecasts by region and sector are inputs into PIIRCE model – PLEXOS model used for capacity expansion planning, and PSSE used for electrical studies
- » Have hourly demand for 50+ model nodes and 100+ load zones
- » Reserve margin in relation to hydro reservoir levels is also studied, with ARIMA model from UNAM used for hydro resource analysis

Key points – Current approach to VRE representation

- » Have developed a resource map of RE at 10km resolution with proximity to transmission and other layers, similar to Chile, and currently working on generation profiles per node
- » Important to note that they're not inventing anything new in models, but rather focusing on better quality information and model inputs
- » High share of VRE are not currently an issue, however some areas (near Baja California, which is connected to US grid) have potential for very high VRE shares, and can act as an early laboratory to model VRE impact on operation, transmission, economics and storage deployment (20 MW) in parallel to overall system planning

Key points – Known challenges related to renewables

- » Incorporating multiple incentive and signaling policies (RE generation certificates, peak and locational pricing) into long-term modelling
- » Understanding the impact of high-VRE scenarios on policy, particularly related to transmission capacity development

Key points – Final workshop remarks and reflection on future priorities

- » IRENA can be very useful in putting together such regional workshops, and in identifying where experience lies for specific topics
- » It is well understood that although VRE does not currently have a large share in the Mexican power sector, it is approaching and going to pose serious problems if there is no plan in advance
- » Outside of planning, three main challenges exist regarding grid expansion, new private investment models, and the co-optimisation of electricity and gas infrastructure development

VRE planning/modelling practices and improvement priorities - Mexico

		Mexico	
		Current practice?	Improvement priority?
Costs:			
	1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions	X	X
	2. Translating international cost forecasts into local estimates	X	X
	3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty		
Generation Adequacy/Capacity Credit:			
	1. Considering the contribution of VRE to firm power	X	
	2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE		
	3. Reducing uncertainty around the future load profile		
	4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak	X	
Flexibility:			
	1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)	X	X
	2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation	X	X
	3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams	X	X
	4. Incorporating demand response	X	X
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:			
	1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models	X	
	2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)	X	X
	3. Incorporating zone/region-specific investment costs		
	4. Incorporating transmission losses into model		
Stability:			
	1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability		
High-level issues:			
	» Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling	X	X
	» Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)	X	X
	» Co-optimising generation and transmission planning	X	X
	» Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)		
	» Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically	X	X
	» Developing methodology for model-coupling and feedback		
	» Incorporating small-scale distributed generation		
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):			
	» RE policy targets and incentives	X	
	» RE deployment through auctions/tenders	X	
	» Remuneration of energy system services and improvements	X	X
	» Grid access and extension	X	
	» VRE in grid codes		

Paraguay

Workshop presentation

Key points – Energy planning framework/methodology

- » Do not have a full energy ministry as of yet, perhaps coming in the following years – this makes it challenging to cooperate with vertically integrated utility (Ande), as not all plans are aligned behind a common objective
- » Plans currently developed by Ande on a 2 year basis, with one year forecast of new generation and distribution capacity with a 20% reserve margin – the last plan was the first to include a new generation works on existing hydro and very small scale solar (<1MW)
- » The planning model used is one recommended by NERC, which is excel-based and mainly for hydro
- » However, training on MESSAGE and OSeMOSYS (from UN DESA) is currently ongoing to compare future scenarios

Key points – Current approach to VRE representation

- » Currently, like Bolivia, solar and wind energy planning doesn't exist, due to reliance on hydro
- » Efforts to measure RE resource exist

Key points – Known challenges related to renewables

- » As noted by Colombia, know that it is prudent to plan for other sources, given risks to hydro availability, and there is interest in diversifying the energy mix and incorporating renewables

Key points – Final workshop remarks and reflection on future priorities

- » Such a regional workshop is very interesting, to see what other countries are doing, and lessons can be taken back even in Paraguay's situation, as VRE could play some role in the future
- » Given government interest in the prospect of new renewable technologies, support in drafting policies to support their development, as well as recommendations to create a potential future energy market with these sources would be beneficial

VRE planning/modelling practices and improvement priorities - Paraguay

		Paraguay	
		Current practice?	Improvement priority?
Costs:			
	1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions		
	2. Translating international cost forecasts into local estimates		
	3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty		
Generation Adequacy/Capacity Credit:			
	1. Considering the contribution of VRE to firm power		
	2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE		
	3. Reducing uncertainty around the future load profile		
	4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak		
Flexibility:			
	1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)		
	2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation		
	3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams		
	4. Incorporating demand response		
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:			
	1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models	X	X
	2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)		
	3. Incorporating zone/region-specific investment costs		
	4. Incorporating transmission losses into model		
Stability:			
	1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability		
High-level issues:			
	» Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling		
	» Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)		
	» Co-optimising generation and transmission planning		
	» Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)		
	» Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically		
	» Developing methodology for model-coupling and feedback		
	» Incorporating small-scale distributed generation		
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):			
	» RE policy targets and incentives		X
	» RE deployment through auctions/tenders		X
	» Remuneration of energy system services and improvements		X
	» Grid access and extension		
	» VRE in grid codes		X

Peru

Workshop presentation

Key points – Energy planning framework/methodology

- » There are three key participants in the energy sector – Ministry of Energy and Mines, utility, and TSO (COES)
- » There is currently no integrated planning practice between these participants
- » Each agency in Ministry of Energy and Mines (hydrocarbons, electricity, and renewables) has its own plan for generation; TSO also publishes own transmission and generation expansion plan; all working independently
- » Ministry plans (Newmes report) see 40/40/20 mix of Hydro, Gas and other sources (5% of which are RE) by 2040
- » The tender process to procure new renewables has started, with 538 MW total wind, and 136 MW solar PV proposed, though very low gas prices make competitiveness difficult
- » TIMES modelling is performed for demand forecasting, HERA model is used for water resource analysis, and SDDP/OPTGEN/NETPLAN models are used for capacity expansion (with feedback into TIMES)
- » Currently undergoing a study which suggests the use of TIMES for supply-side analysis, and LEAP for demand-side analysis
- » The IPEN nuclear agency is also undergoing training in MESSAGE and MAED models

Key points – Current approach to VRE representation

- » Have resource maps of solar and wind

Key points – Known challenges related to renewables

- » Optimal demand forecasting methodology is still under debate
- » Renewables are still considered to be costly, particularly in comparison to low-cost domestic natural gas, and considering the need for backup capacity
- » The firm power of variable renewable energy is not recognized in the planning process, or in the markets to contract firm power
- » There is no detailed legislation to govern the technical and commercial aspects of distributed generation
- » There is an aspiration to reach a situation with better coordinated planning and modelling process

Key points – Final workshop remarks and reflection on future priorities

- » It has been helpful to hear of other country experiences with the issues surrounding VRE integration – for example in terms of system flexibility, an analysis on this is currently being carried out at the national level, and contributions from other countries will deeply enrich this study
- » It would be helpful to see more information on successful regulations to support renewables that have been implemented in other countries
- » The incorporation of environmental aspects and sensitivities is also an important issue in the Peruvian context

VRE planning/modelling practices and improvement priorities - Peru

		Peru	
		Current practice?	Improvement priority?
Costs:			
	1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions		
	2. Translating international cost forecasts into local estimates	X	X
	3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty		
Generation Adequacy/Capacity Credit:			
	1. Considering the contribution of VRE to firm power		
	2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE		
	3. Reducing uncertainty around the future load profile		
	4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak		
Flexibility:			
	1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)		
	2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation		
	3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams		
	4. Incorporating demand response		
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:			
	1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models	X	X
	2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)		
	3. Incorporating zone/region-specific investment costs		
	4. Incorporating transmission losses into model		
Stability:			
	1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability		
High-level issues:			
	» Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling		
	» Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)	X	X
	» Co-optimising generation and transmission planning		
	» Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)	X	X
	» Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically		
	» Developing methodology for model-coupling and feedback		
	» Incorporating small-scale distributed generation		
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):			
	» RE policy targets and incentives	X	X
	» RE deployment through auctions/tenders	X	
	» Remuneration of energy system services and improvements		
	» Grid access and extension		
	» VRE in grid codes		

Uruguay

[Workshop presentation](#)

Key points – Energy planning framework/methodology

- » The long-term planning horizon looks out to 2030
- » Outside of the ministries, other main participants in power sector planning include utility company (UTE), which has a monopoly on transmission and distribution, the system operator (ADME), which is responsible for dispatch
- » The Ministry of Industry proposes a plan for generation expansion, reviewed on yearly basis, which considers different scenarios based on demand, technology cost, and economic forecasts
- » The Ministry uses the WASP and SimSEE model for planning, and the utility uses different model, called MINGO
- » With National Investigation & Innovation Agency (ANII) support, a model for dispatch was developed by the Engineering University (UdelaR): SimSEE, which takes WASP yearly capacity expansion results as input and tests RE and system performance in order to validate proposed expansion solution
- » Hourly modelling in SIMSEE software is also used to further test future capacity mixes

Key points – Current approach to VRE representation

- » The results of SIMSEE are mainly used for analysis, as the software has a module for RE, including hydro, its shortest timestep is 1 hour (with a ten-minute version in development), and it is open source
- » Wind and solar generation in modelling is based on analysis performed in software included in the SimSEE package, which creates synthetic series based on historical trends

Key points – Known challenges related to renewables

- » The shortest WASP timestep is one month, with no plans to add RE-specific technology representation in the model (as a proxy, a simplified use of thermal unit is used for RE representation) – this does not capture short-term characteristics of VRE
- » When SIMSEE hourly modelling is used to further test the capacity mix from WASP, system failures appear and the mix does not always meet security requirements related to hydro availability – to fix this supply-side thermal units are added until the security constraint is met
- » Under this framework, many iterations between WASP (capacity expansion) and SIMSEE (dispatch) are necessary to reach final near-optimal mix
- » The main challenge is therefore to find software that enables better modelling practice

Key points – Final workshop remarks and reflection on future priorities

- » Such a regional workshop is deeply fruitful, for exchanging information and creating the possibility for future cooperation between countries – as said by Mexico, IRENA could be a focal point for this cooperation, to identify countries with similar problems and developments
- » The current priority remains finding a proper modelling framework for long-term RE expansion
- » Additional areas for improvement that have been identified include better representation of firm capacity – there is still a need to decide how to calculate and compensate for this, the establishment of an ancillary service compensation framework, and the updating of current grid codes

VRE planning/modelling practices and improvement priorities - Uruguay

		Uruguay	
		Current practice?	Improvement priority?
Costs:			
	1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions	X	
	2. Translating international cost forecasts into local estimates	X	
	3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty	X	
Generation Adequacy/Capacity Credit:			
	1. Considering the contribution of VRE to firm power		X
	2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE	X	
	3. Reducing uncertainty around the future load profile		
	4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak	X	
Flexibility:			
	1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)	X	X
	2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation	X	X
	3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams	X	X
	4. Incorporating demand response		X
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:			
	1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models	X	X
	2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)		X
	3. Incorporating zone/region-specific investment costs		
	4. Incorporating transmission losses into model		X
Stability:			
	1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability		
High-level issues:			
	» Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling	X	
	» Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)	X	
	» Co-optimising generation and transmission planning		X
	» Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)	X	
	» Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically	X	X
	» Developing methodology for model-coupling and feedback	X	X
	» Incorporating small-scale distributed generation	X	X
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):			
	» RE policy targets and incentives	X	
	» RE deployment through auctions/tenders	X	
	» Remuneration of energy system services and improvements	X	X
	» Grid access and extension	X	
	» VRE in grid codes	X	X

3. Current approaches to VRE representation in long-term capacity expansion planning

The following sections are based on national surveys and group discussions from the workshop. The topics presented here are structured in line with the workshop agenda, which can be found in Appendix 1. Expert input presentations to the group discussions can be found at [this link](#).

Representing VRE investment costs

The below table summarises country survey responses to the question: How are future trends or forecasts of renewable generation technology costs represented in your country's long-term capacity expansion planning?

Overview of country survey responses

	Represented in long-term capacity expansion?		Description of approach
	Yes	No	
Argentina	X		Possible trajectories of capital costs, as well as operation and maintenance costs, for both renewable and conventional technologies are based on information from renewable energy auction rounds, as well as cost evolution estimates made by different international organizations. Discount rate projections are used to configure final cost inputs.
Bolivia		X	NA
Brazil	X		Solar cost evolution is forecast based on international references, such as <i>IRENA The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025</i> (2016) and <i>IEA Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy – 2014 Edition</i> (2014), and benchmarked against actual project-specific data from auctions. Other renewable costs are maintained constant.
Chile	X		Cost forecasts are based on the following methodology: 1. Compilation of base year cost data (real); 2. Compilation of internationally reported projections (eg IEA, BNEF, etc.); 3. Normalization of projections to the base year data; 4. Construction of an envelope of all possible cost evolutions; 5. Construction of an intermediate trend.
Colombia	X		Levelised costs of generation are calculated and used as model inputs.
Ecuador	X		Installation costs of non-conventional renewables are in accordance with those reflected in current regulation. Variable costs of operation are not considered in simulations as renewable sources are treated as preferentially dispatched.
Mexico	X		Investment, operation and maintenance costs of renewable generation technology is taken into account, adjusted to a learning curve.
Paraguay		X	NA
Peru	X		Future cost trajectory of renewable technologies are based on information from renewable energy auction rounds
Uruguay	X		An average of the latest available regional or national cost information is used, based on public tenders. No future projections are made given the level of uncertainty surrounding costs, and current costs are considered a 'worst case' as they will likely evolve downward.

Key points from workshop discussion

- » Translating international renewable energy cost projections into local contexts for use in long-term capacity expansion modelling is something that all countries find challenging – more transparency regarding specific cost components would be beneficial
- » Cost inputs are key model sensitivities, and as such it is important to explore multiple cost evolution scenarios in the planning process

Representing generation adequacy (i.e. capacity credit of VRE)

The below table summarises country survey responses to the question: How is the capacity credit of VRE represented in your country’s long-term capacity expansion planning?

