

(19) 日本国特許庁(JP)

(12) 公開特許公報(A)

(11) 特許出願公開番号

特開2014-173600

(P2014-173600A)

(43) 公開日 平成26年9月22日(2014.9.22)

(51) Int.Cl.	F I	テーマコード (参考)
FO1K 23/10 (2006.01)	FO1K 23/10	G 3G071
FO1D 17/00 (2006.01)	FO1K 23/10	C 3G081
FO1D 17/08 (2006.01)	FO1D 17/00	J 5H590
FO1D 17/04 (2006.01)	FO1D 17/08	A
FO2C 6/00 (2006.01)	FO1D 17/04	

審査請求 有 請求項の数 10 O L 外国語出願 (全 22 頁) 最終頁に続く

(21) 出願番号 特願2014-43975 (P2014-43975)
 (22) 出願日 平成26年3月6日(2014.3.6)
 (31) 優先権主張番号 13158048.2
 (32) 優先日 平成25年3月6日(2013.3.6)
 (33) 優先権主張国 欧州特許庁 (EP)

(71) 出願人 503416353
 アルストム テクノロジー リミテッド
 ALSTOM Technology L
 t d
 スイス国 バーデン ブラウン ボヴェリ
 シュトラーセ 7
 Brown Boveri Strass
 e 7, CH-5400 Baden,
 Switzerland
 (74) 代理人 100114890
 弁理士 アインゼル・フェリックス＝ライ
 ンハルト
 (74) 代理人 100099483
 弁理士 久野 琢也

最終頁に続く

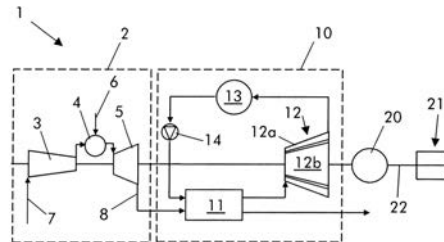
(54) 【発明の名称】 コンバインドサイクル発電用のプラントを運転する方法

(57) 【要約】

【課題】 電力系統に供給される電力を発生することなく、ガスタービン及び蒸気タービンを備えるコンバインドサイクル発電プラントを最小負荷で運転させる。

【解決手段】 ガスタービン 2 が、圧縮機 3 がその公称速度で運転される条件に負荷低減され、蒸気タービン 1 2 が、ガスタービン (2) の負荷低減と同調して、プラント 1 によって電力系統 2 1 へ送出される合計負荷が実質的にゼロに等しい条件に負荷低減し、ガスタービン 2 及び前記蒸気発電システム 1 0 の両方が接続されている。

【選択図】 図 1



【特許請求の範囲】**【請求項 1】**

コンバインドサイクル発電用のプラント(1)を運転する方法であって、該プラント(1)は、少なくとも1つのガスタービン(2)と、少なくとも1つの蒸気発電システム(10)とを備え、前記プラント(1)は、電力系統(21)に接続可能な少なくとも1つの発電機(20)を作動させ、前記ガスタービン(2)は、圧縮機(3)を備え、前記蒸気発電システム(10)は、蒸気タービン(12)と、排熱回収ボイラ(11)と、バイパスライン(40)とを備え、前記方法は、前記ガスタービン(2)を、前記圧縮機(3)がその公称速度で運転される条件に負荷低減することを特徴とし、前記方法はさらに、前記蒸気タービン(12)を、前記ガスタービン(2)の負荷低減と同調して、前記プラント(1)によって前記電力系統(21)へ送出される合計負荷が実質的にゼロに等しい条件に負荷低減し、前記ガスタービン(2)及び前記蒸気発電システム(10)の両方が接続されていることを特徴とする、コンバインドサイクル発電プラント(1)を運転する方法。

10

【請求項 2】

前記蒸気タービン(12)を、該蒸気タービン(12)が前記プラント(1)の内部補助負荷需要をカバーしかつ前記圧縮機(3)がその公称速度で運転するのを維持するために必要な負荷をもカバーするような条件まで負荷低減する、請求項1記載の方法。

