

EMPRESA: ASOC. CAHUA-EP		HORAS REQUERIDOS POR LOS MANTENIMIENTOS MENORES DEL 2007 COES-SINAC												POT EFEC	
CENTRAL		2007												HRS	
GR.		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOT	MW
CENT															
Cahua	G1	8	5			5	5		8		23	5	5	64	21.4
Cahua	G2	8	5			5	10		8		23	5	5	69	21.7
Cahua	CENTRAL			22										22	
Cahua	Total	16	10	22	0	10	15	0	16	0	46	10	10	155	43.1
Pariac	CH1													0	0.1
Pariac	CH2													0	0.2
Pariac	CH3A													0	0.4
Pariac	CH3N													0	0.8
Pariac	CH4													0	3.0
Pariac	CENTRAL													0	
Pariac	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.5
G. Ciego	G1													0	19.0
G. Ciego	G2													0	19.1
G. Ciego	CENTRAL			8						8				16	
G. Ciego	Total	0	0	8	0	0	0	0	0	8	0	0	0	16	38.1
Huayllacho	G1	0	0	0	8	0	0	0	12	0	0	0	15	35	0.2
Huayllacho	CENTRAL	0	0	0	0	16	0	0	0	0	8	0	12	36	
Huayllacho	Total	0	0	0	8	16	0	0	12	0	8	0	27	71	0.2
San Ignacio	G1		32											32	0.4
San Ignacio	CENTRAL	0	0	0	38	8	0	0	0	0	18	0	0	64	
San Ignacio	Total	0	32	0	38	8	0	0	0	0	18	0	0	96	0.4
Misapuquio	G1													0	1.9
Misapuquio	G2													0	1.9
Misapuquio	CENTRAL	0	0	0	16	0	0	0	0	24	0	0	0	40	
Misapuquio	Total	0	0	0	16	0	0	0	0	24	0	0	0	40	3.9
San Antonio	CENTRAL	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	8	0	18	0.6
San Antonio	Total	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	8	0	18	0.6

EMPRESA: ASOC. CAHUA-EP		HORAS REQUERIDOS POR LOS MANTENIMIENTOS MENORES DEL 2008 COES-SINAC												POT EFEC	
CENTRAL		2008												HRS	
GR.	CENT	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	TOT	MW
Cahua	G1	8	5			5	5		8		23	5	5	64	21.4
Cahua	G2	8	5			5	10		8		23	5	5	69	21.7
Cahua	CENTRAL			22										22	
Cahua	Total	16	10	22	0	10	15	0	16	0	46	10	10	155	43.1
Pariac	CH1													0	0.1
Pariac	CH2													0	0.2
Pariac	CH3A													0	0.4
Pariac	CH3N													0	0.8
Pariac	CH4													0	3.0
Pariac	CENTRAL													0	
Pariac	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4.5
G. Ciego	G1													0	19.0
G. Ciego	G2													0	19.1
G. Ciego	CENTRAL			8						8				16	
G. Ciego	Total	0	0	8	0	0	0	0	0	8	0	0	0	16	38.1
Huayllacho	G1	0	0	0	8	0	0	0	12	0	0	0	15	35	0.2
Huayllacho	CENTRAL	0	0	0	0	16	0	0	0	0	8	0	12	36	
Huayllacho	Total	0	0	0	8	16	0	0	12	0	8	0	27	71	0.2
San Ignacio	G1		32											32	0.4
San Ignacio	CENTRAL	0	0	0	38	8	0	0	0	0	18	0	0	64	
San Ignacio	Total	0	32	0	38	8	0	0	0	0	18	0	0	96	0.4
Misapuquio	G1													0	1.9
Misapuquio	G2													0	1.9
Misapuquio	CENTRAL	0	0	0	16	0	0	0	0	24	0	0	0	40	
Misapuquio	Total	0	0	0	16	0	0	0	0	24	0	0	0	40	3.9
San Antonio	CENTRAL	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	8	0	18	0.6
San Antonio	Total	0	0	0	10	0	0	0	0	0	0	8	0	18	0.6

EMPRESA: SAN GABAN

HORAS REQUERIDOS POR LOS MANTENIMIENTOS MENORES DEL 2004 COES-SINAC																	
CENTRAL	GR.	2004											HRS TOT	POT EFEC MW			
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov			Dic		
San Gabán	CENT															0	56.1
San Gabán	G1															0	56.9
San Gabán	G2															0	
San Gabán	Central															0	
San Gabán	Total	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112.9

EMPRESA: SAN GABAN

HORAS REQUERIDOS POR LOS MANTENIMIENTOS MENORES DEL 2005 COES-SINAC																		
CENTRAL	GR.	2005											HRS TOT	POT EFEC MW				
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov			Dic			
San Gabán	CENT																50	56.1
San Gabán	G1	5	5			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	50	56.9
San Gabán	G2			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	50	
San Gabán	Central																0	
San Gabán	Total	0	5	10	5	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	100	112.9

EMPRESA: SAN GABAN

HORAS REQUERIDOS POR LOS MANTENIMIENTOS MENORES DEL 2006 COES-SINAC																	
CENTRAL	GR.	2006											HRS TOT	POT EFEC MW			
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov			Dic		
San Gabán	CENT	5	5			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	50	56.1
San Gabán	G1	5	5			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	50	56.9
San Gabán	G2															0	
San Gabán	Central															0	
San Gabán	Total	10	10	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	100	112.9

EMPRESA: SAN GABAN

HORAS REQUERIDOS POR LOS MANTENIMIENTOS MENORES DEL 2007 COES-SINAC																	
CENTRAL	GR.	2007											HRS TOT	POT EFEC MW			
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov			Dic		
San Gabán	CENT	5	5			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	50	56.1
San Gabán	G1	5	5			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	50	56.9
San Gabán	G2															0	
San Gabán	Central															0	
San Gabán	Total	10	10	0	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	100	112.9

EMPRESA: SAN GABAN

HORAS REQUERIDOS POR LOS MANTENIMIENTOS MENORES DEL 2008 COES-SINAC																	
CENTRAL	GR.	2008											HRS TOT	POT EFEC MW			
		Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov			Dic		
San Gabán	CENT	5	5			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	50	56.1
San Gabán	G1	5	5			5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	50	56.9
San Gabán	G2			5												0	
San Gabán	Central															0	
San Gabán	Total	10	5	5	0	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	100	112.9

RESUMEN DE LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD POR MANTENIMIENTO MENOR DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DEL SEIN-2004-2008

EMPRESA: EDEGEL

Central	Año	Hrs. Reales
Huinco	2004	1,186
Huinco	2005	1,118
Huinco	2006	1,140
Huinco	2007	996
Huinco	2008	1,168
Suma		5,608
Promedio		1,122
Desviación Std		75

EMPRESA: ELECTROPERU

Central	Año	Hrs. Reales
Restitución	2004	102
Restitución	2005	-
Restitución	2006	-
Restitución	2007	-
Restitución	2008	-
Suma		102
Promedio		20
Desviación Std		46

EMPRESA: EGASA

Central	Año	Hrs. Reales
Charcani II	2004	50
Charcani II	2005	56
Charcani II	2006	50
Charcani II	2007	56
Charcani II	2008	50
Suma		262
Promedio		52
Desviación Std		3

EMPRESA: EGESUR

Central	Año	Hrs. Reales
Aricota II	2004	-
Aricota II	2005	-
Aricota II	2006	-
Aricota II	2007	-
Aricota II	2008	-
Suma		0
Promedio		0
Desviación Std		0

EMPRESA: EDEGEL

Central	Año	Hrs. Reales
Matucana	2004	206
Matucana	2005	256
Matucana	2006	122
Matucana	2007	211
Matucana	2008	256
Suma		1,051
Promedio		210
Desviación Std		55

EMPRESA: EGENOR

Central	Año	Hrs. Reales
C. Pato	2004	1,186
C. Pato	2005	2,332
C. Pato	2006	2,096
C. Pato	2007	2,174
C. Pato	2008	2,332
Suma		10,120
Promedio		2,024
Desviación Std		479

EMPRESA: EGASA

Central	Año	Hrs. Reales
Charcani III	2004	48
Charcani III	2005	54
Charcani III	2006	48
Charcani III	2007	48
Charcani III	2008	48
Suma		246
Promedio		49
Desviación Std		3

EMPRESA: ASOC. CAHUA-EP

Central	Año	Hrs. Reales
Cahua	2004	90
Cahua	2005	155
Cahua	2006	140
Cahua	2007	155
Cahua	2008	155
Suma		695
Promedio		139
Desviación Std		28

EMPRESA: EDEGEL

Central	Año	Hrs. Reales
Callahuanca	2004	144
Callahuanca	2005	112
Callahuanca	2006	128
Callahuanca	2007	128
Callahuanca	2008	128
Suma		640
Promedio		128
Desviación Std		11

EMPRESA: EGENOR

Central	Año	Hrs. Reales
Carhuaquero	2004	132
Carhuaquero	2005	94
Carhuaquero	2006	98
Carhuaquero	2007	98
Carhuaquero	2008	119
Suma		541
Promedio		108
Desviación Std		17