Overview of country survey responses

	Represented in long-term capacity expansion?		Description
	Yes	No	
Argentina	X		The correspondence between demand and renewable generation data is analyzed outside of the model, and this determines the distribution of renewable generation by model timeslice. The year is divided into 12 months with superpeak, peak, rest and valley hours. In TIMES it is also possible to define the contribution of each technology to peak demand, as a separate variable. A reserve margin is defined for the whole system, and a percentage of firm power is assigned by technology to perform this calculation.
Bolivia		X	NA
Brazil	X		For wind, a seasonal value is estimated probabilistically based on historical data, independent of the wind energy share. For solar PV, capacity credit is considered to be zero, due to a lack of detailed studies. As solar CSP is modeled with storage, the capacity credit is equal to a conventional thermal power plant.
Chile		X	Not explicitly represented, though renewable generation profiles are among model inputs
Colombia		X	NA
Ecuador		X	NA
Mexico	X		Fixed values are defined exogenously, and renewable generation profiles are also among model inputs
Paraguay		X	NA
Peru		X	NA
Uruguay		X	NA

Key points from workshop discussion

- » A probabilistic approach (e.g. Monte Carlo simulation) to determine the contribution of VRE generation to firm capacity is one potential improvement to current practice
- » The availability of hourly generation and load data is important to conduct a thorough analysis of VRE contribution to firm capacity
- » Uncertainty around the shape of the future load profile is a critical consideration – for example, establishing a realistic contribution from solar PV highly depends on the seasonality of peak demand
- » In Latin America, it is also critical to accurately reflect hydro availability alongside VRE generation

Representing system flexibility

The below table summarises country survey responses to the question: How is energy system flexibility represented in your country’s long-term capacity expansion planning?

Overview of country survey responses

	Represented in long-term capacity expansion?		Description
	Yes	No	
Argentina	X		Flexibility is considered in relation to hydro reservoirs, but not in relation to thermal generation
Bolivia	X		N-1 criteria is considered to ensure system reliability, as is the cost of energy not supplied
Brazil	X		Power plants are modeled with minimum load levels, and dispatchable plants are also included.
Chile	X		Flexibility is partially represented through the renewable energy generation profiles and base generation capacity of the system. Since the PET model used does not represent hourly generation, not all aspects related to flexibility are reflected. Hourly representation in the short-term PCP model considers, among other aspects, ramp rate restrictions, startup and shutdown costs, curtailment, primary and secondary frequency control, minimum operation time, and outage rates.
Colombia		X	NA
Ecuador	X		None
Mexico	X		Operation constraints of generation units are represented.
Paraguay		X	NA
Peru		X	NA
Uruguay	X		Hourly representation in the SimSEE model can represent storage technologies such as pumped storage and hydro reservoirs, as well as energy generation profiles for VRE, based on historical sub-hourly pluri-annual data series and statistical modelling of underlying stochastic phenomena. Operation constraints of thermal units can be represented, such as minimum load levels, ramp rate restrictions, startup and shutdown costs, minimum operation time and outage rates.

Key points from workshop discussion

- » Hourly time series data for generation and load, ideally for at least one year, can be used to conduct a flexibility study and produce residual generation curves, which reflect the frequency and length of ramping periods for a current or future system – based on those constraints, modelling can assess which technologies can best provide those services
- » The representation of storage and demand-response in long-term models is particularly challenging, as accurate reflection of flexibility services and revenues typically require high time resolution – with the necessary data this can potentially be done in parallel production cost modelling
- » Market frameworks to remunerate flexibility service provision are also an area of interest for future development

Representing VRE siting and zoning evaluations

The below table summarises country survey responses to the question: How is VRE siting and related transmission investment represented in your country's long-term capacity expansion planning?

Overview of country survey responses

	Represented in long-term capacity expansion?		Description
	Yes	No	
Argentina	X		Long-term capacity expansion modeling is complemented by electrical system modeling (PSS/E) to capture system stability issues and transmission expansion requirements, in an iterative process.
Bolivia	X		Long-term capacity expansion modeling is complemented by static grid power flow studies.
Brazil	X		Representation of large regions is included in capacity expansion modelling, with an associated transmission cost between each region.
Chile	X		Site specific projects and generic resource potential is represented geographically in the model. While the model can also represent transmission investment needs, this is not addressed in the Ministry's long-term planning exercise.
Colombia	X		None
Ecuador		X	NA
Mexico	X		Site-specific projects and generic resource potential is represented geographically in the model, and transmission capacity expansion takes into account feasible projects identified in capacity expansion planning.
Paraguay		X	NA
Peru		X	NA
Uruguay		X	NA

Key points from workshop discussion

- » Most countries have developed solar and wind resource maps to define renewable energy zones, with some adding multiple nodes and/or map layers of further technical and non-technical information to aid model representation of transmission expansion
- » Important to note that investment and construction costs, and not only resource quality, can also be based on location
- » The general co-optimisation of generation and transmission expansion planning processes remains a challenge in many cases
- » The regional representation in long-term models is sometimes based on characteristics of other resources, such as hydro (in Brazil) or gas (in Argentina), and it is important to analyse whether different regional representations could have a material impact on model results

Representing stability-related operational constraints

The below table summarises country survey responses to the question: How are stability-related operational constraints represented in your country’s long-term capacity expansion planning?

Overview of country survey responses

	Represented in long-term capacity expansion?		Description
	Yes	No	
Argentina	X		Long-term capacity expansion models are complemented by electrical system models (PSS/E) to capture system stability issues and transmission expansion requirements, in an iterative process.
Bolivia		X	NA
Brazil		X	NA
Chile	X		Taken into account to the extent possible in the hourly representation of the short-term PCP model used to complement long-term capacity expansion modelling.
Colombia	X		None
Ecuador		X	NA
Mexico		X	NA
Paraguay		X	NA
Peru		X	NA
Uruguay		X	NA

Key points from workshop discussion

- » Though short-term operational impacts of VRE are not typically the central focus of long-term capacity expansion modelling, it is important to consider the implications of ambitious VRE deployment on the future system
- » Many manufacturers are now including more advanced control equipment as standard on wind and solar technology, to support system stability
- » It is critical to review grid codes to ensure they adequately reflect such qualities of new VRE technology, as many countries’ current codes are out of date

4. Matching matrix: Country practices and improvement priorities

The below table summarises current practices and improvement priorities identified by countries attending the workshop, related to VRE representation in long-term planning/modeling. The table was compiled from country presentations, pre-workshop surveys, and group discussions.

o Current Practice?
 x Improvement priority?

	Argentina	Bolivia	Brazil	Chile	Colombia	Ecuador	Mexico	Paraguay	Peru	Uruguay	# of countries (O, X)							
Costs:																		
1. Having a clearer view of which cost components (e.g. finance, labor, etc.) will drive future wind and solar cost reductions			X	O	X		O	X		O		3	3					
2. Translating international cost forecasts into local estimates	O	X	O	X	O	O	O	X		O	X	O	8	5				
3. Using scenarios to explore the influence of VRE cost uncertainty	O			O	O					O			5	0				
Generation Adequacy/Capacity Credit:																		
1. Considering the contribution of VRE to firm power	O	X	X	O	O	X	O	X			X		5	5				
2. Performing probabilistic analysis (e.g. Monte Carlo simulation) of available system generation with/without VRE		X		O	X					O			2	2				
3. Reducing uncertainty around the future load profile	O			X	O								2	1				
4. Using hourly VRE data to find VRE generation during peak	O		O	O		O	X	O		O			6	1				
Flexibility:																		
1. Validating that long-term generation mix meets short-term flexibility requirements (e.g. frequency and length of ramping), and reflects flexibility costs (e.g. cycling, efficiency loss, etc.)	O	X		X	O	X	O	X		O	X		5	6				
2. For more advanced flexibility analysis at higher VRE penetration levels, hourly and sequential representation	O	X		O	X	O	X		O	X		O	X	5	5			
3. Representing storage, and investigating methods to include energy withdrawal, injection, and revenue streams		X		X	O	X	O	X		X	O	X	O	X	4	7		
4. Incorporating demand response		X		X					O	X		X		1	4			
Geo-spatial resolution/VRE zoning and siting:																		
1. Developing resource maps to define regions and include multiple nodes in models	O		O	X	O	O		X	O	X	O	X	O	X	9	6		
2. Representing policy limitations on regional VRE generation/capacity (e.g. building constraints for priority zones, proximity to transmission)		X		O	O				O	X		X		3	3			
3. Incorporating zone/region-specific investment costs		X		X	O									1	2			
4. Incorporating transmission losses into model		X		O								X		1	2			
Stability:																		
1. Performing grid integration studies on multiple long-term VRE capacity scenarios, to assess and feed back the costs of stability	O	X		X										1	2			
High-level issues:																		
1. Investigating the right temporal/spatial resolution for modelling	O	X		O	X	O			O	X		O		5	3			
2. Collecting better data (on costs, resource characteristics, system operation, etc.)	O	X	O	X	O	X	O	O	X	O	X	O	O	X	9	7		
3. Co-optimising generation and transmission planning	O	X		O	X	O		X	O	X	O	X		X	5	6		
4. Improving forecasting (short-term and long-term, for both VRE and demand)			O	X	X		O	X				O	X	O	4	4		
5. Working to model the relationship between hydro and VRE generation realistically	O			O					O	X		O	X		4	2		
6. Developing methodology for model-coupling and feedback	O	X		X	O	X						O	X		3	4		
7. Incorporating small-scale distributed generation	O			O								O	X		3	1		
Beyond the modelling (policy, market design, and regulation):																		
1. RE policy targets and incentives	O		X	O	O	O	O	X	O		X	O	X	O	8	4		
2. RE deployment through auctions/tenders	O		X	O				X	O		X	O	O		5	3		
3. Remuneration of energy system services and improvements	O	X	X	X	O	X	O	X		O	X	X		O	X	5	8	
4. Grid access and extension	O		X	O			O	X		O			O		5	2		
5. VRE in grid codes	O	X	X	O	X	O	X	O	X	O	X		X		O	X	6	8

APPENDIX 1: Meeting programme and agenda

Exchanging best practices to incorporate variable renewable energy into long-term energy/power sector planning in South America

Place: Buenos Aires, Argentina

Dates: 28 – 31 August 2017

Language: English and Spanish with simultaneous translation

Venue: Hotel Madero Buenos Aires

Background

Latin America has a dynamic renewable energy market, and scaling up the contribution of renewable energy to the future energy mix is a major policy priority in many countries throughout the region. Hydropower is a pillar of the region's power sector development, but other renewable technologies are also rapidly coming to the forefront.

The type of political ambition described above, however, is often met with concerns around ensuring reliable power supply with large shares of variable renewable energy (VRE). Such ambition therefore needs to be supported by sets of quantitative techno-economic analyses to define long-term transition scenarios, as well as near-term actions.

IRENA member states, including several Latin American countries, have expressed a keen interest in improving their energy planning practices to better account for the variability of wind and solar power. The modelling methodologies used by national planning offices for long-term capacity expansion planning are often cited as a particular area where it is challenging to represent such variability, and its economic consequences.

In order to address this specific challenge, IRENA initiated the Addressing Variable Renewable Energy in Long-Term Energy Planning (AVRIL) project in 2013. Building on the expertise gained through various discussions and sessions held under the AVRIL project, IRENA released its "Planning for the Renewable Future – long-term modelling and tools to expand variable renewable power in emerging economies" report in January 2017. The report gives overview of a range of planning methodologies that are practiced around the world to specifically address the improved representation of VRE in long-term planning tools.

Meeting objectives

The objectives of this workshop are two-fold.

The *primary* objective is to exchange and discuss the regional - as well as global - best practices to enhance generation capacity expansion planning to achieve significant RE deployment. Participants are expected to encounter novel, cutting-edge approaches, and emerge with new ideas that could be applied in their national and/or regional planning contexts.

More specifically, the discussion around best practices to enhance capacity expansion planning would focus on five main topics:

- Generation adequacy (capacity credit of VRE)
- Flexibility of a system
- VRE siting and zoning evaluations (and their link to transmission investment)
- Stability-related operational constraints in a system
- VRE investment costs

For each topic, input presentations from international experts are to be followed by a discussion of practices and experiences which could be particularly relevant and applicable in Latin America for capacity expansion planning.

The *secondary* objective is to identify major planning gaps from the workshop discussions, which could potentially be addressed through follow-up bilateral technical cooperation projects with IRENA.

Participation

The primary audience for this workshop is professional staff from planning offices, or specialized organizations/institutions involving in energy and power sector planning. It is designed to be a technical meeting for energy planning and modeling practitioners responsible for long-term energy sector master plans or generation expansion planning for respective governments. Participants are preferred to have a working knowledge of energy planning models and how they are used in their respective countries. Energy planning practitioners from academia and international/regional organizations will be invited.

Follow up activities

A consultation process will be established through the preparation of the workshop to set a focus for possible follow-up activities. Some examples of potential follow-up activities include:

- Support national efforts to enhance capacity expansion planning in one of the areas discussed during the workshop in selected countries
- Support regional study meetings

The follow-up activities will seek to maximize the synergies with existing regional initiatives such as ECOSUD and SE4ALL.

