



УДК 621.311

DOI: 10.24160/1993-6982-2022-5-56-65

Планирование развития электрической генерации однозоной энергосистемы с высокой долей возобновляемых источников энергии

Рамзи Ел Добейсси, А.С. Ванин, Р.Р. Насыров, Ю.В. Шаров

Рассмотрены вопросы планирования генерации энергосистемы с высокой долей возобновляемых источников энергии. Стохастический характер возобновляемых источников энергии (ВИЭ) сильно отличает их от традиционных электрических станций. Выдаваемая мощность ВИЭ зависит от погодных условий, поэтому некоторые энергосистемы не включают их в баланс мощности. Это ведет к избытку установленной мощности в электроэнергетической системе и росту тарифов на электроэнергию для потребителей.

Вероятностные расчеты балансовой надежности показали, что ВИЭ влияют на баланс мощности в энергосистеме и не требуют полного дублирования традиционной генерацией. Приведены результаты расчета балансовой надежности для тестовой IEEE схемы с различными долей и структурой возобновляемых источников энергии. Показано, что влияние ВИЭ на баланс мощности определяется не годовой выработкой электроэнергии, а корреляцией между графиками мощности ВИЭ и нагрузки.

При наличии в энергосистеме большой доли ВИЭ меняются требования не только к мощности традиционной генерации, но и к ее структуре. Представлены результаты оптимизации состава генерирующего оборудования при различной доле ВИЭ. Доказано, что при отсутствии ВИЭ в энергосистеме предпочтение отдается менее маневренным, но более дешевым установкам. При увеличении доли ВИЭ в энергосистеме растет доля более дорогих высокоманевренных установок.

Предложен метод планирования развития генерации для однозоной энергосистемы. Величина резерва мощности определена на основе расчета балансовой надежности, а состав генерации уточнен, исходя из оптимизации загрузки генерирующих агрегатов.

Ключевые слова: балансовая надежность, планирование развития генерации, возобновляемые источники энергии, электроэнергетическая система.

Для цитирования: Рамзи Ел Добейсси, Ванин А.С., Насыров Р.Р., Шаров Ю.В. Планирование развития электрической генерации однозоной энергосистемы с высокой долей возобновляемых источников энергии // Вестник МЭИ. 2022. № 5. С. 56—65. DOI: 10.24160/1993-6982-2022-5-56-65.

Planning the Development of Electricity Generating Capacity in a One-Zone Electric Power System with a High Share of Renewable Energy Sources

Ramzy El Dobeysy, A.S. Vanin, R.R. Nasyrov, Yu.V. Sharov

The article addresses matters concerned with planning the generating capacity in an electric power system with a high share of renewable energy sources. A stochastic nature of renewable energy sources (RES) makes them very different from conventional power plants. The RES power output depends on weather conditions, due to which some power system operators do not include them in the power balance. This leads to an excess of installed generating capacity in the electric power system and growth of electricity tariffs for consumers.

Probabilistic assessments of system adequacy have shown that RES affect the power balance in the power system and do not require to be fully backed up by conventional generation. The article presents the results of calculating the system adequacy for a test IEEE scheme with different share and structure of renewable energy sources. It is shown that the effect of RES on the power balance is governed not only by the annual electricity output, but by the correlation between the RES power output and load curves.

A large share of RES in a power system, entails the need to alter the requirements not only for the conventional generating capacities, but also for their structure. The article presents the results of optimizing the composition of generating equipment for different shares of RES in a power system. It has been shown that, if there are no RES in the power system, preference is given to less maneuverable, but cheaper generation units. With increasing the share of RES in the power system, so does the share of more expensive highly maneuverable units.

A method of planning the generation capacity development for a single-zone power system is proposed. The value of the generation capacity margin has been determined based on the system adequacy calculation, and the mix of generating capacities is refined proceeding from optimization of the generating units loading.

Key words: system adequacy, planning of generating capacity development, renewable energy sources, electric power system.

For citation: Ramzy El Dobeysy, Vanin A.S., Nasyrov R.R., Sharov Yu.V. Planning the Development of Electricity Generating Capacity in a One-Zone Electric Power System with a High Share of Renewable Energy Sources. Bulletin of MPEI. 2022;5:56—65. (in Russian). DOI: 10.24160/1993-6982-2022-5-56-65.

Введение

Целью функционирования любой электроэнергетической системы в мире является бездефицитное электроснабжение потребителей. Критерием бездефицитности работы электроэнергетических систем в большинстве случаев служат показатели балансовой надежности. Они позволяют в вероятностном выражении охарактеризовать возможность возникновения дефицита мощности в энергетической системе и тяжесть последствий подобных событий [1]. В различных странах применяют разные показатели балансовой надежности. Наиболее распространены: LOLE (Loss of Load Expectation) — среднее число дефицитных часов в году, EENS (Expected Energy Not Served) — математическое ожидание недоотпуска электроэнергии за год, LOLP (Loss of Load Probability) — вероятность дефицита мощности [2]. В России основным показателем балансовой надежности считается J — вероятность бездефицитной работы [3]. На их основе планируется развитие генерации.

При наличии в энергосистеме значительной доли возобновляемых источников энергии вопрос планирования развития генерации усложняется. С одной стороны, традиционные электрические станции должны обеспечивать резервирование негарантированной генерации от возобновляемых источников энергии. С другой — полное дублирование их мощности ведет к строительству избыточных генерирующих мощностей. Это, в свою очередь, провоцирует рост стоимости электроэнергии в энергосистеме в целом.

