



ราคาและความคุ้มค่าของการติดตั้งใช้งานระบบสะสมพลังงาน

โดย

ดร. รุจิโรจน์ ลีถาวรจิ

ณ ห้องกมลทิพย์ โรงแรม เดอะสุโกศล กรุงเทพฯ

วันพุธที่ 28 กันยายน 2565

Agenda



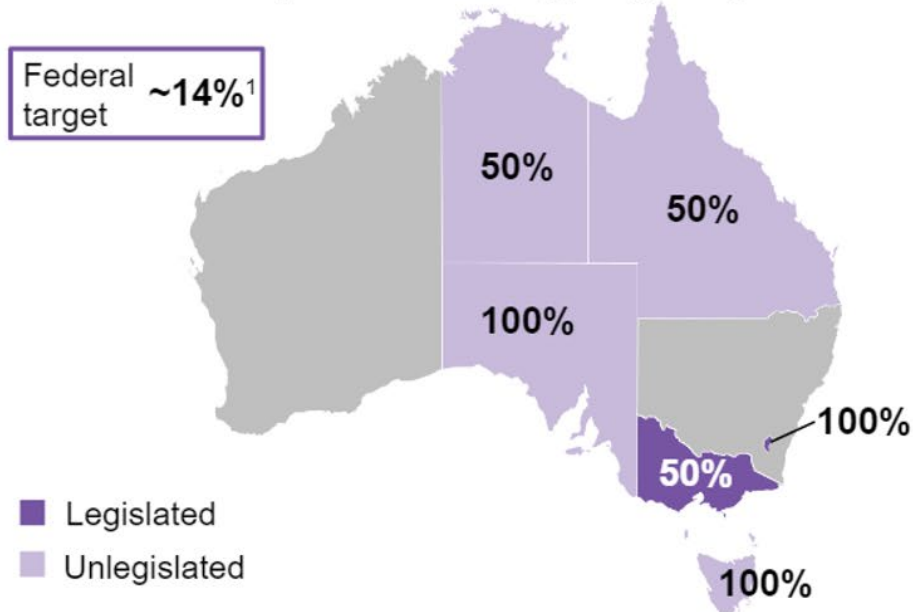
1. Market size and Real-case in Australia
2. Trend of Long Duration ESS

1. Market size and Real-case in Australia

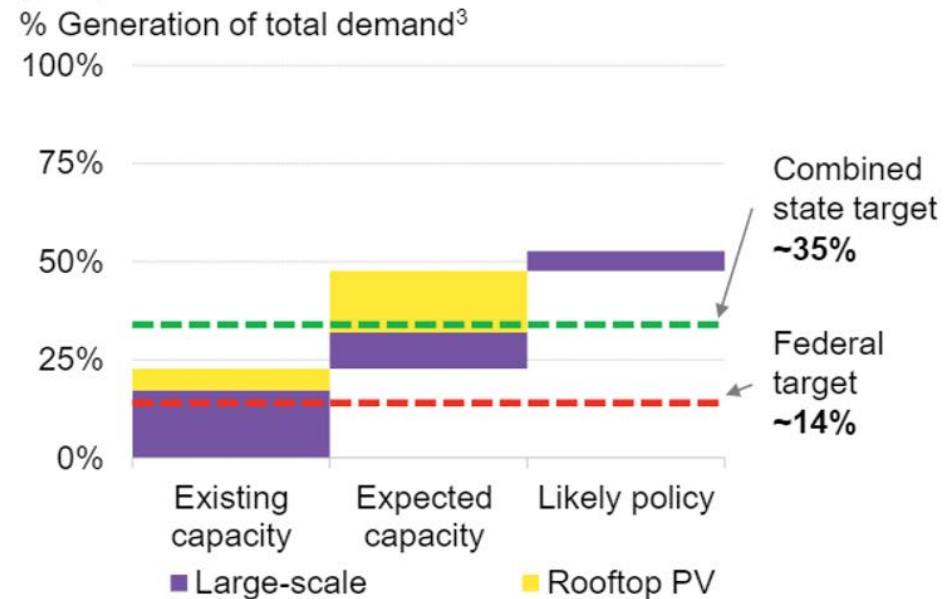
2. Trend of Long Duration ESS

6 out of 8 Australian states and territories have set their own RE targets (35% in 2030) far exceed federal at 14%

State and territory renewable energy targets by 2030



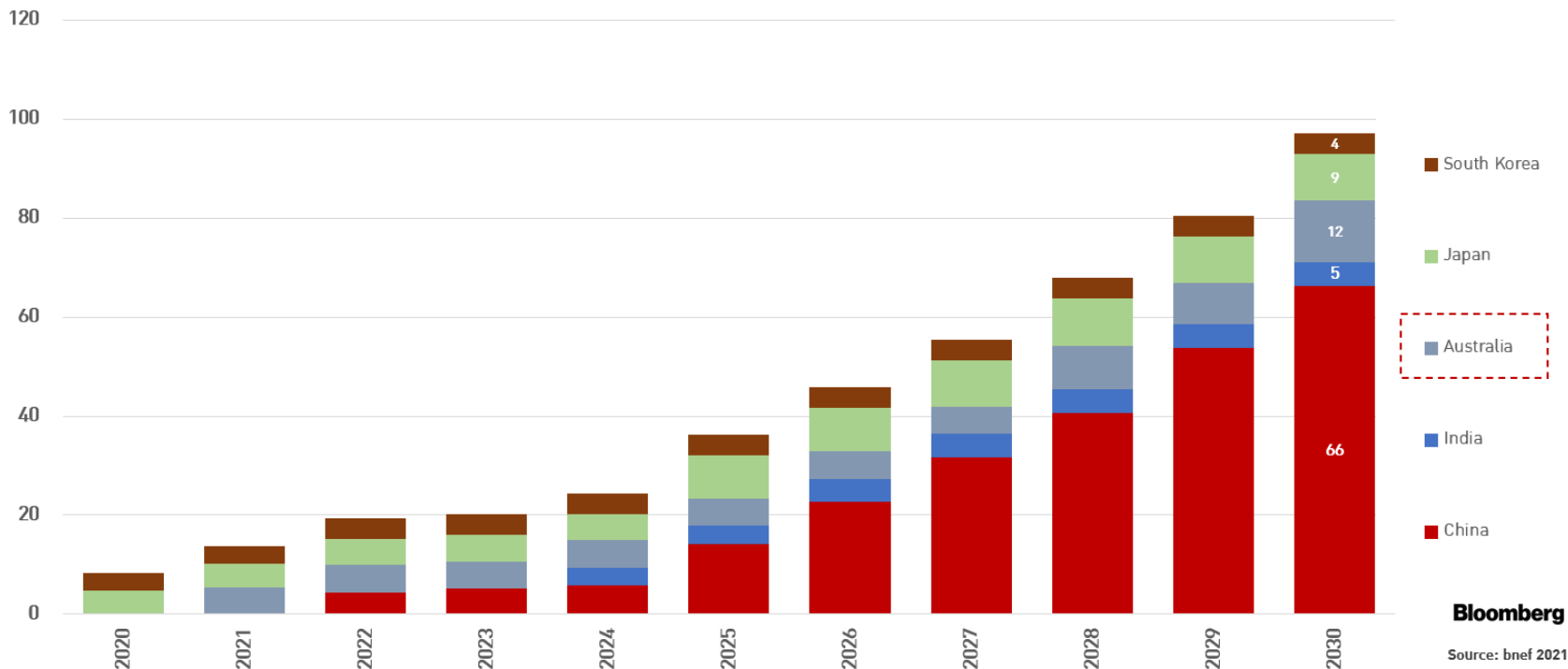
Renewable energy generation in 2030 with likely state policy



AU BESS market is projected to be the 3rd largest in APAC

Saved to this PC

Cumulative Installed Capacity (GW)

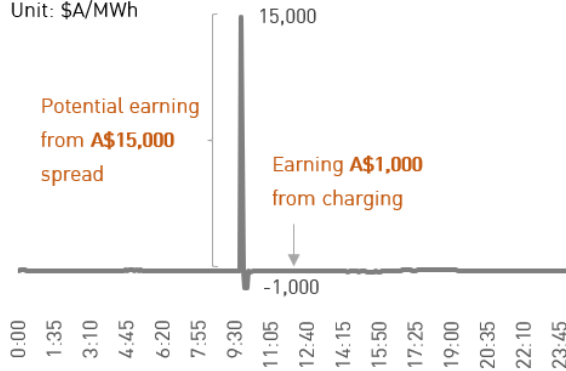


“Australia BESS market is projected to be the 2nd largest in APAC, 12GW potential by 2030”

1 Energy Arbitrage Opportunities over a day

Queensland Electricity Spot Price

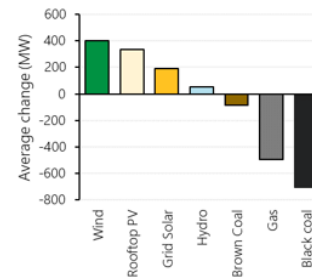
Unit: \$/MWh



2 Increasing Demand of System Flexibility increase opportunities for Battery ESS

Reduction in thermal supply & Penetration of Wind and Grid-solar open the pathway for battery

Change in supply – Q4 2020 versus Q4 2019



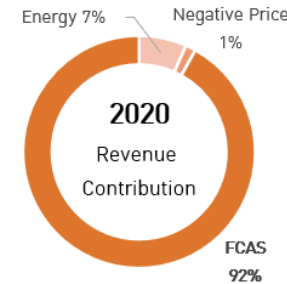
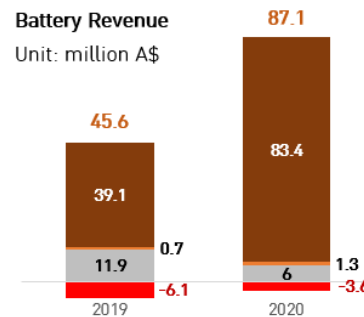
Average change in VRE generation – Q4 2020 versus Q4 2019



3 Increasing Revenue momentum of Battery ESS

Battery Revenue

Unit: million A\$



Negative price is commonplace for such market mechanism

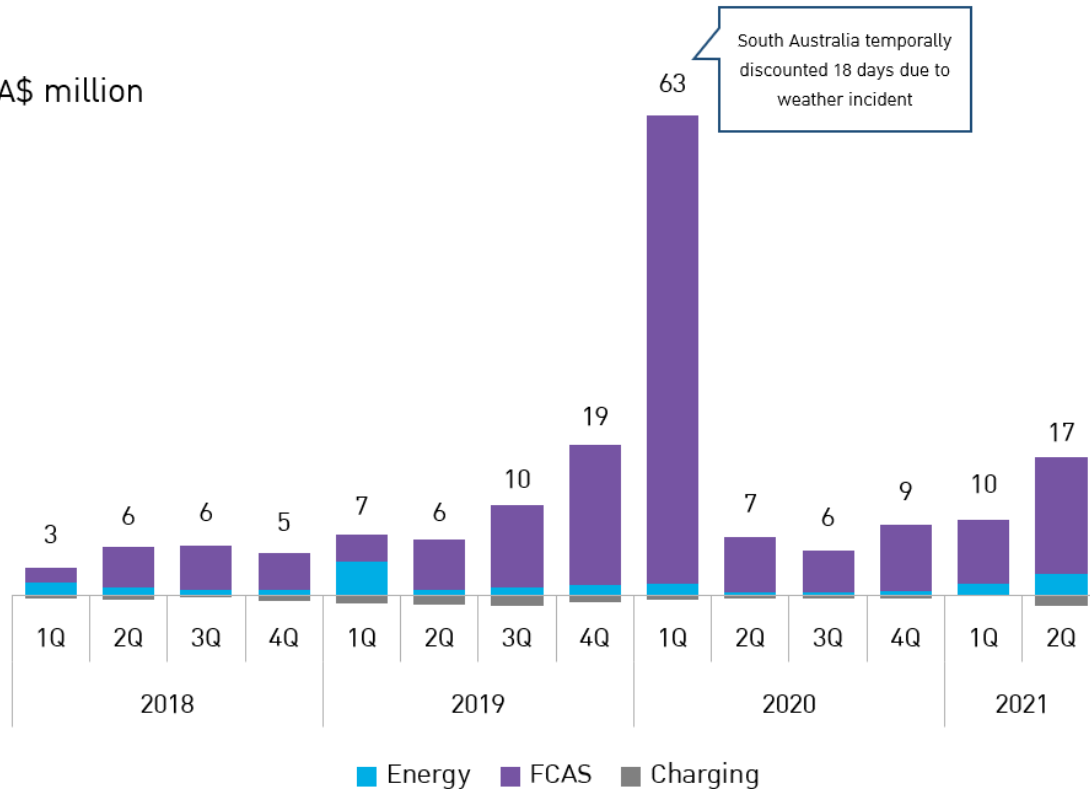


4 Another stimulator

- Heat wave
- Intermittent Wind Speed
- Hydro Reserve Level (Tasmania & Victoria)
- Bush Fire (causes Transmission Failure)

Market revenue earned by batteries in Australia's National Electricity Market

A\$ million



Source: bnef 16 Aug'21.