【請求項 3】

前記ガスタービン(2)を、前記蒸気タービン(12)が最小負荷条件に達する前に前記排熱回収ボイラ(11)の出口における蒸気温度が前記蒸気タービン(12)によって要求される許容可能な温度よりも高くなるような勾配に従って負荷低減する、請求項1又は2記載の方法。

20

【請求項 4】

前記蒸気タービン(12)の負荷低減とともに、前記バイパスライン(40)は、蒸気圧力を公称圧力に関して一定値に減じるために開く、請求項1から3までのいずれか1項記載の方法。

【請求項 5】

前記バイパスライン(40)は、蒸気圧力を公称圧力の15%~100%の一定値に減じるために開く、請求項4記載の方法。

30

【請求項 6】

前記バイパスライン(40)は、蒸気圧力を公称圧力の30%~50%の一定値に減じるために開く、請求項4記載の方法。

【請求項 7】

前記蒸気発電システム(10)におけるバイパスライン(40)に作用することによる、前記蒸気タービン(12)の負荷低減と、蒸気圧力の低下とは、前記ガスタービン(2)の負荷低減の間に前記ガスタービン(2)の排出温度の低下により生ぜしめられる蒸気温度の低下の前に、最小蒸気タービン(12)負荷及び最小蒸気圧力が達せられるようになっている、請求項4から6までのいずれか1項記載の方法。

【請求項 8】

前記発電機(20)は、前記電力系統(21)に接続されている、請求項1から7までのいずれか1項記載の方法。

40

【請求項 9】

前記発電機(20)は、前記電力系統(21)から切断される、請求項1から7までのいずれか1項記載の方法。

【請求項 10】

前記蒸気タービン(12)は、蒸気タービン制御弁に作用することによって前記プラント(1)に一次周波数支持を提供する、請求項1から9までのいずれか1項記載の方法。

【発明の詳細な説明】**【技術分野】**

50

【0001】

本発明は、ガスタービン及び蒸気タービンを備えるコンバインドサイクル発電用のプラントを、電力系統へ供給される電力を発生することなく最小限の負荷で運転する方法に関する。

【背景技術】

【0002】

現在では、再生可能エネルギー源からの発電が着々と成長しているので、"慣用の"発電プラントは、特に、まだ商業化にはるか及ばない大規模エネルギー貯蔵システムが存在しないときに、この発電プラントが接続された電力系統への補完的な発電を急に提供するためなどの、付加的な役割を担うことがますます要求される。一日の間の大幅な変動は、発電機が、需要と発電とのバランスを維持するために迅速に反応することを要求する。このような状況において、発電プラントは、柔軟に電力系統へ電力を供給しなければならない。例えば、電力系統によって要求されるエネルギーが低いときには、発電プラントは、電力系統へ供給される電力をゼロまで減じることができなければならない、電力系統が再び電力を要求するときには、発電プラントは、電力を極めて迅速に提供することができなければならない(場合によっては、発電プラントは、数秒間で数十メガワットを供給することができなければならない)。

10

【0003】

最近の10年間で、慣用の電力源の焦点の中心領域は、ベース負荷から中間負荷運転への切り替え、すなわち迅速な負荷勾配の必要性、より短い低負荷及び始動時間、及び電力系統の安定になりつつある。加えて、制御リザーブ及び周波数支持などの補助的なサービスの需要、及び第3の制御リザーブ及び負荷追従運転が、著しく増大した。その結果、電力系統ダイナミクスを安定させ、ひいては確実に経済的な電気供給を保証するために、ツー・シフト運転、負荷追従運転、アイランドオペレーション、バックスタート能力、周波数支持、及び極めて高い始動及び運転信頼性などの新たな運転要求が出現した。

