

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. Objetivo general	2
1.2.2. Objetivos específicos	2
1.3. Estructura del trabajo	2
2. Marco teórico y estado del arte	3
2.1. Marco teórico	3
2.1.1. Modelos de despacho eléctrico y operación del sistema eléctrico	3
2.1.2. Modelos de planificación de expansión de la transmisión	5
2.1.3. Métodos de <i>clustering</i>	6
2.1.3.1. <i>Clustering</i> jerárquico aglomerativo	7
2.1.3.2. <i>Clustering k-means</i>	8
2.1.3.3. <i>Clustering k-medoids</i>	8
2.1.4. Métrica de error RMSE	9
2.1.5. Plataforma de simulación Ameba	10
2.2. Estado del arte	11
3. Antecedentes	15
3.1. Descripción del caso de estudio	15
3.2. Método de agregación temporal de la CNE	18
3.3. Adaptación de los días representativos hábil y no hábil de generación renovable a los datos horarios	19
3.4. Correlación entre zonas	21
4. Metodología y desarrollo	23
4.1. Esquema metodológico	23
4.2. Desarrollo de la propuesta metodológica	25
5. Resultados y análisis	27
5.1. Elección del método de <i>clustering</i>	27
5.2. División geográfica por subestación	28
5.3. Cantidad de días representativos por mes	29
5.3.1. Correlación entre zonas	32
5.4. Simulación de la operación en Ameba	36
5.4.1. Costo de operación del sistema	37
5.4.2. Costos marginales	37

5.4.3.	Generación por tecnología	38
5.4.3.1.	Generación a carbón, GNL y diésel	39
5.4.3.2.	Generación eólica	40
5.4.4.	Corrección del método de <i>clustering k-medoids</i> basado en series de tiempo	43
5.4.5.	Tiempo de simulación	46
6.	Conclusiones y trabajos futuros	47
6.1.	Conclusiones generales	47
6.2.	Trabajos futuros	49
	Bibliografía	50
	Anexo	53