Day 1 (August 28, Monday)

Time	Session title	Speaker/ moderator
8:30 – 9:00	Registration	
Session 1	Opening session	Chaired by Francisco Gafaro (IRENA)
9:00 – 9:15	Welcome remark	Sebastian Kind (Argentina)
9:15	Opening of the workshop	Dolf Gielen (IRENA)
9:15 – 9:30	Self-introduction of participants	
9:30 – 10:10	Long-term energy planning under high RE scenarios <ul style="list-style-type: none"> • Define the focus of the workshop: long-term generation expansion planning • Based on IRENA's "Planning for the Renewable Future Report", discuss role of long-term energy planning; tools used in energy planning; feature of VRE, how VRE features have been incorporated in the long-term energy planning • Briefly introduce four planning concepts – capacity credit, flexibility, transmission investment needs, and stability constraints, in relation to long-term energy planning • Discuss the need for high-quality, location- and time-specific RE resource data, and also the value for iteration between capacity, dispatch, and power flow models • Introduce the objective and structure of the workshop in relation to the planning concepts 	Dolf Gielen (IRENA)
10:10 – 10:50	OLADE – "Energy Planning Manual 2017" <ul style="list-style-type: none"> • Based on the Energy Planning Manual, discuss role of energy planning in Latin America and use of energy planning models in OLADE member states 	Byron Chiliquinga (OLADE)
10:50 – 11:10	<i>Coffee break</i>	

Session 2	Country experience	Chaired by Francisco Gafaro (IRENA)
11:10 – 12:30	Country presentations – Group 1 [20 minutes presentation plus 5 minutes discussion] <ul style="list-style-type: none"> • Discuss each country's long-term planning process for generation capacity expansion, including how utility and government work together • Describe energy or power system models used for generation capacity expansion planning • Describe how solar and wind are currently modelled in these modelling tools • Discuss challenges in developing scenarios with a high share of solar and wind using these tools 	Sebastian Sánchez (Argentina); Ricardo Gorini (Brazil); Antonio Jiménez (Colombia)
12:30 – 13:45	<i>Lunch</i>	
13:45 – 15:30	Country presentations – Group 2	Diego Salinas; Emilio Calle (Ecuador); Marysol Ayala (Bolivia); Cristóbal Muñoz (Chile), Oliver Flores (Mexico)
15:30 – 16:00	<i>Coffee break</i>	
16:00 – 17:20	Country presentations – Group 3	Roberto Fariña (Paraguay), Felipe Gutierrez (Peru), Olga Otegui; Claudia Cabrera (Uruguay)
17:20 – 18:00	US and international experience with long-term generation capacity expansion planning <ul style="list-style-type: none"> • Discuss why capacity expansion planning may require new planning and modelling approaches <ul style="list-style-type: none"> ○ Accurate representation of VER generation, both chronologically and spatially ○ Iterative planning and operational modeling • Introduce views of major US stakeholders on new planning approaches <ul style="list-style-type: none"> ○ The changing planning paradigm ○ Emerging issues and evolving practices 	Greg Stark (NREL)
18:30 – 20:30	Evening reception hosted by IRENA	

Day 2 (August 29, Tuesday)

Time	Session title	Speaker/ moderator
9:30 – 9:45	Recap from Day 1 Plan for Day 2 / Q&A	Daniel Russo (IRENA)
Session 3	Planning with rapid cost reductions of VRE	Chaired by Gabriela Rijter (Argentina)
9:45 – 10:15	Input presentation 1: cost reduction of VRE and its relevance to long-term energy planning <ul style="list-style-type: none"> • Discuss how cost influences the future mix of technologies • Discuss the cost reduction trends of VRE in the past and projected future trends – global perspective and regional perspective 	Dolf Gielen (IRENA)
10:15 – 10:40	Input presentation 2: cost reduction of VRE in Argentina	Juan Prioletta (Argentina)
10:40 – 11:00	<i>Coffee break</i>	
11:00 – 12:00	Exchange of country experiences and discussions <ul style="list-style-type: none"> • Questions and clarifications to the input presentations • Discuss the relevance of the technology cost reductions in country's planning process • Discuss how future cost reduction potentials are assessed and reflected in long-term capacity expansion planning • Discuss the gaps in planning process 	Moderated by Gabriela Rijter (Argentina)
12:00 – 13:15	<i>Lunch</i>	
Session 4	Planning for generation adequacy	Chaired by Francisco Gafaro (IRENA)
13:15 – 14:00	Input presentation 1: generation adequacy and capacity credit concept and its relevance to long-term energy planning under high share of VRE. <ul style="list-style-type: none"> • How generation adequacy is impacted by a high share of VRE in a system? • What is capacity credit? • What would happen when the capacity credit is not reflected in the capacity expansion planning • Examples of how the capacity credit concept is used in the capacity expansion planning 	Jonathan Horne (M.P.E.)

14:00 – 14:30	<p>Input presentation 2: how generation adequacy and capacity credit concept can be reflected in energy planning models</p> <ul style="list-style-type: none"> • Discuss ways to mimic the capacity credit concept and its implications in capacity expansion models, including, defining time slices better, using capacity margin constraints. 	Francisco Gafaro (IRENA)
14:30 – 15:30	<p>Exchange of country experiences and discussions</p> <ul style="list-style-type: none"> • Questions and clarifications to the input presentations • Discuss the relevance of the capacity credit concept in each country's planning process • Discuss how the capacity credit concept is implemented in each country's model • Discuss the gaps in the planning process 	Moderated by Byron Chilingua (OLADE)
15:30 – 16:00	<i>Coffee break</i>	
Session 5	Planning for a flexible power system	Chaired by Francisco Gafaro (IRENA)
16:00– 16:40	<p>Input presentation 1: the flexibility concept and its relevance to long-term energy planning under high share of VRE</p> <ul style="list-style-type: none"> • What is flexibility? • What are the measures to improve flexibility and which of these are particularly relevant to capacity expansion planning? • Discuss what would happen when the flexibility is not reflected in the capacity expansion planning • Examples of how the flexibility concept is used in the capacity expansion planning 	Jonathan Horne (M.P.E.)
16:40 – 17:10	<p>Input presentation 2: how the flexibility concept can be reflected in energy planning models</p> <ul style="list-style-type: none"> • Discuss ways to mimic the flexibility concept and its implications in capacity expansion models, including, defining time slices better, using flexibility balances, linking with dispatch models 	Dolf Gielen (IRENA)
17:10 – 17:40	<p>Implementation of the flexibility concept in the US</p> <ul style="list-style-type: none"> • Discuss how the flexibility concept is implemented in the power sector planning in the United States 	Greg Stark (NREL)
17:40 – 18:00	<p>Exchange of country experiences and discussions</p> <ul style="list-style-type: none"> • Questions and clarifications to the input presentations 	

Day 3 (August 30, Wednesday)

Time	Session title	Speaker/ moderator
9:00 – 9:15	Recap from Day 2 Plan for Day 3 / Q&A	Daniel Russo (IRENA)
Session 5 (Contd.)	Planning for a flexible power system (Contd.)	Chaired by Francisco Gafaro (IRENA)
9:15 – 10:45	Exchange of country experiences and discussions <ul style="list-style-type: none"> • Questions and clarifications to the input presentations • Discuss the relevance of the flexibility concept in each country's planning process • Discuss how the flexibility concept is implemented in each country's model • Discuss the gaps in planning process 	Moderated by Ricardo Bracho (NREL)
10:45 – 11:15	<i>Coffee break</i>	
Session 6	Planning for VRE zoning and siting evaluation	Chaired by Francisco Gafaro (IRENA)
11:15 – 11:45	Input presentation 1: VRE siting and zoning evaluations, the tradeoff between transmission investment and RE resource quality, and its relevance to long-term energy planning under high share of VRE <ul style="list-style-type: none"> • Discuss the importance of geo-spatial information for planning with VRE <ul style="list-style-type: none"> ◦ WIND and SIND toolkits • Discuss the methodologies to assess transmission investment needs <ul style="list-style-type: none"> ◦ Zone planning: renewable energy zones • Discuss how to feature transmission constraints in planning process 	Greg Stark (NREL)
11:45 – 12:00	Input presentation 2: how transmission needs can be reflected in energy planning models <ul style="list-style-type: none"> • Discuss the ways to represent the transmission investment, including detailed geo-spatial representation of a model, and cost markup methodology 	Francisco Gafaro (IRENA)
12:00 – 13:30	<i>Lunch break</i>	

13:30 – 14:30	<p>Exchange of country experiences and discussions</p> <ul style="list-style-type: none"> • Questions and clarifications to the input presentations • Discuss the relevance of the VRE's transmission investment needs in country's planning process • Discuss how the VRE linked transmission investment needs is implemented in each country's model • Discuss the gaps in planning process 	<p>Moderated by Byron Chiliquinga (OLADE)</p>
Session 7	Planning for stability related operational constraints	<p>Chaired by Francisco Gafaro (IRENA)</p>
14:30 – 15:30	<p>Input presentation 1: stability-related operational constraints and their relevance/irrelevance to long-term energy planning</p> <ul style="list-style-type: none"> • Discuss the sources of limits to instantaneous penetration of VRE • Discuss the relevance of power system operation with limited synchronous generators in long-term energy planning • Establish different types of stability problems and discuss their relevance/irrelevance to long-term energy planning 	<p>Jonathan Horne (M.P.E.)</p>
15:30 – 16:00	<i>Coffee break</i>	
16:00 – 17:30	<p>Exchange of country experiences and discussions</p> <ul style="list-style-type: none"> • Questions and clarifications to the input presentations • Discuss the relevance of the stability concerns in country's planning process • Discuss available VRE grid integration studies and how they relate to long-term capacity expansion planning • Discuss the gaps in planning process 	<p>Moderated by Francisco Gafaro (IRENA)</p>

Day 4 (August 31, Thursday)

Time	Session title	Speaker/ moderator
9:00 – 9:30	Recap from Day 3 Plan for Day 4 / Q&A	Daniel Russo (IRENA)
Session 8	Planning gaps	
9:30 – 12:15	Identification of the planning gaps <ul style="list-style-type: none"> Identify the gaps in each country's planning process with aiming at a higher share of VRE, including planning concepts, data, methodologies, human resource Identify the areas of follow up actions that can be supposed by IRENA and partners 	Moderated by Francisco Gafaro and Daniel Russo (IRENA)
12:15 – 12:30	Closing of the workshop	Sebastian Kind (Argentina)
12:30 – 13:15	<i>Lunch</i>	

Optional: Day 5 (September 1, Friday)

The Global Wind Energy Council (GWEC) New Market Rules Seminar (9:00-18:00)
Venue: Bolsa de Comercio

Session title	
Session 1	New policy development for wind power investment
Session 2	Networks and RES Grid integration
Session 3	The challenges for the industry
Session 4	Stressing the supply chain for 1.5 GW and beyond

<http://www.gwec.net/argentina-upcoming-gwec-seminar/>

APPENDIX 2: Official participant list

Country	Last name	First name	Title	Organization
Argentina	Kind	Sebastian	Subsecretario de Energías Renovables	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Rijter	Gabriela	Coordinadora - Cooperación Internacional	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Morrone	Maximiliano	Director Nacional de Promoción de las Energías Renovables	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Romero	Ignacio	Director de Energía Distribuida	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Fullone	Mariela	Coordinadora de Proyectos de Promoción de Energías Renovables	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Siroit	Gastón	Director de Recursos y Tecnología	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Perez Andrich	Esteban	Director Nacional de Energías Renovables	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Prioletta	Juan	Director de Cooperación	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Giralt	Cecilia	Directora de Estudios Técnicos y Económicos de Energías Renovables	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Ibar	Damián	Asesor externo	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Mladineo	Matías	Analista técnico	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Soares	Mauro	Asesor externo	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Lagarde	Fernando	Asesor externo	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Barinaga	Ramiro	Asesor externo	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Energías Renovables
Argentina	Luchillo	Juan	Gerente de Análisis y control de la producción	CAMMESA
Argentina	Baez	Gustavo	Director de Transacciones Financieras	CAMMESA
Argentina	Siry	Jorge	Responsable de Programación	CAMMESA
Argentina	Sanchez	Sebastian	Director Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico

Argentina	Koutoudjian	Guillermo	Coordinador de Asuntos Energéticos Internacionales	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico
Argentina	Perez	Pablo	Analista técnico	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico
Argentina	Vila Martinez	Juan Pablo	Analista técnico	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico
Argentina	Valles Puertas	Daniela	Analista técnico	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico
Argentina	Natale	Oscar	Analista técnico	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico
Argentina	Fernandez Folatti	Anibal	Analista técnico	Ministerio de Energía y Minería - Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos, Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico
Argentina	Hernandez	Carlos	Ministro - Programa de Coordinación de de temas energéticos y tecnológicos	Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto de la República Argentina
Argentina	Amodio	Martín	Consultor- Programa de Coordinación de de temas energéticos y tecnológicos	Ministerio de Relaciones Exteriores y Culto de la República Argentina
Bolivia	Ayala	Marysol	Directora General de Energías Alternativas	Ministerio de Energías
Bolivia	Villegas	Sergio	Técnico en evaluación y seguimiento de líneas de transmisión e interconexión	Ministerio de Energías
Brazil	Gorini	Ricardo	Director	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Brazil	Machado	Renato	Technical Consultant	Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Chile	Muñoz	Cristóbal	Coordinador Unidad Prospectiva Energética - División de Prospectiva y Política Energética	Ministerio de Energía
Colombia	Achury	Nicolás	Profesional Especializado - Subdirección de Energía Eléctrica	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)
Colombia	Jiménez	Antonio	Profesional Especializado - Coordinador Grupo de Transmisión y Distribución	Unidad de Planeación Minero Energética (UPME)

Ecuador	Calle	Emilio	Ingeniero - Dirección Nacional de Estudios Eléctricos y Energéticos	La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Arconel)
Ecuador	Salinas	Diego	Ingeniero - Dirección Nacional de Estudios Eléctricos y Energéticos	La Agencia de Regulación y Control de Electricidad (Arconel)
Mexico	Flores	Oliver	Director General de Generación y Transmisión de Energía Eléctrica	Secretaría de Energía (SENER)
Mexico	Pontes	Daniela	Directora de Instrumentos de Energías Limpias	Secretaría de Energía (SENER)
Paraguay	Fariña	Roberto	Director - Dirección de Recursos Energéticos	Viceministerio de Minas y Energía - Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones (MOPC)
Peru	Gutierrez	Felipe	Ingeniero- Dirección General de Eficiencia Energética	Ministerio de Energía y Minas
Uruguay	Cabrera	Claudia	Ingeniera Electricista - Asesora - Dpto. Energía Eléctrica (DNE)	Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)
Uruguay	Otegui	Olga	Directora Nacional de Energía	Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM)
USA	Bracho	Ricardo	Senior International Program Manager - Project Finance and Transaction Lead	National Renewable Energy Laboratory (NREL)
USA	Stark	Greg	Senior Electrical Engineer - Power Systems Engineering Center	National Renewable Energy Laboratory (NREL)
Non-governmental organizations				
Argentina	Estevez Magnasco	Roberto Luis	Consultant - Energy Global Practice	World Bank
Colombia	Salazar Peña	Emma Maribel	Analista Energético	XM
Ecuador	Chiliquinga	Byron	Gerente - Dirección de Estudios y Proyectos	OLADE
Germany	Russo	Daniel	Associate Professional, Planning for the Global Energy Transition	IRENA
Germany	Miketa	Asami	Programme Officer, Energy Planning	IRENA
Germany	Gafaro	Francisco	Programme Officer, Technology Innovation	IRENA
UK	Horne	Johnathan	Managing Director	Moeller & Poeller Engineering GmbH (M.P.E.)