EMPRESA: EGASA

Central	Año	Hrs. Reales
Charcani IV	2004	75
Charcani IV	2005	67
Charcani IV	2006	75
Charcani IV	2007	67
Charcani IV	2008	67
Suma		351
Promedio		70
Desviación Std		4

EMPRESA: ASOC. CAHUA-EP

Central	Año	Hrs. Reales
Pariac	2004	-
Pariac	2005	-
Pariac	2006	52
Pariac	2007	-
Pariac	2008	-
Suma		52
Promedio		10
Desviación Std		23

RESUMEN DE LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD POR MANTENIMIENTO MENOR DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DEL SEIN-2004-2008

EMPRESA: EDEGEL		
Central	Año	Hrs. Reales
Moyopampa	2004	248
Moyopampa	2005	320
Moyopampa	2006	448
Moyopampa	2007	320
Moyopampa	2008	320
Suma		1,656
Promedio		331
Desviación Std		72

EMPRESA: ELECTROANDES		
Central	Año	Hrs. Reales
Yaupi	2004	500
Yaupi	2005	470
Yaupi	2006	470
Yaupi	2007	470
Yaupi	2008	470
Suma		2,380
Promedio		476
Desviación Std		13

EMPRESA: EGASA		
Central	Año	Hrs. Reales
Charcani V	2004	204
Charcani V	2005	236
Charcani V	2006	244
Charcani V	2007	244
Charcani V	2008	236
Suma		1,164
Promedio		233
Desviación Std		17

EMPRESA: ASOC. CAHUA-EP		
Central	Año	Hrs. Reales
G. Ciego	2004	-
G. Ciego	2005	16
G. Ciego	2006	16
G. Ciego	2007	16
G. Ciego	2008	16
Suma		64
Promedio		13
Desviación Std		7

EMPRESA: EDEGEL		
Central	Año	Hrs. Reales
Huampaní	2004	274
Huampaní	2005	198
Huampaní	2006	198
Huampaní	2007	206
Huampaní	2008	222
Suma		1,098
Promedio		220
Desviación Std		32

EMPRESA: ELECTROANDES		
Central	Año	Hrs. Reales
Malpaso	2004	208
Malpaso	2005	256
Malpaso	2006	256
Malpaso	2007	256
Malpaso	2008	256
Suma		1,232
Promedio		246
Desviación Std		21

EMPRESA: EGASA		
Central	Año	Hrs. Reales
Charcani VI	2004	52
Charcani VI	2005	52
Charcani VI	2006	52
Charcani VI	2007	46
Charcani VI	2008	46
Suma		248
Promedio		50
Desviación Std		3

EMPRESA: ASOC. CAHUA-EP		
Central	Año	Hrs. Reales
Huayllacho	2004	71
Huayllacho	2005	71
Huayllacho	2006	71
Huayllacho	2007	71
Huayllacho	2008	71
Suma		355
Promedio		71
Desviación Std		0

EMPRESA: EDEGEL		
Central	Año	Hrs. Reales
Yanango	2004	130
Yanango	2005	120
Yanango	2006	120
Yanango	2007	120
Yanango	2008	120
Suma		610
Promedio		122
Desviación Std		4

EMPRESA: ELECTROANDES		
Central	Año	Hrs. Reales
Pachachaca	2004	224
Pachachaca	2005	224
Pachachaca	2006	224
Pachachaca	2007	224
Pachachaca	2008	224
Suma		1,120
Promedio		224
Desviación Std		0

EMPRESA: EGEMSA		
Central	Año	Hrs. Reales
Machupicchu	2004	214
Machupicchu	2005	-
Machupicchu	2006	-
Machupicchu	2007	-
Machupicchu	2008	-
Suma		214
Promedio		43
Desviación Std		96

EMPRESA: ASOC. CAHUA-EP		
Central	Año	Hrs. Reales
San Ignacio	2004	96
San Ignacio	2005	96
San Ignacio	2006	96
San Ignacio	2007	96
San Ignacio	2008	96
Suma		480
Promedio		96
Desviación Std		0

RESUMEN DE LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD POR MANTENIMIENTO MENOR DE LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DEL SEIN-2004-2008

EMPRESA: EDEGEL

Central	Año	Hrs. Reales
Chimay	2004	276
Chimay	2005	240
Chimay	2006	250
Chimay	2007	250
Chimay	2008	260
Suma		1,276
Promedio		255
Desviación Std		14

EMPRESA: ELECTROANDES

Central	Año	Hrs. Reales
Oroya	2004	240
Oroya	2005	288
Oroya	2006	288
Oroya	2007	288
Oroya	2008	288
Suma		1,392
Promedio		278
Desviación Std		21

EMPRESA: EGEMSA

Central	Año	Hrs. Reales
Hercca	2004	9
Hercca	2005	-
Hercca	2006	-
Hercca	2007	-
Hercca	2008	-
Suma		9
Promedio		2
Desviación Std		4

EMPRESA: ASOC. CAHUA-EP

Central	Año	Hrs. Reales
Misapuquio	2004	40
Misapuquio	2005	40
Misapuquio	2006	40
Misapuquio	2007	40
Misapuquio	2008	40
Suma		200
Promedio		40
Desviación Std		0

EMPRESA: ELECTROPERU

Central	Año	Hrs. Reales
Mantaro	2004	588
Mantaro	2005	-
Mantaro	2006	-
Mantaro	2007	-
Mantaro	2008	-
Suma		588
Promedio		118
Desviación Std		263

EMPRESA: EGASA

Central	Año	Hrs. Reales
Charcani I	2004	42
Charcani I	2005	54
Charcani I	2006	48
Charcani I	2007	54
Charcani I	2008	48
Suma		246
Promedio		49
Desviación Std		5

EMPRESA: EGESUR

Central	Año	Hrs. Reales
Aricota I	2004	-
Aricota I	2005	-
Aricota I	2006	-
Aricota I	2007	-
Aricota I	2008	-
Suma		0
Promedio		0
Desviación Std		0

EMPRESA: ASOC. CAHUA-EP

Central	Año	Hrs. Reales
San Antonio	2004	18
San Antonio	2005	18
San Antonio	2006	18
San Antonio	2007	18
San Antonio	2008	18
Suma		90
Promedio		18
Desviación Std		0

ANEXO N° 3

**RESUMEN DE LAS HORAS DE
INDISPONIBILIDAD DE LOS
MANTENIMIENTOS ANUALES DE LAS
CENTRALES DE GENERACION HIDRAULICAS
DEL SEIN DEL 2004 AL 2008**

RESUMEN DE LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD DE LOS MANTENIMIENTOS ANUALES
CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA DEL SEIN-2004-2008

Empresa EDEGEL		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Huincó	2004	1,464	1,186		
Huincó	2005	1,776	1,118		
Huincó	2006	336	1,140		
Huincó	2007	1,080	966		
Huincó	2008	-	1,168		
Suma		4,656	5,608	588	
Promedio		931	1,122	118	
Desviación Std		749	75	263	

Empresa ELECTROPERU		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Maniaco	2004	408	588		
Maniaco	2005	1,648			
Maniaco	2006	1,128			
Maniaco	2007	1,128			
Maniaco	2008	1,032			
Suma		5,944	588		
Promedio		1,109	118		
Desviación Std		511	263		

Empresa EGASA		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Charcani I	2004	120	42		
Charcani I	2005	-	54		
Charcani I	2006	144	48		
Charcani I	2007	-	54		
Charcani I	2008	240	48		
Suma		504	246		
Promedio		101	49		
Desviación Std		102	5		

Empresa ASOC. CAHUA-I		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Parisc	2004	80	-		
Parisc	2005	412	-		
Parisc	2006	362	52		
Parisc	2007	243	-		
Parisc	2008	155	-		
Suma		1,252	52		
Promedio		250	10		
Desviación Std		139	23		

Empresa EDEGEL		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Matucana	2004	240	206		
Matucana	2005	-	256		
Matucana	2006	120	122		
Matucana	2007	-	211		
Matucana	2008	-	256		
Suma		360	1,051	102	
Promedio		72	210	20	
Desviación Std		107	55	46	

Empresa ELECTROPERU		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Restitución	2004	936	102		
Restitución	2005	3,576	-		
Restitución	2006	2,016	-		
Restitución	2007	648	-		
Restitución	2008	504	-		
Suma		7,680	102		
Promedio		1,536	20		
Desviación Std		1,285	46		

Empresa EGASA		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Charcani II	2004	-	50		
Charcani II	2005	240	56		
Charcani II	2006	264	18		
Charcani II	2007	-	56		
Charcani II	2008	120	50		
Suma		624	262		
Promedio		125	52		
Desviación Std		126	3		

Empresa ASOC. CAHUA-I		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
San Antonio	2004	429	18		
San Antonio	2005	429	18		
San Antonio	2006	485	18		
San Antonio	2007	485	18		
San Antonio	2008	485	18		
Suma		2,313	90		
Promedio		463	18		
Desviación Std		31	0		