800MW Estimated power output of batteries under construction in the National Electricity Market

2,250MW Estimated power output of pumped hydro under construction in the NEM

53% Share of batteries' 2020 FCAS revenue earned during South Australia islanding event

- Most storage projects are allocated **subsidies from state and federal governments** –usually in the form of knowledge-sharing grant agreements and/or network service contracts.
- Electricity retailers are showing a growing appetite for ownership of storage projects. **AGL Energy, Origin Energy, and Energy Australia** have all announced plans to own and develop grid-scale batteries
- Frequency control and ancillary services or **FCAS** proved lucrative for batteries in 2020, making up **99% of market revenue**
- With **approximately 8.5GW of utility-scale wind and solar** currently under construction in the NEM, the value of FCAS may rise in the coming years

ESS Participation Channel



The rules provides for AEMO to purchase these services from market participants:

Wholesale Energy Market:

Direct Participation



Energy Arbitrage
Energy Time Shifting



ESS can potentially gain arbitrage from energy price variation or participate in bulk energy time shifting activities such as South Australia with abundant intermittent generation

Merchant AS:

Frequency Control Ancillary Service
(FCAS)

These services are
required when...

Imbalances of supply and
demand



ESS can fill up the gap of supply and demand when ever the system needed

Non-Merchant AS:

Network Support & Control Ancillary
Service (NSCAS)



Penetration of Variable
Renewable Energy (VRE)



Price volatility caused from VRE also leads to requirement of the system for FCAS

System Restart Ancillary Service
(SRAS)

Transmission
disruption/contingency



Natural disasters are one of the major cause of power system events, "18 days separation of Victoria and South Australia" resulted in **\$229 million** cost, major proportion is **FCAS** cost

ESS Participation Channels



The rules provides for AEMO to purchase these services from market participants:

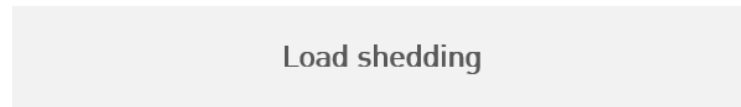
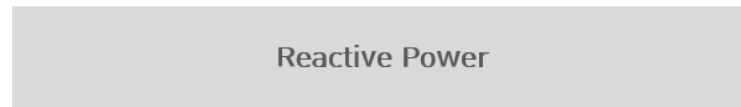
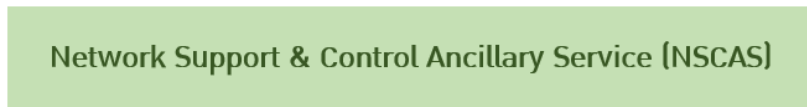
Wholesale Energy Market:



Merchant / Market AS:



Non-Merchant / Contract-Based AS:



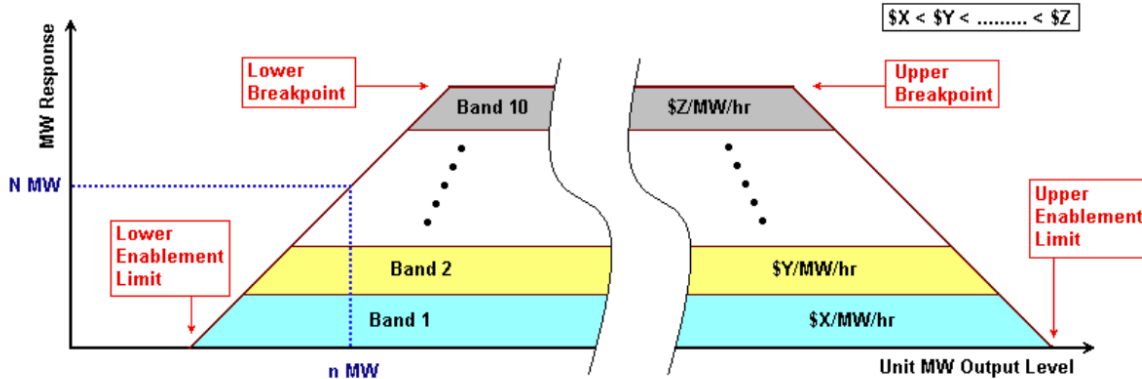
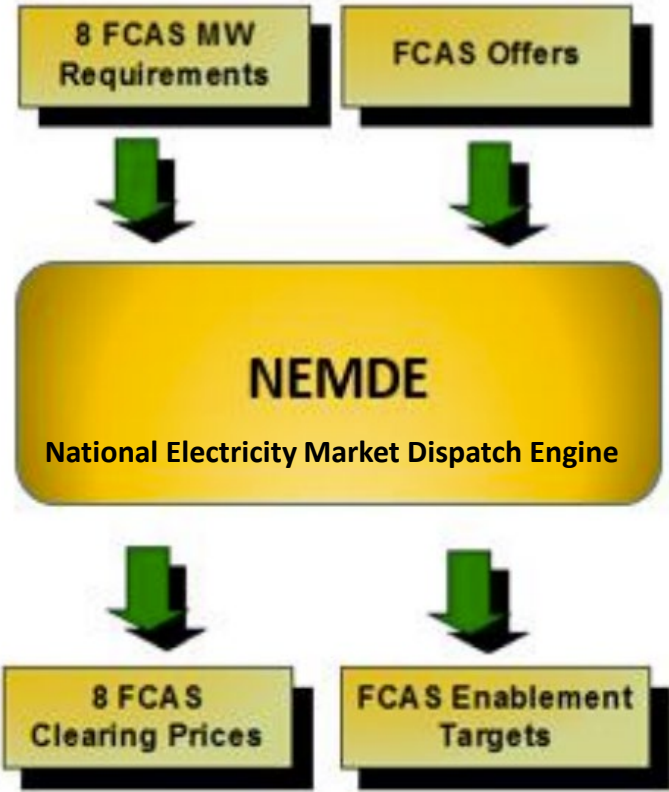
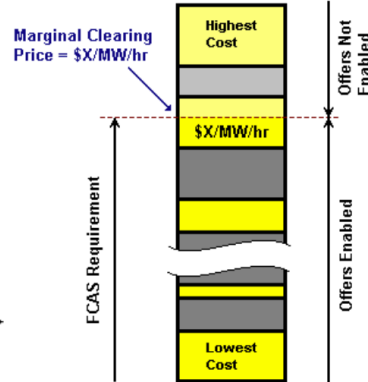
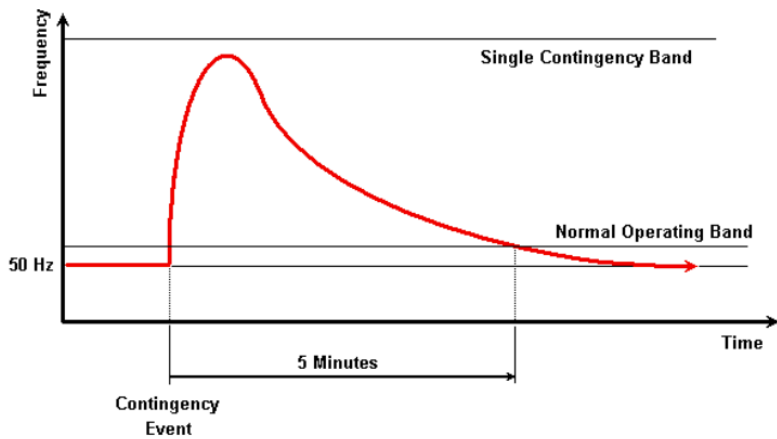
ESS Participation Channels

Merchant / Market AS:

Frequency Control Ancillary Service (FCAS)



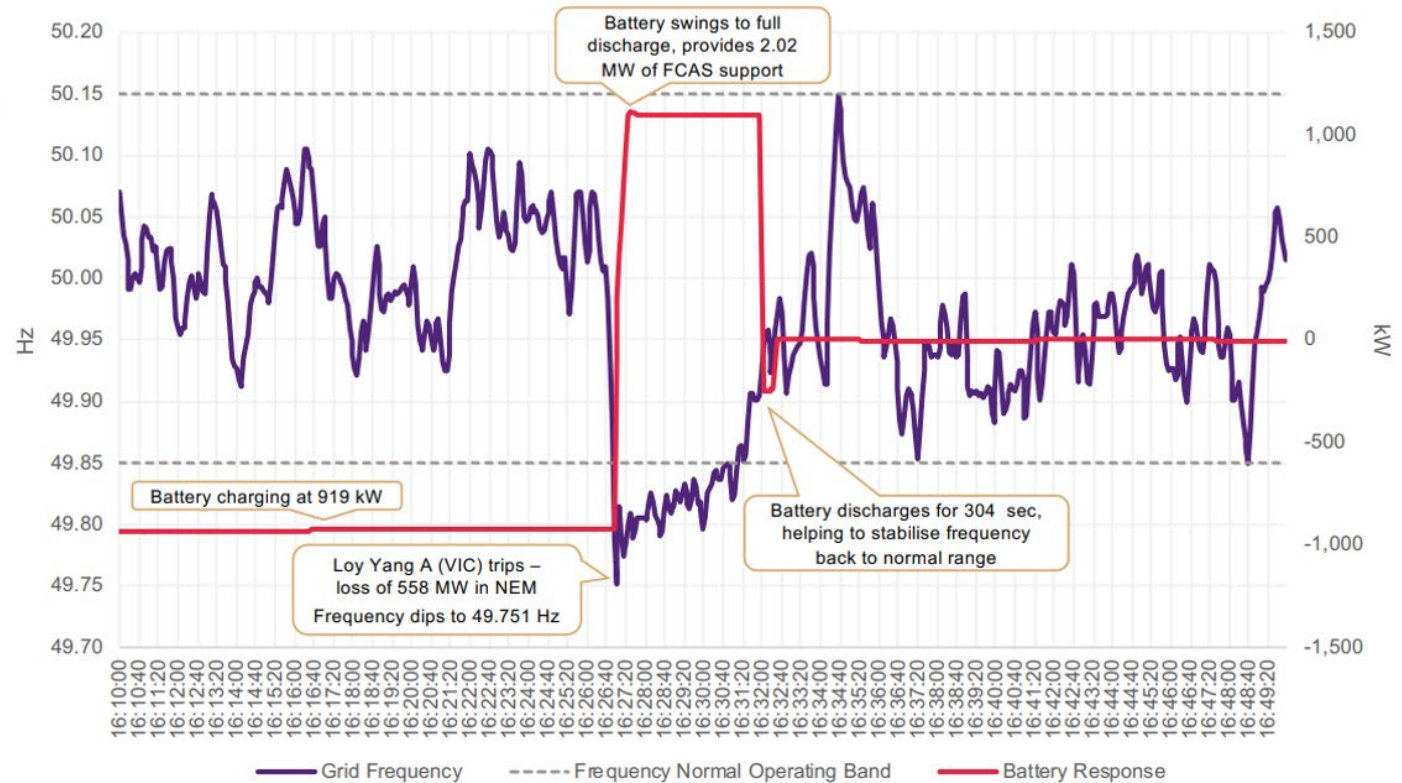
Regulation	RAISE / LOWER
Contingency	6 SEC / 60 SEC / 5 MIN [RAISE & LOWER]



