



Правни и институционални промени за стимулиране развитието на геотермални проекти в България

Иван Хиновски, БЕМФ

Международен дискуссионен форум

Бъдещето на геотермалните проекти в България,

София, 12 Май 2023, NV Tower, бул. Г.М. Димитров 59



Съдържание

- Предимствата на геотермалните проекти;
- Актуална сравнителна информация за цени на не-субсидираната електрическа енергия в света'2022;
- Развитие на проучванията за оценка на геотермалния потенциал на България;
- Разблокиране на процеса - ключовите промени през 2022 г.;
- Необходимост от задълбочаване на промените и регулациите;



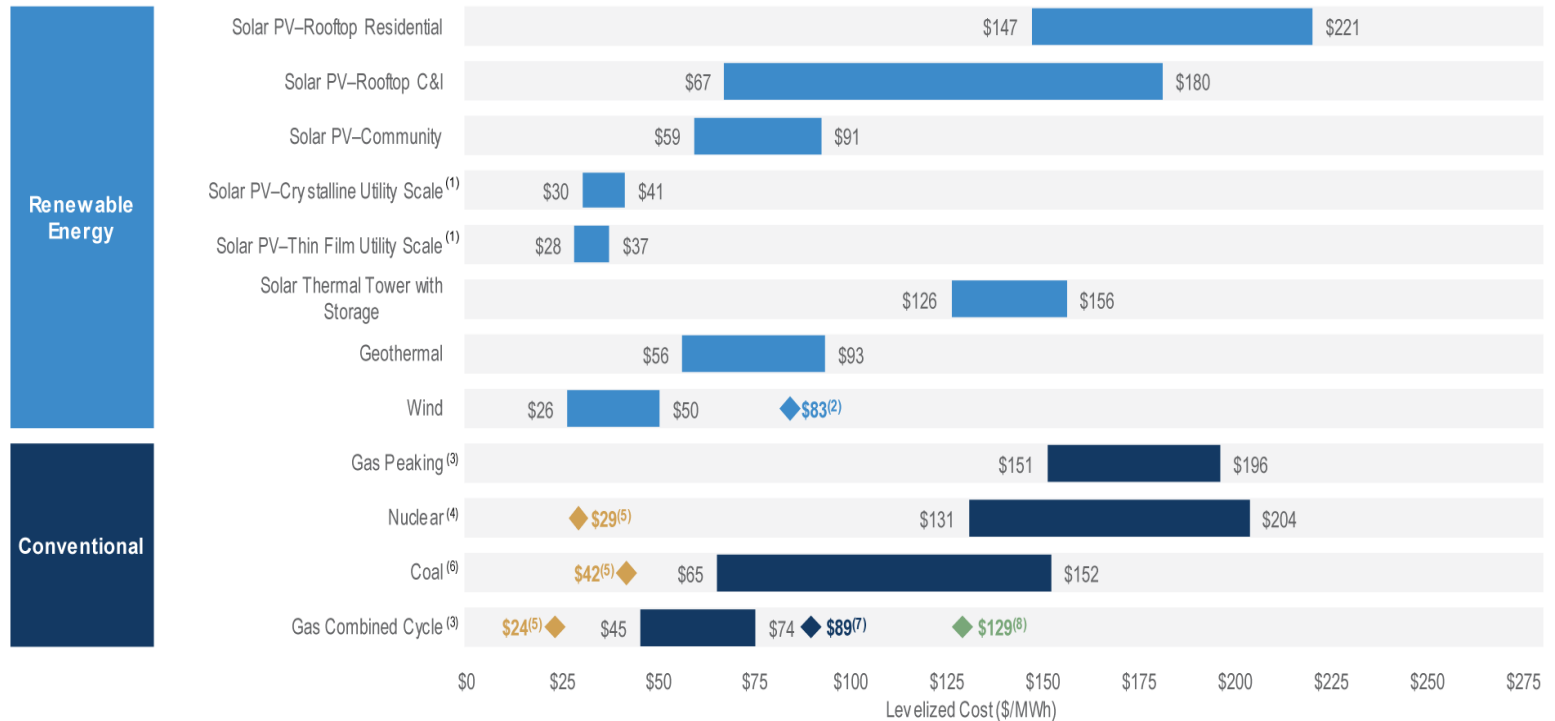
Предимствата на геотермалните проекти

- **Възобновяема беземисионна енергия;**
- **Подходящи за изграждане на когенерационни инсталации за производство на електрическа и топлинна енергия;**
- **От системна гледна точка- перфектни за регулиращи цели в ЕЕС;**
- **В основата на бъдещите енергийни общности**

КРАЙНИ ЦЕНИ на несубсидирана електроенергия – *Lazard*'2022

Levelized Cost of Energy Comparison—Unsubsidized Analysis

Selected renewable energy generation technologies are cost-competitive with conventional generation technologies under certain circumstances



Source: Lazard estimates.

Note: Here and throughout this presentation, unless otherwise indicated, the analysis assumes 60% debt at 8% interest rate and 40% equity at 12% cost. Please see page titled "Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to Cost of Capital" for cost of capital sensitivities. These results are not intended to represent any particular geography. Please see page titled "Solar PV versus Gas Peaking and Wind versus CCGT—Global Markets" for regional sensitivities to selected technologies.

- (1) Unless otherwise indicated herein, the low case represents a single-axis tracking system and the high case represents a fixed-tilt system.
- (2) Represents the estimated implied midpoint of the LCOE of offshore wind, assuming a capital cost range of approximately \$2,500 – \$3,600/kW.