Стремление к переходу на возобновляемые источники энергии в мире обусловлено необходимостью снижения выбросов углекислого газа, поскольку считается, что его избыток в атмосфере влечет за собой изменение климата на Земле. Это закреплено в Парижском соглашении (принято 12 декабря 2015 г. 21-й сессией Конференции Сторон Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата) [4]. В правительстве Российской Федерации данное соглашение было одобрено распоряжением № 670-р от 14 апреля 2016 г. [5] и нашло отражение в энергетической стратегии до 2035 г. [6]. Таким образом, в мире наблюдается стабильный рост выработки электроэнергии на ветровых и солнечных энергетических установках [7, 8].

В Российской Федерации по состоянию на конец 2018 г. суммарная установленная мощность ветровых электростанций (ВЭС) согласно данным Российской ассоциации ветроиндустрии составляла 139 МВт [9], а по состоянию на конец 2020 г. — 903,5 МВт при общем количестве ветроустановок — 794 шт. [10]. В 2020 г. в ЭЭС России так же продолжалось строительство ВЭС суммарной мощностью 1120 МВт [10].

Стохастический характер возобновляемых источников энергии (ВИЭ) сильно отличает их от традиционных электрических станций [11, 12]. Выработка электроэнергии ВИЭ зависит от погодных условий.

Выдаваемая мощность не является гарантированной и не может быть получена в любое время. Долгосрочные прогнозы выработки электроэнергии также невозможны из-за низкой точности долгосрочных прогнозов погодных условий. Погодные условия с высокой точностью можно спрогнозировать не более чем на сутки вперед. В связи с этим распространено мнение, что баланс мощности в электроэнергетических системах необходимо формировать без учета возобновляемых источников энергии [2], что приводит к избытку установленной мощности в системе и увеличению тарифов на электроэнергию для потребителей.

Планирование развития генерации на основе показателей балансовой надежности позволяет учесть влияние возобновляемой генерации на величину необходимого резерва мощности. Расчет выполняется на основе вероятностного моделирования и добавляет в модель негарантированную генерацию [1].

Тем не менее, в расчетах балансовой надежности не учитываются экономические характеристики и показатели маневренности генерирующих агрегатов. Высокая скорость изменения выдаваемой мощности от возобновляемых источников энергии требует не только наличия запаса мощности в энергосистеме, но и возможности ее быстрого ввода. Экономические и маневренные характеристики агрегатов энергосистемы можно учесть при решении задачи оптимизации загрузки генерирующего оборудования.

Предложен метод планирования генерации в энергосистеме с высокой долей возобновляемых источников энергии на основе оценки показателей балансовой надежности и оптимизации загрузки генерирующего оборудования.

Подробное решение данной задачи рассмотрено на примере тестовой системы IEEE для изучения вопросов надежности электроэнергетических систем.

Тестовая система IEEE

В [13] представлена первая тестовая система для изучения вопросов надежности электроэнергетических систем. На ее основе были разработаны другие, отличающиеся большим размером, более подробными моделями нагрузки и генерации, наличием возобновляемых источников энергии: RTS-86 [14], RTS-96 [15], RTS-GMLC [16]. В настоящее время наиболее полная модель тестовой системы описана в [16] в 2020 г. Важной особенностью этой модели является то, что авторы используют интернет-хранилище для размещения всех необходимых исходных данных [17], что позволяет включить в модель заданные в явной форме годовые графики нагрузки энергосистемы и генерации возобновляемых источников энергии, рабочие характеристики генерирующих агрегатов, географические данные и множество другой информации. Вся информация находится в открытом доступе.

Данные по надежности электрических станций приведены в табл. 1. Коэффициенты неготовности и планового простоя соответствуют вероятности нахож-

дения агрегата в состояниях аварийного или планового ремонта, соответственно. Суммарная мощность генерации — 2875 МВт.

Агрегаты первого типа — паротурбинные установки (ПТУ), работающие на угле, второго — газотурбинные установки (ГТУ) на дизельном топливе, третьего — парогазовые установки (ПГУ) на природном газе, четвертого — газотурбинные установки на природном газе.

Нагрузка задана годовым графиком с 8760 значениями. Для рассматриваемого примера взят второй график нагрузки из тестовой системы. Годовой максимум нагрузки — 2895 МВт, среднемесячные почасовые значения мощности нагрузки даны на рис. 1 в виде тепловой карты. По горизонтали расположены часы суток, по вертикали месяцы года. Значениям нагрузки соответствуют цвета градиента от зеленого до красного. Наименьшие значения выделены зеленым, наибольшие — красным. Максимум нагрузки приходится на период с 14 до 18 часов летних месяцев.

Тепловые карты для мощности генерации ветрового и солнечного энергетического парка изображены

на рис. 2, 3 и соответствуют графикам 317_WIND_1 и 319_PV_1 тестовой энергосистемы. Установленная мощность ветрового парка — 400 МВт, солнечного — 450 МВт. Наибольшая генерация ВЭС приходится на ночные часы суток и зимние месяцы года. В среднем за месяц мощность генерируется во все часы суток, при этом среднемесячные значения мощности достаточно низкие. СЭС вырабатывает мощность в течение середины светового дня. Среднемесячные значения вырабатываемой мощности высокие, заполнение графика — низкое. В расчетах генерация ВЭС и СЭС представлена годовым графиком с 8760-ю значениями. Модель учитывает изменение выдаваемой мощности и возможность отсутствия генерации.