Key success factor of ESS in Ancillary Service application

- Rapid respond
- Bulk discharge
- Reserved capacity

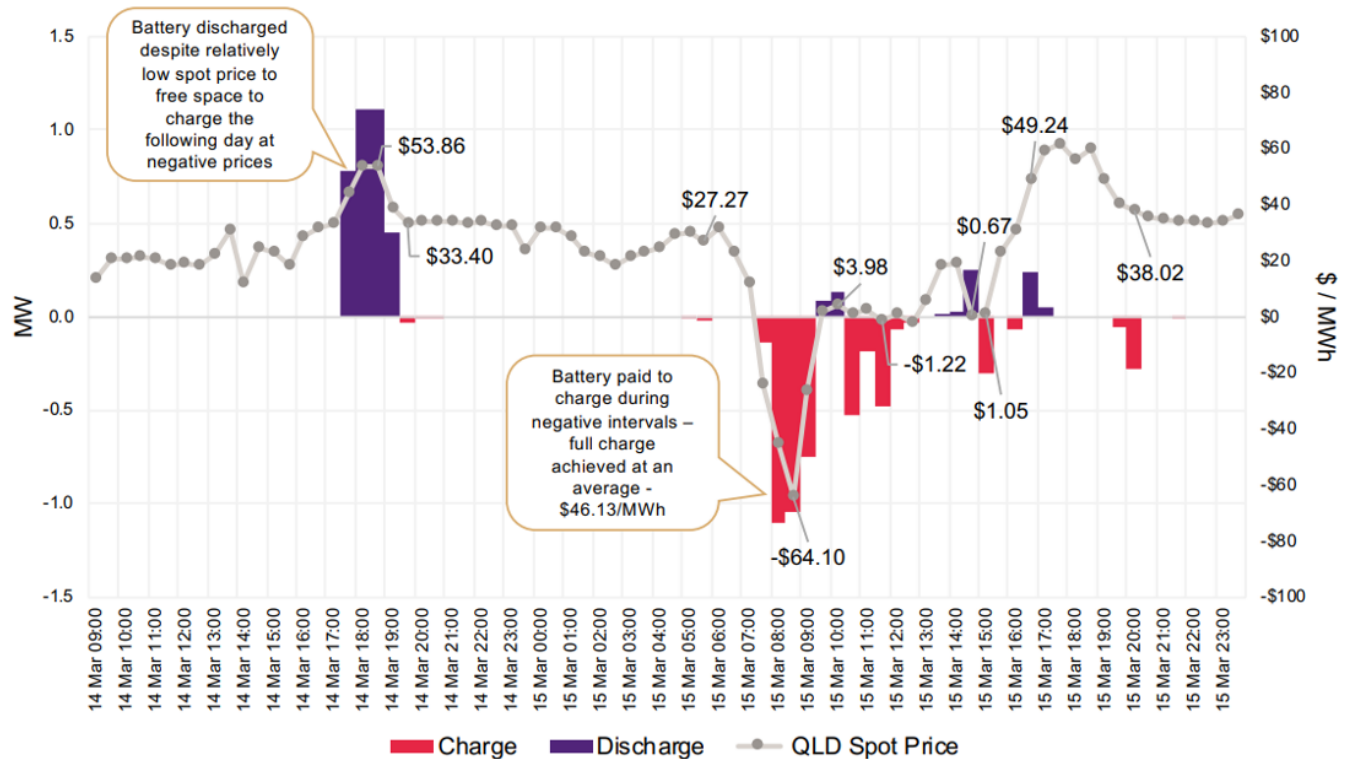
Figure 3.6: Contingency FCAS performance on the afternoon of Friday, 6 March following Loy Yang A unit trip



Key success factor of ESS in Energy Arbitrage application

- Trading Algorithm
- Reserve Capacity Management

Figure 3.3: Battery performance across 14 + 15 March during negative pricing intervals



Commercial arrangement diagrams explained

1. Funder/Owner relationship

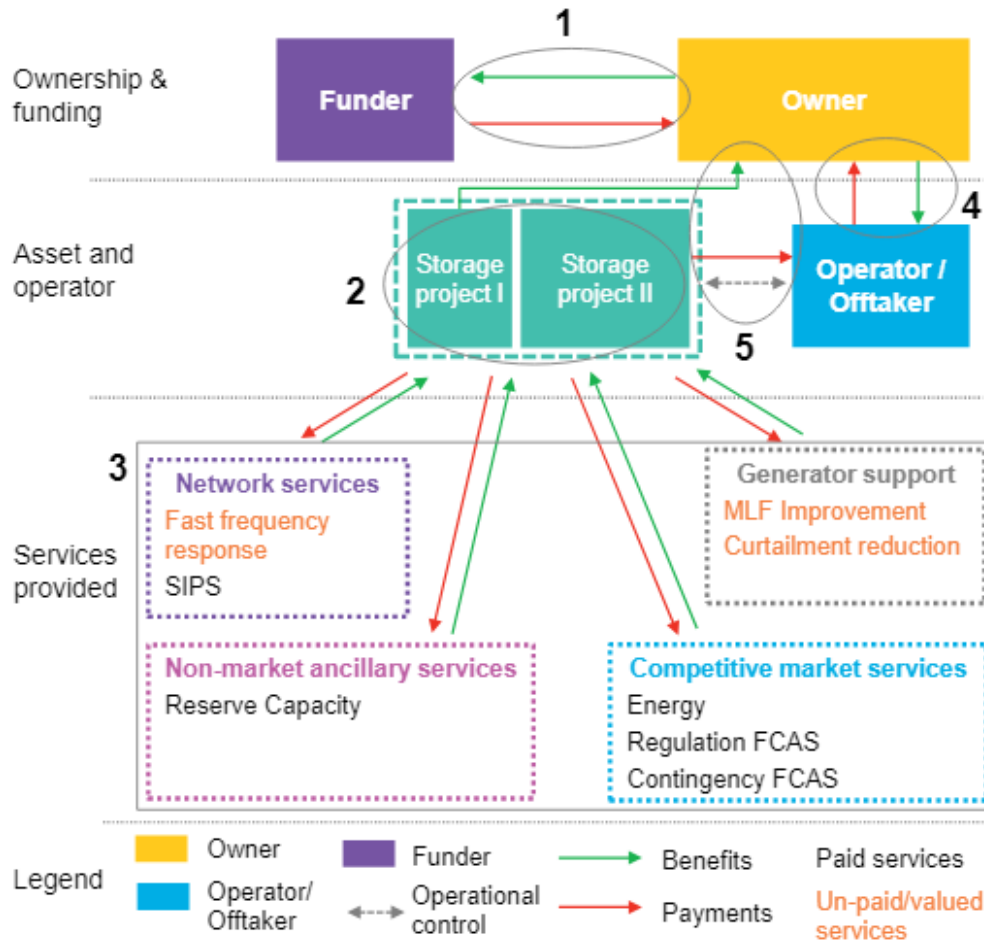
Most storage projects in Australia receive some level of financial assistance in the form of upfront grants or low cost finance. In exchange, knowledge sharing agreements or service agreements are signed.

2. Storage Project breakdown

In some cases, storage projects may be split for operational reasons such as ring-fencing regulated services from competitive market services (if the owner is a network company).

3. Revenue/Value streams

Revenue/Value streams are grouped into four categories: Network services, Generator support, Non-market ancillary services and competitive market services. Services in orange are those that are currently un-paid or un-valued.



4. Owner/Operator relationship

In cases where the owner is not the operator of the storage project, typically an asset leasing agreement is signed which gives the leasee operational rights for the storage asset for an agreed fixed payment. The agreement may reserve a certain proportion of the asset for the owners use. In some cases, the owner is also the operator of the storage asset.

5. Operator/storage relationship

Operator/offtaker controls the storage asset and receives payments from the storage project. Depending on the lease agreement signed between the owner and operator, the storage project may provide service benefits to the owner as well.

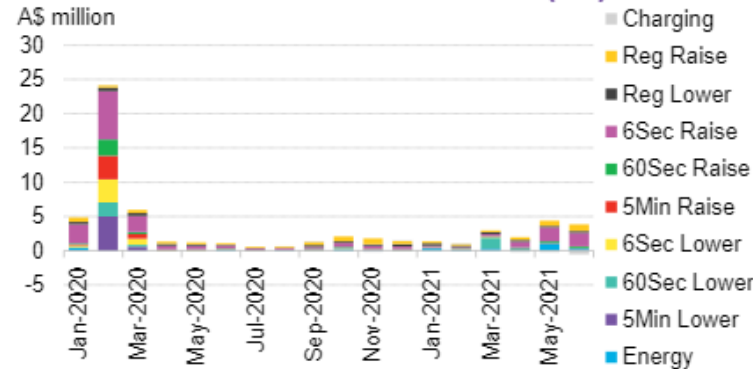
Use case I: (Own and Operate)

Hornsdale Power Reserve

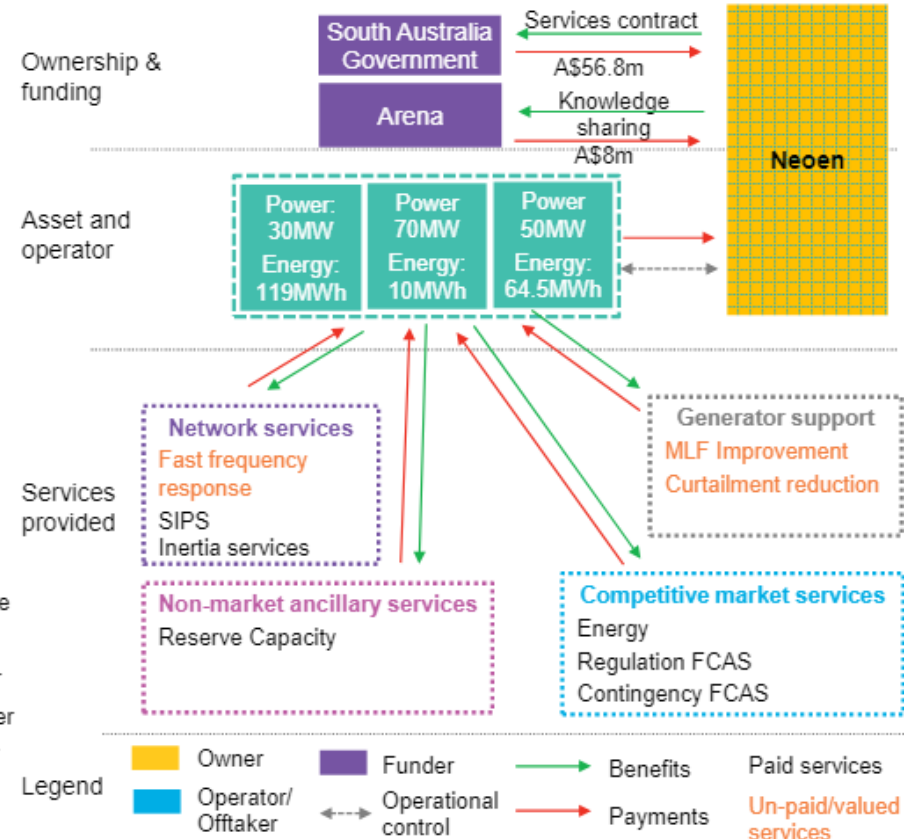
Project details

Size	150MW/193.5MWh
Start of operation	December 2017
Cost	~A\$161 million 832A\$/kWh
Owner	Neoen (Developer)
Integrator	Tesla
Operator	Neoen (Developer)
Offtaker	Government of South Australia
Connection	Connected at 132kV transmission level

Market based revenues and costs (A\$)



Revenue Streams/business model



Source: BloombergNEF, AEMO, Neoen, Arena; SIPS: System Integrity Protection Scheme, MLF: Marginal Loss Factor..