APPENDIX 3: Link to workshop presentations and recording

<https://www.dropbox.com/sh/257bf9n5uyvwdre/AADwdITyNOMbO5aWCij722sHa?dl=0>

APPENDIX 4: Country energy planning surveys

Argentina

Nombre: _____

Institución: Subsecretaría de Energías Renovables, Ministerio de Energía y Minería de la Nación Argentina

País: Argentina

1. Marco general de planificación energética

Si los siguientes marcos de planificación a largo plazo han sido implementados oficialmente en su país describa cómo han sido estos implementados. Por favor proporcione sus respuestas en las celdas azules.

	Nombre de la publicación oficial de planificación energética	Institución (es) responsables	Horizonte temporal de la planificación (e.g. al 2040)	Principales resultados cuantitativos (e.g., mix de generación, necesidades de inversión, etc.)	Frecuencia de actualización (e.g. una vez al año, cada cinco años, etc.)
Planificación del sistema energético	Escenarios Energéticos 2025	Secretaría de Planeamiento Energético Estratégico (SPEE), Subsecretaría de Escenarios y Evaluación de Proyectos (SsEyEP), Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos (DNEyEP),	2025	<ul style="list-style-type: none"> Los resultados están asociados a cuatro escenarios que son función de la combinación de diferentes supuestos de demanda, eficiencia, inversión, precios y productividad. 	Anual. En prospectiva 2017 se amplía el plazo de las proyecciones a 2030.

				<ul style="list-style-type: none"> • Para un aumento del PBI del 2,9% interanual, la demanda final de energía aumentaría solo el 2,0% interanual si se impulsara la inversión productiva y se implementaran medidas de ahorro y eficiencia energética. • En el escenario con alta inversión y mejora de la productividad, la producción de gas natural crecería 57% en el período. • La producción de petróleo crudo se recuperará solo en un escenario de alta inversión con producción de no convencional de aproximadamente 150 kbbl/d. • En 2025 se generan 197 TWh en el escenario tendencial (45% térmico, 26% Hidro, 20% renovable, 9% nuclear) y 168 TWh en el eficiente (38% térmico, 31% Hidro, 	
--	--	--	--	---	--

				<p>20% renovable, 11% nuclear)</p> <ul style="list-style-type: none"> Las políticas de ahorro y eficiencia energética permitirán reducir el consumo final total en 5,9% en el 2025, siendo el mayor impacto en la demanda de energía eléctrica, donde el ahorro alcanzará el 15%. 	
Planificación de la expansión de la capacidad de generación	Escenarios Energéticos 2025	SPEE, SsEyEP, DNEyEP	2025	<ul style="list-style-type: none"> La planificación de la expansión se realiza dentro de la planificación integral del sector. Para abastecer la demanda eléctrica resultará necesario instalar entre 24 y 17 GW de capacidad adicional de generación (11 y 9 son renovables respectivamente). 	<p>Anual.</p> <p>En prospectiva 2017 se amplía el plazo de las proyecciones a 2030.</p>
Planificación de la transmisión	NA	SPEE, SsEyEP, DNEyEP	2030	En desarrollo	Anual

2. Planificación del sector energético

¿Cuáles de los siguientes pasos son tomados en cuenta durante la planificación del sistema de energía en su país? ¿Quién es responsable y que herramientas son utilizadas? Por favor proporcione sus respuestas en las celdas en azul (si uno de los pasos no es tomado en cuenta durante el proceso por favor complete con “NA”).

	Herramientas usadas	Institución(es) responsable(s)
Predicción de la demanda eléctrica	Análisis top-down con regresiones econométricas. En proceso de recopilación de información para análisis bottom-up.	SPEE, SsEyEP, DNEyEP
Escenarios de inversión para la expansión de la capacidad de generación (Plan de expansión de la capacidad de generación)	Modelos de expansión de generación de largo plazo (MESSAGE, TIMES)	SPEE, SsEyEP, DNEyEP
Futuros escenarios para el despacho de la generación	Modelos de despacho eléctrico (OSCAR – MARGO)	SPEE, SsEyEP, DNEyEP
Estudios de red	Modelos de estudios eléctricos (PSS/E)	SPEE, SsEyEP, DNEyEP

3. Planificación de la expansión de la capacidad de generación

Las siguientes preguntas se refieren a los alcances de la planificación de la expansión de la capacidad de generación. Por favor proporcione las respuestas en las celdas en azul.

<p>P: ¿Cuáles son los principales objetivos de la planificación de expansión de la capacidad de generación realizada en su país (e.g., diseño de políticas, planificación de inversiones, establecimiento de objetivos, etc.)? Por favor describa</p>	<p>Se elaboran escenarios energéticos que permiten abastecer la o las proyecciones de demanda energética (incluyendo en las mismas políticas de eficiencia y ahorro energético y los usos esperados de energía) de forma eficiente de acuerdo, al menos, a las circunstancias actuales y tendencias previstas en materia de precios y costos, disponibilidad de recursos y combustibles, cambios tecnológicos, restricciones ambientales, sociales y económicas. Cada escenario tendrá como resultado una oferta de energía eléctrica para tales fines. Se analizan los requerimientos que involucran el cumplimiento o implementación de una determinada política, así como sus potenciales impactos. Establecen un marco de discusión para el diseño de nuevas políticas y para la discusión con los actores del sector.</p>
<p>P: ¿Cuáles de estos temas están actualmente cubiertos en la planificación de expansión de la capacidad de generación de su país? Por favor seleccione.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input checked="" type="checkbox"/> Generación centralizada <input checked="" type="checkbox"/> Generación distribuida <input checked="" type="checkbox"/> Gestión de la demanda <input type="checkbox"/> Almacenamiento <input checked="" type="checkbox"/> Inversiones en transmisión <input checked="" type="checkbox"/> Vínculo con sectores to non-power sector (e.g., transport, industry, residential) <input checked="" type="checkbox"/> Electrificación rural <input type="checkbox"/> Otros (Por favor especifique abajo)
<p>P: ¿Cómo es realizado el pronóstico de los costos de generación de las tecnologías basadas en energías renovables?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • A partir de la información de las rondas licitatorias realizadas, más las estimaciones de evolución de costos que se realizan en distintos organismos internacionales, se trazan posibles trayectorias de evolución de los costos de capital, así como aquellos de operación y mantenimiento de las tecnologías renovables como aquellas convencionales. Asimismo, se elaboran hipótesis de tasas y plazos de amortización, para configurar los costos finales.

4. Representación de las energías renovables en las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación

Por favor describa las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación en su país y cuáles de los siguientes factores están representados en ellas. Si múltiples herramientas son utilizadas descríbalas por orden de relevancia.

[Herramienta 1]

<p>Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción (e.g., principales propósitos, entradas y productos claves, etc.)</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Modelos de expansión de generación de largo plazo (MESSAGE, TIMES): Análisis técnico económico con objetivo de minimización de costos del sistema determinando la matriz energética óptima, con representación regional y ampliaciones de transporte. Toma como entradas máquinas actuales y sus características técnicas, restricciones actuales de transporte, demanda regional, disponibilidad y costo de combustibles. Como productos se obtienen las expansiones de generación y transporte, despacho eléctrico por tecnología y región, uso de combustibles. • Modelos de despacho eléctrico (OSCAR – MARGO): Análisis detallado del despacho eléctrico por máquina. Toma como entrada las máquinas en particular y sus características técnicas. Los combustibles disponibles y sus costos. Como productos se obtiene la utilización óptima del agua, y el despacho económico. • Modelos de estudios eléctricos (PSS/E): Analizar el comportamiento eléctrico del sistema modelado, determinando el desempeño del mismo y las potenciales correcciones necesarias. Toma como entradas los elementos constituyentes de la red, con sus parámetros eléctricos y valores nominales correspondientes, longitudes, topologías de conexión, límites técnicos preestablecidos, etc.
<p>Crédito por capacidad de energías renovables variables</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se analiza la correspondencia entre la demanda y generación renovable. Esto determina la distribución de generación renovable por timeslice. Se divide el año en 12 meses con horas superpico, pico, resto y valle. • En TIMES también se permite definir la contribución al pico de cada tecnologías (proceso de incorporación de dicha variable en el modelado).

	<ul style="list-style-type: none"> • Se define un margen de reserva para el total del sistema donde se asigna un porcentaje de potencia firme por tecnología para realizar el cálculo. <p><input type="checkbox"/> No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
Flexibilidad del sistema eléctrico	<p><input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <ul style="list-style-type: none"> • Si la contempla en la generación hidro de embalse. No en la generación térmica. <p><input type="checkbox"/> No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.	<p><input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los modelos de expansión se complementan con modelos del sistema eléctrico PSS/E para captar problemas de estabilidad del sistema y necesidades de ampliaciones de transmisión (en caso de que no se cumplan los requerimientos eléctricos mínimos, se buscan soluciones, y se vuelve al modelo de expansión con las nuevas incorporaciones – proceso iterativo). <p><input type="checkbox"/> No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico	<p><input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <ul style="list-style-type: none"> • Los modelos de expansión se complementan con modelos del sistema eléctrico PSS/E para captar problemas de estabilidad del sistema y necesidades de ampliaciones de transmisión (en caso de que no se cumplan los requerimientos eléctricos mínimos, se buscan soluciones, y se vuelve al modelo de expansión con las nuevas incorporaciones – proceso iterativo). <p><input type="checkbox"/> No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>

5. Logros y desafíos pendientes en la planificación de la expansión de la capacidad de generación con una alta penetración de energías renovables variables.

<p>P: ¿Cuáles son las recientes mejoras en la representación de las características de las energías renovables variables en la planificación de la expansión de la capacidad de generación de su país (e.g., recopilación de datos, modelado, etc.)?</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Recopilación de datos sobre parques eólicos y solares en funcionamiento y análisis de correspondencia entre la demanda y la curva de carga de dichas tecnologías. • Estudio de transmisión y sostenibilidad del sistema mediante modelos del sistema eléctrico (PSS/E). • Generación distribuida (consumo sobre demanda final, con menor eficiencia pero sin pérdidas por transporte).
<p>P: Por favor identifique las tres brechas más importantes para la representación de una alta penetración de energías renovables variables en la actual planificación de expansión de la capacidad de generación de su país</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Modelación de la flexibilidad del sistema eléctrico. • Estadísticas de las energías renovables en el país: Falta de información sobre curva de carga de parques eólicos en ciertas regiones del país. Poca historia de desarrollo de energía solar para inferencia estadística. • Bajo desarrollo de estudios de generación distribuida: trade off entre generación distribuida y generación lejana a la demanda (mejores recursos) con necesidades de ampliación de transmisión.

Bolivia

Nombre: Marysol Ayala / Sergio Villegas

Institución: Ministerio de Energías – Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

País: Bolivia

1. Marco general de planificación energética

Si los siguientes marcos de planificación a largo plazo han sido implementados oficialmente en su país describa cómo han sido estos implementados. Por favor proporcione sus respuestas en las celdas azules.

	Nombre de la publicación oficial de planificación energética	Institución (es) responsables	Horizonte temporal de la planificación (e.g. al 2040)	Principales resultados cuantitativos (e.g., mix de generación, necesidades de inversión, etc.)	Frecuencia de actualización (e.g. una vez al año, cada cinco años, etc.)
Planificación del sistema energético	1) Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025	1) Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas – Ministerio de Energías	1) Al 2025	1) Se detalla los proyectos de generación y transmisión requeridos para cumplir con las políticas nacionales del Sector	1)
	2) Programa de Desarrollo Económico y Social 2016-2020	2) Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas – Ministerio de Energías	2) Al 2020	2) Establece metas de expansión en generación, tanto convencional como de energías renovables, metas de expansión de la transmisión y metas de cobertura	2) Cada 5 años

	<p>3) Informe de la Programación de Mediano Plazo</p> <p>4) Plan de Expansión del SIN para el periodo 2012 – 2022</p>	<p>3) Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC).</p> <p>4) Ex Ministerio de Hidrocarburos y Energía</p>	<p>3) 4 años horizonte</p> <p>4) Al 2020</p>	<p>3) Cuantifica la potencia y demanda del SIN en el lapso de los próximos 4 años, a través de información de los agentes de generación, transmisión y distribución del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM)</p> <p>4) Determina el Plan de Obras de Generación y Transmisión</p>	<p>3) Cada 6 meses</p> <p>4) Se realizaba cada 2 años</p>
Planificación de la expansión de la capacidad de generación	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica
Planificación de la transmisión	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica	No aplica

2. Planificación del sector energético

¿Cuáles de los siguientes pasos son tomados en cuenta durante la planificación del sistema de energía en su país? ¿Quién es responsable y que herramientas son utilizadas? Por favor proporcione sus respuestas en las celdas en azul (si uno de los paso no es tomado en cuenta durante el proceso por favor complete con “NA”).