Empresa EDEGEL		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Callahuana	2004	552	144		
Callahuana	2005	8,520	112		
Callahuana	2006	576	128		
Callahuana	2007	672	128		
Callahuana	2008	576	128		
Suma		10,896	640		
Promedio		2,179	128		
Desviación Std		3,545	11		

Empresa EGENOR		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
C. Pato	2004	840	1,196		
C. Pato	2005	288	2,332		
C. Pato	2006	192	2,098		
C. Pato	2007	960	2,174		
C. Pato	2008	288	2,332		
Suma		1,608	10,120		
Promedio		322	2,024		
Desviación Std		313	473		

Empresa EGASA		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Charcani III	2004	268	48		
Charcani III	2005	-	54		
Charcani III	2006	192	48		
Charcani III	2007	960	48		
Charcani III	2008	192	48		
Suma		1,632	246		
Promedio		326	49		
Desviación Std		369	3		

Empresa ASOC. CAHUA-I		Mayor		Menor	
Central	Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
San Ignacio	2004	715	96		
San Ignacio	2005	659	96		
San Ignacio	2006	659	96		
San Ignacio	2007	659	96		
San Ignacio	2008	659	96		
Suma		3,351	480		
Promedio		670	96		
Desviación Std		25	0		

RESUMEN DE LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD DE LOS MANTENIMIENTOS ANUALES
CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA DEL SEIN-2004-2008

Empresa EDEGEL			Empresa EGENOR			Empresa EGASA			Empresa ASOC. CAHUA-		
Central	Año	Hr. Reales	Central	Año	Hr. Reales	Central	Año	Hr. Reales	Central	Año	Hr. Reales
Moyocamca	2004	144	Carhuasquec	2004	1,072	Charcani IV	2004	720	Huayllacho	2004	88
Moyocamca	2005	192	Carhuasquec	2005	1,071	Charcani IV	2005	288	Huayllacho	2005	91
Moyocamca	2006	448	Carhuasquec	2006	1,074	Charcani IV	2006	720	Huayllacho	2006	88
Moyocamca	2007	320	Carhuasquec	2007	1,074	Charcani IV	2007	-	Huayllacho	2007	71
Moyocamca	2008	320	Carhuasquec	2008	1,074	Charcani IV	2008	240	Huayllacho	2008	88
Suma		336	Suma		5,365	Suma		1,908	Suma		443
Promedio		67	Promedio		1,073	Promedio		394	Promedio		89
Desviación Std		94	Desviación Std		1	Desviación Std		317	Desviación Std		1
		1,656			541			951			355
		331			108			70			71
		72			1,7			4			0

Empresa EDEGEL			Empresa ELECTROANDES			Empresa EGASA			Empresa SAN GABÁN		
Central	Año	Hr. Reales	Central	Año	Hr. Reales	Central	Año	Hr. Reales	Central	Año	Hr. Reales
Huampani	2004	168	Yaupi	2004	865	Charcani V	2004	816	San Gabán	2004	336
Huampani	2005	552	Yaupi	2005	865	Charcani V	2005	264	San Gabán	2005	720
Huampani	2006	120	Yaupi	2006	865	Charcani V	2006	144	San Gabán	2006	192
Huampani	2007	120	Yaupi	2007	865	Charcani V	2007	-	San Gabán	2007	240
Huampani	2008	222	Yaupi	2008	1,020	Charcani V	2008	720	San Gabán	2008	192
Suma		960	Suma		4,450	Suma		1,944	Suma		1,680
Promedio		192	Promedio		896	Promedio		389	Promedio		336
Desviación Std		211	Desviación Std		69	Desviación Std		360	Desviación Std		223
		1,098			2,380			1,164			400
		220			476			233			80
		32			13			17			45

Empresa EDEGEL			Empresa ELECTROANDES			Empresa EGASA			Empresa EGEMSA		
Central	Año	Hr. Reales	Central	Año	Hr. Reales	Central	Año	Hr. Reales	Central	Año	Hr. Reales
Yanango	2004	93	Malpaso	2004	2,890	Charcani VI	2004	-	Machupicchu	2004	666
Yanango	2005	48	Malpaso	2005	456	Charcani VI	2005	144	Machupicchu	2005	188
Yanango	2006	96	Malpaso	2006	2,842	Charcani VI	2006	240	Machupicchu	2006	28
Yanango	2007	240	Malpaso	2007	456	Charcani VI	2007	-	Machupicchu	2007	170
Yanango	2008	96	Malpaso	2008	456	Charcani VI	2008	192	Machupicchu	2008	92
Suma		576	Suma		7,090	Suma		576	Suma		1,142
Promedio		115	Promedio		1,418	Promedio		115	Promedio		228
Desviación Std		73	Desviación Std		1,317	Desviación Std		111	Desviación Std		253
		4			2,232			248			214
		122			246			50			43
		4			21			3			96

RESUMEN DE LAS HORAS DE INDISPONIBILIDAD DE LOS MANTENIMIENTOS ANUALES
CENTRALES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA DEL SEN-2004-2008

Empresa EDECEL		Mayor		Menor	
Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Central	2004	360	276		
Chimay	2005	360	240		
Chimay	2006	480	250		
Chimay	2007	480	250		
Chimay	2008	240	260		
Suma	1,920	1,276			
Promedio	384	255			
Desviación Std.	100	14			

Empresa ELECTROANDES		Mayor		Menor	
Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Central	2004	672	224		
Pachachaca	2005	672	224		
Pachachaca	2006	672	224		
Pachachaca	2007	672	224		
Pachachaca	2008	672	224		
Suma	3,360	1,120			
Promedio	672	224			
Desviación Std.	0	0			

Empresa ASOC. CAHUA-		Mayor		Menor	
Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Central	2004	912	90		
Calhua	2005	1,080	155		
Calhua	2006	1,080	140		
Calhua	2007	1,080	155		
Calhua	2008	1,080	155		
Suma	5,232	695			
Promedio	1,046	139			
Desviación Std.	75	26			

Empresa EGEMSA		Mayor		Menor	
Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Central	2004	620	9		
Heroca	2005	264	-		
Heroca	2006	264	-		
Heroca	2007	264	-		
Heroca	2008	264	-		
Suma	1,676	9			
Promedio	335	2			
Desviación Std.	159	4			

Empresa EDECEL		Mayor		Menor	
Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Central	2004	120			
Huanchor	2005	120			
Huanchor	2006				
Huanchor	2007				
Huanchor	2008				
Suma	120	0			
Promedio	120	0			
Desviación Std.	0	0			

Empresa ELECTROANDES		Mayor		Menor	
Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Central	2004	4,704	240		
Oroya	2005	504	288		
Oroya	2006	504	288		
Oroya	2007	504	288		
Oroya	2008	504	288		
Suma	6,720	1,382			
Promedio	1,344	278			
Desviación Std.	1,878	21			

Empresa ASOC. CAHUA-		Mayor		Menor	
Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Central	2004	552			
G. Ciego	2005	1,200	16		
G. Ciego	2006	1,200	16		
G. Ciego	2007	1,200	16		
G. Ciego	2008	1,200	16		
Suma	5,352	64			
Promedio	1,070	13			
Desviación Std.	230	7			

Empresa EGESUR		Mayor		Menor	
Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Central	2004	946			
Aricota I	2005	144			
Aricota I	2006	240			
Aricota I	2007	96			
Aricota I	2008	240			
Suma	1,666	0			
Promedio	333	0			
Desviación Std.	348	0			

Empresa ASOC. CAHUA-		Mayor		Menor	
Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Central	2004	439	40		
Misapuquio	2005	415	40		
Misapuquio	2006	447	40		
Misapuquio	2007	447	40		
Misapuquio	2008	447	40		
Suma	2,195	200			
Promedio	439	40			
Desviación Std.	14	0			

Empresa EGESUR		Mayor		Menor	
Año	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales	Hr. Reales
Central	2004	473			
Aricota II	2005	96			
Aricota II	2006	120			
Aricota II	2007	72			
Aricota II	2008	120			
Suma	891	0			
Promedio	176	0			
Desviación Std.	167	0			

H4: INFORME DEL ING. CARLOS ROSAS.

Informe de Consultoría

**“Programación de Mediano-Largo Plazo del
Mantenimiento de las Centrales Térmicas del
COES SINAC”**

Preparado para el COES-SINAC para su consideración en la
Propuesta de Tarifas de Mayo 2004

Carlos Rosas Cedillo
Ing. Mecánico Electricista
calir@terra.com.pe

Diciembre 2003

**Programación de Mediano-Largo Plazo del Mantenimiento de las
Centrales Térmicas del COES SINAC
Para su consideración en la Propuesta de Tarifas de Mayo 2004**

1. Objetivo

Preparar un programa de mantenimiento de mediano y largo plazo de las centrales termoeléctricas del sistema eléctrico interconectado adecuadamente sustentado, que utilizando las herramientas existentes, sirva de base para elaborar el archivo de datos de mantenimiento correspondiente utilizado por el modelo computacional Perseo de optimización de la operación, y su aplicación para la Propuesta COES-SINAC de Tarifas Mayo 2004.