Hornsedale Power Reserve, market revenues and charging costs (A\$)

Hornsedale Power Reserve, market revenues and charging costs (A\$)

Month	Energy	5Min Lower	60Sec Lower	6Sec Lower	5Min Raise	60Sec Raise	6Sec Raise	Reg Lower	Reg Raise	Charging	Net total
Jan-2020	470,160.39	32,457.66	23,025.69	230,949.36	125,988.60	163,605.47	2,819,931.41	337,709.83	655,237.22	(148,441.41)	4,710,624
Feb-2020	16,333.35	4,969,441.95	2,074,585.51	3,357,188.61	3,430,648.03	2,377,883.69	7,036,515.81	533,854.70	325,812.84	1,109.51	24,123,374
Mar-2020	13,994.77	575,963.73	275,163.99	900,138.75	689,614.34	294,005.19	2,308,595.99	445,532.25	449,432.85	(36,499.17)	5,915,943
Apr-2020	4,678.62	7,030.52	3,434.55	46,839.31	36,505.32	89,586.29	533,925.93	279,477.55	326,178.45	(26,031.30)	1,301,625
May-2020	13,644.51	25,175.87	16,889.87	50,409.14	31,939.16	89,228.03	481,470.56	219,585.19	282,412.32	(26,566.82)	1,184,188
Jun-2020	150,258.47	28,509.84	15,945.78	35,717.09	29,764.50	67,576.98	441,268.17	112,961.21	191,353.78	(81,307.10)	992,049
Jul-2020	30,918.66	18,586.53	11,199.97	20,848.46	21,121.87	23,924.32	216,748.15	60,766.42	167,723.12	(95,396.53)	476,441
Aug-2020	78,042.13	17,906.98	12,584.78	18,107.49	17,342.02	37,193.89	221,427.91	75,342.32	181,446.91	(33,996.14)	625,398
Sep-2020	1,462.24	49,214.68	31,730.04	36,359.71	31,676.10	100,626.82	306,587.12	276,832.36	450,816.16	123,193.29	1,408,499
Oct-2020	184,642.58	55,816.52	76,296.76	55,375.19	34,673.33	135,644.20	576,315.49	265,037.58	712,096.79	(45,538.16)	2,050,360
Nov-2020	68,352.40	28,943.59	50,408.93	31,090.93	22,366.60	71,026.68	445,652.12	232,704.19	837,038.53	(160,413.08)	1,627,171
Dec-2020	30,512.43	27,852.04	31,240.55	33,592.45	34,093.90	61,586.51	382,264.47	367,330.96	453,207.73	67,905.09	1,489,586
Jan-2021	317,255.53	29,291.47	52,845.83	46,457.28	37,132.37	35,984.78	219,693.99	356,399.41	270,086.56	(25,984.66)	1,339,163
Feb-2021	80,605.99	15,467.87	126,397.57	25,679.93	28,749.53	39,661.23	198,782.79	252,866.69	209,790.30	93,910.15	1,071,912
Mar-2021	278,772.23	12,135.43	1,573,055.29	104,525.47	35,587.93	75,906.54	341,802.28	318,719.15	236,463.65	(11,304.87)	2,965,663
Apr-2021	277,425.01	18,526.74	12,570.35	6,214.43	31,119.96	126,600.82	820,452.30	283,183.13	406,296.40	(209,145.73)	1,773,243
May-2021	1,075,405.28	12,772.52	15,770.93	9,369.57	37,244.70	223,371.00	1,994,415.03	258,006.44	744,627.63	(204,022.29)	4,166,961
Jun-2021	313,775.56	9,439.68	47,498.75	12,405.04	38,270.49	232,412.88	1,925,788.35	294,337.63	965,092.00	(518,294.89)	3,320,725
											60,542,925

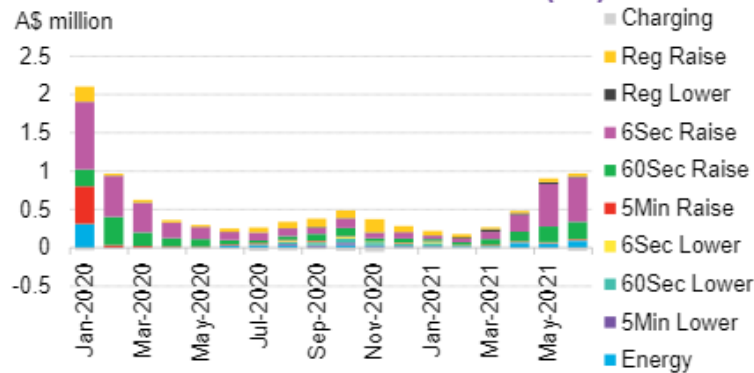
Use case II: (Lease and operate)

Ballarat

Project details

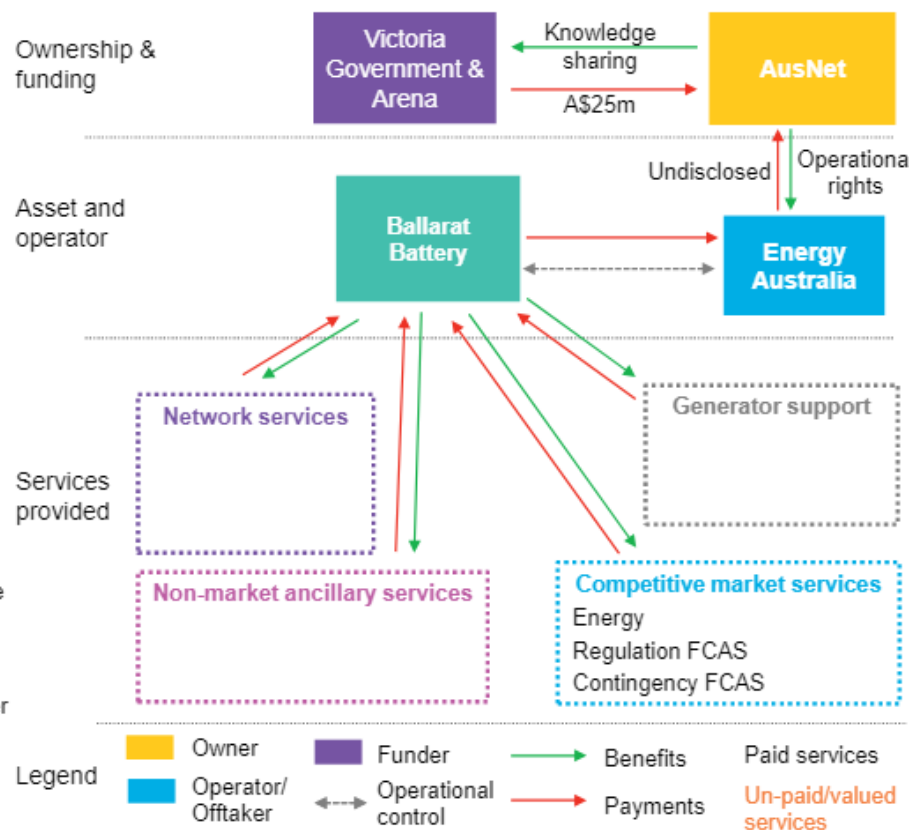
Size	30MW/30MWh
Start of operation	November 2018
Cost	A\$35.1 million 1,167A\$/kWh
Owner	AusNet Services (Network)
Integrator	Spotless & Fluence
Operator	EnergyAustralia (Electricity retailer)
Offtaker	EnergyAustralia (Electricity retailer)
Connection	Connected at 33kV bus at substation (transmission level)

Market based revenues and costs (A\$)



Source: BloombergNEF, AEMO, Arena

Revenue Streams/business model



Ballarat, market revenues and charging costs (A\$)

Ballarat, market revenues and charging costs (A\$)


Month	Energy	5Min Lower	60Sec Lower	6Sec Lower	5Min Raise	60Sec Raise	6Sec Raise	Reg Lower	Reg Raise	Charging	Net total
Jan-2020	311,164.32	236.05	285.03	2,150.85	487,376.04	220,608.76	879,951.32	5,319.43	195,613.30	(31,856.35)	2,070,849
Feb-2020	1,604.13	1.29	-	-	35,541.46	367,521.09	532,724.50	2,314.16	26,446.53	(10,380.03)	955,773
Mar-2020	-	-	-	-	23,468.30	176,720.42	384,587.84	3,971.89	37,800.88	(12,306.78)	614,243
Apr-2020	1,030.92	-	-	-	17,186.94	108,569.74	198,450.53	2,754.65	32,684.26	(9,726.37)	350,951
May-2020	722.90	-	-	-	11,933.13	101,142.33	156,612.98	1,920.64	25,013.43	(7,014.24)	290,331
Jun-2020	33,162.92	-	-	-	10,984.37	55,911.09	107,310.95	910.04	43,455.01	(14,997.34)	236,737
Jul-2020	34,199.55	4,873.10	6,376.06	1,614.21	14,647.41	31,593.08	105,259.04	1,724.57	65,950.26	(41,891.44)	224,346
Aug-2020	31,523.05	17,453.90	27,839.45	12,665.04	13,029.79	49,700.11	98,851.86	3,788.19	83,305.31	(33,867.30)	304,289
Sep-2020	9,701.70	23,889.60	33,163.09	12,415.90	12,314.71	88,421.97	78,987.72	13,090.77	107,409.40	(22,920.89)	356,474
Oct-2020	36,411.97	28,956.26	58,797.97	17,568.29	9,065.99	108,620.17	121,521.87	7,459.94	98,848.25	(42,474.15)	444,777
Nov-2020	16,187.30	13,601.03	37,848.00	9,502.49	4,325.37	41,918.18	69,437.63	6,451.15	174,213.48	(55,098.41)	318,386
Dec-2020	7,261.89	13,155.95	27,657.71	10,914.17	9,201.99	50,861.98	83,716.40	2,273.83	78,928.86	(12,400.47)	271,572
Jan-2021	3,903.03	14,356.37	43,044.16	15,450.79	8,558.38	27,338.54	44,723.80	2,981.73	58,248.45	(11,463.53)	207,142
Feb-2021	8,010.25	4,588.28	14,526.81	3,743.35	6,827.36	34,502.53	43,701.46	20,077.98	40,504.71	(6,415.13)	170,068
Mar-2021	10,424.95	4,505.42	10,304.04	2,411.14	10,834.30	75,757.71	92,670.19	36,442.28	25,770.99	(10,669.93)	258,451
Apr-2021	59,588.03	6,342.35	8,794.78	1,409.78	9,049.21	123,854.36	219,797.61	21,733.89	28,883.92	(16,696.46)	462,757
May-2021	49,512.82	4,139.06	9,799.72	1,862.72	10,229.53	200,710.47	554,531.40	27,604.26	46,314.92	(17,660.24)	887,045
Jun-2021	86,495.55	3,209.87	8,774.11	1,905.31	11,859.00	226,600.23	574,530.01	18,827.35	36,202.97	(41,419.78)	926,985
											9,351,175