	Herramienta mas usadas	Institución(es) responsable(s)
Predicción de la demanda eléctrica	Método de regresión histórica, método de cointegración, métodos econométricos, métodos basado en la interpolación de la tasa de crecimiento y métodos basados en la evolución del consumo específico por categorías, a través de los cuales se analiza el comportamiento histórico de los principales agentes de distribución y de otros agentes consumidores.	Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)
Escenarios de inversión para la expansión de la capacidad de generación (Plan de expansión de la capacidad de generación)	Los planes de expansión en generación considera la atención de la demanda interna y exportación. Para la demanda interna se considera el crecimiento vegetativo y proyectos para acompañar el desarrollo productivo. Para exportación se considera 4 escenarios basados en proyectos hidroeléctricos de gran envergadura. Para las simulaciones se usa el OPTGEN y el SDDP.	Ministerio de Energías (MEN) Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC)
Futuros escenarios para el despacho de la generación	No aplica	No aplica
Estudios de red	No aplica	No aplica

3. Planificación de la expansión de la capacidad de generación

Las siguientes preguntas se refieren a los alcances de la planificación de la expansión de la capacidad de generación. Por favor proporcione las respuestas en las celdas en azul.

<p>P: ¿Cuáles son los principales objetivos de la planificación de expansión de la capacidad de generación realizada en su país (e.g., diseño de políticas, planificación de inversiones, establecimiento de objetivos, etc.)? Por favor describa</p>	<p>Alcanzar la cobertura total de electricidad con parámetros de seguridad y confiabilidad Generar excedentes de generación para la exportación a países vecinos Diversificación de la matriz energética</p>
<p>P: ¿Cuáles de estos temas están actualmente cubiertos en la planificación de expansión de la capacidad de generación de su país? Por favor seleccione.</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Generación centralizada <input type="checkbox"/> Generación distribuida <input type="checkbox"/> Gestión de la demanda <input type="checkbox"/> Almacenamiento <input type="checkbox"/> Inversiones en transmisión <input checked="" type="checkbox"/> Vínculo con sectores to non-power sector (e.g., transport, industry, residential) <input type="checkbox"/> Electrificación rural <input type="checkbox"/> Otros (Por favor especifique abajo)</p>
<p>P: ¿Cómo es realizado el pronóstico de los costos de generación de las tecnologías basadas en energías renovables?</p>	<p>No aplica</p>

4. Representación de las energías renovables en las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación

Por favor describa las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación en su país y cuáles de los siguientes factores están representados en ellas. Si múltiples herramientas son utilizadas descríbalas por orden de relevancia.

[Herramienta 1]

<p>Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción (e.g., principales propósitos, entradas y productos claves, etc.)</p>	<p>La optimización y simulación de la operación se efectúa con el Modelo SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), que minimiza el costo de operación y está compuesto de:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Costo de operación de las unidades térmicas - Costo de racionamiento - Costo de vertimientos - Costo por no cumplir restricciones de generación - Estadística de caudales de ingreso a los embalses a partir del año 1979 - Dieciséis series de caudales históricos - Nivel inicial de los embalses importantes, equivalente al promedio de los últimos 4 años <p>Este modelo es utilizado para realizar las tareas de planificación del despacho en el mediano y largo plazo. Energía, costos, flujos, consumo de combustible, entre otros.</p>
<p>Crédito por capacidad de energías renovables variables</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Flexibilidad del sistema eléctrico</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>Si se refiere a términos de confiabilidad, se considera el criterio N-1, también el Costo por energía no suministrada y reserva en unidades de generación</p> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>

<p>Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa A través del análisis energético que considera el estudio estático (flujos de potencia)</p> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>

5. Logros y desafíos pendientes en la planificación de la expansión de la capacidad de generación con una alta penetración de energías renovables variables.

<p>P: ¿Cuáles son las recientes mejoras en la representación de las características de las energías renovables variables en la planificación de la expansión de la capacidad de generación de su país (e.g., recopilación de datos, modelado, etc.)?</p>	<p>Actualmente se están realizando dos estudios relacionados con la integración de energías renovables y su impacto en el sistema, tanto en la operación como en la planificación. Por otra parte, también se tiene planificado realizar estudio para los modelos de pronósticos de las tecnologías eólico y solar fotovoltaico.</p>
<p>P: Por favor identifique las tres brechas más importantes para la representación de una alta penetración de energías renovables variables en la actual planificación de expansión de la capacidad de generación de su país</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Normativa - Herramientas para la simulación - Modelos de pronósticos.

Brazil

Name: Ricardo Gorini

Institutions: EPE Country: Brazil

1. General energy planning framework

If the below long-term planning frameworks are officially implemented in your country, please describe how they are implemented. Please fill out the cells highlighted in blue.

	Name of official planning publication	Responsible institution(s)	Planning time horizon (e.g. to 2040)	Main quantitative outputs (e.g. capacity mix, investment needs, etc)	Frequency of update (e.g. once a year, every 5 years)
Energy system planning	PNE (Plano Nacional de Energia)	EPE	2050	energy mix, investment needs, fuel consumption, greenhouse gas emissions.	Once every 5 to 10 years
Generation capacity expansion planning	PNE (Plano Nacional de Energia)	EPE	2050	Capacity mix, energy mix, investment needs, fuel consumption, greenhouse gas emissions.	Once every 5 to 10 years
Transmission planning	PELP (Plano de Expansão de Longo Prazo)	EPE	10 years	It determines the transmission reinforcements and investment needs.	Once a year

Power sector planning

Which of the below steps are taken for **power system planning** in your country? Who is responsible and which tools are used? Please fill out the cells highlighted in blue (if step is not taken, please write NA).

	Tools used	Responsible institution(s)
Power demand forecast	In-house model	EPE
Generation capacity investment scenarios (Generation capacity expansion plan)	In-house model	EPE
Future generation dispatch scenarios	NEWAVE by CEPEL	EPE
Network studies	ANAREDE, ANATEM, ANAFAS, PacDyn by CEPEL	EPE

2. Generation capacity expansion planning

The questions below refer to the coverage of generation capacity expansion planning. Please provide answers in the cells highlighted in blue.

Q: What are the key planning objectives for the generation capacity expansion planning performed in your country (e.g., policy design, investment planning, target setting, etc)? Please describe.	Long-term planning studies are the basis for the formulation of public policies.
Q: Which of these issues are currently covered in your country's generation capacity expansion planning? Please select.	<input checked="" type="checkbox"/> Centralized Generation <input checked="" type="checkbox"/> Distributed Generation <input type="checkbox"/> Demand response <input checked="" type="checkbox"/> Storage (modeled as a generic alternative to meet peak load) <input checked="" type="checkbox"/> Transmission investment <input checked="" type="checkbox"/> Link to non-power sector (e.g., transport, industry, residential) <input checked="" type="checkbox"/> Rural electrification <input type="checkbox"/> Other (please specify below)

<p>Q: How are future trends of the renewable generation technology costs forecasted?</p>	<p>Solar: we forecast the costs based on international references, such as IRENA (2016) and IEA (2014) Other renewables: cost are maintained constant.</p> <p>References: IRENA (2016). The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. 2016 IEA (2014). Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy – 2014 Edition.</p>
--	--

3. Representation of renewable energy in generation capacity expansion planning tools

Please describe tools used for generation capacity expansion planning in your country and which of these factors are represented in the tools. When multiple tools are used, please describe them in the order of relevance.

[Tool 1]

<p>The name of a modelling tools used and its brief description (e.g., main purposes, key inputs, key outputs etc)</p>	<p>In-house model Mixed-integer optimization model which formulation minimizes the investment and operational costs required to meet the electricity demand along the planning horizon.</p> <p>Inputs: Technical and economic data of the projects of power plants and interconnections; electricity demand (average; peak) forecast; distributed generation forecast (in-house model); fuel costs of thermal power plants; discount rate.</p> <p>Outputs: Installed capacity evolution, generations mix, investment needs, fuel consumption, greenhouse gas emissions.</p>
<p>Capacity credit of variable renewable energy</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Yes, it is represented → How? Please describe</p> <ul style="list-style-type: none"> • Wind: seasonal value, independent of the wind energy share. Estimated probabilistically based on historical data. • Solar PV: considered as zero, due to a lack for detailed studies. • CSP: modeled with storage. Hence, the capacity credit is equal to a conventional thermal power plant. <p><input type="checkbox"/> No, it is not represented <input type="checkbox"/> We are not familiar with this concept</p>

Flexibility of energy system	<input checked="" type="checkbox"/> Yes, it is represented → How? Please describe Power plants are modeled with minimum load levels; Dispatchable plants are also included. <input type="checkbox"/> No it is not represented <input type="checkbox"/> We are not familiar with this concept
Variable renewable energy siting and transmission investment needs	<input checked="" type="checkbox"/> Yes, it is represented → How? Please describe Representation in large regions, with an associated transmission cost between each region. <input type="checkbox"/> No it is not represented <input type="checkbox"/> We are not familiar with this concept
VRE's related power system stability issues	<input type="checkbox"/> Yes, it is represented → How? Please describe <input checked="" type="checkbox"/> No it is not represented <input type="checkbox"/> We are not familiar with this concept

4. Achievements and remaining challenges in planning generation capacity expansion with a high share of variable renewable energy.

Q: What are the recent improvements to represent characteristics of variable renewable energy in your country's generation capacity expansion planning (e.g., data collection, modelling etc)?	<ul style="list-style-type: none"> • The implementation of a wind data collection system, which obtains data from almost all operating wind power plants in Brazil. This data enabled detailed studies of wind patterns in Brazil, which allowed us to better represent the variability of wind generation (e.g., capacity factor and capacity credit). • The development of a model to forecast the diffusion of small distributed generation (PV and biogas); • The incorporation of "capacity credit".
Q: Please identify three of the most important gaps in your country's current generation capacity expansion planning to represent a high share of variable renewable energy.	<ul style="list-style-type: none"> • Low time resolution (year divided into 4 seasons); • Low spatial resolution; • Very simplified flexibility representation.

Chile

Nombre: Cristóbal Muñoz Baraño

Institución: Ministerio de Energía_____

País: Chile_____

1. Marco general de planificación energética

Si los siguientes marcos de planificación a largo plazo han sido implementados oficialmente en su país describa cómo han sido estos implementados. Por favor proporcione sus respuestas en las celdas azules.

	Nombre de la publicación oficial de planificación energética	Institución (es) responsables	Horizonte temporal de la planificación (e.g. al 2040)	Principales resultados cuantitativos (e.g., mix de generación, necesidades de inversión, etc.)	Frecuencia de actualización (e.g. una vez al año, cada cinco años, etc.)
Planificación del sistema energético	Planificación Energética de Largo Plazo	Ministerio de Energía	Al 2046	Proyección de demanda energética y análisis de la oferta energética futura.	Proceso cada cinco años, con actualización anual de los datos de entrada.
Planificación de la expansión de la capacidad de generación	Planificación Energética de Largo Plazo	Ministerio de Energía	Al 2046	Proyección de la capacidad instalada de generación para distintos escenarios energéticos	Proceso cada cinco años, con actualización anual de los datos de entrada.
Planificación de la transmisión	Planificación de la Expansión de la Transmisión	Comisión Nacional de Energía	Al 2037	Planificación de las necesidades de inversión en transmisión eléctrica	Proceso anual

2. Planificación del sector energético

¿Cuáles de los siguientes pasos son tomados en cuenta durante la planificación del sistema de energía en su país? ¿Quién es responsable y que herramientas son utilizadas? Por favor proporcione sus respuestas en las celdas en azul (si uno de los pasos no es tomado en cuenta durante el proceso por favor complete con “NA”).

	Herramientas usadas	Institución(es) responsable(s)
Predicción de la demanda eléctrica	Modelo propio, en base a LEAP	Ministerio de Energía
Escenarios de inversión para la expansión de la capacidad de generación (Plan de expansión de la capacidad de generación)	Modelo PET (modelo de decisión de las necesidades de generación)	Ministerio de Energía
Futuros escenarios para el despacho de la generación	Modelo PET (modelo de decisión de las necesidades de generación) y modelos de corto plazo (PCP)	Ministerio de Energía
Estudios de red	NA	NA

3. Planificación de la expansión de la capacidad de generación

Las siguientes preguntas se refieren a los alcances de la planificación de la expansión de la capacidad de generación. Por favor proporcione las respuestas en las celdas en azul.

P: ¿Cuáles son los principales objetivos de la planificación de expansión de la capacidad de generación realizada en su país (e.g., diseño de políticas, planificación de inversiones, establecimiento de objetivos, etc.)? Por favor describa	El principal objetivo es entregar escenarios energéticos y posibles Polos de Desarrollo, para que estos sean considerados en la Planificación de la Expansión de la Transmisión que lleva a cabo la Comisión Nacional de Energía.
--	---

<p>P: ¿Cuáles de estos temas están actualmente cubiertos en la planificación de expansión de la capacidad de generación de su país? Por favor seleccione.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input checked="" type="checkbox"/> Generación centralizada <input checked="" type="checkbox"/> Generación distribuida <input type="checkbox"/> Gestión de la demanda <input checked="" type="checkbox"/> Almacenamiento <input type="checkbox"/> Inversiones en transmisión <input checked="" type="checkbox"/> Vínculo con sectores to non-power sector (e.g., transport, industry, residential) <input type="checkbox"/> Electrificación rural <input type="checkbox"/> Otros (Por favor especifique abajo)
<p>P: ¿Cómo es realizado el pronóstico de los costos de generación de las tecnologías basadas en energías renovables?</p>	<p>Se basa en la siguiente metodología:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Recopilación de datos de costos del año base (reales) 2. Recopilación de proyecciones de informes internacionales (ej. IEA, BNEF, etc.) 3. Normalización de proyecciones al dato del año base 4. Construcción de envolventes de todas las trayectorias posibles 5. Construcción de tendencia intermedia

4. Representación de las energías renovables en las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación

Por favor describa las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación en su país y cuáles de los siguientes factores están representados en ellas. Si múltiples herramientas son utilizadas descríbalas por orden de relevancia.