Расчет и анализ показателей балансовой надежности

Расчет показателей балансовой надежности выполнен с использованием метода Монте-Карло в программном комплексе ANTARES [18]. Для исследования влияния ВИЭ на балансовую надежность сформировано несколько

Таблица 1

Параметры надежности агрегатов электрических станций

Количество	$P_{\text{уст}}$, МВт	$K_{\text{н}}$	$K_{\text{пл}}$	$T_{\text{ав}}$, ч	$T_{\text{пл}}$, неделя
1	155	0,040	0,076	40	4
7	20	0,100	0,038	50	2
5	355	0,033	0,020	33	1,07
15	55	0,031	0,015	31	0,80

Примечание: Количество — количество генерирующих агрегатов каждого типа; $P_{\text{уст}}$ — установленная мощность агрегатов; $K_{\text{н}}$, $K_{\text{пл}}$ — коэффициенты неготовности и планового простоя; $T_{\text{ав}}$, $T_{\text{пл}}$ — средние продолжительности аварийного ремонта и планового ремонта и обслуживания



Рис. 1. Среднемесячные почасовые значения мощности нагрузки



Рис. 2. Среднемесячные почасовые значения мощности ВЭС

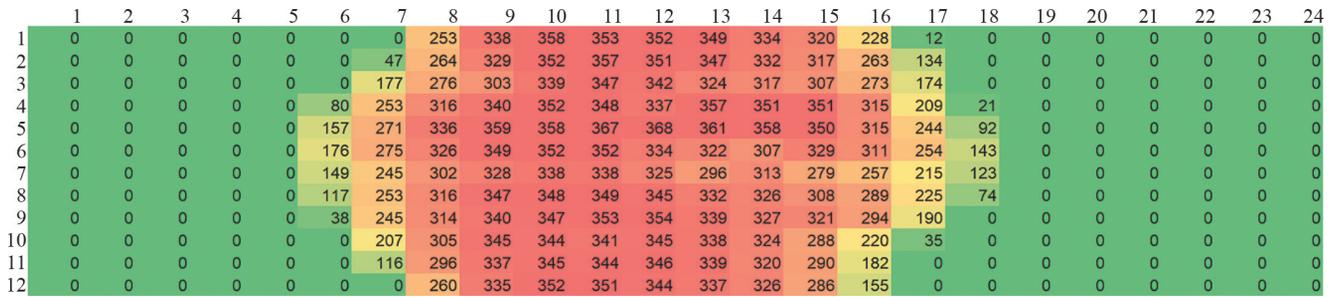


Рис. 3. Среднемесячные почасовые значения мощности СЭС

ко расчетных сценариев. Исходный сценарий — тепловая генерация и нагрузка, ВИЭ отсутствуют. Помимо исходного сценария смоделированы сценарии с добавлением в энергосистему возобновляемых источников энергии. Долю ВИЭ оценивали по годовому объему отпущенной электроэнергии относительно годового потребления (10% годового отпуска электроэнергии от ветровых электростанций (ВЭС) достигнуто при установленной мощности 400 МВт, от солнечных электростанций (СЭС) — при установленной мощности 450 МВт). Приведенные значения индивидуальны для каждой энергосистемы и зависят от графиков нагрузки и погодно-климатических параметров региона. Перечень сценариев и полученные показатели балансовой надежности представлены в табл. 2.

Таким образом, годовой отпуск электроэнергии от различных ВИЭ различается при одинаковой установленной мощности. Как правило, годовая выработка электроэнергии от ВЭС выше, чем от СЭС, поскольку график генерации более заполнен. ВЭС выдает мощность в течение всех часов суток, СЭС — только в течение светового дня.

Влияние ВИЭ на баланс мощности определяется не годовой выработкой электроэнергии, а корреляцией между графиками мощности ВИЭ и нагрузки. В проанализированном примере выдача мощности СЭС совпадает с пиковым суточным потреблением, поэтому добавление СЭС в энергосистему гораздо сильнее

снижает вероятность дефицита мощности, чем добавление ВЭС.

Оптимизация загрузки генерирующего оборудования

Если энергосистема сооружается с нуля, то в годовые затраты на генерирующую мощность войдут приведенные капиталовложения в построенные энергоблоки, фиксированные затраты на эксплуатацию, затраты на производство электроэнергии, пуски энергоблоков, ущербы от необеспечения спроса на электроэнергию и вращающегося резерва. Наличие в энергосистеме возобновляемых источников энергии снижает годовой объем потребляемой электроэнергии от тепловых станций, но при этом повышает необходимый вращающийся резерв.