Real Battery Use-case



Hornsedale Power Reserve

Ballarat

	Hornsedale Power Reserve	Ballarat
Business Model	Build-own-operate	Asset Lease out
CAPEX	A\$161 million	A\$35 million
Size	150MW/193.5MWh	30MW/30MWh
COD	Dec 2017	Nov 2018
Revenue (COD-to-Dec2021)	A\$112 million (70% of CAPEX / 4 years)	A\$15.8 million (45% of CAPEX / 3 years)
Integrator		 
Owner		
Revenue Source	Market & Non-market	Market Only

Segment results

(in millions euros)		Revenue			EBITDA ⁽¹⁾		
		2020	2019	Change (in %)	2020	2019	Change (in %)
Europe - Africa							
	Wind	64.9	47.6	+36%	50.8	37.9	+34%
	Solar	56.3	53.2	+6%	48.6	47.6	+2%
	Storage	1.3	0.4	n/a	0.8	0.3	n/a
	Total	122.4	101.2	+21%	100.3	85.9	+17%
Australia							
	Wind	57.0	63.5	-10%	46.3	64.3	-28%
	Solar	41.0	45.3	-9%	37.5	44.1	-15%
	Storage	31.5	20.1	+57%	30.6	17.1	+79%
	Total	129.5	128.8	+1%	114.5	125.5	-9%

AUSTRALIA

Victorian Big Battery

Victoria 2021

Hornsedale Expansion (HPRx)

South Australia 2019

Bulgana Storage

Victoria 2017

Hornsedale Power Reserve

South Australia 2017

De Grussa

Western Australia 2015

Energy storage performance in Australia

Revenue - 37 MUSD

EBITDA - 36 MUSD

97% EBITDA Margin

MW-Scaled ESS business

Announce year

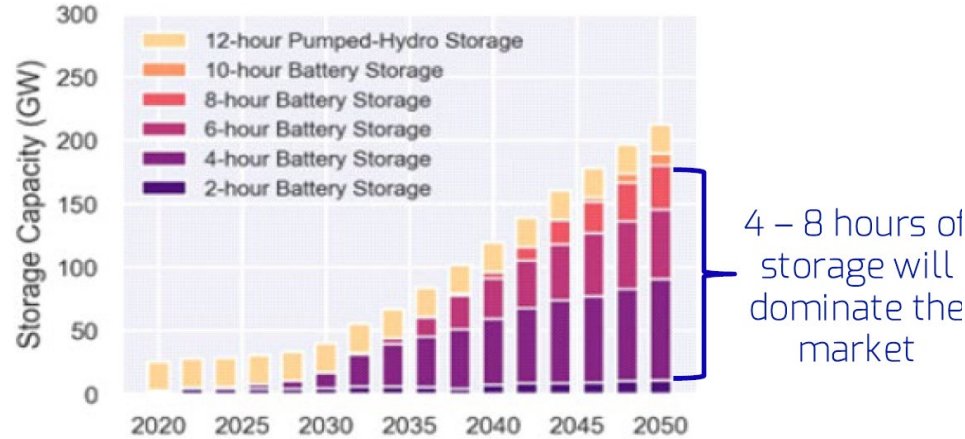
2021	700MW / 2,800 MWh (Plan)		South Australia	
	500MW / 1,000 MWh (Plan, 2023)		Wallerawang, NSW	
	1,200MW (Plan, 2023)		Hunter Valley, NSW	
	600MW (Plan)		Moss Landing, Morro Bay	
Dec'20	300MW / 1,200MWh (COD)		Monterey Bay, California	
Nov'20	250MW / 1,000 MWh (Plan)		South Australia	
Aug'20	250MW / 250MWh (COD)		San Diego County, California	
Dec'17	100MW / 129MWh (COD)		Hornsedale, South Australia	

Agenda

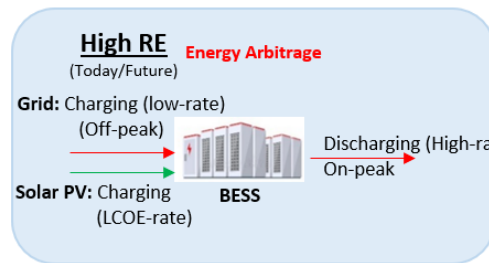
1. Market size and Real-case in Australia
2. Trend of Long Duration ESS

Higher VRE, Higher ESS deployment

US Energy Storage Market – Reference Case



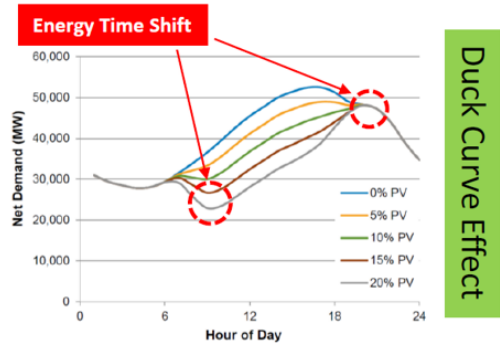
Source: U.S. DOE Storage Futures Study, Economic Potential of Diurnal Storage in the U.S. Power Sector, 2021, <https://www.nrel.gov/docs/fy21osti/77449.pdf>



% VRE

Duck curve effect

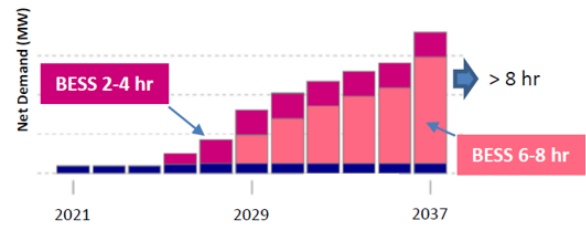
- Year 2029 > 20%
- Year 2032 > 25%
- Year 2037 > 35%



BESS Energy Time Shift with % VRE penetration

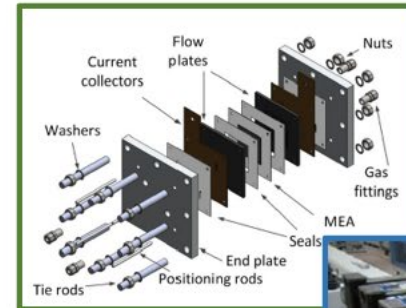
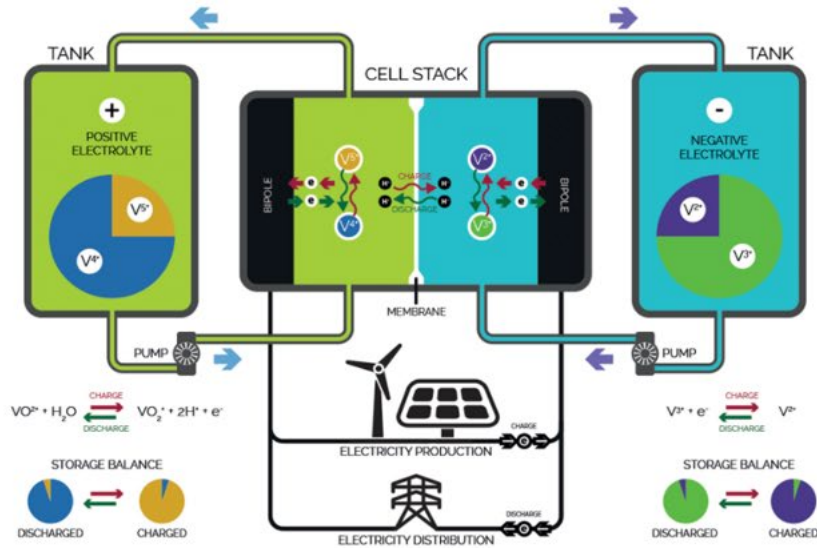
- Energy Time Shift (4 hr): 20 – 25% -> Year 2027 – 2031
- Energy Time Shift (6 hr): > 25% -> Year 2032 – 2036
- Energy Time Shift (8 hr): > 35% -> Year 2037

Off-Peak (Day time) -> BESS -> On Peak (Nighttime with EV)



Energy Arbitrage with Peak Shaving

How Redox Flow ESS works?

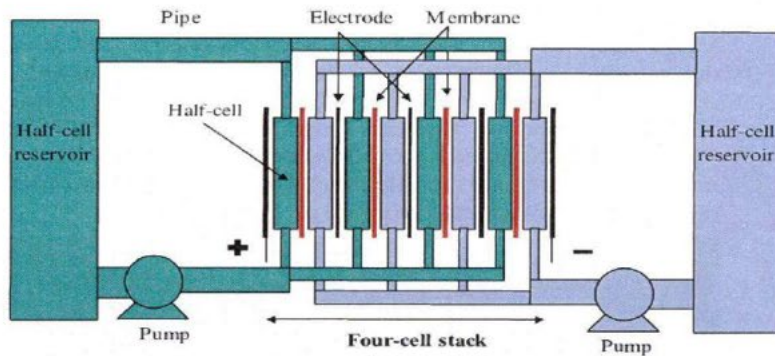


Cell

Stack

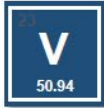


Electrolyte



Advantages of Redox Flow ESS

Vanadium



Lithium



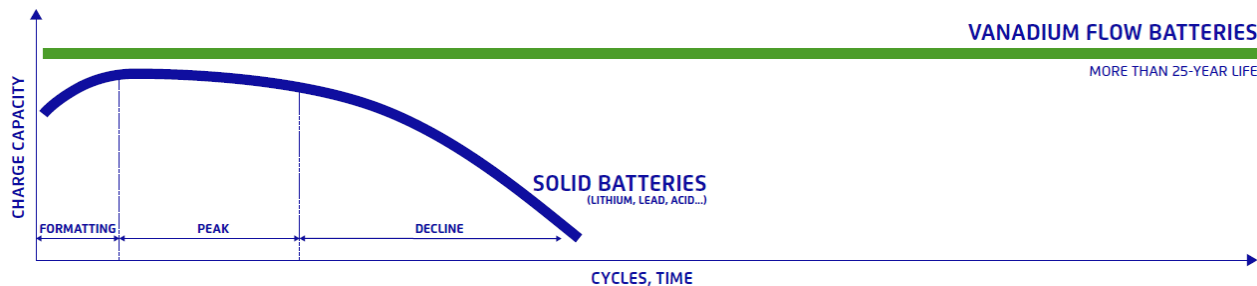
Cycle-Life	Infinite	2,000-4,000
Usable Capacity	100%	80%
Safety	Inherently safe	Fire risk
Recyclability	100%	Disposal liability
Scalability	GWh projects	MWh projects
Duration	> 4 hours	1-4 hours
Efficiency	70-85%	80-95%
Lifetime	30 yrs	5-10 yrs
Raw Material Sourcing	Unconstrained, waste sources available	Li, Ni, Co constrained
LCOE	Lowest	Limited

