

Evaluación de Ejecución y Experiencias de Sistema Fotovoltaico de Escala Comercial Interconectado a la Red Eléctrica; 25 Años Después

Gerardo Cosme Núñez

Solartek, Dorado, Puerto Rico, Solartek@coqui.net

Amaury Malave

Puerto Rico Energy Center/Universidad del Turabo, Gurabo, Puerto Rico, amalave@prec.pr

ABSTRACT

Se presenta un estudio de ejecución y condición del sistema fotovoltaico conectado a la red eléctrica más antiguo de Puerto Rico que data de los años 80's. En él se relata una descripción de su condición pasada y presente, perspectivas históricas y experiencias. Se analiza las condiciones actuales de este sistema fotovoltaico con el propósito de evaluar la durabilidad y ejecución de estos sistemas fotovoltaicos a largo plazo, compararlo con las expectativas que reclaman en sus garantías los fabricantes e identificar patrones típicos de envejecimiento o fallas en estos sistemas según entran en años. Se relata el proceso de restauración reciente hecho en el sistema y se compara la ejecución del sistema al presente restaurado contra su ejecución histórica y versus tecnologías actuales.

Keywords: fotovoltaico, garantías, restauración, tecnología

RESUMEN

This study presents the experiences and present condition of the oldest grid tied solar photovoltaic panel in Puerto Rico. This array was first installed in the 1980's and the analysis focuses on its historic perspective, its past and actual condition and the learned experiences during its lifetime. The actual operating conditions and production are analyzed with the goal understanding the reliability of long term PV projects with real data and compare its operating parameters with the warranties offered by present PV manufacturers. The possible failure causes in such systems as well as the impact of aging in the panels. Since the system was relocated, the restoring process is documented and its resulting performance is compared to the system historical performance and the expected performance with present day technology.

Palabras claves: fotovoltaico, garantías, restauración, tecnología

1. INTRODUCCION HISTORICO DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EVALUADO

El sistema fotovoltaico estudiado contaba originalmente con 1080 paneles de 90 vatios cada uno para una capacidad de 97.2 kilovatios acoplado a un inversor de 100 kilovatios. Este sistema fue instalado en la costa sur de Puerto Rico en el año 1986 a un costo 1.1 millones de Dólares o a \$11.3 Dólares por vatio y operado por la utilidad eléctrica local desde 1987 hasta 1994. Este sistema fotovoltaico fue en ese entonces el más grande de América Latina y fue el primer sistema fotovoltaico interconectado a la red eléctrica en Puerto Rico. La operación del sistema fue uno intermitente, mayormente por problemas del inversor y monitoreo. Para el 1996 se comenzó el proceso de traslado y re- instalación en su localización actual en la Escuela de Ingeniería de la Universidad del Turabo de Puerto Rico, localizada en la región central de la isla. Su uso fue uno también intermitente por las mismas razones, además del proceso del traslado y tormentas. Desde sus inicios ha sufrido

el embate del tiempo y huracanes, en especial fue el Huracán Georges en el año 1998 el cual registró vientos de 96 millas por hora en el área del proyecto.

S

Figure 1: Módulo fotovoltaico afectado por el golpe directo de un objeto durante el Huracán Georges en 1998.

El proyecto de relocalización no estaba aun completado, ayudando a que el embate del huracán causara daños a la estructura de montaje y módulos fotovoltaicos. Como resultado de esto el proyecto tuvo que ser reconfigurado a la capacidad actual de 81 kilovatios. Recientemente y como parte de la construcción de las facilidades del Centro Energético de puerto Rico dentro de las facilidades universitarias, inauguradas el 4 de marzo de 2010, se re- acondicionó este sistema fotovoltaico a su estado actual.



Figure 2: Módulos fotovoltaicos y soportes afectados por vientos huracanados durante el Huracán Georges en 1998.

Empíricamente sabemos que los módulos fotovoltaicos estudiados han estado expuestos al sol todos estos años pero no necesariamente en operación, por la intermitencia mencionada anteriormente. Por lo tanto y para efectos prácticos se asume que los módulos han estado expuestos en condición de circuito abierto y se infiere así que los resultados de este estudio pueden ser diferentes de los módulos haber estado en operación continua por la misma cantidad de tiempo.