2. Generalidades sobre el Modelamiento del Mantenimiento de Centrales Generadoras

- 2.1 Es obvio, que la optimización económica de la operación del sistema eléctrico (entendida como la minimización del valor actual neto de todos los costos relevantes incurridos durante el periodo en evaluación en la planificación, sujeta a todas las restricciones físicas que se tengan), debe incluir como variables de decisión también al mantenimiento de las distintas centrales de generación, de la misma manera que, por ejemplo, se tiene con las descargas de los reservorios de agua en las centrales hidráulicas o con el uso de combustibles no ilimitados en periodos de tiempo en el caso de las unidades termoeléctricas.
- 2.2 Es decir que en general, el mantenimiento de las distintas centrales de generación en el proceso de optimización económica, no deberían ser parámetros de entrada (datos constantes) que alimentan el modelo, como pudiera ser por ejemplo, el precio de los combustibles, sino resultados entregados por el mismo.
- 2.3 La introducción del mantenimiento dentro del programa de optimización, debería de tener en cuenta cual es el momento oportuno de efectuar un tipo específico de mantenimiento (ya que por lo general estos varían de acuerdo con el grado de intervención de la unidad), teniendo en cuenta su duración (el periodo de indisponibilidad de la unidad) y el costo que significará (el costo total del mantenimiento, y no sólo su costo variable no combustible de mantenimiento); esto para cada tipo de unidad o central generadora.
- 2.4 La consideración del momento oportuno de efectuar un tipo específico de mantenimiento en una determinada unidad de generación, debería de tomarse en cuenta con una especie de contador dependiente de que variable es la que “dispara” la ejecución de determinado tipo de mantenimiento en la unidad que se esté evaluando; por ejemplo, en algunas unidades bastará con contabilizar las horas de operación (muy

distintas en la mayoría de los casos a las horas calendario), en otras el contador estará referido al número de arranques de la unidad, o en otras a una combinación de eventos más o menos complicada que normalmente incluye las dos anteriores (llamadas horas equivalentes de operación, HEO).

- 2.5 Una vez que este contador alcanza un nivel de horas, arranques o HEO, ordena la ejecución de un determinado tipo de mantenimiento. El programa debería de ser capaz de decidir adelantar un cierto mantenimiento antes de alcanzar el límite de conteo ("subutilizando" horas), siempre que esa decisión este económicamente sustentada (signifique un ahorro). De la misma manera, el programa debería de ser capaz de evitar el utilizar una determinada central que esta cerca de su límite de conteo para poder utilizarla más adelante y no indisponerla por mantenimiento, si esto también se justifica económicamente. Pero de ninguna manera debería permitir sobrepasar el límite de conteo establecido para cada tipo de mantenimiento, porque esto atentaría contra la integridad de la unidad (en otras palabras, contra su disponibilidad mas adelante).
- 2.6 Pero tan bien existirán mantenimientos comprometidos, es decir, mantenimientos que ya se decidió efectuarlos en determinadas fechas futuras (en general en el corto plazo) en función de anteriores optimizaciones de la operación, y que su titular ya programó su ejecución, las compras de repuestos, la contratación de accesoría técnica, etc., y que además el COES ya tiene programado. Estos deberían de ser respetados.
- 2.7 Tratar de resolver el problema de la optimización del mantenimiento en base a la consideración de lo comentado líneas arriba, es hoy imposible, no sólo por la misma naturaleza del problema del mantenimiento sino por los modelos de optimización de la operación en sí.
- 2.8 Los modelos de optimización de la operación contienen una serie de asunciones que reducen la muy compleja realidad en un modelamiento relativamente simple pero que se puede resolver. Por ejemplo en el Perseo, el hecho de resumir las fluctuaciones horarias de la demanda durante un mes completo a sólo tres bloques de demanda representativos del mes, es una asunción, que imposibilita saber cuantas horas de operación tiene cada unidad de generación durante el mes, ya que ó esta presente (1) o no esta presente (0) durante todo un bloque (a una determinada potencia media); ni que decir del número de los arranques en el mes. Otras abstracciones que limitan un análisis del mantenimiento más exacto, es que el modelo de optimización no recoge las restricciones de modulamiento que puede tener una unidad (potencia mínima de generación de una unidad turbogas, por ejemplo), las restricciones de número de arranques anuales ó de factor de planta mínimo (en el caso de unidades turbovapor), ó las exigencias y restricciones en el "link" existente entre la parte de gas y la parte de vapor en un ciclo combinado. Desde el punto de vista económico, el modelo no ve el costo de arranque de unidades, por mencionar uno.

- 2.9 Por lo tanto resulta un tanto inútil exigir exactitud en la optimización del mantenimiento de las unidades del sistema, cuando el modelo de optimización de la operación del sistema, es ya un modelo “aproximado” (que no quiere decir que sea malo, sino todo lo contrario ya que es útil).
- 2.10 Por lo tanto, el objetivo debería de ser el de armar un programa de mantenimiento de las unidades y centrales del sistema que resulte razonable y lógico con las herramientas con las que se dispone hoy día.

3. Metodología Propuesta para el Modelamiento del Mantenimiento Mayor¹ de Centrales Térmicas del COES SINAC

Se propone efectuar la programación del mantenimiento mayor de las unidades térmicas del sistema, de acuerdo a las siguientes pautas :

- 3.1 Consideración del mantenimiento mayor comprometido tanto en fecha como en duración, es decir, la inclusión de los mantenimientos de corto plazo (horizonte de 1 año = 2004) que ya tienen una programación a firme por parte tanto de su titular como del COES. La fuente de información será el Plan Anual de Mantenimiento 2004 aprobado por el COES SINAC; se considera que todo mantenimiento mayor incluido en este plan es comprometido, por lo que se considera sin modificación.
- 3.2 Con sólo la consideración del mantenimiento mayor comprometido para el horizonte de corto plazo y no considerando ninguna clase de mantenimiento mayor para el mediano y largo plazo (2 a 4 años)² para ningún tipo de unidad de generación térmica, correr el modelo Perseo con todas sus otras variables ya definidas, tales como demanda, oferta, precios de combustibles, etc., e inclusive los datos del mantenimiento de las centrales hidráulicas³ para todo el horizonte de análisis. Con esto se tendría el despacho optimizado ideal de todas y cada una de las unidades y centrales del sistema si estas no necesitaran de mantenimiento.
- 3.3 Con el despacho de cada una de sus unidades térmicas de generación, se debe “planificar” el mantenimiento mayor de cada una de ellas para el mediano-largo plazo (2005-2007), teniendo en cuenta a partir del despacho obtenido, la variación de la variable que “dispara” el mantenimiento (horas de operación, arranques, HEO; con un valor inicial para ellas igual a su valor esperado al 1 de enero del 2004) y las políticas de mantenimiento del

¹ Mantenimiento mayor, entendido como aquel que indispone la unidad por un periodo igual o mayor a 24 horas.

² Salvo algún mantenimiento ya comprometido y sustentado.

³ Es razonable suponer que, en condiciones normales, tal como el promedio de generación entregado por el Perseo, el mantenimiento hidráulico es “fijo”, y regido sólo por las horas (meses, años) calendario. Esto se refuerza por la situación actual (y futura) del parque hidráulico frente a la demanda : no existen excedentes hidráulicos.

fabricante de la unidad y las del propio titular (tipo de mantenimiento a realizarse de acuerdo a las horas, arranques o HEO's acumuladas).

Se ha considerado conveniente uniformizar la gestión de mantenimiento mayor en esta "planificación" de mediano-largo plazo para facilidad de programación así como para evitar discusiones sobre las posibles diferencias en la gestión de mantenimiento de titulares que tienen unidades de generación iguales o semejantes. Por ello se tomará en cuenta lo indicado en el punto 5 Estandarización, en donde las frecuencias y duraciones de cada inspección o mantenimiento mayor incluida en la programación efectuada tratan de corresponderse (ser representativa por tipo de unidad) con las recomendaciones del fabricante, estadísticas propias, estadísticas de terceros, etc.

Dado que el modelo Perseo sólo entrega generación por cada bloque de la demanda discretizada mensual, se deberá efectuar las simplificaciones y/o asunciones que se crea convenientes a fin de expresar la variable que "dispara" el mantenimiento en función de la generación mensual.

- 3.4 En ningún caso, esta programación del mantenimiento mayor debería hacer que la indisponibilidad programada anual promedio de las unidades de generación sea mayor a los estándares internacionales para cada tipo de unidad de generación. Para el efecto y para fines comparativos se utilizará estadística internacional confiable.⁴
- 3.5 Con la información de programación del mantenimiento mayor validada por comparación con los estándares, se correrá el modelo Perseo con la inclusión de dichas indisponibilidades programadas.
- 3.6 Se verificará que, en caso de que algunas programaciones de mantenimiento mayor efectuadas para las unidades térmicas y centrales hidráulicas en forma independiente coincidieran en un mes determinado, y que como consecuencia de ello se elevará inadecuadamente el costo marginal de la energía, se modificará dentro de lo posible la programación de mantenimiento de alguna(s) unidad(es) o central(es) corriendo dicho(s) periodos entre -2 y + 2 meses de la programación original.
- 3.7 Una vez efectuada la revisión de los mantenimientos y de los costos marginales de la energía, se volverá a correr el modelo Perseo, cuyos resultados serán los definitivos.