Сформулируем задачу выбора энергоблоков в следующем виде:

$$Exp = \sum_{i \in I} a_i (K_i + F_i) \bar{P}_i^G + \sum_{i \in I} \left[\sum_{t \in T} (c_i^G P_{i,t}^G + c_i^{st} v_{i,t}) + c^{ens} ENS_t + c^{rms} RNS_t \right]; \quad (1)$$

$$Exp \rightarrow \min, \quad (2)$$

где a_i — маркер установки i -го энергоблока в энергосистему; K_i — приведенные к расчетному году капиталовложения в установку i -го энергоблока; F_i — годовые

Таблица 2

Результаты расчета балансовой надежности при различных сценариях

Сценарии	LOLE, ч	LOLP	EENS, МВт·ч
Исходный	39,20	0,0045	5804
+10% ВЭС	30,68	0,0035	4439
+20% ВЭС	26,21	0,0030	3750
+30% ВЭС	23,40	0,0027	3351
+10% СЭС	13,73	0,0016	1623
+20% СЭС	8,630	0,0010	1006
+30% СЭС	7,600	0,0009	874
+10% ВЭС + 10% СЭС	9,600	0,0011	1237
+10% ВЭС + 20% СЭС	6,100	0,0007	765
+ 5 ГТУ 55	6,200	0,0007	729

постоянные затраты на эксплуатацию i -го энергоблока; \bar{P}_i^G — максимальная рабочая мощность i -го энергоблока; c_i^G — стоимость электроэнергии i -го энергоблока; $P_{i,t}^G$ — мощность i -го энергоблока в интервал времени t ; c_i^{st} — стоимость запуска i -го энергоблока; $v_{i,t}$ — маркер запуска i -го энергоблока в интервал времени t ; c^{ENS} — удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии потребителям; ENS_t — недоотпуск электроэнергии потребителям в интервал времени t ; c^{RNS} — удельный ущерб от необеспечения требуемого вращающегося резерва; RNS_t — необеспеченный вращающийся резерв в интервал времени t .

В процессе оптимизации происходит выбор из заранее составленного множества энергоблоков I посредством переменной a_i со значением 1, если энергоблок выбран, и 0 — если не выбран. Для выбранных энергоблоков выполняется моделирование их работы на промежутке времени T , при котором также устанавливается оптимальный вариант за счет изменения переменных $P_{i,t}^G$ и $v_{i,t}$ — загрузки и пусков энергоблоков. Оптимизационная функция имеет вид затрат, поэтому требования обеспечения баланса мощности и вращающегося резерва включаются в нее в виде ущербов.

Для расчета ущербов используем удельные значения из руководства американского системного оператора MISO (Midcontinent Independent System Operator) [19]: $VOLL$ (Value of Lost Load) — стоимость недоотпуска электроэнергии, равную 3500 \$/МВт·ч; $ORMSP$ (Operating Reserve Minimum Scarcity Price) — минимальную цену дефицита оперативного резерва, составляющую 1100 \$/МВт·ч.

Удельный показатель ущерба от ненадежности электроснабжения в российской энергосистеме на 2010 г. находился в диапазоне 35...120 руб/кВт·ч или 113...3870 \$/МВт·ч [20]. Эти значения соответствуют величине, приведенной в [19].

Требования, отражающие функционирование энергосистемы, сформулируем в виде ограничений для целевой функции (1), (2).

Баланс мощности определим как равенство суммы мощностей всех энергоблоков, ВЭС, СЭС, недоотпуска электроэнергии и нагрузки энергосистемы для всех интервалов времени рассматриваемого периода T :

$$\sum_{i \in I} P_{i,t}^G + P_t^{WG} + P_t^{PV} + ENS_t = P_t^L; \\ \forall i \in I, t \in T,$$

$P_t^{WG}, P_t^{PV}, P_t^L$ — мощности ветро-, солнечной генерации и нагрузки энергосистемы в интервал времени t ; I — множество энергоблоков, рассматриваемых для установки; T — множество рассматриваемых интервалов времени.

Требования к величине вращающегося резерва опишем равенством

$$\sum_{i \in I} R_{i,t} + RNS_t = P_t^L RM^L + P_t^{WG} RM_t^{WG} + P_t^{PV} RM_t^{PV}; \\ \forall i \in I, t \in T,$$

где $R_{i,t}$ — вращающийся резерв i -го энергоблока в интервал времени t ; RM^L — удельная величина резерва для компенсации нерегулярных изменений нагрузки; RM_t^{WG}, RM_t^{PV} — удельные величины резерва для компенсации нерегулярных изменений мощности ветро- и солнечной генерации в интервал времени t .

Здесь сумма резервов мощности на всех энергоблоках и необеспеченный резерв мощности равны сумме требуемых резервов мощности на компенсацию нерегулярных изменений нагрузки, генерации ВЭС и генерации СЭС. При этом требуемая величина резерва мощности зависит от уровня нагрузки, генерации ВЭС и генерации СЭС. Необходимая величина резерва мощности для компенсации изменения нагрузки, как правило, является нормативной величиной для энергосистемы и задается в долях от уровня нагрузки. В данном исследовании ее величина принята равной 10%. Для ВЭС и СЭС изменение мощности зависит от величины выдаваемой мощности и задается соответствующими характеристиками.

Ограничения

$$u_{i,t} P_{i,t}^G \leq P_{i,t}^G; \quad \forall i \in I, t \in T; \quad (2)$$

$$P_{i,t}^G + R_{i,t} \leq u_{i,t} \bar{P}_i^G; \quad \forall i \in I, t \in T, \quad (3)$$

где $u_{i,t}$ — маркер включенного состояния i -го энергоблока в интервал времени t ; \bar{P}_i^G — минимальная рабочая мощность i -го энергоблока задают область допустимых значений мощности генерации. Мощность работающего энергоблока должна быть больше его минимальной рабочей мощности (2), а сумма мощности работающего энергоблока и размещенного на нем оперативного резерва — меньше его максимальной рабочей мощности (3). Если энергоблок отключен, то $u_{i,t} = 0$. В этом случае мощность энергоблока и величина резерва принимают только нулевые значения.