Arizona Public Service 2MW 2MWh Lithium-ion battery (LIB) explosion
April 19, 2019 hospitalizes 4 firefighters



In the wake of the Arizona fire, LG Chem requested all storage sites to lower the SOC back to 70% max.”
In the wake of the Beijing fire, authorities are considering new regulations to ban lithium storage in major cities

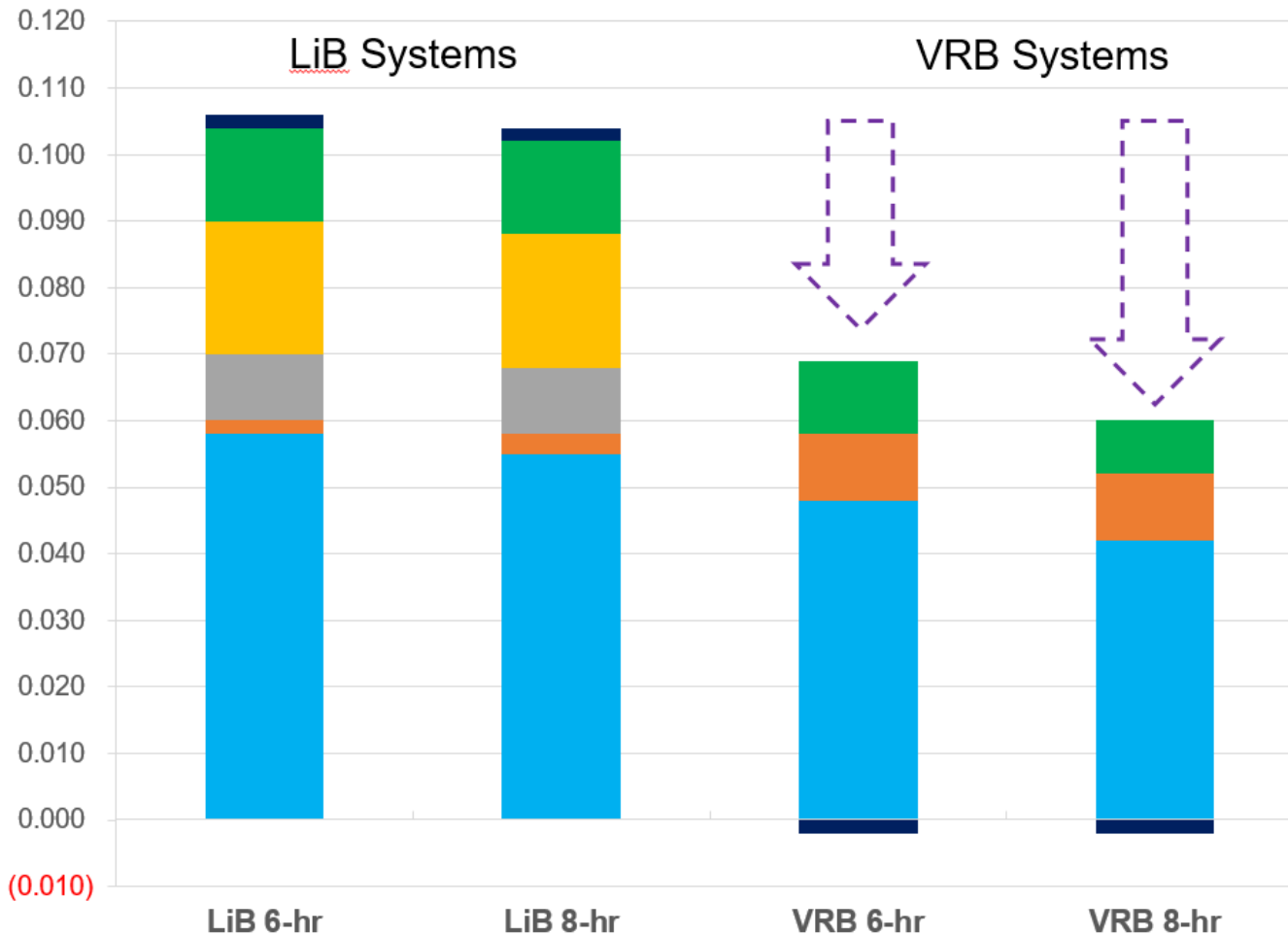
Fire or Explosion has occurred in ~2% of lithium storage projects in China and South Korea (29 of ~1,000 projects since 2018)



Li-ion VS Redox Flow Comparison

\$/kWh

Levelized Cost of Energy (LCOE)



VRB
30% - 40%
Lower LCOE

- End-of-Life
- Operation & Maintenance
- Cycle-Life Replacements
- Depth-of-Discharge
- Efficiency
- CAPEX

(0.010)

BCPG invests in Flow ESS



- 24 MUSD
- Convertible Debt
- Interest 8% p.a.
- Convert to 13%- 14% equity

Ivanhoe Electric Inc.

Ultimate Shareholder

~ 90.0%

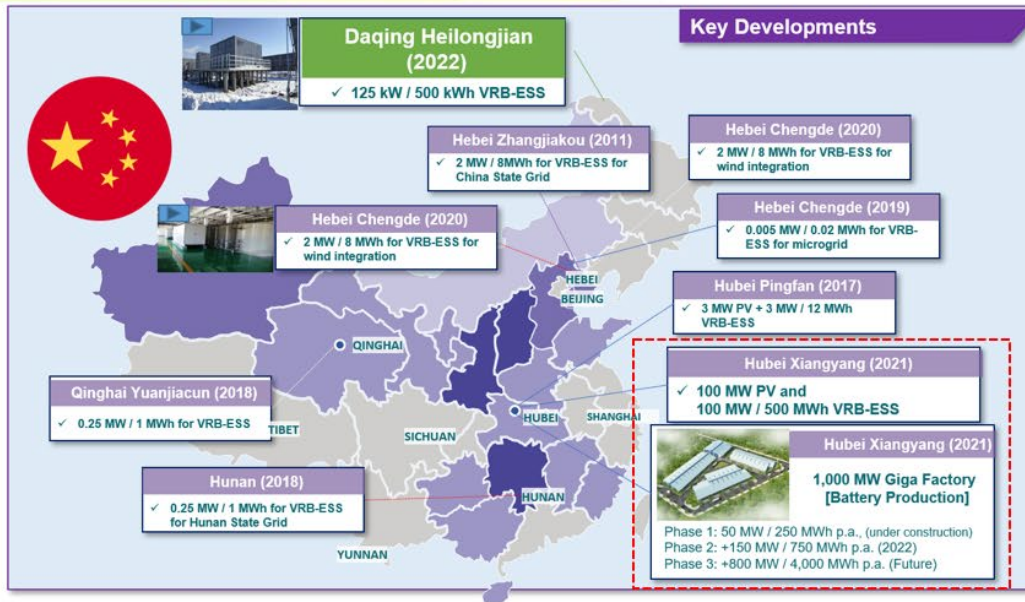


~10.0%



Concentric California (2022)

✓ 32 MW / 256 MWh VRB-ESS



- Ningxia 100 MW/400MWh
- Beijing Jingneng 200MW/1GW
- China Resources Beijing 200MW/1GW
- China Resources Guangzhou 200MW/800MWh
- China State Grid Hunan 20MW/100MWh
- Beijing 10MW/60MWh for Embassy District
- Australia 50MW/200MWh
- Illinois 20MW/80MWh