2. DESCRIPCION DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO EVALUADO ACTUALMENTE

El sistema fotovoltaico consiste de un arreglo de 900 módulos fotovoltaicos fabricados por Solarex de 90 vatios cada uno totalizando 81 kilovatios DC. Este sistema está dividido en 10 sub arreglos de 90 módulos cada uno. Cada dos sub arreglos totalizando 180 módulos o 16.2 kilovatios están acoplados a un inversor de marca Solectria de 15 kilovatios. El sistema fotovoltaico en su totalidad utiliza cuatro inversores, por lo cual su capacidad de generación en DC es de 60 kilovatios. Estos 60 kilovatios están compuestos por los módulos fotovoltaicos que mejores resultados mostraron en las pruebas eléctricas de campo previo a la restauración. Los restantes 21 kilovatios de los 81 totales son utilizados para investigación y desarrollo de proyectos pequeños y se compone de una mezcla de módulos fotovoltaicos en diversas condiciones. El arreglo fotovoltaico está enclavado en el suelo y expuesto hacia el sur con inclinación de 18 grados, equivalente a la latitud de Puerto Rico. El sistema está conectado al cuarto eléctrico del Centro Energético de Puerto Rico a una tensión de 480 VAC y 60 Hz, que a su vez está conectado al sistema eléctrico de la Universidad del Turabo y consecuentemente a la red eléctrica general. Adyacente al sistema fotovoltaico se encuentra el sistema de

monitoreo y adquisición de datos. Este equipo levanta tanto datos ambientales como operacionales del sistema fotovoltaico.



Figure 3: Vista parcial del parque de arreglo fotovoltaico evaluado al presente.

3. MÓDULO FOTOVOTAICO

El módulo evaluado es marca Solarex modelo SXP-48. Consiste de dos láminas enmarcadas en un marco de aluminio anodizado con cristal de bajo contenido de hierro y en la parte posterior, donde las celdas descansan una base engomada. Cada lamina contiene 40 celdas de 10 x10 cm de silicio policristalino encapsuladas en EVA. La capacidad original nominal a potencia máxima por lámina es de 4.5 voltios y entre 10 a 12 amperios de corriente. Las dos láminas del módulo son interconectadas entre sí en serie. Cada módulo contiene un diodo de desvío externo entre las dos láminas para proteger las celdas y módulos de efectos adversos por ensombreamiento localizado. Los módulos datan del año 1986 y contaban para entonces con una garantía de 5 años. El diseño y construcción de los módulos fotovoltaicos poli-cristalinos en los años 80's no ha sufrido mayores cambios al presente mas allá de lograr mayores tamaños de la celdas, mejorar calidad y eficiencia, además de abaratar los costos de producción.



Figure 4: Vista parcial de los equipos de manejo de energía (inversores y desconectivos) del sistema fotovoltaico evaluado al presente.

4. PROCESO

El estudio comenzó al iniciarse el proceso de repotenciación del proyecto. Para el mes de septiembre de 2009 se realizó a tales efectos una auditoria al sistema fotovoltaico, para determinar las condiciones existentes del sistema. La auditoria consistió en inspeccionar los equipos y realizar diversas pruebas a los mismos. Esta auditoria evaluó el equipo del sistema de balance que comprende inversor, transformadores y desconectivos

como también el patio del arreglo fotovoltaico o matriz de paneles fotovoltaicos. A excepción de los desconectivos, y cajas de combinadores, el resto del equipo que comprende del inversor y transformadores fueron descartados por desuso, deterioro y problemas de humedad acumulada en los mismos. Finalmente es en el patio del arreglo fotovoltaico donde se realizó la mayor parte de la auditoria en detalle del proyecto. Primero se inspeccionó de forma ocular las placas solares en busca de defectos en las mismas. Los defectos encontrados fueron; cristales rotos, manchas blancas, manchas marrón, cajas de combinación de las placas derretidas, Cajas de combinación de celdas despegadas y manchas marrón generalizadas en los módulos. Estos defectos concuerdan y son discutidos por diferentes autores que a su haber han estudiado celdas fotovoltaicas cristalinas expuestas por largo periodos de tiempo.