Ограничение

$$R_{i,t} \leq \bar{P}_i^G \bar{R}_i; \quad \forall i \in I, t \in T$$

(\bar{R}_i — максимальная величина вращающегося резерва, которую можно разместить на i -м энергоблоке) определяет максимальную величину вращающегося резерва, который можно разместить на конкретном энергоблоке. Это значение зависит от скорости набора мощности энергоблоком. Вращающимся резервом считают мощность, которую энергоблок способен набрать за 5 мин. Размер резерва, размещенный на i -м энергоблоке, должен быть меньше произведения мощности энергоблока и максимальной величины резерва в относительных единицах.

Ограничения

$$P_{i,t}^G \leq P_{i,t-1}^G + \Delta P_i; \quad \forall i \in I, t \in T;$$

$$P_{i,t}^G \geq P_{i,t-1}^G - \Delta P_i; \quad \forall i \in I, t \in T$$

(ΔP_i — максимально возможное изменение мощности i -го энергоблока за шаг расчета (1 ч)) устанавливают

максимальное изменение мощности энергоблока за шаг расчета, который в данном исследовании принят равным одному часу.

Условие

$$u_{i,t} \leq u_{i,t-1} + v_{i,t}; \forall i \in I, t \in T$$

связывает маркеры включенного состояния и запуска энергоблока. Если на предыдущем шаге энергоблок находился в выключенном состоянии, то на следующем шаге он может быть включен, только если маркер запуска равен 1. В настоящей модели время запуска энергоблока не учитывается в явном виде, но задается стоимостью запуска.

Условие

$$u_{i,t} \leq a_j; \forall i \in I, t \in T$$

соединяет маркеры включенного состояния энергоблока и установки энергоблока в систему. Включенными могут быть только установленные энергоблоки.

Приведем ограничения, задающие область допустимых значений для переменных:

$$a_i \in [0,1]; \forall i \in I;$$

$$u_{i,t} \in [0,1]; \forall i \in I, t \in T;$$

$$v_{i,t} \in [0,1]; \forall i \in I, t \in T;$$

$$P_{i,t}^G \geq 0; \forall i \in I, t \in T;$$

$$R_{i,t} \geq 0; \forall i \in I, t \in T;$$

$$ENS_t \geq 0; \forall t \in T;$$

$$RNS_t \geq 0; \forall t \in T.$$

Планирование состава генерирующего оборудования на основе оптимизации загрузки генерирующих агрегатов

В таблице 3 приведена дополнительная информация по генерирующим агрегатам (параметры надежности которых даны в табл. 1), необходимая для выбора состава и мощности включенного генерирующего оборудования [16]. Для каждого энергоблока указаны максимальная и минимальная мощности, максимальное изменение мощности за одну минуту, стоимость электроэнергии, удельные годовые постоянные затраты и капиталовложения в установку энергоблока, приведенные к 1 часу.

Рассмотрим планирование состава генерирующего оборудования на основе оптимизации загрузки электрических станций.

Расчет проведен на базе выражения (1). Стоимость недоотпуска электроэнергии — 3500 \$/МВт·ч, цена дефицита оперативного резерва — 1100 \$/МВт·ч. Следует отметить, что при оптимизации загрузки генерирующих агрегатов не моделируется вывод агрегатов в аварийный и плановый ремонт, поэтому недоотпуск электроэнергии возникает только при недостаточной мощности генерации в нормальном режиме, и данные вычисления не заменяют расчет балансовой надежности.

Рассмотрим сценарии с различным составом генерирующего оборудования из табл. 2. Значение функции, определяемой (1), дано в третьем столбце и обозначено как приведенные годовые затраты. Эта величина рассчитывается, исходя из окупаемости капиталовложений и издержек на эксплуатацию традиционных генерирующих агрегатов. Результаты расчета представлены в табл. 4, из данных которой видно, что при увеличении доли ВИЭ в энергосистеме снижаются приведенные затраты на эксплуатацию традиционной генерации. Это снижение относится к части издержек на производство электроэнергии и связано с тем, что объем электроэнергии, вырабатываемой традиционной генерацией, снижается.

Отметим, что при одинаковой доле покрытия годового потребления различными ВИЭ уровень приведенных затрат на традиционную генерацию и показатели балансовой надежности различаются. Это хорошо видно из сравнения сценариев 4, 7, 9, в которых приведенные затраты составляют соответственно 502,3; 515,6; 505,0 млн \$. Среднее число дефицитных часов — 23,4; 7,6; 6,1 ч в год. Таким образом, использование только ветровой генерации дает максимальное снижение приведенных затрат и минимальное снижение числа дефицитных часов. Только солнечная генерация демонстрирует минимальное снижение приведенных затрат и значительно понижает число дефицитных часов. Наибольшее снижение числа дефицитных часов при значительном падении приведенных затрат достигается при совместном использовании ветровой и солнечной генерации.