Total No. of Projects

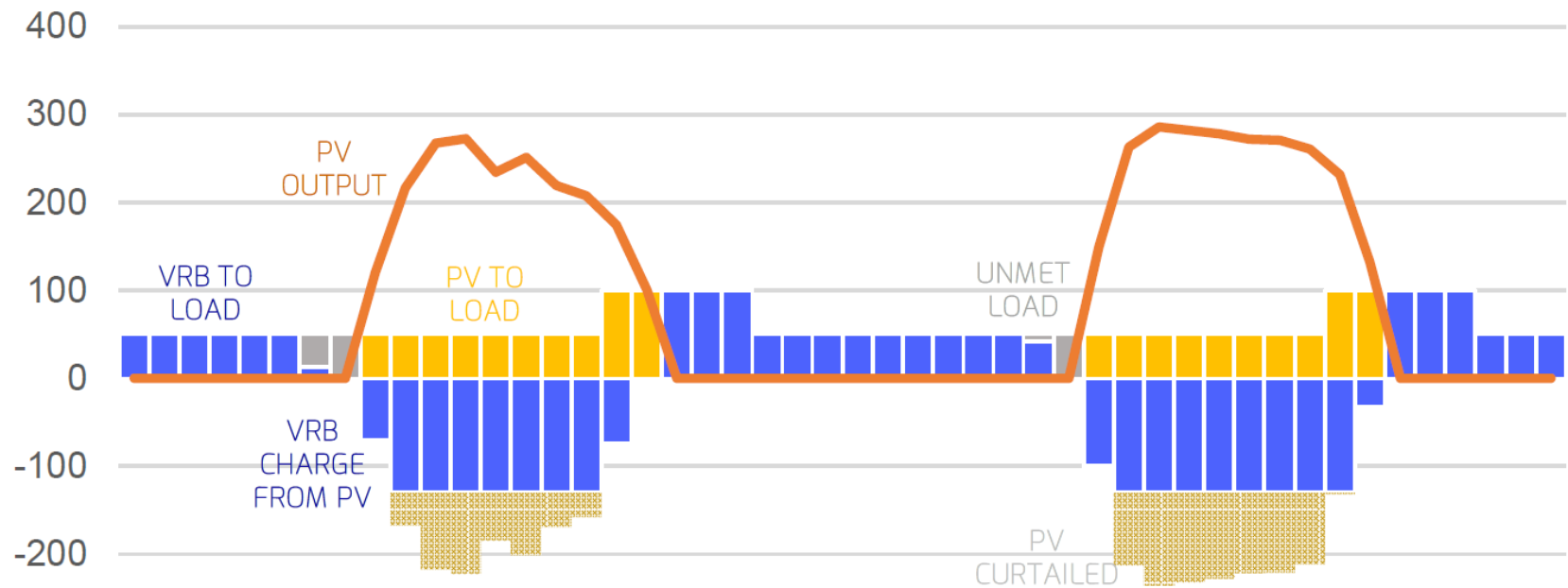
10

Total Project Size

141.64 MW / 794.52 MWh

Projects in Pipeline 800 MW/3640 MWh

Example: 48-Hour Period in Summer - Australia

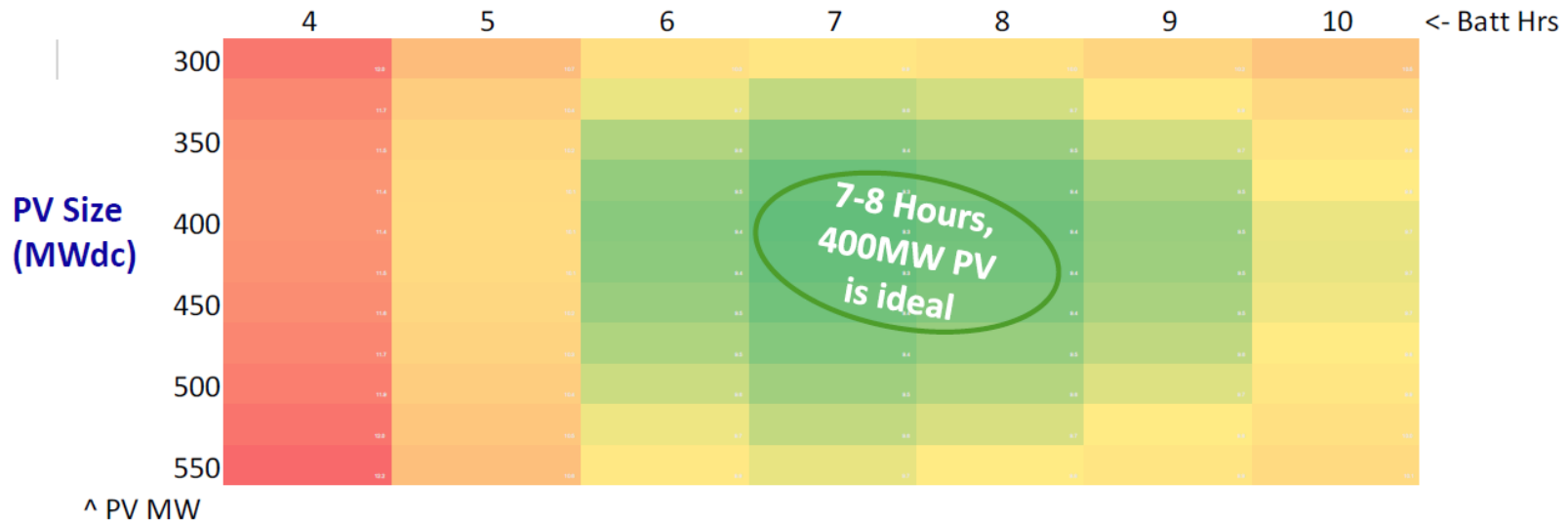


**Does NOT include fast frequency response revenue/value,
continuously available (<100ms from Full Charge Power to Full Discharge Power)**

Economics shows 7-8 hours of storage is optimal

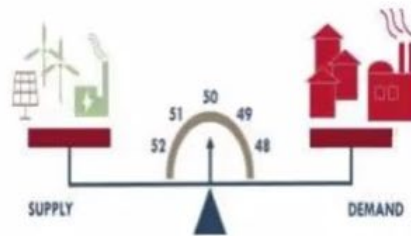
- Target 100MW firm peak power (4:00pm-9:00pm) and 50MW firm off-peak
- Peak power at US\$150/MW (US\$188/MW penalty) and off-peak at US\$80/MW (US\$80/MW penalty)
- “Overbuild” 400MW of PV (“spilling” 25% of PV output is a ‘feature’ not a ‘bug’)
- Add 130MW 1,040MWh (8-Hour) VRB-ESS (90% of firm hours met)
- Yields >10% IRR (unlevered) arbitrage-only (no ancillary, capacity or reliability revenue)

130MW VRB-ESS Size (Hours at Rated Power)



BESS for ancillary services and utilizations

Ancillary Services



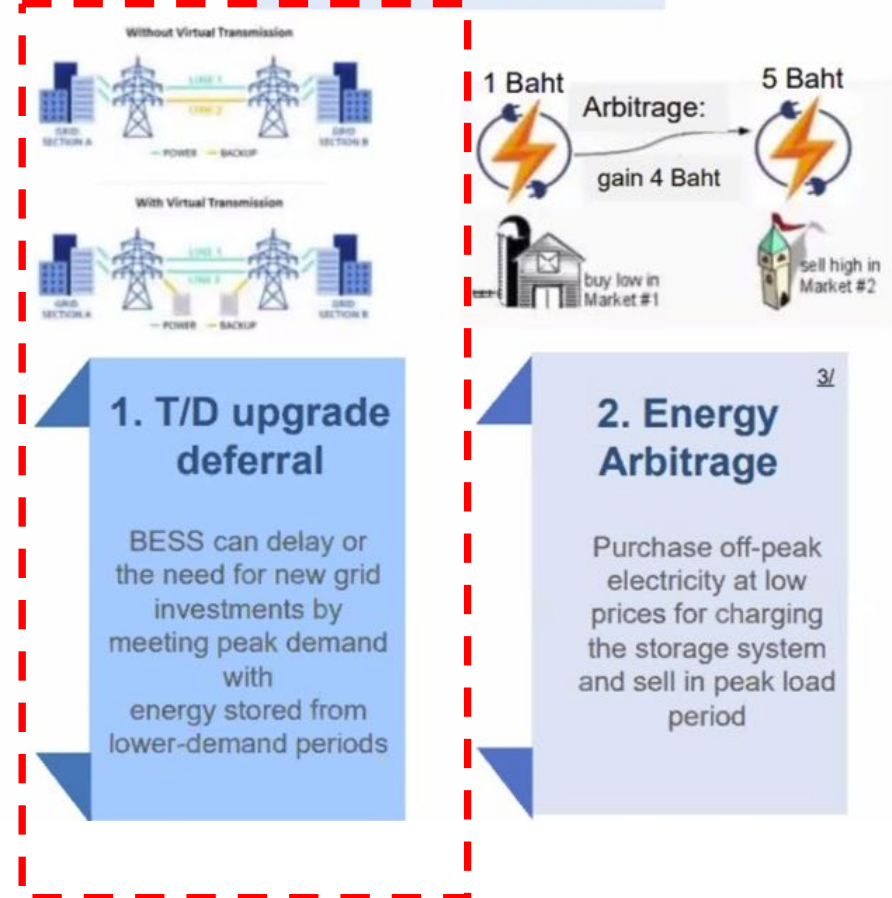
1. Black Start ^{1/}

BESS can avoid fuel costs and emissions from conventional black-start generators

2. Frequency Regulation ^{2/}

BESS can manage the interchange flows between control areas to maintain frequency

Utilizations



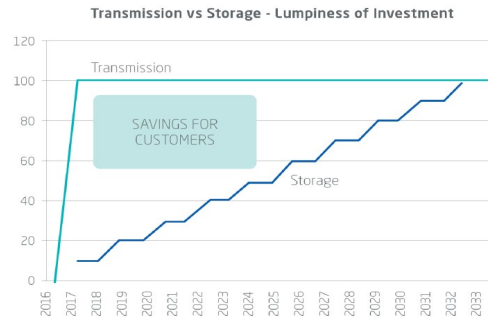
1. T/D upgrade deferral

BESS can delay or the need for new grid investments by meeting peak demand with energy stored from lower-demand periods

2. Energy Arbitrage ^{3/}

Purchase off-peak electricity at low prices for charging the storage system and sell in peak load period

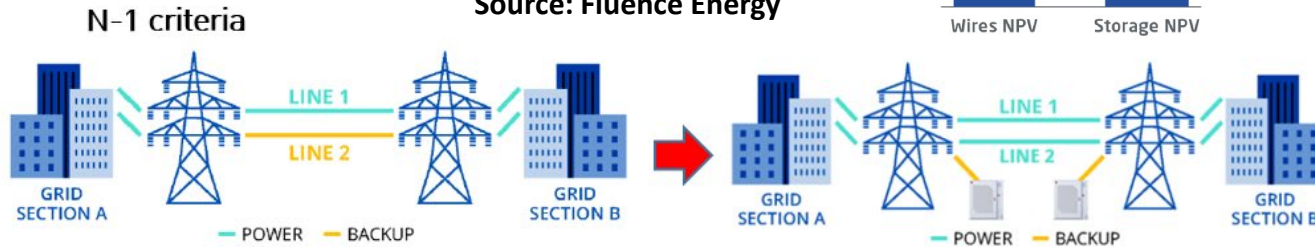
Virtual power lines



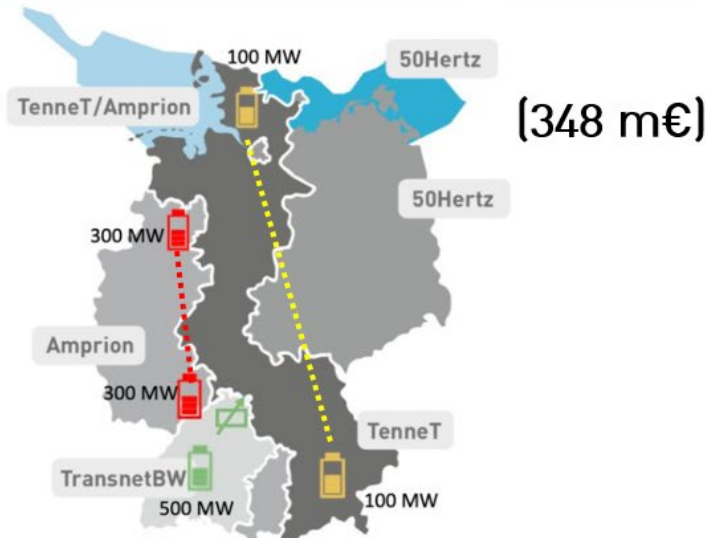
20-year cost of solution (NPV\$, MM)



Source: Fluence Energy



Three TSOs should have *Netzboosters* as pilot projects if the German politics approve the current network transmission plan



Germany TSOs deploy 1.3GW of ESS to reduce grid congestion by 2025

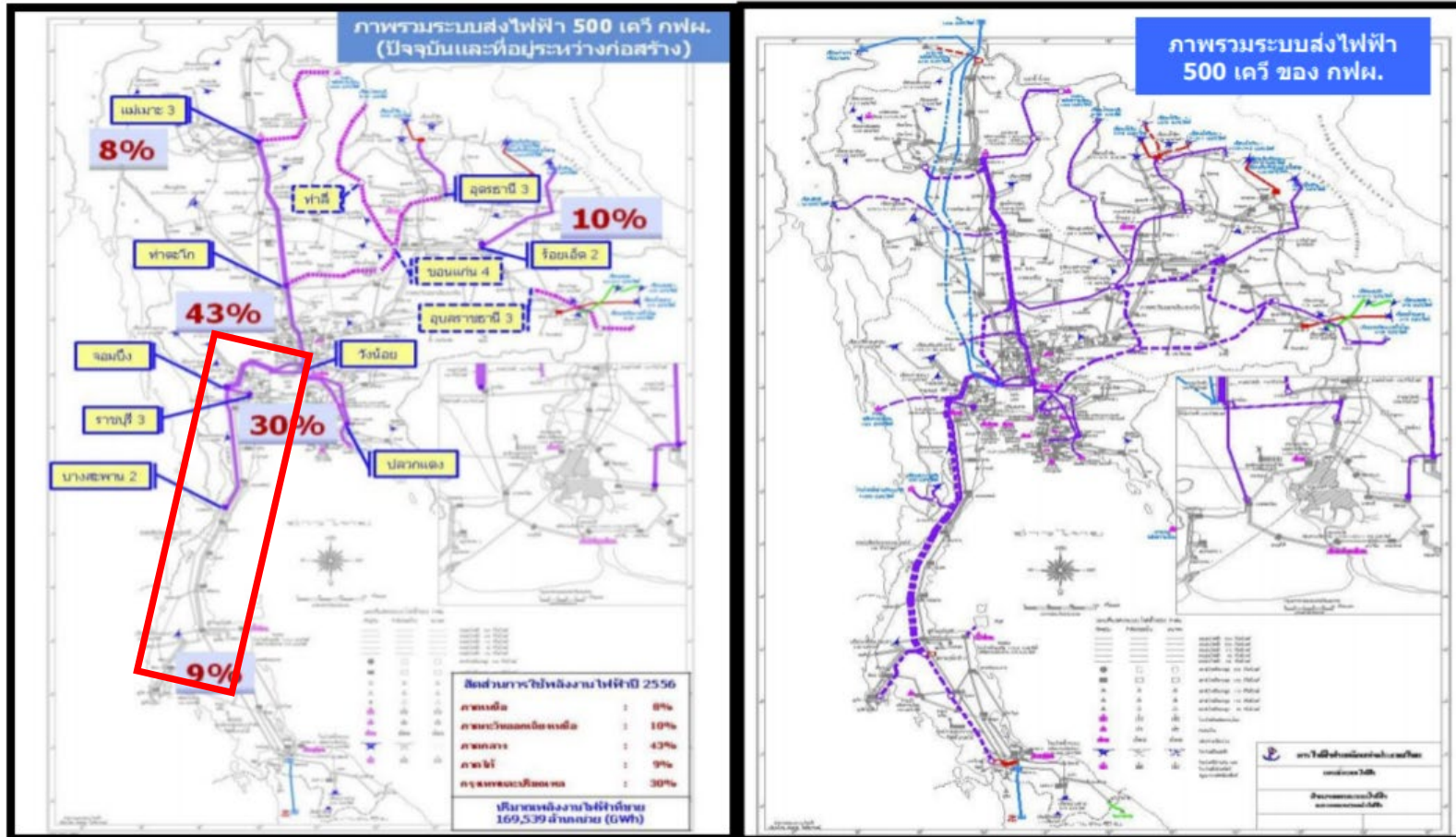
The RINGO project from RTE aims at experiencing virtual lines, paving the way for congestion relief services to the TSO to be set up in 2024