[Herramienta 1]

<p>Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción (e.g., principales propósitos, entradas y productos claves, etc.)</p>	<p>PET (Power Electricity Timetable)</p> <p>Es un modelo de optimización entero-mixto, que busca la minimización de los costos de inversión, operación y falla del sistema eléctrico.</p> <p>Recibe como datos de entrada: centrales de generación existentes, potenciales futuros de generación eléctrica, perfiles de generación eléctrica, bloques de demanda eléctrica, proyección de demanda eléctrica, sistema eléctrico representado, costos de inversión de centrales futuras, costos de combustibles, etc.</p>
---	---

<p>Crédito por capacidad de energías renovables variables</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>X No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Flexibilidad del sistema eléctrico</p>	<p>X Si, está representada → ¿Como? Por favor describa Está representada, en parte, mediante los perfiles de generación eléctrica renovable y la capacidad de generación de base del sistema. Debido a que este modelo no cuenta con una representación horaria del sistema, no se logran recoger todos estos aspectos a cabalidad.</p> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.</p>	<p>X Si, está representada → ¿Como? Por favor describa Los potenciales de generación eléctrica en el modelo, se ingresan por ubicación en el sistema. Por lo que su representación geográfica está abordada. El modelo también considera las necesidades de inversión en transmisión, pero en el ejercicio de Planificación Energética de Largo Plazo, no se aborda.</p> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>X No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>

[Herramienta 2] – Si fuera aplicable. Agregar más tablas si se utilizaran más herramientas.

Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción	PCP (Programación de Corto Plazo)
Flexibilidad del sistema eléctrico	<p>X Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>Este es el mismo modelo que el Coordinador Eléctrico Nacional utiliza para realizar el pre-despacho de centrales. Este realiza las modelaciones en forma horaria, considerando, entre otros: restricciones de rampas, costos asociados al arranque y detención de unidades, vertimientos de generación, controles primarios y secundarios de frecuencia, tiempos mínimos de operación y fuera de servicios, entre otros.</p> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.	<p>X Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>Este modelo recibe como input las necesidades de generación eléctrica obtenidas con el modelo de planificación, por lo que su localización el sistema eléctrico está abordada. En cuanto a los requerimientos de inversión en transmisión, este modelo al ser de pre-despacho no analiza posibilidades de expansión de la transmisión.</p> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico	<p>X Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>Este modelo de pre-despacho, al tener una modelación horaria de la operación del sistema eléctrico, aborda las diversas particularidades relacionadas con las energías renovables variables. Con todas las restricciones que este horizonte de tiempo permite abordar (partidas y detenciones de centrales, requerimientos de control de frecuencia, etc.).</p> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
Flexibilidad del sistema eléctrico	<p>X Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>Este modelo, al considerar perfiles horarios tanto de demanda y generación eléctrica, permite abordar las particularidades de flexibilidad del sistema eléctrico. Sobre todo en cuanto al stress que</p>

	<p>podiese sufrir el sistema y las centrales de generación eléctrica de base, frente a una fuerte penetración de energías renovables variables.</p> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
--	--

5. Logros y desafíos pendientes en la planificación de la expansión de la capacidad de generación con una alta penetración de energías renovables variables.

<p>P: ¿Cuáles son las recientes mejoras en la representación de las características de las energías renovables variables en la planificación de la expansión de la capacidad de generación de su país (e.g., recopilación de datos, modelado, etc.)?</p>	<p>La reciente mejora es el proceso en sí mismo, con el reciente cambio legal introducido en la Ley General de Servicios Eléctricos, por primera vez se está llevando a cabo un proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, que implique una proyección de la expansión de la capacidad de generación como insumo para la planificación de la transmisión.</p> <p>Esto trajo numerosos desafíos: recopilación de costos, modelación del recurso renovable a nivel de planificación, proyecciones de demanda energética, etc.</p>
<p>P: Por favor identifique las tres brechas más importantes para la representación de una alta penetración de energías renovables variables en la actual planificación de expansión de la capacidad de generación de su país</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. La interacción entre los resultados de las modelaciones de corto plazo (horarias) y las modelaciones de largo plazo (inversión en necesidades de expansión del sistema). 2. La modelación del almacenamiento de energía, con su respectiva operación, sobre todo en cuanto a las tecnologías CSP y BESS. 3. Los parámetros de operación reales y futuros de las centrales termoeléctricas del sistema.

Colombia

Nombre: ANTONIO JIMENEZ

Institución: UPME

País: COLOMBIA

1. Marco general de planificación energética

Si los siguientes marcos de planificación a largo plazo han sido implementados oficialmente en su país describa cómo han sido estos implementados. Por favor proporcione sus respuestas en las celdas azules.

	Nombre de la publicación oficial de planificación energética	Institución (es) responsables	Horizonte temporal de la planificación (e.g. al 2040)	Principales resultados cuantitativos (e.g., mix de generación, necesidades de inversión, etc.)	Frecuencia de actualización (e.g. una vez al año, cada cinco años, etc.)
Planificación del sistema energético	PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN TRANSMISIÓN	UPME	15 AÑOS	Señales de necesidades de expansión	anual
Planificación de la expansión de la capacidad de generación	PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN TRANSMISIÓN	UPME	15 AÑOS	ES INDICATIVO	ANUAL
Planificación de la transmisión	PLAN DE EXPANSIÓN DE REFERENCIA GENERACIÓN TRANSMISIÓN	UPME	15 AÑOS	ES MANDATORIO	ANUAL

2. Planificación del sector energético

¿Cuáles de los siguientes pasos son tomados en cuenta durante la planificación del sistema de energía en su país? ¿Quién es responsable y que herramientas son utilizadas? Por favor proporcione sus respuestas en las celdas en azul (si uno de los pasos no es tomado en cuenta durante el proceso por favor complete con “NA”).

	Herramientas usadas	Institución(es) responsable(s)
Predicción de la demanda eléctrica	MODELOS PROPIOS ECONOMETRICOS	UPME
Escenarios de inversión para la expansión de la capacidad de generación (Plan de expansión de la capacidad de generación)	MPODE - OPGEN	UPME
Futuros escenarios para el despacho de la generación	MPODE (COSTOS NO PRECIOS)	UPME
Estudios de red	DIGSILENT	UPME

3. Planificación de la expansión de la capacidad de generación

Las siguientes preguntas se refieren a los alcances de la planificación de la expansión de la capacidad de generación. Por favor proporcione las respuestas en las celdas en azul.

P: ¿Cuáles son los principales objetivos de la planificación de expansión de la capacidad de generación realizada en su país (e.g., diseño de políticas, planificación de inversiones, establecimiento de objetivos, etc.)? Por favor describa	POLITICA, ESTABLECER SEÑALES DE INVERSIÓN Y SEÑALES DE NECESIDADES DE EXPANSIÓN
--	---

<p>P: ¿Cuáles de estos temas están actualmente cubiertos en la planificación de expansión de la capacidad de generación de su país? Por favor seleccione.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input checked="" type="checkbox"/> Generación centralizada <input type="checkbox"/> Generación distribuida <input type="checkbox"/> Gestión de la demanda <input type="checkbox"/> Almacenamiento <input checked="" type="checkbox"/> Inversiones en transmisión <input type="checkbox"/> Vínculo con sectores to non-power sector (e.g., transport, industry, residential) <input type="checkbox"/> Electrificación rural <input type="checkbox"/> Otros (Por favor especifique abajo)
<p>P: ¿Cómo es realizado el pronóstico de los costos de generación de las tecnologías basadas en energías renovables?</p>	<p>COSTOS NIVELADOS DE GENERACIÓN</p>

4. Representación de las energías renovables en las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación

Por favor describa las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación en su país y cuáles de los siguientes factores están representados en ellas. Si múltiples herramientas son utilizadas descríbalas por orden de relevancia.

[Herramienta 1]

<p>Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción (e.g., principales propósitos, entradas y productos claves, etc.)</p>	<p>MPODE</p>
<p>Crédito por capacidad de energías renovables variables</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto

Flexibilidad del sistema eléctrico	<input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto
Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.	<input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto
Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico	<input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto

5. Logros y desafíos pendientes en la planificación de la expansión de la capacidad de generación con una alta penetración de energías renovables variables.

P: ¿Cuáles son las recientes mejoras en la representación de las características de las energías renovables variables en la planificación de la expansión de la capacidad de generación de su país (e.g., recopilación de datos, modelado, etc.)?	El modelo utilizado, representa la estocasticidad del recurso, pues en función de la información entregada de recurso se construye un equivalente hidráulico
P: Por favor identifique las tres brechas más importantes para la representación de una alta penetración de energías renovables variables en la actual planificación de expansión de la capacidad de generación de su país	

Ecuador

Nombre: Victor Emilio Calle García

Institución: Agencia de Regulación y Control de Electricidad - ARCONEL

País: Ecuador

1. Marco general de planificación energética

Si los siguientes marcos de planificación a largo plazo han sido implementados oficialmente en su país describa cómo han sido estos implementados. Por favor proporcione sus respuestas en las celdas azules.

	Nombre de la publicación oficial de planificación energética	Institución (es) responsables	Horizonte temporal de la planificación (e.g. al 2040)	Principales resultados cuantitativos (e.g., mix de generación, necesidades de inversión, etc.)	Frecuencia de actualización (e.g. una vez al año, cada cinco años, etc.)
Planificación del sistema energético	Plan Maestro de Electricidad	MEER ARCONEL CELEC EP - TRANSELECTRIC	10 años (2016 – 2025)	Proyección de la demanda eléctrica Infraestructura para generación, transmisión y distribución de energía en el Ecuador.	2 años
Planificación de la expansión de la capacidad de generación	Plan Maestro de Electricidad	MEER ARCONEL CELEC EP - TRANSELECTRIC	10 años (2016 – 2025)	Infraestructura para generación eléctrica y estimación de las Inversiones. Indicadores de: Balance energético, estimación de las emisiones de CO2, márgenes de reserva de potencia y energía, consumo de combustible y despachos.	2 años

Planificación de la transmisión	Plan Maestro de Electricidad	MEER ARCONEL CELEC EP - TRANSELECTRIC	10 años (2016 – 2025)	Infraestructura para transmisión y estimación de las Inversiones. Equipamiento de. Análisis de operación del Sistema Nacional de Transmisión.	anual
---------------------------------	------------------------------	--	--------------------------	---	-------

2. Planificación del sector energético

¿Cuáles de los siguientes pasos son tomados en cuenta durante la planificación del sistema de energía en su país? ¿Quién es responsable y que herramientas son utilizadas? Por favor proporcione sus respuestas en las celdas en azul (si uno de los pasos no es tomado en cuenta durante el proceso por favor complete con “NA”).

	Herramientas usadas	Institución(es) responsable(s)
Predicción de la demanda eléctrica	PGED (Proyección Global y Espacial de la Demanda)	ARCONEL
Escenarios de inversión para la expansión de la capacidad de generación (Plan de expansión de la capacidad de generación)	OPTGEN (Optimización de la Generación Eléctrica)	ARCONEL
Futuros escenarios para el despacho de la generación	SDDP (Programación Dinámica Dual Estocástica)	ARCONEL
Estudios de red	DigSILENT Power Factory	CELEC EP Transelectric, ARCONEL

3. Planificación de la expansión de la capacidad de generación

Las siguientes preguntas se refieren a los alcances de la planificación de la expansión de la capacidad de generación. Por favor proporcione las respuestas en las celdas en azul.

<p>P: ¿Cuáles son los principales objetivos de la planificación de expansión de la capacidad de generación realizada en su país (e.g., diseño de políticas, planificación de inversiones, establecimiento de objetivos, etc.)? Por favor describa</p>	<p>Garantizar el abastecimiento interno de la demanda de potencia y energía eléctrica del país en condiciones de confiabilidad, calidad, economía y respeto por el ambiente, promoviendo el uso de recursos energéticos renovables, en un ámbito de soberanía energética, con la visión de convertir al Ecuador en un país exportador de electricidad dentro del mercado regional de energía eléctrica.</p>
<p>P: ¿Cuáles de estos temas están actualmente cubiertos en la planificación de expansión de la capacidad de generación de su país? Por favor seleccione.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input checked="" type="checkbox"/> Generación centralizada <input checked="" type="checkbox"/> Generación distribuida <input checked="" type="checkbox"/> Gestión de la demanda <input type="checkbox"/> Almacenamiento <input type="checkbox"/> Inversiones en transmisión <input type="checkbox"/> Vínculo con sectores to non-power sector (e.g., transport, industry, residential) <input type="checkbox"/> Electrificación rural <input type="checkbox"/> Otros (Por favor especifique abajo)
<p>P: ¿Cómo es realizado el pronóstico de los costos de generación de las tecnologías basadas en energías renovables?</p>	<p>Los costos de la generación de energía renovable no convencional instalada en el Ecuador de acuerdo a la normativa para su impulso y desarrollo se encuentran fijos. En el modelo usado para las simulaciones de operación del Sistema Nacional Interconectado no considera los costos de generación y las fuentes de energía renovable con tratadas como centrales con despacho preferente.</p>

4. Representación de las energías renovables en las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación

Por favor describa las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación en su país y cuáles de los siguientes factores están representados en ellas. Si múltiples herramientas son utilizadas descríbalas por orden de relevancia.