⁴ Ver Anexo 1, *NERC Generating Availability Report 1997-2001* (valores SOF Scheduled Outage Factor de las tablas) y *WEC Availability and Unavailability Factors 2001* (ver los valores de PUF Planned Maintenance Programs de las tablas: Table 4-2 Energy Availability and Unavailability Factors - Steam Turbines - World; Table 5-2 Availability Statistics for Gas Turbine Plant - Cumulative for All Years Collected; Table 5-3 Availability Statistics for Combined Cycle Plant - Cumulative for All years Collected)

No es posible afirmar si el programa de mantenimiento mayor térmico propuesto será el óptimo (seguramente no lo será), pero también sabemos que es imposible al día de hoy encontrarlo; lo que sí podemos afirmar, es que dicho programa no debería estar muy alejado del óptimo ("*second best*") ya que en su concepción se ha seguido una lógica coherente, que es la misma lógica que debería incorporar un programa de optimización propiamente dicho.

En el Anexo 2 se aprecia una muestra de lo efectuado; la información completa y cálculos se entrega en medio magnético.

4. Consideración del Mantenimiento Menor

Como criterio base de la consultoría solicitada por el COES, fue el incorporar el mantenimiento menor en la data a utilizarse en la optimización de la operación del modelo Perseo, tanto para el corto plazo como para el mediano-largo plazo.

Ante la imposibilidad de establecer criterios de evaluación, depuración y estandarización para estos tipos de mantenimiento (que permitieran "programar" estos mantenimientos), se optó por considerar la información proporcionada por los titulares.

Para el efecto, en el corto plazo (un año = 2004) se ha considerado la información correspondiente en el Plan Anual de Mantenimiento aprobado por el COES; para el mediano-largo plazo, se solicitó dicha información a los titulares de generación.

5. Estandarización

Aceptando como adecuadas las políticas de mantenimiento particulares que cada actor tiene sobre la materia, se ha creído conveniente efectuar una estandarización de dichas políticas de mantenimiento por tipo de unidad térmica, es decir, por tecnología, no teniendo en cuenta ni la antigüedad ni el tamaño de cada unidad. En esta estandarización, se ha tratado de "balancear" las políticas de mantenimiento de los fabricantes con las informadas por los integrantes (hasta donde ha sido posible), con el objetivo no de ser exacta sino de ser representativa. Así mismo, se entiende que esta estandarización se ha efectuado con el nivel de información y plazos disponibles al momento de efectuar este informe; en el futuro esta podría mejorarse con nueva información relevante. Sólo se aplica para el mediano-largo plazo (a partir del segundo año) ya que para el primer año se respeta la información del integrante.

5.1 Horas de Operación HO

Para todos los tipos de unidades térmicas :

$$HO = \frac{E}{P}$$

E : energía generada mensual MWh (salida del Perseo)

P : potencia efectiva MW

5.2 Unidades Turbogases y Ciclos Combinados.

Número de arranques mensual NA
Normales efectivos

TG - HO mensual		arranques
<=	>	
744	617	1
617	343	4
343	257	12
257	88	22
88	0	HO/4

Flujo de Mantenimiento y Duración

HEO : horas equivalentes de operación

Tanto para diesel 2 (TGD) como
para gas natural (TGN).⁵

TG - Flujo de Manto

HEO	Tipo	días
4,000	Combustion Menor	3
8,000	Combustion MAYOR	7
12,000	Combustion Menor	3
16,000	Combustion MAYOR	7
20,000	Combustion Menor	3
24,000	TURBINA	30
48,000	MAYOR	30

Se incluye aquí el ciclo combinado (CC) ya que el flujo de mantenimiento del ciclo combinado está fundamentalmente regido o se adecua a el ciclo de mantenimiento de la turbina de gas.

5.3 Unidades Turbovapor

Flujo de Mantenimiento y Duración

TVR : turbovapor a residual
TVC : turbovapor a carbón

TVR - Flujo de Manto

HEO	Tipo	días
4,000 ó 6 meses	Semestral	7
38,000	Mayor	60

TVC - Flujo de Manto

HEO	Tipo	días
12 meses	Anual	12
30,000	Mayor	60

5.4 Unidades Reciprocantes

Flujo de Mantenimiento y Duración

RD : reciprocantes a diesel 2
RR : reciprocantes a residual

RD / RR - Flujo de Manto

HEO	Tipo	días
4,000	Tipo 1	3
8,000	Tipo 2	7
12,000	Tipo 1	3
16,000	Tipo 2	7
20,000	Tipo 1	3
24,000	Tipo 3	21
48,000	Tipo 4	30

⁵ Debe de tenerse presente que la diferencia entre las TG a gas natural y las que operan con diesel 2 se da en la "contabilización" de las HEO, como se vera en 5.5, donde las horas de operación de las unidades a diesel 2 son castigadas por un factor de combustible de 1.25 mientras que este mismo factor en las a gas natural es unitario.

5.5 Horas Equivalentes de Operación HEO

HEO							
factores	TGN	TGD	RD	RR	TVR	TVC	CC
f1	1.20	1.20	1.00	1.00	1.15	1.15	1.20
f2	1.00	1.25	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
f3	1.15	1.15	1.00	1.00	1.00	1.00	1.15
f4	20	20	0	0	0	0	20

$$HEO = f_1 \times f_2 \times f_3 \times HO + f_4 \times NA$$

- HO horas de operación
- f₁ corrección por factor de planta dado que las HO se calculan siempre para potencia efectiva
- f₂ corrección por tipo de combustible
- f₃ corrección promedio por disparos, gradientes de temperatura, quit loads, etc.
- f₄ factor de conversión de arranques a HEO
- NA número de arranques normales efectivos

6. Datos

- 6.1 Mantenimiento mayor de corto plazo (2004) : como se mencionó antes, la fuente de información ha sido el Plan Anual de Mantenimiento 2004 aprobado por el COES.

Para la conversión de la información en la data necesaria para el archivo SINAC.man del modelo Perseo, se ha utilizado la hoja de cálculo "MANTTO_TERMICO_2004 CR.xls" (que se entrega en archivo magnético); si bien dicha hoja trata de explicarse por si misma, en muchas partes de ella su ejecución es manual, dada la falta de un formato adecuado de entrega de información, pero en todo caso, el criterio básico ha sido el de respetar la información del Plan, tratando de desagregar la duración del mantenimiento en horas de indisponibilidad en punta de las de fuera de punta, según lo informado.

- 6.2 Mantenimiento menor de corto plazo (2004) : la fuente de información también ha sido el Plan Anual de Mantenimiento 2004 aprobado por el COES. Las mismas limitaciones mencionadas en el punto anterior, también son aplicables, aunque el criterio básico ha sido de preferentemente ejecutar este tipo de mantenimiento en horas fuera de punta (ver la hoja de cálculo "MANTTO_TERMICO_2004 CR.xls").
- 6.3 Mantenimiento menor de mediano-largo plazo (2005-2008) : la fuente ha sido la información entregada por los integrantes en respuesta a la solicitud de información de mantenimiento mayor y menor de mediano-largo plazo realizada por la División de Estudios (no todos los integrantes respondieron o incluyeron el mantenimiento menor). La información ha sido respetada e incluida, teniendo el mismo criterio del explicado para el mantenimiento

menor de corto plazo (ver la hoja de cálculo "MANTTO_TERMICO_2005-2008 CR.xls").

7. Ajustes por Costos Marginales

En esta etapa, se verifica que, en caso de que algunas programaciones de mantenimiento mayor efectuadas para las unidades térmicas y centrales hidráulicas en forma independiente coincidieran en un mes determinado, y que como consecuencia de ello se elevará inadecuadamente el costo marginal de la energía, se modifica dentro de lo posible la programación de mantenimiento de alguna(s) unidad(es) o central(es) corriendo dicho(s) periodos entre -2 y +2 meses de la programación original.

En realidad este ajuste debería de ser efectuado tratando de minimizar el costo total de operación y mantenimiento de sistema con independencia de que señal de precios se establece (costos marginales), pero esto no se puede efectuar dada la falta de modelo y datos.

En el Anexo 3 se aprecia mensualmente la magnitud de las unidades en mantenimiento resultante y los costos marginales para cada mes-bloque.

8. Resultado Final

8.1 Resultados finales

El programa de mantenimiento térmico propuesto es el que se entrega en el Anexo 4.

8.2 Comparación con estándares

Se efectuó la validación de la información por comparación con estándares de mantenimiento programado internacionales (ver Anexo 5).