4.1 Degradación del Material de Empaque

Las manchas y material deteriorado observado en el proyecto se pueden catalogar como degradación en 5 distintas categorías, estas son; 1) degradación del empaque del material, 2) pérdida de adhesión, 3) degradación de interconexión de celda/módulo, 4) degradación causada por intrusión de humedad y 5) degradación del semiconductor en sí. [1]



Figure 5: Detalle de mancha marrón generalizada en módulo. Note intensidad de la mancha es mayor en el centro de la celda

La mancha marrón generalizada en los módulos fotovoltaicos, la cual es más pronunciada en el centro de la celda y se atenúa según vamos hacia afuera de la celda es realmente un deterioro que ocurre en el EVA. Esto se puede constatar cuando se observa un módulo roto, en el que podemos separar el encapsulante y vemos que la celda tiene el color normal. Basados en la observación de que el tono marrón es más marcado desde el centro hacia afuera podemos inferir que esta diferencia se debe a la diferencia en temperatura ocurrida la cual presumimos debe ser mayor al centro y se debe ir disipando según vamos a los extremos de la celda. Este tipo de deterioro provoca una reducción obvia de eficiencia por obstruir el paso de los rayos solares a la celda. Otro tipo de deterioro de empaque conocido es cuando se rompe el cristal del módulo. Este deterioro causa la intrusión de humedad en el módulo causando corrosión al mismo, provocando reducción de producción y fallas de tierra [2]



Figure 6: Detalle de módulo fotovoltaico con cristal roto. Note además la mancha marrón generalizada en los módulos circundantes

4.2 Degradación de Adhesión.

Esto es cuando se despega de forma parcial el laminado de la celda. Esto provoca puntos calientes, ya que esta falta de uniformidad afecta la habilidad de disipar calor tanto en la celda como en el módulo.



Figure 7: Detalle de fisura del material posterior de módulo fotovoltaico. Note que la luz solar atraviesa el módulo.

4.3 Degradación de Interconexión.

Esto ocurre por la fatiga termo-mecánica a la cinta metálica que interconecta las celdas y puntos de conexión en el módulo. Este material es una aleación de estaño. El resultado de esta degradación es un aumento en la resistencia eléctrica del material, causando puntos calientes y reduciendo la eficiencia del módulo, aunque la de la celda no se vea directamente afectada.

4.4 Intrusión de Humedad

La intrusión de humedad causa corrosión en la celda, afectando adversamente las celdas, empaque, interconexiones y el módulo en general. Esto provoca pérdidas en eficiencia y fallas de tierra.

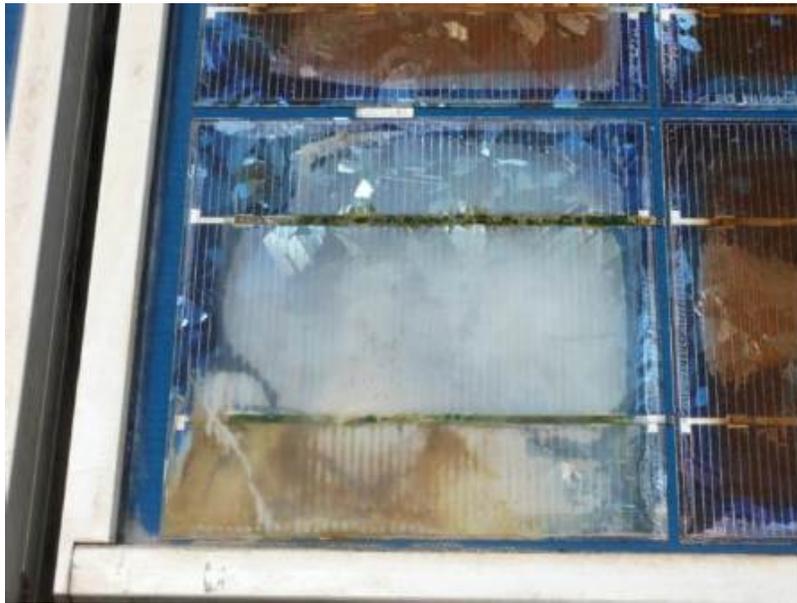


Figure 8: Detalle de agua atrapada en la celda.



Figure 9: Detalle de celda afectada por intrusión de humedad. Note los daños a la celda y cintas de conducción eléctrica.