20

【0004】

負荷サイクルのための要求は変化しており、再生可能エネルギーの拡大が増大しているので、"慣用の"発電プラントは、電力の生産能力過剰又は生産能力過少が存在する期間に適応しなければならない。関連する国及び電力系統に応じて、一次制御、二次制御、アイランドオペレーションの能力、負荷遮断、バックスタート能力、停電後の電力系統回復、周波数安定などの、供給の安全性を保証するために、様々なダイナミックな能力が要求される。コンバインドサイクルプラント(すなわちガスタービンと蒸気タービンを備える発電プラント)は、より広い負荷範囲においてより迅速な負荷変化を許容し、これは、これらのプラントをよりフレキシブルにしている。さらに、迅速な始動及び効率を考慮すると、コンバインドサイクル発電プラントは、他の発電方法と比較して優れている。さらに、コンバインドサイクルプラントは、革新的で、特に発展したシステムのおかげで、他の慣用の発電プラントよりも著しく高い負荷変化率を提供する。

30

【0005】

将来、現在計画されている再生可能能力が運転されると、コンバインドサイクル発電プラントなどの前のベース負荷の発電プラントは、部分負荷に減少されなければならないだけでなく、著しい過剰能力を回避するために多くの場合に完全にシャットダウンされなければならない。したがって、このようなコンバインドサイクル発電プラントは、再生可能電力の短期間の損失の際に需要をカバーするためにできるだけ迅速にシャットダウン状態から始動させられる必要がある。十分な貯蔵システムが存在しない場合の唯一の解決策は、いわゆる"ツー・シフト・オペレーション"における慣用のプラントの増大した使用、すなわち、負荷の変動を補償するために一日ごとに(時には一日に数回)始動及びシャットダウンすることである。このような運転状況においては、始動が極めて迅速かつ確実に行うことができることが重要であり、これは、その燃料及び燃焼システムの相対的な単純さにより、コンバインドサイクルプラントによって可能である。

40

【0006】

50

言及したように、始動信頼性は、ますます重要な問題となっており、コンバインドサイクルプラントは、最小程度の複雑さを有することにより、これに関して他の慣用の技術よりも著しい利点を有する。コンバインドサイクル発電プラントのための複数の始動方法は、例えば、欧州特許出願公開第2423462号明細書、欧州特許出願公開第0605156号明細書、中国実用新案公開第202230373号明細書などの従来技術において公知である。高められた始動は、例えば、米国特許出願公開第2005/0268594号明細書、米国特許出願公開第2009/0126338号明細書又は国際公開第2012/131575号から公知である。

【0007】

欧州特許第2056421号明細書などの従来技術において、(ガスタービン及び蒸気タービンを備えた)コンバインドサイクル発電プラントを電力系統に接続する方法も公知である。

10

【0008】

既に述べたように、電気市場の規制緩和、高い燃料価格、台頭する再生可能エネルギーにより、より多くのコンバインドサイクル発電プラントは、ピーク負荷発電プラントとして運転させられ、したがって、コンバインドサイクル発電プラントが供給する電力を、必要に応じて迅速に調節することができる。

【0009】

つまり、発電プラント製造業者は、コンバインドサイクル発電プラントを、ベース負荷運転のためだけでなく、中間負荷又は可能な最小可能負荷運転のためにも設計しなければならず、特に、低いエネルギー要求が発電プラントから要求されたときの発電プラントのシャットダウンなどの状況においてできるだけ迅速に要求される性能を提供するために、又は必要とされる要求される性能を提供するプラントのための迅速な始動のために要求される、増大した柔軟性を有する。

20

【0010】

発電プラントの静止からのあらゆる始動は、遅延又は低下した信頼性の危険性につながるため、発電プラントオペレータは、発電プラントを完全なシャットダウン運転からではなく、最小負荷運転状態から始動させることを好む。このような運転方式は、電気網の需要に合致するために発電プラントの正確なスケジュールを提供することができるための機会を提供し、特に任意の時間枠での確実な始動を提供する。しかしながら、最小可能負荷における発電プラントの運転は、複数の問題を有する：

30

- 最小負荷運転への発電プラントの負荷低減(de-loading)は、蒸気タービン材料の過剰応力につながる。あるガスタービン運転範囲よりも低いと、減じられたガスタービン排気温度は、排熱回収ボイラ(HRSG)の蒸気温度低下につながり、その結果、ロータ及びアドミッションバルブなどの高温蒸気タービン材料の冷却につながる。