- (3) The fuel cost assumption for Lazard's global, unsubsidized analysis for gas-fired generation resources is \$3.45/MMBTU.
- (4) Unless otherwise indicated, the analysis herein does not reflect decommissioning costs, ongoing maintenance-related capital expenditures or the potential economic impacts of federal loan guarantees or other subsidies.
- (5) Represents the midpoint of the marginal cost of operating fully depreciated gas combined cycle, coal and nuclear facilities, inclusive of decommissioning costs for nuclear facilities. Analysis assumes that the salvage value for a decommissioned gas combined cycle or coal asset is equivalent to its decommissioning and site restoration costs. Inputs are derived from a benchmark of operating gas combined cycle, coal and nuclear assets across the U.S. Capacity factors, fuel, variable and fixed operating expenses are based on upper- and lower-quartile estimates derived from Lazard's research. Please see page titled "Levelized Cost of Energy Comparison—Renewable Energy versus Marginal Cost of Selected Existing Conventional Generation" for additional details.
- (6) High end incorporates 90% carbon capture and storage. Does not include cost of transportation and storage.
- (7) Represents the LCOE of the observed high case gas combined cycle inputs using a 20% blend of "Blue" hydrogen, (i.e., hydrogen produced from a steam-methane reformer, using natural gas as a feedstock, and sequestering the resulting CO₂ in a nearby saline aquifer). No plant modifications are assumed beyond a 2% adjustment to the plant's heat rate. The corresponding fuel cost is \$5.20/MMBTU, assuming \$1.39/kg for Blue hydrogen.
- (8) Represents the LCOE of the observed high case gas combined cycle inputs using a 20% blend of "Green" hydrogen, (i.e., hydrogen produced from an electrolyzer powered by a mix of wind and solar generation and stored in a nearby salt cavern). No plant modifications are assumed beyond a 2% adjustment to the plant's heat rate. The corresponding fuel cost is \$10.05/MMBTU, assuming \$4.15/kg for Green hydrogen.