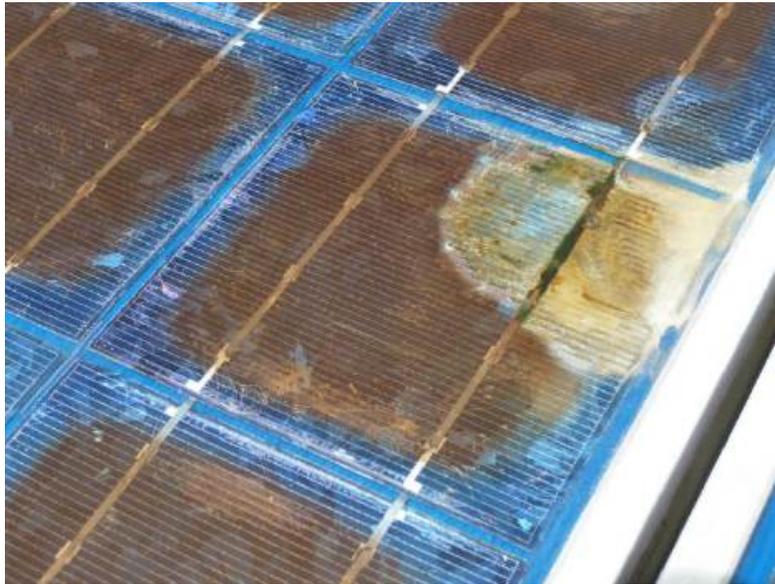


Figure 10: Detalle de comienzo de daños por humedad a celda de forma parcial. Presumiblemente un punto caliente provocó desprendimiento del encapsulamiento, permitiendo la entrada de humedad causando daños por corrosión.

Es conocido que los semiconductores de silicio son materiales estables y se ha demostrado a través de pruebas de envejecimiento acelerado y envejecimiento natural. Esta degradación ha sido cuantificada por los fabricantes de módulos fotovoltaicos y es mayormente la base en que estos fabricantes ofrecen sus garantías, asumiendo claro así, que el módulo mantenga su integridad física a lo largo del tiempo. Esta de gradación ocurre de dos formas; en las primeras horas de exposición al sol, la cual se conoce como degradación fotónica estimada en 2.5% y por exposición extendida, la cual se asume en 0.7% anual [3].

Los módulos que demostraron los defectos discutidos al extremo fueron descartados. No obstante, a algunos de ellos se les hizo las pruebas eléctricas de campo de toda forma, y a pesar de tener marcados defectos, algunas de estas láminas de módulos operaban dentro de los parámetros aceptables. A pesar de esto, no se utilizaron para energizar los nuevos inversores, por entender que a largo plazo estos módulos pueden presentar problemas.

El arreglo fotovoltaico fue totalmente desconectado entre módulos, incluyendo los diodos de desvío con el propósito de ser probadas una a una sus características eléctricas bajo condiciones reales de campo. Para estas pruebas se tomaron valores de voltaje a circuito abierto, corriente de corto circuito y voltaje a tierra. Las pruebas se realizaron bajo condiciones optimas de sol entre 10:00 am a 2:00 pm con una radiación medida de entre 800 a 1,200 vatios por metro cuadrado, y temperatura de celda de entre 120 a 170 grados Fahrenheit. Los paneles solares que estaban por debajo del valor nominal de voltaje y corriente fueron descartados y al igual los módulos que mostraron un voltaje por encima de 0.5 voltios o polaridad invertida en la prueba de tierra. De los 900 módulos evaluados quedaron alrededor del 80% en condiciones aceptables para ser reconectados y ponerlos en servicio acoplado a los nuevos inversores de forma continua.

Para indagar más en la condición real de los módulos fotovoltaicos se logró con la colaboración de Pevafersa América, empresa Española que manufactura módulos fotovoltaicos en Humacao, Puerto Rico, realizar la prueba de “Flash”. Esta prueba consiste en exponer el módulo fotovoltaico a ser evaluado a un centellazo controlado por no más de un segundo, el cual simula la radiación solar. Para esta prueba se escogieron 4 módulos fotovoltaicos que se componen de 8 láminas, al azar, como muestra representativa del arreglo fotovoltaico total, para ser sometidos a la prueba. Es de este tipo de prueba que se les da el valor de placa o “name plate” a módulos fotovoltaicos nuevos bajo condiciones estándares conocida en Ingles como STC o