Снижение приведенных затрат при использовании ВИЭ зависит от величины необходимого вращающегося

Таблица 3

Параметры генерирующих агрегатов

Количество	\bar{P}_i^c , МВт	\underline{P}_i^c , МВт	ΔP_i^{\min} , МВт/мин	c_i^c , \$/МВт·ч	F_p , \$/МВт·ч	K_p , \$/МВт·ч
1	155	55	3	15	3,4	20,0
7	20	10	3	120	1,1	9,5
5	355	180	5	30	1,7	9,7
15	55	20	4	40	0,8	6,5

Таблица 4

Результаты экономического расчета на основе оптимизации загрузки станций при одинаковом составе тепловой генерации

Номер сценария	Сценарии	Зп, млн \$	$P_{н.маx}$, МВт	$P_{г.с}$, МВт	$P_{в.маx}$, МВт	$P_{с.маx}$, МВт	LOLE, ч	EENS, МВт·ч
1	1 ПТУ 155; 7 ГТУ 20; 5 ПГУ 355; 15 ГТУ 55 (Исходный)	613,3	2850	2895	0	0	39,2	5804
2	+10% ВЭС	571,9	2851	2895	400	0	30,7	4439
3	+20% ВЭС	533,4	2852	2895	800	0	26,2	3750
4	+30% ВЭС	502,3	2853	2895	1200	0	23,4	3351
5	+10% СЭС	576,4	2854	2895	0	450	13,7	1623
6	+20% СЭС	542,9	2855	2895	0	900	8,60	1006
7	+30% СЭС	515,6	2856	2895	0	1350	7,60	874
8	+10% ВЭС + 10% СЭС	536,7	2857	2895	400	450	9,60	1237
9	+10% ВЭС + 20% СЭС	505,0	2858	2895	400	900	6,10	765
10	+5 ГТУ 55	630,8	2859	3170	0	0	6,20	729

ся резерва мощности, а величина резерва — от скорости изменения и точности прогнозирования генерации ВИЭ. Чем меньше скорость изменения и выше точность прогнозирования, тем меньше необходим резерв мощности традиционной генерации и тем больше снижение затрат. В общем случае скорость изменения мощности ветровой генерации ниже, чем для солнечной, поэтому для ветровой генерации требуется меньший дополнительный резерв мощности в энергосистеме.

Влияние ВИЭ на балансовую надежность зависит от формы графиков нагрузки энергосистемы и генерации ВИЭ. Чем выше корреляция между графиками нагрузки и генерации, тем больший вклад в балансовую надежность оказывает генерация ВИЭ. Выдаваемая мощность ветровых электростанций носит нерегулярный характер и распределена по всему времени суток. Выдаваемая мощность солнечных электростанций приходится на световой день и совпадает с максимумом суточного потребления мощности в энергосистеме, поэтому при одинаковом объеме генерации электроэнергии влияние солнечных электростанций на балансовую надежность сильнее, чем у ветровых.

Приведенные результаты получены при неизменном составе тепловой генерации и изменении доли ВЭС в балансе энергосистемы. Наличие экономического критерия позволило сформулировать внешнюю оптимизационную задачу, где для различной доли ВИЭ в энергосистеме формируется оптимальный состав традиционной генерации. Целевая функция в этом случае — минимизация приведенных затрат. Поскольку оптимизация выполняется на базе выражения (1), вывод тепловых генерирующих агрегатов в плановый и аварийный ремонт не моделируется. Результаты оптимизации продемонстрированы в табл. 5.

Из данных табл. 5 видно, что при отсутствии ВИЭ в энергосистеме предпочтение отдается менее маневренным, но при этом более дешевым паротурбинным установкам. При увеличении доли ВИЭ увеличивается доля парогазовых и газотурбинных установок, при этом доля паротурбинных установок снижается.

Показатели надежности (последние три столбца таблицы) рассчитаны отдельно для сформированных в результате оптимизации сценариев. Вычисление показателей балансовой надежности — достаточно трудоемкая задача, поэтому она вынесена за рамки оптимизационного расчета. При необходимости соблюдения заданных требований по уровню балансовой надежности оптимальный состав генерации скорректирован по результатам расчета балансовой надежности. Пример такой коррекции показан в сценарии 10. Оптимальный состав генерации при отсутствии ВИЭ получен для сценария 1, но в указанном сценарии показатель LOLE равен 14,03 ч. Если принять норматив по этому показателю в размере 8 ч, то данный состав генерации не удовлетворяет требованиям. По результатам расчета балансовой надежности состав генерации скорректирован путем увеличения генерации с наименьшими капиталозатратами. В результате показатель LOLE был снижен до значения 6,62 ч, что удовлетворяет предъявленным требованиям.

При сравнении показателей надежности и приведенных затрат для аналогичных сценариев результатом оптимизационного расчета станут наборы генерирующих агрегатов со значительно меньшими приведенными затратами при тех же показателях надежности. Такой подход позволит планировать состав генерирующего оборудования в энергосистеме с возобновляемой генерацией.

Таблица 5

Результаты экономического расчета на основе оптимизации загрузки станций при оптимизации состава тепловой генерации