France TSO: 32MW/98MWh (80 m€)

Virtual power lines

๒



รูปที่ 1 ระบบส่ง 500 เควี ที่อยู่ระหว่างการก่อสร้าง และภาพรวมระบบส่ง 500 เควี ในอนาคต

Virtual power lines

ภาคตะวันตกและภาคใต้

สถานะโครงการ :
 • คณะรักษาความสงบแห่งชาติ (คสช.) อนุมัติเมื่อวันที่ 19 สิงหาคม 2557
 ระยะเวลาดำเนินการ : ปี 2557 - 2565

ความจำเป็น

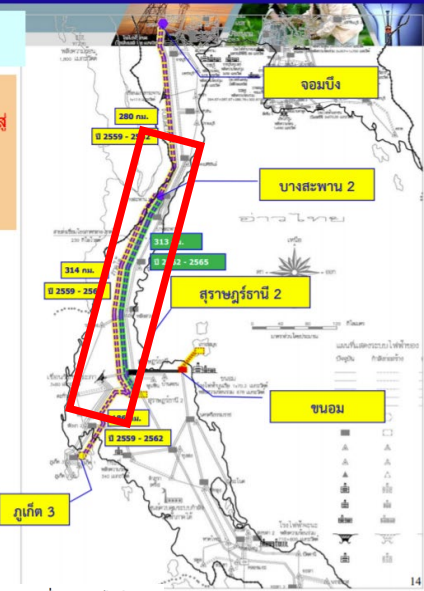
- เสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้าในการจ่ายไฟฟ้าจากภาคกลางสู่ภาคใต้จนถึงจังหวัดภูเก็ต
- รองรับกรณีโรงไฟฟ้าในภาคใต้ไม่เข้าสู่ระบบตามแผน
- รองรับ RE ในภาคใต้ฝั่งตะวันตกเพิ่มเติม

ระยะที่ 1 กำหนดแล้วเสร็จปี 2562

- ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี จอมบึง - บางสะพาน 2 วงจรคู่, ระยะทางประมาณ 280 กม.
- ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี บางสะพาน 2 - สุราษฎร์ธานี 2 วงจรคู่, ระยะทางประมาณ 314 กม.
- ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี สุราษฎร์ธานี 2 - ภูเก็ต 3 วงจรคู่, ระยะทางประมาณ 186 กม.

ระยะที่ 2 กำหนดแล้วเสร็จปี 2565

- ก่อสร้างสายส่ง 500 เควี บางสะพาน 2 - สุราษฎร์ธานี 2 วงจรคู่, ระยะทางประมาณ 313 กม.



ระยะรวมโครงการนี้:

- จอมบึง - บางสะพาน 2 (วงจรที่3และ4): 280 กม.
- บางสะพาน2 - สุราษฎร์ธานี 2 (วงจรที่1และ2): 314 กม.
- สุราษฎร์ธานี 2 - ภูเก็ต 3: 186 กม.
- บางสะพาน2 - สุราษฎร์ธานี 2 (วงจรที่3และ4): 313 กม.

รวม 1093 กม. สำหรับเงินลงทุน 63,200 ล้านบาท → กิโลลต์ 57 ล้าน

ถ้าคิดระยะแค่ วงจรที่3และ4 ระยะสายส่งคือ 280+313 = 593กม. → **33,801** ล้านบาท

ท้ายแผน PDP2018 Rev.1 (http://www.eppo.go.th/images/Information_service/public_relations/PDP2018/PDP2018Rev1.pdf)

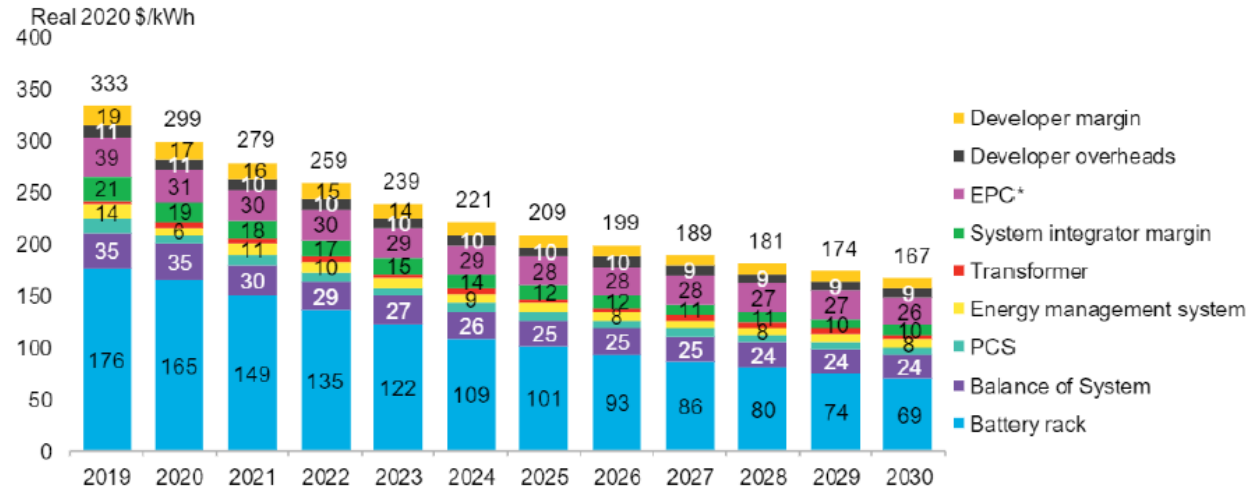
โครงการปรับปรุงระบบส่งไฟฟ้าบริเวณภาคตะวันตกและภาคใต้เพื่อเสริมความมั่นคงระบบไฟฟ้า

ขอบเขตงานและพื้นที่ดำเนินการ	ระยะที่ 1: แล้วเสร็จปี 2562 - ก่อสร้างสายส่ง 500 KV จอมบึง - บางสะพาน 2 วงจรคู่ (วงจรที่ 3 และ 4) ระยะทางประมาณ 280 กิโลเมตร (ใช้เซตระบบโครงข่ายไฟฟ้าใหม่) - ก่อสร้างสายส่ง 500 KV บางสะพาน 2 - สุราษฎร์ธานี 2 วงจรคู่ (วงจรที่ 1 และ 2) ระยะทางประมาณ 314 กิโลเมตร (ใช้เซตระบบโครงข่ายไฟฟ้าใหม่ในภาคกลางและภาคใต้ ระยะทางประมาณ 56 กิโลเมตร และ 258 กิโลเมตร ตามลำดับ) - ก่อสร้างสายส่ง 500 KV สุราษฎร์ธานี 2 - ภูเก็ต 3 วงจรคู่ ระยะทางประมาณ 186 กิโลเมตร (ใช้เซตระบบโครงข่ายไฟฟ้าใหม่)
	ระยะที่ 2: แล้วเสร็จปี 2565 - ก่อสร้างสายส่ง 500 KV บางสะพาน 2 - สุราษฎร์ธานี 2 วงจรคู่ (วงจรที่ 3 และ 4) ระยะทางประมาณ 313 กิโลเมตร (ใช้เซตระบบโครงข่ายไฟฟ้าใหม่)
เงินลงทุน	วงเงินลงทุนรวม 63,200.0 ล้านบาท ยกเป็นค่าใช้จ่ายเพื่อซื้ออุปกรณ์จากต่างประเทศ 6,510.0 ล้านบาท (เทียบเท่า 217 ล้านเหรียญสหรัฐฯ) และค่าใช้จ่ายเพื่อซื้ออุปกรณ์ในประเทศและการก่อสร้างอีก 56,690.0 ล้านบาท
สถานะโครงการ	ได้รับการอนุมัติจากคณะรัฐมนตรี เมื่อ 19 สิงหาคม พ.ศ. 2557 ขณะนี้อยู่ระหว่างการดำเนินการจัดการด้านการเงิน สักรว ออกแบบสายส่ง และออกแบบสถานีไฟฟ้าแรงสูง

ภาค	ต้องการ	ผลิตได้
เหนือ	6033	9379
อีสาน	8335	16302 (เป็นซื้อจากตปท.6888)
กลางบน	5908	9451
ตะวันออก	10033	14653
ตะวันตก	6214	7581
ใต้	5264	8662 (เป็นซื้อจากมาเล 300 และพึ่งจากภาคกลางเพราะN-1 แต่ก็สร้างโรงเพิ่ม สรุปคือทำสองอย่าง)
นครหลวง	15037	11183

Virtual power lines

Figure 4: Benchmark four-hour storage system cost



Source: BloombergNEF. Note: Excludes warranty costs, which are often paid annually rather than as part of the initial capital expenditure. These costs do not explicitly include any taxes, although due to a lack of transparency in the market, some may be unknowingly included. This is for a brownfield development so excludes grid connection costs. Does not include salvage costs or project augmentation. 2019 figures adjusted for inflation to convert to real 2020 U.S. dollars.

ถ้าคิดระยะแค่ วงจรที่3และ4 ระยะสายส่งคือ $280+313 = 593$ กม. → **33,801** ล้านบาท

ราคาแบตเตอรี่ = $XXX \text{ (MWh)} \times 259\text{k(kwh)} \times 37\text{(bht)} = 33,801$ ล้านบาท

ขนาดแบตเตอรี่ = 3,527 MWh

กระทรวงพลังงาน คาดใช้เกณฑ์ดัชนีความเชื่อถือได้ หรือ Loss of Load Expectation -LOLE ที่จะยอมรับให้ไฟฟ้าดับได้ 0.7 วันใน 1 ปี มาใช้ในการกำหนดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ PDP2022 ฉบับใหม่ แทนเกณฑ์สำรองไฟฟ้า 15% ซึ่งจะมีผลให้สามารถเพิ่มปริมาณรับซื้อไฟฟ้าเข้ามาในระบบได้มากขึ้น เนื่องจากจะมีการเพิ่มสัดส่วนพลังงานทดแทนเข้าระบบในอนาคตถึง 50%ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมด อย่างไรก็ตาม ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องมีการจ่ายค่าลงทุน Back upในระบบเพิ่มสูงขึ้นด้วย

Thank you