- ガスタービンは、電力系統周波数支持、例えば一次応答を提供することはできない。最小負荷における運転は、トランスミッションシステム要求を満たさない。

【0011】

したがって、提供された最小プラント電力を使用することができるために、トランスミッションシステムオペレータの必要性が存在する。プラントは、負荷をできるだけ低く低下させることもできなければならない。本発明は、前記必要性を提供することに向けられている。

40

【先行技術文献】

【特許文献】

【0012】

【特許文献1】欧州特許出願公開第2423462号明細書

【特許文献2】欧州特許出願公開第0605156号明細書

【特許文献3】中国実用新案公開第202230373号明細書

【特許文献4】米国特許出願公開第2005/0268594号明細書

【特許文献5】米国特許出願公開第2009/0126338号明細書

50

【特許文献6】国際公開第2012/131575号

【特許文献7】欧州特許第2056421号明細書

【発明の概要】

【発明が解決しようとする課題】

【0013】

本発明は、電力系統に供給される電力を発生することなく、ガスタービン及び蒸気タービンを備えるコンバインドサイクル発電プラントを最小負荷で運転させる方法に関する。この最小負荷条件は、この最小負荷条件から出発する発電プラントのさらなる負荷上昇のために、プラントのシャットダウンの代わりに特に有利である。

【課題を解決するための手段】

【0014】

最小負荷運転条件は、発電プラント全てのタービン（ガスタービン及び蒸気タービンの両方）が作動しており（オンラインであり）、発生される負荷（すなわち、発電プラントにおける全てのタービンによって発生される合計出力負荷）が、ハウス負荷消費を超過しない（すなわち発電プラントの内部消費に必要な負荷を超過しない）という条件に対応する。つまり、電力系統へ送出される負荷はゼロである。

【0015】

本発明の方法は、電力系統へ送出されるゼロ負荷の条件への、コンバインドサイクル発電プラントの負荷低減に基づく。蒸気タービンが、ガスタービンにおける圧縮機を公称速度に維持するために必要な負荷も提供する場合に、ガスタービンは、その圧縮機が公称速度で運転している条件に対応する最小負荷条件、又はそれよりも低い条件へ負荷低減される。蒸気タービンも、ガスタービンの負荷低減と同調して、すなわちガスタービンによって提供される負荷と同調して負荷低減される。蒸気タービンの最小負荷条件は、発電プラントの内部補助負荷需要をカバーする条件、必要であれば、ガスタービン圧縮機をその公称速度に維持するために必要な余分な負荷に対応する。

【0016】

本発明の方法によれば、ガスタービン及び蒸気タービンの負荷低減は、次のように同調させられる。つまり、最小蒸気タービン負荷及び最小蒸気圧力が、ガスタービンの負荷低減の間にガスタービン排出温度の低減によって生ぜしめられる蒸気温度の低下の前に達せられるように、蒸気タービンの負荷低減と、蒸気圧力の低減とは、選択される。これは、機械的応力が最低可能値に減じられるので、蒸気タービン応力を熱応力のみに減じることが可能にする。加えて、最小負荷条件において、蒸気タービン制御弁に作用することにより、蒸気タービンは、発電プラントに一次周波数支持を提供することもできる。

【0017】

本発明の、前記課題、及び付随する利点の多くは、さらに容易に認められるであろう。なぜならば、それらは、添付の図面に関連して見た場合に以下の詳細な説明を参照することによってさらに理解されるからである。

【図面の簡単な説明】

【0018】

【図1】本発明による方法を実施するために用いることができるコンバインドサイクル発電プラントの概略図である。

【図2】本発明による方法によって、図1に示されたものと同様のコンバインドサイクル発電プラントを最小負荷で運転する方法を示している。

【発明を実施するための形態】

【0019】

本発明は、図1に概略的に示されたようなコンバインドサイクル発電プラントを運転する方法を開示する。

【0020】

発電プラント1は、ガスタービン2と、蒸気発電システム10とを備える。ガスタービン2と、蒸気発電システム10とは、ライン22を介して電力系統21に接続可能な発電

10

20

30

40

50

機 20 を作動させる（すなわち、発電機 20 に刺激を与える）。

【0021】

ガスタービン 2 は、圧縮機 3 と、燃焼室 4 と、タービン 5 とを備える。燃焼室 4 には、燃料 6 と、酸化剤 7（通常は圧縮機 3 において圧縮された空気）が供給され、燃料 6 と、酸化剤 7 とは、燃焼させられて、高温ガスを発生し、この高温ガスはタービン 5 において膨張させられて、これにより機械的動力を得る。