“Estándar Test Conditions”. La prueba del Flash toma en consideración valores de entrada tales como el área y número de celdas fotovoltaicas en el módulo a ser evaluado, configuración del módulo en términos del amarre eléctrico en combinaciones de serie y paralelo de las

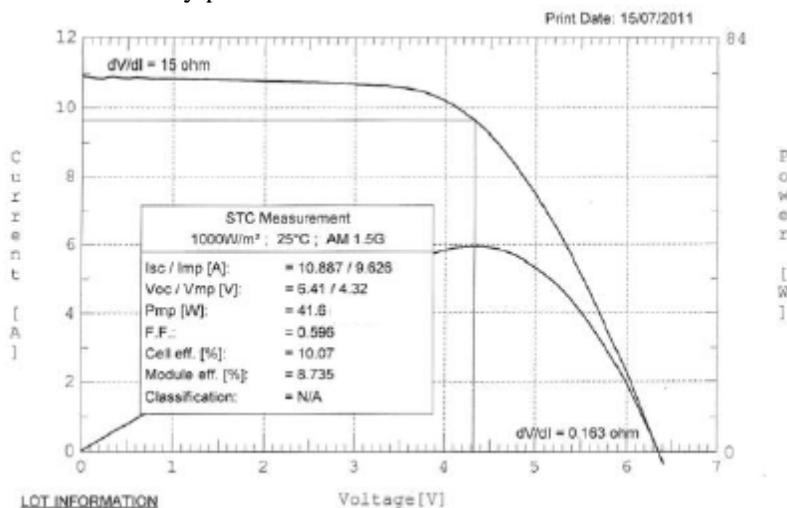


Figure 11: Grafica de I-V de la lámina número 3.

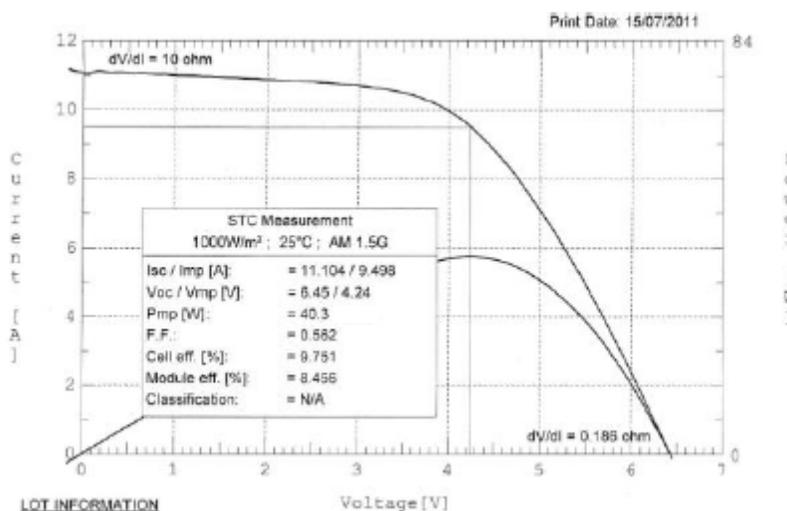


Figure 12: Grafica de I-V de la lámina número 6.

celdas fotovoltaicas que componen el módulo fotovoltaico, el valor de radiación solar en términos de vatios por metro cuadrado, temperatura ambiental y temperatura de celda.

Los valores resultantes de salida que se obtienen es corriente, voltaje, eficiencia de celda y la totalidad del módulo fotovoltaico. Los valores de voltaje y corriente son graficados para obtener los valores de potencia según varía la corriente y voltaje obtenidos a tres niveles de radiación de 1000, 800 y 600 vatios por metro cuadrado respectivamente.

5. RESULTADOS DE LA PRUEBA DEL FLASH

Para las 8 láminas sometidas a las pruebas del flash se obtuvieron las gráficas de potencia (corriente vs voltaje), además se obtuvieron valores de eficiencia de la celda y módulo respectivamente. En la tabla 1 se desglosa el resultado generalizado a las laminas probadas. Es importante aclarar que la lamina 1 no se incluye en los datos

ya que al ser la primera en ser evaluada, ocurrieron errores de medición en la misma que fueron corregidos en las siguientes laminas. La lamina 7 es un caso especial ya que el cristal estaba roto.