[Herramienta 1]

Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción (e.g., principales propósitos, entradas y productos claves, etc.)	<p>OPTGEN (Optimización de la Generación Eléctrica)</p> <p>Tiene como objetivo determinar el cronograma de inversión con el mínimo costo para la construcción de la nueva infraestructura de generación y transmisión, así como la interconexión entre sistemas.</p>
Crédito por capacidad de energías renovables variables	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
Flexibilidad del sistema eléctrico	<p><input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>

Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico	<input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto
--	---

5. Logros y desafíos pendientes en la planificación de la expansión de la capacidad de generación con una alta penetración de energías renovables variables.

P: ¿Cuáles son las recientes mejoras en la representación de las características de las energías renovables variables en la planificación de la expansión de la capacidad de generación de su país (e.g., recopilación de datos, modelado, etc.)?	<p>Con la inversión realizada en los últimos años se ha logrado obtener datos en línea de producción energética (curvas de producción), especialmente en las centrales fotovoltaicas y una central eólica existente en el país.</p> <p>Se han ubicado estaciones en algunas zonas del Ecuador con el objetivo de medir la disponibilidad del recurso eólico y solar.</p>
P: Por favor identifique las tres brechas más importantes para la representación de una alta penetración de energías renovables variables en la actual planificación de expansión de la capacidad de generación de su país	<p>Aun es necesario desarrollar políticas que incentiven una incorporación a mayor escala de este tipo energías.</p> <p>Es necesario actualizar información de los potenciales eólico y solar en el Ecuador, en la misma se debe clarificar las zonas de mayor aprovechamiento de estos recursos, especialmente cuando exista temporadas de estiaje en las zonas de generación del país.</p>

Mexico

Nombre: Oliver Ulises Flores Parra Bravo

Institución: Secretaría de Energía

País: México

1. Marco general de planificación energética

Si los siguientes marcos de planificación a largo plazo han sido implementados oficialmente en su país describa cómo han sido estos implementados. Por favor proporcione sus respuestas en las celdas azules.

	Nombre de la publicación oficial de planificación energética	Institución (es) responsables	Horizonte temporal de la planificación (e.g. al 2040)	Principales resultados cuantitativos (e.g., mix de generación, necesidades de inversión, etc.)	Frecuencia de actualización (e.g. una vez al año, cada cinco años, etc.)
Planificación del sistema energético					
Planificación de la expansión de la capacidad de generación	<i>Programa Indicativo para la Instalación y Retiro de Centrales Eléctricas (PIIRCE)</i>	<i>Secretaría de Energía</i>	<i>15 años</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Listado de nuevas unidades de generación por tecnología, capacidad, ubicación y fecha de entrada en operación.</i> ▪ <i>Evolución esperada de la capacidad, generación, costos, emisiones, etc.</i> 	<i>Anual</i>
Planificación de la transmisión	<i>Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión</i>	<i>Centro Nacional de Control de Energía</i>	<i>15 años</i>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Proyectos y obras de ampliación en las líneas de transmisión</i> 	<i>Anual</i>

2. Planificación del sector energético

¿Cuáles de los siguientes pasos son tomados en cuenta durante la planificación del sistema de energía en su país? ¿Quién es responsable y que herramientas son utilizadas? Por favor proporcione sus respuestas en las celdas en azul (si uno de los pasos no es tomado en cuenta durante el proceso por favor complete con “NA”).

	Herramientas usadas	Institución(es) responsable(s)
Predicción de la demanda eléctrica	<i>Modelos Económicos</i>	<i>Centro Nacional de Control de Energía</i>
Escenarios de inversión para la expansión de la capacidad de generación (Plan de expansión de la capacidad de generación)	<i>PLEXOS</i>	<i>Secretaría de Energía</i>
Futuros escenarios para el despacho de la generación	<i>PSSE & DSAtools</i>	<i>Centro Nacional de Control de Energía</i>
Estudios de red	<i>PSSE & DSAtools</i>	<i>Centro Nacional de Control de Energía</i>

3. Planificación de la expansión de la capacidad de generación

Las siguientes preguntas se refieren a los alcances de la planificación de la expansión de la capacidad de generación. Por favor proporcione las respuestas en las celdas en azul.

P: ¿Cuáles son los principales objetivos de la planificación de expansión de la capacidad de generación realizada en su país (e.g., diseño de políticas, planificación de inversiones, establecimiento de objetivos, etc.)? Por favor describa	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Satisfacer la demanda de energía eléctrica</i> ▪ <i>Asegurar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional</i> ▪ <i>Cumplir con las metas de energías limpias</i> ▪ <i>Expansión al menor costo total para el Sistema Eléctrico Nacional</i>
--	--

<p>P: ¿Cuáles de estos temas están actualmente cubiertos en la planificación de expansión de la capacidad de generación de su país? Por favor seleccione.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input checked="" type="checkbox"/> <i>Generación centralizada</i> <input type="checkbox"/> Generación distribuida <input type="checkbox"/> Gestión de la demanda <input type="checkbox"/> Almacenamiento <input checked="" type="checkbox"/> <i>Inversiones en transmisión</i> <input type="checkbox"/> Vínculo con sectores to non-power sector (e.g., transport, industry, residential) <input type="checkbox"/> Electrificación rural <input type="checkbox"/> Otros (Por favor especifique abajo)
<p>P: ¿Cómo es realizado el pronóstico de los costos de generación de las tecnologías basadas en energías renovables?</p>	<p><i>Es resultado del modelo de optimización el cual toma en cuenta los parámetros asociados a los costos de inversión, operación y mantenimiento de las unidades generadoras, ajustados a una curva de aprendizaje.</i></p>

4. Representación de las energías renovables en las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación

Por favor describa las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación en su país y cuáles de los siguientes factores están representados en ellas. Si múltiples herramientas son utilizadas descríbalas por orden de relevancia.

[Herramienta 1]

Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción (e.g., principales propósitos, entradas y productos claves, etc.)	<p><u>PLEXOS</u></p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Resuelve el problema de expansión de capacidad de generación cuya solución representa el mínimo valor presente de los costos del sistema en un periodo de planeación de 15 años. ▪ La función objetivo del modelo es el costo total del sistema (inversión más producción). ▪ Se consideran variables enteras binarias (asociadas con las decisiones de inversión) y variables continuas (asociadas a los flujos de energía). ▪ Se emplea el método de Programación Lineal Entera Mixta para encontrar la solución óptima del problema. ▪ Las restricciones principales constan del balance de energía, límites operativos, reservas de planeación y metas de energías limpias. ▪ Inputs: demanda, precios de combustibles, parámetros de generación y transmisión. ▪ Outputs: capacidad instalada, generación, costos, emisiones, etc.
Crédito por capacidad de energías renovables variables	<p>X Si, está representada</p> <p>→ ¿Como? Por favor describa</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Definición exógena a partir de parámetros fijos ▪ Perfiles horarios de recursos eólicos y solares <p><input type="checkbox"/> No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
Flexibilidad del sistema eléctrico	<p>X Si, está representada</p> <p>→ ¿Como? Por favor describa</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ Límites operativos de las unidades generadoras <p><input type="checkbox"/> No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>

<p>Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.</p>	<p>X Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Identificación de proyectos con alta factibilidad en su desarrollo (georreferenciación y potencial probado)</i> ▪ <i>Expansión de la capacidad de transmisión evaluada tomando en cuenta la identificación de proyectos factibles.</i> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>X No, no está representada X No estamos familiarizados con este concepto</p>

5. Logros y desafíos pendientes en la planificación de la expansión de la capacidad de generación con una alta penetración de energías renovables variables.

<p>P: ¿Cuáles son las recientes mejoras en la representación de las características de las energías renovables variables en la planificación de la expansión de la capacidad de generación de su país (e.g., recopilación de datos, modelado, etc.)?</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Identificación de restricciones exógenas, ubicación de zonas con potencial de recursos renovables y georreferenciación de proyectos con herramientas tecnológicas como el Atlas de Zonas con Energías Limpias.</i> ▪ <i>Actualización de perfiles horarios de recurso solar por generador</i> ▪ <i>Georreferenciación de unidades de generación</i>
<p>P: Por favor identifique las tres brechas más importantes para la representación de una alta penetración de energías renovables variables en la actual planificación de expansión de la capacidad de generación de su país</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ <i>Costos de inversión regionales y por tipo de tecnología</i> ▪ <i>Evaluación de disponibilidad hidroeléctrica para la correcta representación de la flexibilidad del sistema</i> ▪ <i>Evaluación de opciones tecnológicas flexibles</i>

Paraguay

Nombre: Roberto Enrique Fariña Castagnino

Institución: Viceministerio de Minas y Energía

País: Paraguay

1. Marco general de planificación energética

Si los siguientes marcos de planificación a largo plazo han sido implementados oficialmente en su país describa cómo han sido estos implementados. Por favor proporcione sus respuestas en las celdas azules.

	Nombre de la publicación oficial de planificación energética	Institución (es) responsables	Horizonte temporal de la planificación (e.g. al 2040)	Principales resultados cuantitativos (e.g., mix de generación, necesidades de inversión, etc.)	Frecuencia de actualización (e.g. una vez al año, cada cinco años, etc.)
Planificación del sistema energético	<ul style="list-style-type: none"> - Política Energética Nacional - Prospectiva Energética 	Viceministerio de Minas y Energía (VMME)	2040	<ul style="list-style-type: none"> - Diversificación de matriz energética - Seguridad energética 	5
Planificación de la expansión de la capacidad de generación	Plan Maestro de Generación, Transmisión, Distribución y Telemática	Administración Nacional de Electricidad (ANDE)	2025	Necesidades de inversión	2
Planificación de la transmisión	Plan Maestro de Generación, Transmisión, Distribución y Telemática	Administración Nacional de Electricidad (ANDE)	2025	Necesidades de inversión	2

2. Planificación del sector energético

¿Cuáles de los siguientes pasos son tomados en cuenta durante la planificación del sistema de energía en su país? ¿Quién es responsable y que herramientas son utilizadas? Por favor proporcione sus respuestas en las celdas en azul (si uno de los pasos no es tomado en cuenta durante el proceso por favor complete con “NA”).

	Herramientas usadas	Institución(es) responsable(s)
Predicción de la demanda eléctrica	Aplicando escenario tendencial	ANDE
Escenarios de inversión para la expansión de la capacidad de generación (Plan de expansión de la capacidad de generación)	NA	
Futuros escenarios para el despacho de la generación	NA	
Estudios de red	NA	

3. Planificación de la expansión de la capacidad de generación

Las siguientes preguntas se refieren a los alcances de la planificación de la expansión de la capacidad de generación. Por favor proporcione las respuestas en las celdas en azul.

P: ¿Cuáles son los principales objetivos de la planificación de expansión de la capacidad de generación realizada en su país (e.g., diseño de políticas, planificación de inversiones, establecimiento de objetivos, etc.)? Por favor describa	Mantener un margen de generación equivalente al 20% de la capacidad instalada en concepto de límite de seguridad ante contingencias
--	---

<p>P: ¿Cuáles de estos temas están actualmente cubiertos en la planificación de expansión de la capacidad de generación de su país? Por favor seleccione.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Generación centralizada ☆ Generación distribuida ☆ Gestión de la demanda <input type="checkbox"/> Almacenamiento ☆ Inversiones en transmisión <input type="checkbox"/> Vínculo con sectores to non-power sector (e.g., transport, industry, residential) ☆ Electrificación rural <input type="checkbox"/> Otros (Por favor especifique abajo)
<p>P: ¿Cómo es realizado el pronóstico de los costos de generación de las tecnologías basadas en energías renovables?</p>	<p style="text-align: center;">A partir del consumo diario con miras a un despacho óptimo (menor costo)</p>

4. Representación de las energías renovables en las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación

Por favor describa las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación en su país y cuáles de los siguientes factores están representados en ellas. Si múltiples herramientas son utilizadas descríbalas por orden de relevancia.

[Herramienta 1]

<p>Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción (e.g., principales propósitos, entradas y productos claves, etc.)</p>	<p style="text-align: center;">NA</p>
<p>Crédito por capacidad de energías renovables variables</p>	<ul style="list-style-type: none"> <input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto

Flexibilidad del sistema eléctrico	<input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto
Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.	<input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto
Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico	<input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto

5. Logros y desafíos pendientes en la planificación de la expansión de la capacidad de generación con una alta penetración de energías renovables variables.

P: ¿Cuáles son las recientes mejoras en la representación de las características de las energías renovables variables en la planificación de la expansión de la capacidad de generación de su país (e.g., recopilación de datos, modelado, etc.)?	NA
P: Por favor identifique las tres brechas más importantes para la representación de una alta penetración de energías renovables variables en la actual planificación de expansión de la capacidad de generación de su país	Las tarifas actuales de las Centrales Hidroeléctricas de Itaipu y Yacyreta

Peru

Nombre: Felipe Carlos Gutiérrez Naveda

Institución: Ministerio de Energía y Minas

País: Perú

1. Marco general de planificación energética

Si los siguientes marcos de planificación a largo plazo han sido implementados oficialmente en su país describa cómo han sido estos implementados. Por favor proporcione sus respuestas en las celdas azules.

	Nombre de la publicación oficial de planificación energética	Institución (es) responsables	Horizonte temporal de la planificación (e.g. al 2040)	Principales resultados cuantitativos (e.g., mix de generación, necesidades de inversión, etc.)	Frecuencia de actualización (e.g. una vez al año, cada cinco años, etc.)
Planificación del sistema energético	Plan Energético Nacional 2014 - 2025	Ministerio de Energía y Minas - MINEM	10 años	Masificación del Gas. Incremento de la contribución de las RER Modernización de las Refinerías (La Pampilla y Talara)	Cada dos años
Planificación de la expansión de la capacidad de generación	Planificación de la transmisión 2017 - 2026	Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional - COES	10 años	Un Plan Vinculante para el año 2022 conformado por proyectos cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del periodo de vigencia del Plan, y un Plan de Trasmisión para el	Cada dos años

				año 2026 Futuras Demandas	
Planificación de la transmisión	Planificación de la transmisión 2017 - 2026	Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional - COES	10 años	Un Plan Vinculante para el año 2022 conformado por proyectos cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse dentro del periodo de vigencia del Plan, y un Plan de Trasmisión para el año 2026 Futuras Demandas	Cada dos años

2. Planificación del sector energético

¿Cuáles de los siguientes pasos son tomados en cuenta durante la planificación del sistema de energía en su país? ¿Quién es responsable y que herramientas son utilizadas? Por favor proporcione sus respuestas en las celdas en azul (si uno de los paso no es tomado en cuenta durante el proceso por favor complete con “NA”).