【0022】

タービン 5 は、排気煙道ガス 8 を排出し、この排気煙道ガス 8 は、その後、蒸気発電システム 10 へ供給される。蒸気発電システム 10 は、ボイラ 11（いわゆる排熱回収ボイラ、HRSG）を備え、このボイラ 11 は、ガスタービン 2 から煙道ガス 8 を受け取り、蒸気を発生し、この蒸気が、ステータ 12a とロータ 12b とを備える蒸気タービン 12 において膨張させられる。通常は、図 1 に示したように、蒸気発電システム 10 は、凝縮器 13 及びポンプ 14 も備える。ボイラ 11 によって発生された蒸気は、バイパスライン 40 を通じて凝縮器 13 へ送られてもよい。

10

【0023】

本発明の方法を実施するために、図 1 に示された典型的な態様とは異なる態様も可能である。

【0024】

本発明は、コンバインドサイクル発電プラント 1 を最小負荷で運転する方法であって、ガスタービン 2 と蒸気タービン 12 とが接続されており（オンラインであり）、発生された負荷（すなわち、ガスタービン 2 と蒸気発電システム 10 とによって発生された合計出力負荷）が、ハウス負荷消費を超過せず（すなわち、発電プラント 1 の内部消費に必要な負荷を超過せず）、電力系統 21 へ送出される負荷が、ゼロに等しい又は実質的にゼロに等しい、方法に関する。

20

【0025】

本発明の方法によれば、コンバインドサイクル発電プラント 1 の最小負荷運転条件に達するためのガスタービン 2 及び蒸気タービン 12 の負荷低減は、同調させられ、以下のよう特徴付けられる：

a) ベース負荷又は部分負荷条件におけるプラント 1 から開始して、ガスタービン 2 及び蒸気タービン 12 は、負荷低減し始める。

30

b) 蒸気タービン 12 は、実質的にゼロに等しい、電力系統 21 へ送出される合計負荷のための所要の最小負荷に対応する条件に負荷低減される。

c) ガスタービン 2 は、負荷低減勾配で負荷低減され、これは、蒸気タービン 12 が最小負荷条件に達する前に、排熱回収ボイラ 11 の出口における蒸気温度が、蒸気タービン 12 によって要求される許容可能な温度よりも高いことを保証する。

d) 蒸気タービン 12 の負荷低減により、バイパス 40 は、蒸気圧力を一定値、好適には公称圧力の 15% ~ 100%、より好適には公称圧力の 30% ~ 50% に減じるために開く。

e) 蒸気発電システム 10 におけるバイパス 40 に作用することによる、蒸気タービン 12 の負荷低減及び蒸気圧力の低下は、ガスタービン 2 の負荷低減の間にガスタービン 2 の排出温度の低下によって生ぜしめられる蒸気温度の低下の前に、最小蒸気タービン 12 負荷及び最小蒸気圧力が達せられるように選択される。

40

f) ガスタービン 2 の負荷と、蒸気タービン 12 の負荷との合計が、プラントの補助負荷需要に達するやいなや、ガスタービン 2 は負荷低減を停止し、電力系統 21 へ送出される負荷は、実質的にゼロに等しい。

【0026】

本発明の方法において、発電プラント 1 は、（ステップ f における）ハウス負荷条件よりも上で運転することができ、電力系統 21 へ送出される合計負荷は、発電機 20 を電力系統 21 に接続する接続ブレーカ（図示せず）が閉鎖されることにより、実質的にゼロに等しく、これにより、発電機は、電極系統 21 に接続されているが、電力系統 21 に一切