Estadísticas de Mantenimiento Programado

Fuente	TGN	TGD	RD	RR	TVR	TVC	CC
WEC	7.15%	7.15%	1.75%	1.75%	7.48%	8.45%	7.64%
NERC	7.08%	7.08%			10.60%	10.10%	10.99%
Mínimo	7.08%	7.08%	1.75%	1.75%	7.48%	8.45%	7.64%

Todas las unidades se encuentran dentro de los mínimos salvo :

gt-12 Turbina de gas 3 de Ventanilla; supera los estándares únicamente por la fuerte indisponibilidad del primer año (2004), causada por el "up-grade" (TMR's) a que estará sujeta en los meses de verano, así como a las pruebas necesarias durante el mes de agosto para su conversión a gas natural. Salvo la indisponibilidad del mes de agosto, el resto no es relevante ya que todavía estará declarada sólo para operación a diesel 2.

gt-13 Turbina de gas 4 de Ventanilla; Idem a la anterior.

gt-15 Turbina de gas 2 de TermoSelva; supera ligeramente el estándar (7.66% versus 7.08%), básicamente por la fuerte indisponibilidad del primer año (2004), causada por la repotenciación del compresor (que involucra ganancia de potencia) adicional al mantenimiento tipo C obligatorio.

gt-28 Grupos reciprocantes de Dolorespata; excede los estándares debido a los mantenimientos programados por su titular durante el primer año (2004); de implicancia irrelevante dado que no operan.

8.3 Información magnética.

Toda la información se entrega en medio magnético con la finalidad de que pueda ser reproducida y verificada (archivo "Calculos.xls").

WORLD ENERGY COUNCIL

**THERMAL GENERATING PLANT (100 MW +)
AVAILABILITY AND UNAVAILABILITY FACTORS - 2001**

REJANE SPIEGELBERG-PLANER

International Atomic Energy Agency (IAEA)

BJORN KAUPANG

General Electric (USA) -

DANIEL GLORIAN, PATRICK BLIN

Electricité de France (France)

**NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY
COUNCIL - NERC**

Generating Unit Statistical Brochure 1997-2001

Generating Availability Report

Princeton, New Jersey

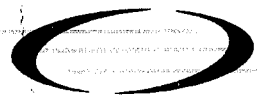
March 2003

Performance of Generating Plant

A Report by the World Energy Council

October 2001

693



World Energy Council

CONSEIL MONDIAL DE L'ENERGIE

Performance of Generating Plant

Section 1

**THERMAL GENERATING PLANT (100 MW +)
AVAILABILITY AND UNAVAILABILITY FACTORS - 2001**

**CENTRALES THERMIQUES CLASSIQUES ET NUCLÉAIRES
(PLUS DE 100 MW)**

TAUX DE DISPONIBILITÉ ET D'INDISPONIBILITÉ - 2001

REJANE SPIEGELBERG-PLANER

International Atomic Energy Agency (IAEA)

BJORN KAUPANG

General Electric (USA)

DANIEL GLORIAN, PATRICK BLIN

Electricité de France (France)

SUMMARY

This is the 8th edition of the WEC Committee's report on Thermal Generating Plant (100MW+) Availability and Unavailability Factors.

Results are presented of a survey undertaken every three years on the availability and unavailability of fossil fired power plants worldwide. This report summarises the answers to the questionnaire for conventional units sent out at the beginning of 2001. The International Atomic Energy Agency (IAEA) provides nuclear power plant information collected through its Power Reactor Information System (PRIS) database.

Statistics for fossil-fuel thermal generating units are presented by region, unit sizes and classes of fuel (year 1997 to 1999).

For nuclear thermal generating units, availability and unavailability data are presented by type of reactor, by region, by year, cumulative results since commercial operation and for the last three years (1997 to 1999). Although 2000 operating experience data is included in the nuclear power plant survey, no major analysis or comparisons are made, as the other surveys do not include 2000 data.

The report analyses the overall performance of different types of unit: fossil-fuel (steam turbine, gas turbine, and combined cycle power plants) and nuclear generating units.

For fossil-fuel units the lessons learnt through this survey, which covers some 45 countries, are consistent with those presented in the 1998 report. For the period 1997-1999, they reveal a further 1.2% improvement in plant availability (steam turbines compared with the period 1994-1996). This improvement is due to a reduction in planned unavailability from 11.8% to 10.6%.

For gas turbines and combined cycle units, this report presents the results of the data collection efforts over the last three years, where the participating countries have expanded from ten countries in 1998 to sixteen countries in 2001 and the total data set has grown significantly.

The 438 worldwide operating nuclear power plants presented average energy availability factor of 81% in 1999 and 82% in 2000. The average for the period 1997-1999 was 79.6%. These results are also consistent with the previous report, which covered the period 1994-1996. The average worldwide planned unavailability factor was 13.9% for the three-year period 1997-1999. This represents an improvement of about 2% in comparison with the value of 16.1% for the period 1994-1996. The unplanned unavailability factor also decreased from 7% in 1994-1996 to 6.5% in 1997-1999.

The trends presented by the conventional fossil fuel and nuclear plants demonstrate the better usage of planned outages and improved preventive maintenance practices in the last two decades.

RESUMÉ

Ce document est la 7^{ème} édition du rapport du Comité sur les performances de disponibilité et d'indisponibilité des centrales thermiques classiques et nucléaires (plus de 100 MW)

Les résultats présentés sont issus d'une enquête lancée tous les trois ans (ici, début 2001) sur les taux de disponibilité et d'indisponibilité des centrales thermiques classiques dans le monde.

L'Agence Internationale de l'Energie Atomique a fourni les résultats concernant les centrales nucléaires, issus de la base de données PRIS (Système d'Information sur les Centrales Nucléaires).

Les résultats pour les centrales thermiques classiques sont présentés par région du monde, selon la taille des installations et les combustibles utilisés, sur la période 1997 – 1999.

Les résultats pour les centrales nucléaires sont présentés par filière, par région du monde, par année, pour la période 1997 – 1999, et en valeurs cumulées de disponibilité depuis la mise en service industrielle des installations. Bien que les résultats d'exploitation de l'année 2000 soient contenus dans les résultats de l'enquête concernant les centrales nucléaires, il n'a pas été fait d'étude ou d'analyse contenant cette année 2000, pour rester homogène avec les enquêtes réalisées pour les autres modes de production.

La performance globale des installations est présentée et analysée pour les centrales à combustibles fossiles utilisant des turbines à vapeur, des turbines à gaz ou à cycle combiné, ainsi que pour les centrales nucléaires.

Pour les centrales thermiques classiques équipées de turbine à vapeur, les résultats obtenus (sur 45 pays) sont cohérents avec ceux présentés dans le rapport précédent (1998). Pour la période 1997 – 1999, on observe une amélioration de la disponibilité, par rapport à la période 1994 – 1996, de 1,2 % (de 82,3 % à 83,5 %). Cette amélioration provient d'une réduction du taux d'indisponibilité programmée moyen annuel, de 11,8 % à 10,6 %.

Pour les turbines à gaz et cycles combinés, les résultats de l'enquête triennale menée en 2001 ont porté sur 16 pays, contre 10 lors de l'enquête précédente, en 1998 : il y a eu par conséquent un fort accroissement de la quantité de données disponibles.

La disponibilité moyenne en énergie des 438 centrales nucléaires dans le monde a été de 81 % en 1999, 82 % en 2000, et 79,6 % sur la période 1997 – 1999. L'indisponibilité programmée moyenne (monde) a été de 13,9 %, ce qui représente plus de 2% d'amélioration sur la période antérieure, 1994 – 1996 (16,1 %). L'indisponibilité non programmée moyenne (monde) a également diminué, de 7 % (1994 – 1996) à 6,5% (1997 – 1999) ;

Les tendances qui émergent de ces résultats confirment que ces deux dernières décades ont vu les résultats de disponibilité s'améliorer, suite à la mise en œuvre d'arrêts programmés mieux optimisés et de pratiques de maintenance préventive mieux adaptées.

TABLE OF CONTENTS

SUMMARY/RESUMÉ.....	1
1. INTRODUCTION.....	5
2. DEFINITIONS, TERMINOLOGY.....	6
3. ORGANIZATION OF THIS REPORT.....	9
4. FOSSIL-FUEL THERMAL GENERATING UNITS (STEAM TURBINE).....	10
4.1 ANNUAL UNAVAILABILITY FACTORS FOR 1997 TO 1999.....	11
4.2 AVAILABILITY ACCORDING TO UNIT AGE.....	15
4.3 CONCLUSIONS FOR FOSSIL-FIRED GENERATING PLANTS.....	16
5. GAS TURBINE AND COMBINED CYCLE.....	18
5.1 INTRODUCTION.....	18
5.2 DEFINITIONS AND TERMINOLOGY.....	18
5.3 AVAILABILITY STATISTICS FROM COLLECTED DATA.....	19
5.3.1 Data Sample.....	19
5.3.2 Results based on the primary energy availability data.....	20
5.4 CONCLUSIONS FOR GAS TURBINE AND COMBINED-CYCLE GENERATING PLANTS.....	27
6. NUCLEAR POWER GENERATING UNITS.....	28
6.1 NUCLEAR POWER INFORMATION AT THE IAEA.....	28
6.2 STATUS OF NUCLEAR POWER WORLDWIDE [2].....	29
6.3 WORLDWIDE ENERGY AVAILABILITY AND UNAVAILABILITY.....	30
6.3.1 Approach used for the Availability Analysis.....	30
6.3.2 Sustained Improvement in Plant Performance Worldwide.....	31
6.4 CONCLUSIONS FOR THE NUCLEAR GENERATING UNITS.....	35
7. CONCLUSIONS.....	37
8. LIST OF COUNTRIES PROVIDING INFORMATION ON FOSSIL THERMAL GENERATING UNITS AND NUCLEAR POWER TO IAEA-PRIS FOR THE PURPOSES OF THE PRESENT PAPER.....	38