Номер сценария	Сценарии	Зп, млн \$	$P_{н.мах}$, МВт	$P_{г.с}$, МВт	$P_{в.мах}$, МВт	$P_{с.мах}$, МВт	LOLE, ч	EENS, МВт·ч
1	7 ПТУ 155; 4 ГТУ 20; 2 ПГУ 355; 20 ГТУ 55	593,8	2850	2975	0	0	14,03	1578
2	5 ПТУ 155; 1 ГТУ 20; 3 ПГУ 355; 20 ГТУ 55 +10% ВЭС	557,9	2850	2960	400	0	13,93	1623
3	5 ПТУ 155; 1 ГТУ 20; 3 ПГУ 355; 20 ГТУ 55 +20% ВЭС	527,4	2850	2960	800	0	11,78	1371
4	5 ПТУ 155; 6 ГТУ 20; 4 ПГУ 355; 20 ГТУ 55 +30% ВЭС	499,7	2850	2950	1200	0	11,83	1537
5	7 ПТУ 155; 1 ГТУ 20; 2 ПГУ 355; 19 ГТУ 55 +10% СЭС	555,3	2850	2860	0	400	8,830	914
6	4 ПТУ 155; 2 ГТУ 20; 3 ПГУ 355; 20 ГТУ 55 +20% СЭС	522,7	2850	2825	0	800	8,170	909
7	2 ПТУ 155; 1 ГТУ 20; 4 ПГУ 355; 20 ГТУ 55 +30% СЭС	503,9	2850	2850	0	1200	6,690	792
8	4 ПТУ 155; 2 ГТУ 20; 3 ПГУ 355; 20 ГТУ 55 +10% ВЭС + 10% СЭС	514,4	2850	2825	400	400	10,35	1105
9	4 ПТУ 155; 1 ГТУ 20; 3 ПГУ 355; 20 ГТУ 55 +10% ВЭС + 20% СЭС	487,7	2850	2805	400	800	7,350	802
10	8 ПТУ 155; 4 ГТУ 20; 2 ПГУ 355; 19 ГТУ 55	606,7	2850	3075	0	0	6,620	689

Выводы

Детерминированные методы планирования развития генерации энергосистем не позволяют учесть негабаритную генерацию на основе возобновляемых источников энергии, что ведет к строительству избыточной мощности и росту тарифов на электроэнергию.

Вероятностные расчеты балансовой надежности показали, что возобновляемые источники влияют на баланс мощности в энергосистеме и не требуют полного дублирования традиционной генерацией.

Литература

1. **Billinton R.** Reliability Evaluation of Power Systems. N.-Y.: Springer Science & Business Media, 1996.
2. **Security of Supply** — Intern. Rev. Standards and Implementation. National Grid Electricity Transmission PLC, 2017.
3. **ГОСТ Р 58730—2019.** Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Планирование развития энергосистем. Расчеты балансовой надежности. Нормы и требования.

Расчётным путём продемонстрировано увеличение потребности в маневренных агрегатах для обеспечения необходимого объёма вращающегося резерва при наличии в энергосистеме большой доли возобновляемых источников энергии.

Предложен метод планирования развития генерации для однозонной энергосистемы. Величина резерва мощности установлена на основе расчета балансовой надежности, а состав генерации — исходя из оптимизации загрузки генерирующих агрегатов.

References

1. **Billinton R.** Reliability Evaluation of Power Systems. N.-Y.: Springer Science & Business Media, 1996.
2. **Security of Supply** — Intern. Rev. Standards and Implementation. National Grid Electricity Transmission PLC, 2017.
3. **GOST R 58730—2019.** Edinaya Energeticheskaya Sistema i Izolirovanno Rabotayushchie Energosistemy. Planirovanie Razvitiya Energosistem. Raschety Balansovoy Nadezhnosti. Normy i Trebovaniya. (in Russian).