50

電力を供給することはなく、しかしながらプラント 1 は、必要であれば、蒸気タービン 12 及びガスタービン 2 によって負荷を提供することができる。これに代えて、引用されたブレーカが開いているときには、発電機 20 を電力系統 21 から切断することもでき、この状況においては、蒸気タービン 12 及びガスタービン 2 は、プラント補助のために必要な負荷を提供し、それと同時に、プラント周波数を制御する。

【0027】

本発明は、好適な実施の形態に関して完全に説明されたが、本発明の範囲に変更が加えられてよく、本発明をこれらの実施の形態によって限定されるものと考えず、しかし以下の請求項の内容による。

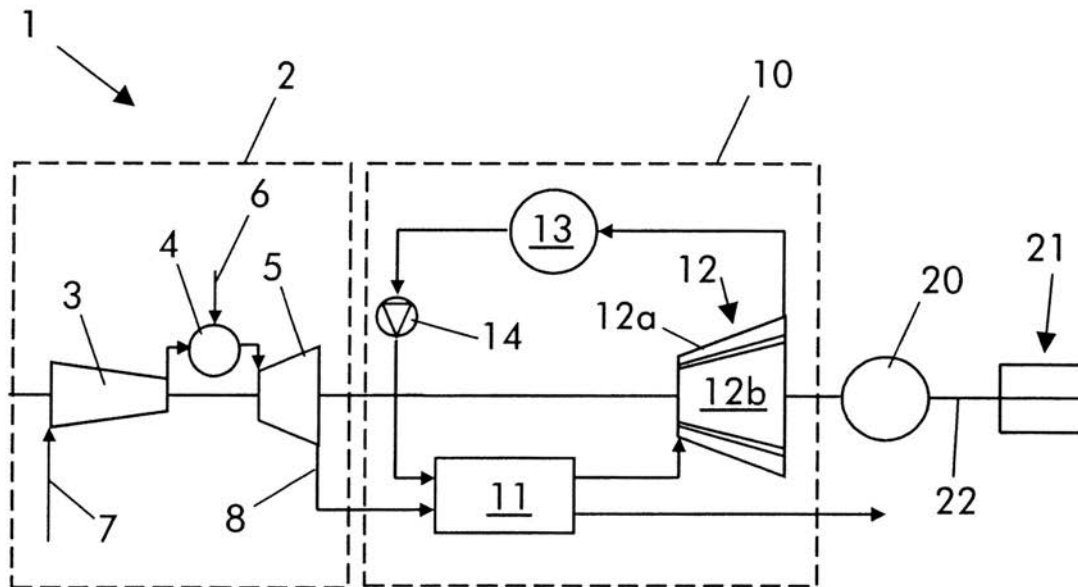
【符号の説明】

【0028】

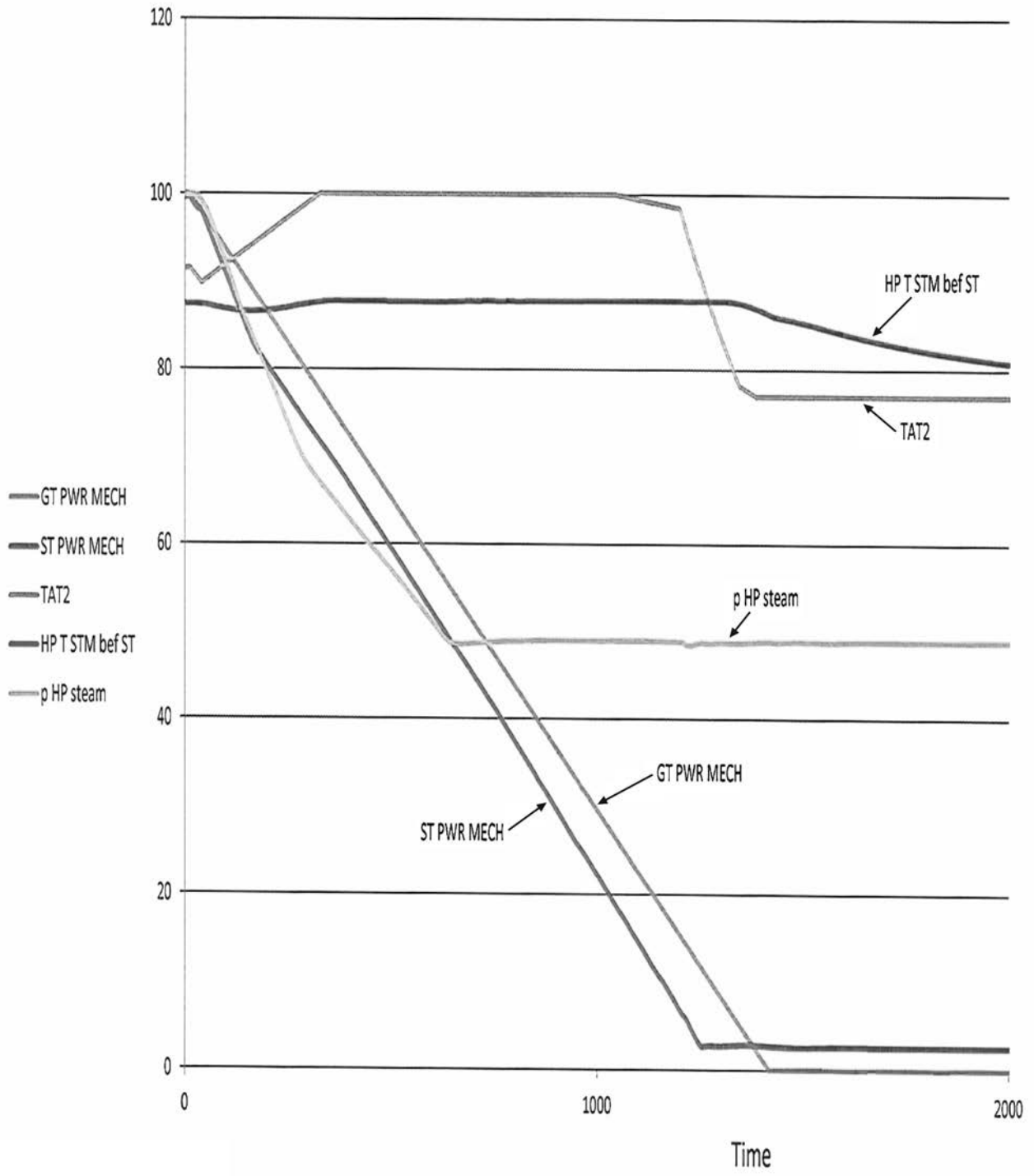
1 発電プラント、 2 ガスタービン、 3 圧縮機、 4 燃焼室、 5 タービン、 6 燃料、 7 酸化剤、 8 煙道ガス、 10 蒸気発電システム、 11 排熱回収ボイラ、 12 蒸気タービン、 12a ステータ、 12b ロータ、 13 凝縮器、 14 ポンプ、 20 発電機、 21 電力系統、 22 ライン、 40 バイパス

10

【図 1】



【 図 2 】



フロントページの続き

(51)Int.Cl.		F I		テーマコード(参考)
H 0 2 P	9/04	(2006.01)	F 0 1 D 17/00	L
			F 0 1 D 17/00	N
			F 0 2 C 6/00	D
			F 0 1 K 23/10	H
			H 0 2 P 9/04	P

(72)発明者 ハミド オリア
 スイス国 チューリッヒ アルダーシュトラッセ 4 9

(72)発明者 ヤン シュレーズィア
 スイス国 ヴェッティンゲン ランクシュトラッセ 9

(72)発明者 ミハエル ブライトフェルト
 スイス国 アドリスヴィル イム ズィールホーフ 1 9

(72)発明者 フィリップ プルナー
 スイス国 バーデン シュタットトゥアムシュトラッセ 8

Fターム(参考) 3G071 AA00 AB01 BA04 DA05 DA11 FA01 FA03 HA02 HA03 JA03
 3G081 BA02 BA11 BC07 BD00 DA06 DA26
 5H590 AA02 CA01 CA08 CA26 CE01 FA01 HA16 HA18

【外国語明細書】

METHOD FOR OPERATING A COMBINED-CYCLE POWER PLANT

FIELD OF THE INVENTION

5 The present invention relates to a method for operating at minimum load a combined-cycle power plant, comprising gas and steam turbines, without producing electric power that is supplied to a grid.