REFERENCES	39
APPENDIX C - FOSSIL-FUEL THERMAL GENERATING UNITS	40
APPENDIX G - GAS TURBINE AND COMBINED CYCLE UNITS	40
APPENDIX N - NUCLEAR POWER PLANTS STATUS, TRENDS AND AVAILABILITY AND UNAVAILABILITY	41
ANNEX 1 - EURELECTRIC "THERPERF" NETWORK OF EXPERTS, STATISTICAL DATA ON THE PERFORMANCE OF FOSSIL-FUELLED POWER PLANTS.....	41
ANNEX 2 - GENERATING AVAILABILITY DATA SYSTEMS (GADS) OF THE NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY COUNCIL.....	41

1. INTRODUCTION

Power plant availability and the causes of unavailability constitute essential performance indicators for assessing services rendered by generating power plants. With a view to promote the implementation of international feedback systems for operational nuclear and fossil-fired power plants, the WEC Committee on the Performance of Generating Plant (PGP), formerly a Joint UNIPED/WECC Committee, initiated several years ago the collection of statistical data from WEC member countries on conventional and on nuclear power plants, the later in collaboration with the International Atomic Energy Agency (IAEA).

The statistics on fossil-fired power plants show the results of a survey on the availability and unavailability of worldwide fossil-fired power plants undertaken every three years since 1980. This report summarises the answers to the questionnaire for units sent out at the beginning of 2001.

The nuclear power plant statistics comprises data collected by the IAEA for all operating and shutdown nuclear power plants in the world since the beginning of operation. Nuclear power plant information is provided by the IAEA (International Atomic Energy Agency), in Vienna, through its PRIS (Power Reactor Information System) database.

It should be noted that remarks accompanying certain results presented in this report only concern the technical behaviour of the plants. Nevertheless, the technical behaviour should be considered in the economic context in which the plant operates, e.g. the balance sheet for services rendered as against initial outlay for the plant, and the plant utilization in the specific context of the utility and country it belongs to.

2. DEFINITIONS, TERMINOLOGY

The document "Availability and unavailability factors of thermal power plants - Definitions and methods of calculation" [1], prepared by the former Joint UNIPED/WECC Committee and published in 1991, presents the basic reference terminology and definitions recommended for application in this field. Some of the definitions and terminology presented in the successive issues of that document have been modified. Thus, the maximum capacity of fossil-fuel or nuclear power plant is the maximum power that could be maintained or is authorized to be maintained throughout a period of continuous operation. It is specified that this value must remain constant for a given unit unless, following permanent modification or a new permanent authorization, the plant management decides to amend the original value.

The *unavailable capacity* is the difference between the maximum capacity and the available capacity (maximum power at which the unit can be operated under the prevailing conditions).

The *energy unavailability* factor over a specified period is defined as the ratio of the energy that could have been produced during this period by a capacity equal to the unavailable capacity, and the energy that could have been produced during the same period by the maximum capacity.

In the statistics, the energy unavailability factor is denoted by *total energy unavailability factor* (EUF) and comprises the unavailability factor due to planned maintenance work, (PUF), and the unavailability factor due to all other reasons (UUF), with $PUF + UUF = EUF$. The energy availability factor, EAF, is equal to $100 - EUF$ (in%).

Unavailability is classified as planned if it is foreseen well in advance, generally at the time when the annual overhaul program is established, and if the beginning of the unavailability period can largely be controlled and deferred by management. All other unavailability is classified as unplanned.

For the nuclear statistics, planned energy losses are those losses scheduled at least four weeks in advance, generally at the time when the annual overhaul, refuelling or maintenance programme is established. The unplanned unavailability takes into account all unavailability, which are not scheduled at least four weeks in advance. It includes unplanned shutdowns, unplanned outage extensions or unplanned reductions due to causes under the management control or due to constraints beyond the control of the plant management (i.e. due to external causes).

Among the indicators widely used in the electricity generation industry, it may be useful to recall the definition of the generation load factor (named capacity factor by the US industry). The *load factor* is the ratio between the energy that a power plant has produced during the period considered and the energy that it could have produced at maximum capacity under continuous operation during the whole of that period. The load factor is appropriate as a performance indicator for power plants as long as they are used exclusively for base load operation. It is clear that the load factor is not an efficient performance indicator for plants, which are operated in a load following mode.

To achieve international harmonization of statistical data, subsequent to the discussions in the former UNIPEDE/WEC Joint Committee, some changes and adaptations have been recommended and considered in this report. Among those, the most significant developments, which refer to fossil-fuel power plants only, are presented as follows:

- While remaining within the reasonable limits of an international survey, a more detailed statistical document has been requested covering the power range and type, as well as fuels used, for the installations surveyed. This more detailed approach, which was considered extremely useful given the present context, has however revealed certain negative effects in terms of the actual results of the enquiry. In most cases, it proved impossible to use previously obtained results (i.e. these for the period up to 1988). Also, some countries had difficulty in tracing former statistical data relating to plant availability and unavailability, particularly for the "diagonal" tables, and were able to provide only limited information, which was not always in the required form.

Nevertheless, this manner of organizing information should become more stable in the future, which would encourage WEC member countries to join this system both in greater numbers and with more commitment, and naturally to refer to it for all international analyses.

- The calculation of availability and unavailability factors loses its meaning when the installations concerned operate at peak load. Thus, a fossil-fuel plant operating at peak load for a limited number of hours during the year, while in reserve status for the remainder of the time (outside of planned annual maintenance shutdowns), would show an availability level on the order of 100%, which could not be justified by the real situation.

Therefore, it was requested that, whenever possible, this type of installation should not be included in statistics and that, when the utilization factor (during availability) is less than 40%, such facilities will be excluded.

While this rule may have been fully respected as compared with previous enquiries, which did not encompass these factors, a logical consequence of this process is a reduction in the calculated availability factor, since these high-availability units, which are not often in demand, are not included in the statistics.

Such a process has become necessary to improve the validity and relevance of statistical analyses. However, it may have had a negative effect on those responsible for collecting data in various countries, owing it to its "novelty factor". These calculation rules must henceforth be considered standard and their use should be encouraged within the framework of the WEC survey.

- In addition to the written questionnaire comprising "annual" and "diagonal" tables, a statistics software package had been developed and made available to WEC member countries. This software, called LASCAR for Local Availability Statistics Collecting and Reporting, was used for the first time in 1991/92, for the preparation of the Madrid WEC Congress triennial report (1992) and replaced the written questionnaire.

Efforts have been stepped up to encourage participants to reply using only the LASCAR program, therefore, the majority of countries contributing to the latest survey used the software. LASCAR is easy to use and ensures very fast processing, therefore, it significantly enhances international data exchange. Supported by advanced data collection and processing tools, this international feedback system should be of interest to increasing numbers of WEC member countries. It contributed to enhancing both the areas concerned and the comparison techniques used for performance statistics.

In addition, statistical data from some countries (mostly West European countries) was retrieved from the former UNIPEDE/EURELECTRIC (International Union of Producers and Distributors of Electrical Energy) on performance of thermal plants (Therperf Group of Experts – see Annex 1). A specific tool retrieved the needed information and translated it into a LASCAR format, suitable for the purpose of the present study.

This process was adopted to prevent any duplication of international activities in the same fields, assuming there is very high consistency in terminology, definitions and performance indicators between WEC and UNIPEDE/EURELECTRIC systems.

In the same way, statistical data for North American units is provided by the North American Electric Reliability Council through its Generation Availability Data System (NERC - GADS) data base. NERC - GADS database contains all the relevant information consistent with the WEC definitions for availability/unavailability performance indicators (see Annex 2).

3. ORGANIZATION OF THIS REPORT

Section 4 of this report covers fossil-fuel (conventional) power plants. Based on information submitted by WEC countries and compiled using the LASCAR software. It comprises a summary of results from 1997 to 1999 in the form of annual tables, along with performance on an age basis (per operating year) in the form of diagonal tables.

This section provides a large amount of statistical information, which must be interpreted bearing in mind the wide variety of equipment, and the considerable differences in operation and utilisation, in addition to economic considerations.

Some countries, which participated in previous enquiries, were unable for various reasons to participate in the 2001 inquiry. In addition, some countries had problems in adopting the proposed organizational method for collecting statistics, particularly as regards the diagonal tables, resulting in partial, incomplete answers, sometimes of no use whatsoever (differences in definitions, lack of data, etc.).

Another important aspect is the competitiveness among producers imposed by the open market conditions following deregulation and privatisation of the electricity sector in most countries, which could lead some data contributors to have reluctance to contribute to the WEC survey. Although, this fact was not relevant in the present survey, the general interrogation stays, even if no direct commercial aspects can be detected. Therefore, it will be up to the WEC PGP Committee to reinforce the interest in such studies.