	Herramientas usadas	Institución(es) responsable(s)
Predicción de la demanda eléctrica	Trade-Off : Metodología multiobjetivo de aplicación en entornos con incertidumbre criterios de mínimo costo de inversión y operación del conjunto g + t PT se han considerado diversos escenarios de crecimiento de la demanda y la expansión de la generación	COES
Escenarios de inversión para la expansión de la capacidad de generación (Plan de expansión de la capacidad de generación)		
Futuros escenarios para el despacho de la generación		

Estudios de red	Evolución histórica y proyectada de las redes de transmisión, incluyendo el Plan Transitorio de Transmisión y los Planes Vinculantes de los Planes de Transmisión aprobados	
-----------------	---	--

3. Planificación de la expansión de la capacidad de generación

Las siguientes preguntas se refieren a los alcances de la planificación de la expansión de la capacidad de generación. Por favor proporcione las respuestas en las celdas en azul.

P: ¿Cuáles son los principales objetivos de la planificación de expansión de la capacidad de generación realizada en su país (e.g., diseño de políticas, planificación de inversiones, establecimiento de objetivos, etc.)? Por favor describa	La “provisión de electricidad oportuna y confiable” requiere como condición esencial la disponibilidad de potencia confiable en cantidad suficiente para asegurar el abastecimiento de la demanda en aún condiciones desfavorables como en una sequía importante o ante fallas de componentes importantes de la generación o la transmisión.
P: ¿Cuáles de estos temas están actualmente cubiertos en la planificación de expansión de la capacidad de generación de su país? Por favor seleccione.	<input type="checkbox"/> Generación centralizada <input type="checkbox"/> Generación distribuida <input type="checkbox"/> Gestión de la demanda <input type="checkbox"/> Almacenamiento <input type="checkbox"/> Inversiones en transmisión <input checked="" type="checkbox"/> Vínculo con sectores to non-power sector (e.g., transport, industry, residential) <input checked="" type="checkbox"/> Electrificación rural <input type="checkbox"/> Otros (Por favor especifique abajo)
P: ¿Cómo es realizado el pronóstico de los costos de generación de las tecnologías basadas en energías renovables?	Mediante subasta que es ejecutada por OSINERGMIN el cual es un mecanismo de mercado que cuenta con un conjunto explícito de reglas para la asignación de recursos y donde los precios se basan en las pujas (ofertas) presentadas por los participantes.

4. Representación de las energías renovables en las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación

Por favor describa las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación en su país y cuáles de los siguientes factores están representados en ellas. Si múltiples herramientas son utilizadas descríbalas por orden de relevancia.

[Herramienta 1]

Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción (e.g., principales propósitos, entradas y productos claves, etc.)	Principales propósitos, entradas y productos claves
Crédito por capacidad de energías renovables variables	<input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto
Flexibilidad del sistema eléctrico	<input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto
Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.	<input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa <input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto
Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico	<input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa Inestabilidad de producción de energía (debido a periodos de producción) <input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto

5. Logros y desafíos pendientes en la planificación de la expansión de la capacidad de generación con una alta penetración de energías renovables variables.

<p>P: ¿Cuáles son las recientes mejoras en la representación de las características de las energías renovables variables en la planificación de la expansión de la capacidad de generación de su país (e.g., recopilación de datos, modelado, etc.)?</p>	<p>Realización de subastas para contratar nueva capacidad de generación hidroeléctrica y de nueva fuentes de energía renovable (subastas recursos de energía renovable), lo que ha contribuido a dinamizar las inversiones en generación eléctrica desde el año 2008, produciéndose gradualmente el reemplazo de las centrales obsoletas por otras más eficientes. Recopilación de datos.</p>
<p>P: Por favor identifique las tres brechas más importantes para la representación de una alta penetración de energías renovables variables en la actual planificación de expansión de la capacidad de generación de su país</p>	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Para el desarrollo de las hidroeléctricas la principal barrera en el Perú ha sido el bajo precio del gas natural y el alto costo de inversión, así como el acceso a financiamiento y los costos y tiempos de transacción (especialmente los relacionados a los estudios de impacto ambiental). ➤ Para el caso de las energías renovables no convencionales, su principal barrera son los altos costos por capacidad instalada, se espera que estos se reduzcan en un futuro. Por lo pronto, su participación estará limitada a los requerimientos de energía de las subastas de recursos energéticos renovables (RER). ➤ Otra barrera para las energías renovables no convencionales es el gran potencial de hidroelectricidad con que cuenta el Perú, siendo esta una fuente de menor costo y mayor confiabilidad.

Uruguay

Nombre: _____ Claudia Cabrera _____

Institución: _____ MIEM (Ministerio de Industria, Energía y Minería) _____

País: _____ URUGUAY _____

1. Marco general de planificación energética

Si los siguientes marcos de planificación a largo plazo han sido implementados oficialmente en su país describa cómo han sido estos implementados. Por favor proporcione sus respuestas en las celdas azules.

	Nombre de la publicación oficial de planificación energética	Institución (es) responsables	Horizonte temporal de la planificación (e.g. al 2040)	Principales resultados cuantitativos (e.g., mix de generación, necesidades de inversión, etc.)	Frecuencia de actualización (e.g. una vez al año, cada cinco años, etc.)
Planificación del sistema energético	<ul style="list-style-type: none"> - Estudio de Demanda (modelo Leap) (último publ.2014) - Estudio de Oferta (diversos modelos) (no se publica) 	MIEM (DNE) – Área Planificación y Balance (PyB)	Al 2035	<ul style="list-style-type: none"> - El impacto en el sector energético de las distintas políticas (ahorros, emisiones) - Se identifican necesidades/carencias del sistema 	anual
Planificación de la expansión de la capacidad de generación	Plan Indicativo de la Expansión del Parque Generador (no se publica)	MIEM (DNE) – Área Energía Eléctrica (EE)	Al 2040	Expansión óptima para cada escenario analizado (cronograma de tipo y cantidad de unidades a incorporar)	anual
Planificación de la transmisión	Plan de expansión del sistema de Trasmisión (no se publica)	UTE (public utility)	10 años	Plan quinquenal (PQT) y decenal (PDT) de obras e inversiones.	Anual

2. Planificación del sector energético

¿Cuáles de los siguientes pasos son tomados en cuenta durante la planificación del sistema de energía en su país? ¿Quién es responsable y que herramientas son utilizadas? Por favor proporcione sus respuestas en las celdas en azul (si uno de los pasos no es tomado en cuenta durante el proceso por favor complete con “NA”).

	Herramientas usadas	Institución(es) responsable(s)
Predicción de la demanda eléctrica	Modelos econométricos (usando eViews como herramienta de base) para el corto/mediano plazo, Leap para el largo plazo	El Distribuidor (UTE) y MIEM (DNE)-PyB como contraparte.
Escenarios de inversión para la expansión de la capacidad de generación (Plan de expansión de la capacidad de generación)	Usando como input los escenarios de Demanda proporcionados por DNE(PyB), se usa WASP junto con SimSEE. UTE usa un desarrollo propio (MINGO).	UTE (empresa pública) y MIEM (DNE)-EE.
Futuros escenarios para el despacho de la generación	SimSEE	ADME(DNC) es responsable del Despacho.
Estudios de red	PSS-E (Siemens)	UTE como trasmisor, MIEM(DNE) contraparte.

3. Planificación de la expansión de la capacidad de generación

Las siguientes preguntas se refieren a los alcances de la planificación de la expansión de la capacidad de generación. Por favor proporcione las respuestas en las celdas en azul.

P: ¿Cuáles son los principales objetivos de la planificación de expansión de la capacidad de generación realizada en su país (e.g., diseño de políticas, planificación de inversiones, establecimiento de objetivos, etc.)? Por favor describa	El diseño de políticas, a efectos de analizar cual/es tecnología/s promover, y a partir de qué año será necesaria nueva incorporación de generación, así como la planificación de inversiones a largo plazo que será necesario realizar, licitaciones que será necesario promover, posibles decretos que sea necesario promulgar, etc.
--	--

<p>P: ¿Cuáles de estos temas están actualmente cubiertos en la planificación de expansión de la capacidad de generación de su país? Por favor seleccione.</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Generación centralizada ✓ Generación distribuida ✓ Gestión de la demanda (se analiza un escenario de demanda con medidas de “eficiencia energética”, no se han analizado cambios en la curva de carga) ✓ Almacenamiento (centrales de bombeo) <input type="checkbox"/> Inversiones en transmisión ✓ Vínculo con sectores to non-power sector (e.g., transport, industry, residential) (se analiza su impacto en la demanda) <input type="checkbox"/> Electrificación rural <input type="checkbox"/> Otros (Por favor especifique abajo)
<p>P: ¿Cómo es realizado el pronóstico de los costos de generación de las tecnologías basadas en energías renovables?</p>	<p>Se toman una media de los últimos costos disponibles en la región y/o en el País (datos disponibles de licitaciones públicas, ofertas, etc.). No se hacen proyecciones de los mismos a futuro, por considerarse que existe mucha incertidumbre, y que los costos actuales serían un “peor caso” dado que se presume los mismos evolucionarán a la baja.</p>

4. Representación de las energías renovables en las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación

Por favor describa las herramientas utilizadas para la planificación de la expansión de la capacidad de generación en su país y cuáles de los siguientes factores están representados en ellas. Si múltiples herramientas son utilizadas descríbalas por orden de relevancia.

[Herramienta 1]

<p>Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción (e.g., principales propósitos, entradas y productos claves, etc.)</p>	<p>WASP-IV Entradas: curva anual horaria de demanda y proyección para los años de estudio, sistema fijo existente (térmico, hidráulico) con entradas/salidas previstas, “candidatas” para la expansión (térmicas, hidráulicas) con sus costos de inversión, plazo de construcción, etc. Producto clave: expansión económicamente óptima, con el detalle de cuales/cuántas unidades sería óptimo incorporar en cada año. Obs: las renovables se deben representar como “térmicas” o “hidráulicas”.</p>
---	--

<p>Crédito por capacidad de energías renovables variables</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>✓ No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Flexibilidad del sistema eléctrico</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>✓ No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>✓ No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p>✓ No, no está representada</p> <p><input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>

[Herramienta 2] – Si fuera aplicable. Agregar más tablas si se utilizaran más herramientas.

<p>Nombre de la herramienta de modelamiento utilizada y breve descripción</p>	<p>SimSEE</p> <p>Entradas: curva anual horaria de demanda y proyección para los años de estudio, sistema fijo existente (térmico, hidráulico) con entradas/salidas previstas, “candidatas” para la expansión (térmicas, hidráulicas) con sus costos de inversión, plazo de construcción, etc.</p> <p>Producto clave: expansión económicamente óptima, con el detalle de cuales/cuántas unidades sería óptimo incorporar en cada año.</p>
---	---

<p>Flexibilidad del sistema eléctrico</p>	<p><input checked="" type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa Por ejemplo el autodespacho está considerado, colocando costo variable = 0 para la generación renovable. Lo mismo el despacho centralizado con cvar=0 para la eólica de gran porte. También es posible representar sistemas de almacenamiento como centrales de bombeo y las centrales hidráulicas con embalse.</p> <p><input type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Emplazamientos de las energías renovables variables y requerimientos de inversión en transmisión.</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Particularidades relacionadas con las energías renovables variables que pueden tener impacto sobre la estabilidad del sistema de eléctrico</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>
<p>Crédito por capacidad de energías renovables variables</p>	<p><input type="checkbox"/> Si, está representada → ¿Como? Por favor describa</p> <p><input checked="" type="checkbox"/> No, no está representada <input type="checkbox"/> No estamos familiarizados con este concepto</p>

5. Logros y desafíos pendientes en la planificación de la expansión de la capacidad de generación con una alta penetración de energías renovables variables.

<p>P: ¿Cuáles son las recientes mejoras en la representación de las características de las energías renovables variables en la planificación de la expansión de la capacidad de generación de su país (e.g., recopilación de datos, modelado, etc.)?</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Datos disponibles de tres años de generación real de parques eólicos de gran porte, y de más de un año de alguna planta SFV de gran porte. - Modelado en SimSEE con un modelo (“fuente”) que genera series sintéticas de potencia de generación eólica y SFV, construida en base a los datos históricos de medidas reales, representativa de la generación real en el País, que puede usarse como entrada para modelar futuros parques/plantas SFV correspondientes a ampliaciones.
<p>P: Por favor identifique las tres brechas más importantes para la representación de una alta penetración de energías renovables variables en la actual planificación de expansión de la capacidad de generación de su país</p>	<ul style="list-style-type: none"> - El modelo utilizado (WASP-IV) cuyo producto es la expansión de capacidad óptima, no tiene un modelo específico para las energías renovables, que considere sus características de aleatoriedad, variación rápida en el corto plazo, etc. - El modelo que considera estas características (SimSEE) es un modelo de optimización y simulación del despacho y no tiene como producto directo la expansión de capacidad óptima. Se puede utilizar mediante otro algoritmo (OddFace) que lanza miles de corridas SimSEE y va generando mediante un algoritmo genético soluciones que se van aproximando al óptimo. El costo computacional es grande, así como la demora, y no garantiza que se llegue a un óptimo. - No se dispone actualmente de un modelo adecuado para la representación de una alta penetración de energías renovables variables que permita obtener como resultado la expansión óptima del sistema de generación.