Por otra parte, la tabla 2 resume los datos medulares del enfoque de este estudio. En esta tabla podemos ver cuál es la eficiencia medida de tanto la celda como la lamina, y como compara en forma porcentual la eficiencia y potencia actual de cada lamina versus la reclamada por el fabricante hace 25 años.

Tabla1. Resultados de prueba de flash para 7 laminas

Número de lamina	Potencia de exposición	Voltaje (V)	Corriente (A)	Eficiencia
2	1000	4.35	9.054	8.28
3	1000	4.32	9.626	8.74
4	1000	4.4	9.394	8.67
5	1000	4.27	9.611	8.62
6	1000	4.24	9.498	8.46
7	1000	4.48	6.928	6.51
8	1000	4.33	8.465	7.7
2	600	4.36	5.363	8.26
3	600	4.5	5.753	9.05
4	600	4.53	5.599	8.88
5	600	4.36	5.788	8.84
6	600	4.36	5.713	8.71
7	600	4.44	4.203	6.53
8	600	4.58	5.043	8.09

Tabla 2. Resultados de prueba de flash para 7 laminas y comparacion porcentual declarado cuando Nuevo vs actual

Número de Lamina	Eficiencia de Celda	Eficiencia de Modulo	Potencia Maxima	Diferencia porcentual en eficiencia	Diferencia porcentual en Potencia Maxima
2	9.55	8.28	39.40	77.02	82.08
3	10.10	8.74	41.60	81.30	86.67
4	10.00	8.67	41.30	80.65	86.04
5	9.94	8.62	41.00	80.19	85.42
6	9.74	8.46	40.30	78.70	83.96
7	7.42	6.44	31.00	59.91	64.58
8	8.88	7.70	36.70	71.63	76.46

6. CONCLUSIONES

Los resultados de la prueba del flash confirman las expectativas de garantía de los módulos actuales de 25 años, aplicados a regiones tropicales. La única excepción marcada fue la lámina con el cristal roto, lo cual expone las celdas al ambiente. El problema o reto mayor de los módulos fotovoltaicos es mantener las celdas protegidas de la intromisión de agua, la cual acorta de forma considerable la expectativa de vida útil de los módulos fotovoltaicos o al menos derrota el reclamo de que por lo menos 80% de su potencia inicial se mantenga en 25 años. Lo alentador aquí, es que basado en nuestra experiencia de cerca de 20 años, es que los módulos fotovoltaicos de reputación y de fabricación más reciente de por lo menos 15 años atrás, no demuestran deterioro en las celdas tan

frecuentes como las vistas aquí, las cuales eran ya eran evidentes cuando los módulos tenían 15 años. Esto se debe a adelantos tecnológicos de manufactura y mejores controles de calidad. Entonces, de poder mantener protegidos de la humedad de forma exitosa las celdas fotovoltaicas, la degradación del material estará conforme a las garantías de 25 años. Esto en parte es debido a que el silicio es muy un material estable, por lo que la degradación de potencia en los módulos evaluados en buen estado es mas atribuible a la turbidez color marrón que ocurrió en el encapsulante, lo cual ya no es tan común hoy en día y a la degradación en los puntos de conexión y soldadura entre celdas. Estos resultados, combinados al hecho que estos módulos fotovoltaicos de 25 años, fueron trasladados de una localización a otra, además de re-configurar su arreglo para adaptarlo a las condiciones y tecnología actuales, demuestran de forma tangible, que los sistemas fotovoltaicos pueden ser, relocalizados sin mayores obstáculos y que la energía solar es una tecnología madura, durable y confiable.

7. REFERENCIAS

- M. A. Quintana, D.L. King, "Commonly Observed Degradation in Field-Aged Photovoltaic Modules", Sandia National Laboratory, National Renewable Energy Laboratory.
- Hedstrom, J., Palmblad, L., "Performance of Old PV Modules, Measurement of 25 years Old Crystalline Silicone Modules", October 2006, Sweden
- Dunlop, E., "Lifetime Performance of Crystalline Silicon PV Modules"; European Commission, 3rd World Conference on Photovoltaic Energy Conversion, 2003, Osaka, Japan.

Authorization and Disclaimer

Authors authorize LACCEI to publish the paper in the conference proceedings. Neither LACCEI nor the editors are responsible either for the content or for the implications of what is expressed in the paper.