Section 5 presents the results of data collection from 1984 to 2000 for gas turbine and combined cycle generating plants. The data collection effort for base load gas turbine and combined cycle plant is still in the developing stages. Nevertheless as the magnitude of this data base further increases by adding more countries additional years of data, it will be possible to use this database as a valid reference for an availability factor expectation, particularly useful for countries in the early stages of employing gas turbine plant and combined cycle plant as part of their power systems.

Section 6 of this report presents statistics on availability and unavailability of nuclear power plants. It was prepared by the International Atomic Energy Agency (IAEA), which supplied data relating to nuclear power plants through its PRIS (Power Reactor Information System) database. Information and data on nuclear reactors in the world has been collected by the IAEA practically since its establishment. Starting in 1970, operating experience data in addition to basic information and design data was collected and published in annual reports. In 1980, the Power Reactor Information System (PRIS) was implemented to facilitate the analysis of power plant performance as well as to produce relevant publications. Since then, PRIS has been continuously updated and improved and it now constitutes the most complete data bank on nuclear power reactors in the world. It has been widely used and it constitutes an essential source of information on nuclear power to all those concerned.

As regards the general organization of this report, the most important figures are provided for the relevant text. Detailed statistics, graphs and tables are given in the appendices, referred to in the text as Appendices C for conventional units, Appendices G for gas turbine and combined cycle and Appendices N for nuclear power plants.

4. FOSSIL-FUEL THERMAL GENERATING UNITS (STEAM TURBINE)

This section covers fossil-fuel (conventional) thermal units (steam turbine) and provides results obtained from replies to the survey sent to WEC member countries, for the years 1997 to 1999 presented in the form of annual tables. Results are also presented on an age basis (per operating year) in the form of diagonal tables, with data collection starting in 1962. The first year of “age” is, in these tables, the first full calendar year following the date of commercial operation.

Availability and unavailability statistics are provided for steam turbines units. Four basic fuel types are described as presented in Figure 4-1. Categories of capacity used in the analysis are described in Figure 4-2.

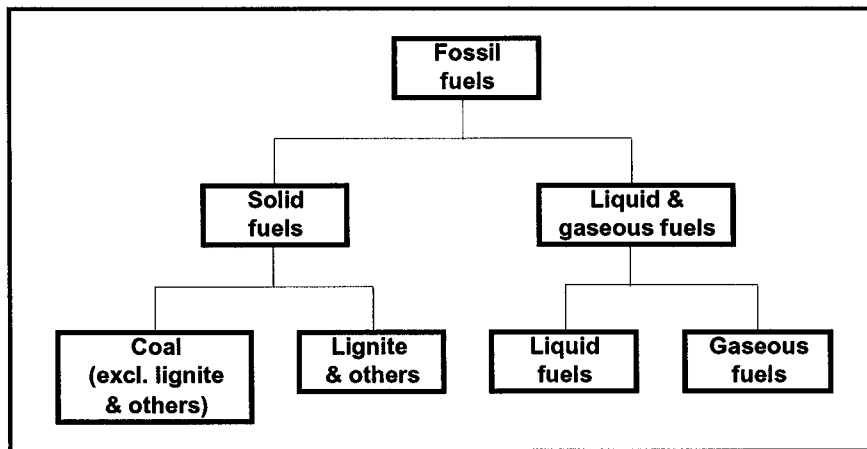


Figure 4-1 Fuel Types

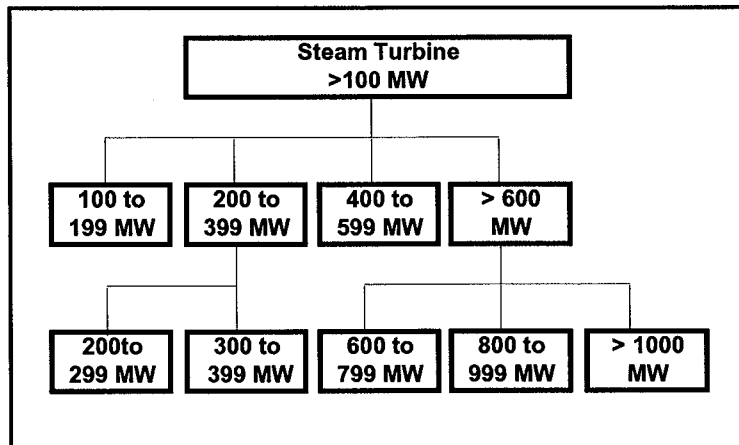


Figure 4-2 Class of Capacity

The following major regions have been identified:

- 1) Western Europe
- 2) North America (United States and Canada)
- 3) Japan
- 4) China
- 5) Russian Federation
- 6) World*
- 7) Other countries

In this report, all results presented in the category "World*" comprise Western Europe, North America and other countries, excluding Japan, China, and the Russian Federation. Japan, China and the Russian Federation provided data to the WEC survey more recently as compared to countries included in the World* average. The important change in the consistency of the world sample due to the integration of large numbers of fossil fuel units in these three countries (Japan, China, and Russian Federation) would lead to some misleading conclusions. Therefore, these countries are presented as "regions", on an individual basis. In addition, and this is mainly true for Japan, the operational experience as seen through the observed results show some peculiarities that merit individual presentations.

4.1 ANNUAL UNAVAILABILITY FACTORS FOR 1997 TO 1999

The annual unavailability factors from 1997 to 1999 are given in Appendices C1 to C17. They differentiate between loss of energy availability due to planned maintenance programs (PUF), and loss of energy availability due to all other reasons, the sum of both factors being the total unavailability factor $EUF = PUF + UUF$. Thus, the energy availability factor (EAF), is equal to $100 - EUF$ (in %).

For steam turbine units, the results obtained for the above three main regions fall within the ranges presented in Table 4-1.

Table 4-1 Energy Availability Factors - Steam Turbines

EAF (%)	World*	North America	Western Europe	Other
All fuels	83.5 (1830)	83.0 (1097)	85.0 (258)	83.9 (473)
Solid fuels	84.5 (1150)	83.6 (745)	86.3 (137)	86.4 (265)
Liquid and Gaseous fuels	81.4 (637)	81.7 (352)	83.5 (120)	78.6 (165)

NB: The number in parentheses refers to the total number of units in the sample (average over three years)

The size effect is presented in Table 4-2 (all fuels, for World*).

Table 4-2 Energy Availability and Unavailability Factors - Steam Turbines – World*

(%)	Capacity (MW)						
	(all sizes)	100/199	200/299	300/399	400/599	600/799	800/999
EAF	83.5	84.5	82.2	82.7	83.7	84.0	85.7
PUF	10.6	10.1	11.9	11.0	10.3	10.2	10.2
UUF	5.9	5.4	5.9	6.3	6.0	5.8	4.1
N	1830	603	370	314	339	157	34

N = number of units, average over three years.

To facilitate understanding of the trends identified over the last three years, 1997-1999, a broad overview of the situation is given, together with trends in the form of a graph in Figure 4-3, where:

- X is the value of UUF , unplanned energy unavailability (three-year average)
- Y is the value of PUF , planned energy unavailability (three-year average).

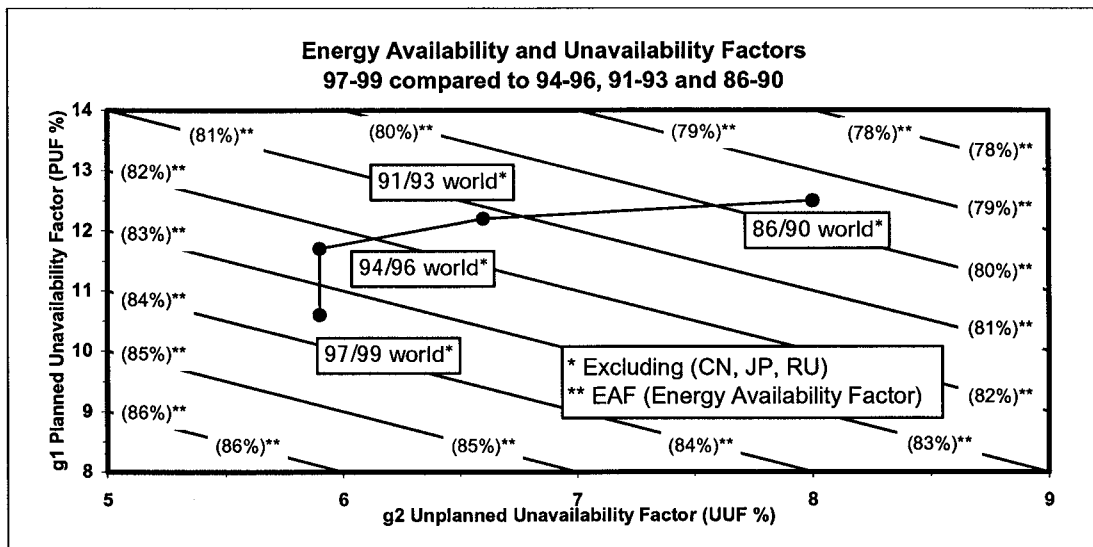


Figure 4-3 Energy Availability and Unavailability Factors (1997 - 1999), compared to 1994-1996, 1991-1993, 1986-1990