4. **Парижское** соглашение [Электрон. ресурс] |www.unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf (дата обращения 12.01.2022).
5. **Распоряжение** Правительства Российской Федерации № 670-р от 14 апреля 2016 г. «О подписании Парижского соглашения, принятого 12 декабря 2015 г. 21-й сессией Конференции Сторон Рамочной конвенции Организации Объединенных Наций об изменении климата».
6. **Распоряжение** Правительства Российской Федерации № 1523-р от 9 июня 2020 г. «Об утверждении Энергетической стратегии Российской Федерации на период до 2035 года».
7. **Koh A.** Renewable Power Rep. [Электрон. ресурс] www.iea.org/reports/renewable-power (дата обращения 12.01.2022).
8. **Bahar H.** Tracking Onshore Wind 2020 Rep. [Электрон. ресурс] www.iea.org/reports/onshore-wind (дата обращения 12.01.2022).
9. **Баркин О.Г. и др.** Обзор российского ветроэнергетического рынка и рейтинг регионов России за 2018 г. СПб.: Российская Ассоциация Ветроиндустрии, 2019.
10. **Анфимов С.С. и др.** Обзор российского ветроэнергетического рынка и рейтинг регионов России за 2020 г. СПб.: Российская Ассоциация Ветроиндустрии, 2020.
11. **Wan C. e. a.** Optimal Prediction Intervals of Wind Power Generation // IEEE Trans. Power Systems. 2014. V. 29. No. 3. Pp. 1166—1174.
12. **Bludszuweit H., Dominguez-Navarro J.A., Llobart A.** Statistical Analysis of Wind Power Forecast Error // IEEE Trans. Power Systems. 2008. V. 23. No. 3. Pp. 983—991.
13. **IEEE Reliability Test System** // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. 1979. V. 98. No. 6. Pp. 2047—2054.
14. **Allan R.N., Billinton R., Abdel-Gawad N.M.K.** The IEEE Reliability Test System — Extensions to and Evaluation of the Generating System // IEEE Trans. Power Systems. 1986. V. 1. No. 4. Pp. 1—7.
15. **Grigg C. e. a.** The IEEE Reliability Test System — 1996. A report Prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee // IEEE Trans. Power Systems. 1999. V. 14. No. 3. Pp. 1010—1020.
16. **Barrows C. e. a.** The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update // IEEE Trans. Power Systems. 2019. V. 35. No. 1. Pp. 119—127.
17. **GitHub** [Официальный сайт] www.github.com/GridMod/RTS-GMLC (дата обращения 12.01.2022).
18. **Antares Simulator** [Официальный сайт] www.atares-simulator.org (дата обращения 12.01.2022).
19. **MISO.** Business Practices Manual. Energy and Operating Reserve Markets [Официальный сайт] www.miso-energy.org/legal/business-practice-manuals/ (дата обращения 12.01.2022).
20. **Малкин П.А., Шлайфштейн В.А.** Об обеспечении надёжности в электроэнергетике // Электрические станции. 2010. № 6. С. 2—7.
4. **Parizhskoe Soglashenie** [Elektron. Resurs] www.unfccc.int/files/meetings/paris_nov_2015/application/pdf/paris_agreement_russian_.pdf (Data Obrashcheniya 12.01.2022). (in Russian).
5. **Rasporyazhenie** Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii № 670-r ot 14 Aprelya 2016 g. «O Podpisanii Parizhskogo Soglasheniya, Prinyatogo 12 Dekabrya 2015 g. 21-y Sessiy Konferentsii Storon Ramochnoy Konventsii Organizatsii Ob'edinennykh Natsiy ob Izmenenii Klimata». (in Russian).
6. **Rasporyazhenie** Pravitel'stva Rossiyskoy Federatsii № 1523-r ot 9 Iyunya 2020 g. «Ob Utverzhdenii Energeticheskoy Strategii Rossiyskoy Federatsii na Period do 2035 Goda». (in Russian).
7. **Koh A.** Renewable Power Rep. [Elektron. Resurs] www.iea.org/reports/renewable-power (Data Obrashcheniya 12.01.2022).
8. **Bahar H.** Tracking Onshore Wind 2020 Rep. [Elektron. Resurs] www.iea.org/reports/onshore-wind (Data Obrashcheniya 12.01.2022).
9. **Barkin O.G. i dr.** Obzor Rossiyskogo Vetroenergeticheskogo Rynka i Reyting Regionov Rossii za 2018 g. SPb.: Rossiyskaya Assotsiatsiya Vetroindustrii, 2019. (in Russian).
10. **Anfimov S.S. i dr.** Obzor Rossiyskogo Vetroenergeticheskogo Rynka i Reyting Regionov Rossii za 2020 g. SPb.: Rossiyskaya Assotsiatsiya Vetroindustrii, 2020. (in Russian).
11. **Wan C. e. a.** Optimal Prediction Intervals of Wind Power Generation. IEEE Trans. Power Systems. 2014;29;3: 1166—1174.
12. **Bludszuweit H., Dominguez-Navarro J.A., Llobart A.** Statistical Analysis of Wind Power Forecast Error. IEEE Trans. Power Systems. 2008;23;3:983—991.
13. **IEEE Reliability Test System.** IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. 1979;98;6:2047—2054.
14. **Allan R.N., Billinton R., Abdel-Gawad N.M.K.** The IEEE Reliability Test System — Extensions to and Evaluation of the Generating System. IEEE Trans. Power Systems. 1986;1;4:1—7.
15. **Grigg C. e. a.** The IEEE Reliability Test System — 1996. A report Prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee. IEEE Trans. Power Systems. 1999;14;3: 1010—1020.
16. **Barrows C. e. a.** The IEEE Reliability Test System: A Proposed 2019 Update. IEEE Trans. Power Systems. 2019;35;1:119—127.
17. **GitHub** [Ofits Sayt] www.github.com/GridMod/RTS-GMLC (Data Obrashcheniya 12.01.2022).
18. **Antares Simulator** [Ofits Sayt] www.atares-simulator.org (Data Obrashcheniya 12.01.2022).
19. **MISO.** Business Practices Manual. Energy and Operating Reserve Markets [Ofits Sayt] www.misoenergy.org/legal/business-practice-manuals/ (Data Obrashcheniya 12.01.2022).
20. **Malkin P.A. Shlayfshteyn V.A.** Ob Obespechenii Nadezhnosti v Elektroenergetike. Elektricheskie Stantsii. 2010;6:2—7. (in Russian).

Сведения об авторах:

Рамзи Ел Добейсси — руководитель департамента высоковольтных электрических сетей, глава комитета генерального планирования по развитию электрических сетей и генерирующих мощностей компании «Электричество Ливана»

Ванин Артем Сергеевич — кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: vaninas@mpei.ru

Насыров Ринат Ришатович — кандидат технических наук, доцент кафедры электроэнергетических систем НИУ «МЭИ», e-mail: nasirov.rinat@gmail.com

Шаров Юрий Владимирович — кандидат технических наук, заведующий кафедрой электроэнергетических систем НИУ «МЭИ»

Information about authors:

Ramzy El Dobeysy — Head of High-voltage Electric Networks Dept., Head of the General Planning Committee for the Development of Electric Networks and Generating Capacities, Electricity of Lebanon

Vanin Artem S. — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Electric Power Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: vaninas@mpei.ru

Nasyrov Rinat R. — Ph.D. (Techn.), Assistant Professor of Electric Power Systems Dept., NRU MPEI, e-mail: nasirov.rinat@gmail.com

Sharov Yuriy V. — Ph.D. (Techn.), Head of Electric Power Systems Dept., NRU MPEI

Конфликт интересов: авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов

Conflict of interests: the authors declare no conflict of interest

Статья поступила в редакцию: 19.01.2022

The article received to the editor: 19.01.2022