Развитие на проучванията за оценка на геотермалния потенциал на България

- Основния обем системни геоложки проучвания – до 2000 г.
- Недалновидни държавнически решения – закриване през 2000 г. на Държавния комитет по геология;
- Идентифицирани редица високо – обещаващи региони (проф.К.Щерев):
 - София и Софийска област (потенциал на топлинна енергия около 100-120 MWт;
 - Широка и дълга крайдунавска ивица на сравнително ниска дълбочина с висок потенциал за добив на топлинна енергия за различни приложения;
 - Югозападна България – висок геотермален потенциал (в т.н. „hot rocks”) за производство на електрическа енергия от бинарни инсталации;
- Необходимост от голям обем допълнителни уточняващи сондирания.



Промени в **ЗЕВИ** през 2022 г.

- **Нова адекватна дефиниция на понятието геотермална енергия** (*„енергия получавана от повърхностни или подземни естествено нагрети пари, течности или геоложки образувания, която постоянно се възстановява от естествените процеси и представлява поток от топлина от земните недра“*);
- **Дефиниция на геотермална технология** (*„технология за извличане и използване на геотермалната енергия“*);
- **Определяне на категориите геотермална енергия:** *ниско-, средно- и високотемпературна;*



Необходимост от задълбочаване на промените и регулациите

- **Необосновани ограничения:**

- Ограниченията на ползвания геотермален ресурс в рамките на имота до 10 м³/ден за водоползване и до 50 kW топлинна мощност-**трябва да бъдат предефиниран като част от наличния потенциал;**

- При частично използване на потенциала от един концесионер да се разрешава на общините да отдават на втори концесионер останалата част от ресурса;



Необходимост от задълбочаване на промените и регулациите

• **Нови допълнителни клаузи (1):**

- Непълна регулаторна база – основно внимание към геотермални водни извори: липса на регулации на дейностите, свързани с проекти за утилизация на енергията в нагрети горещи подземни структури;
- Регламентиране на реда и процедурите за инвентаризация и актуализация на наличните геотермални ресурси;
- Регламентиране на общия срок за завършване на обектите (в зависимост от комплексността), след което общината да има правото да прекратява концесията и да се разпорежда чрез нова концесия;
- Общините трябва да получат права самостоятелно да определят концесионните такси и таксите за ползване на ресурсите;
- Нормативно регулиране на въпроса с правата върху водоземните и водопреносните съоръжения и тръбопроводи осигуряващо равнопоставен достъп на други ползватели (аналог на правата за регулиране на достъпа и заплащане на такси както е при ЕРМ ?) (кодекс?) ;
- Предоставяне на концесия за ползване под условие - доказване на сериозен инвестиционен интерес и финансов ресурс за реализиране на проекта в определения срок;



Необходимост от задълбочаване на промените и регулациите

- **Нови допълнителни клаузи (2):**

- Регламентиране на метрологична система за измерване на ползвания ресурс – вода или енергия;

- Създаване на експертен съвет към МОСВ за решаване на спорове по използването на ресурсите и регламентиране на процедурите му за работа;

- Регламентиране на технологии, параметри и системи за контрол при проекти за реинжектиране на въздух или флуиди, въз основа на прогнози за промени в сеизмичното поведение на терените;



Необходимост от задълбочаване на промените и регулациите

- **Нови допълнителни клаузи (3):**

- Необходимост от институционална подкрепа: поемане на част от инфраструктурните разходи – съоръжения за водохващане, водопроводи, топлоразпределителни мрежи, абонатни станции;

- Заявка от страна на държавата за включване на геотермията в схемите за европейско съ-финансиране;

- Възстановяване и поддържане на национален геоложки архив;

- Осигуряване на финансиране за продължаване на геоложките проучвания за уточняване на геотермалните ресурси;

- Стимулиране на по-активна бизнес-политика на общините.



ВЪПРОСИ СЕГА? 
Или на
office@bulenergo.com

БЛАГОДАРЯ
ЗА ВНИМАНИЕТО !

София 1000

ул.Трапезица №4, вх.4, ет.4

office@bulenergo.com

web site: www.bulenergyforum.org