BACKGROUND

10

At present times, the production from renewable energy sources being steadily growing, “conventional” power plants will increasingly be required to take on additional tasks such as to provide complementary electricity production to the grid they are connected to on short notice, particularly in the absence of
15 large-scale energy storage systems, which are still far away from commercialization. Large fluctuations during the day require power generators to react quickly to maintain the balance between demand and production. Under these circumstances, the power plants have to supply power to the grid in a flexible way: for example, when the energy required by the grid is low they must be able to re-
20 duce the power supplied to the grid up to zero and when the grid requires power again they must be able to provide it very quickly (in some cases they must be able to provide tens of megawatt in seconds).

In the last ten years, the key area of focus of conventional power sources has been the switch from base load to intermediate load operation, and thus the
25 need for fast load ramps, shorter low-load and start-up times, and grid stabilization. In addition, the demand for ancillary services such as provision of control reserves and frequency support, as well as tertiary control reserves and load-follow operation, has increased significantly. As a result, new operating requirements have emerged, such as two-shift operation, load-follow operation, island
30 operation, black start capability, frequency support and very high start-up and operating reliability, in order to stabilize power grid dynamics and hence ensure secure and economic electricity supply.

As the requirements for load cycling are changing and the expansion of renewables is increasing, “conventional” power plants will have to accommodate to periods in which there is an over- or under-capacity of power. Depending on the country and power grid concerned, various dynamic capabilities are required to ensure security of supply, such as primary control, secondary control, capability for island operation, load rejection, black start capability, grid restoration following blackout, frequency stabilization, etc. Combined-cycle plants (i.e. power plants comprising gas and steam turbines) allow faster load changes within a wider load range, which make these plants more flexible. Furthermore, when considering fast start-ups and efficiency, the combined cycle power plant stands high in comparison with other electricity production methods. Even more, combined-cycle plants offer a significantly higher rate of load change than other conventional power plants thanks to innovative and specifically developed systems.

If, in future, the renewable capacity that is currently planned becomes operational, previously base loaded power plants, such as combined-cycle power plants, will not merely have to be run down to part load, but will have to be completely shut down in many cases in order to avoid significant overcapacities. These combined-cycle power plants will then need to be started up from the shut-down condition as rapidly as possible to cover demand in the event of short term loss of renewable power. The only solution, in the absence of adequate storage systems, is the increased use of conventional plants in so-called “two-shift operation”, that is, start-up and shut-down on a daily basis (and sometimes several times per day) in order to compensate for fluctuations in load. Under these operating conditions, it is essential that start-ups are able to take place very rapidly and reliably, which is possible with combined cycle plants, due to the relative simplicity of their fuel and combustion systems.

As it was mentioned, start-up reliability is becoming an increasingly important issue and combined-cycle plants exhibit significant advantages over other conventional technologies in this respect, due to the fact that they have the lowest degree of complexity. Several start-up methods for combined-cycle power plants are known in the state of the art, as per EP 2423462 A2, EP 0605156 A2,

CN 202230373 U, for example. Enhanced start-ups are known as per US 2005/0268594 A1, US 2009/0126338 A1 or WO 2012/131575 A1, for instance.

It is also known in the state of the art, as per EP 2 056 421, a method to connect a combined power plant (with gas turbine and steam turbine) to a grid.

5 As already stated, with the deregulation of the electricity market, high fuel prices and emerging renewable energy, more combined-cycle power plants are operated as peak load power plants, which can therefore adjust the power they supply as quickly as it is needed.

10 Thus, the power plant manufacturer must design the combined-cycle power plants not only for base-load operation, but also for medium-load or minimum possible load operation, and especially having the increased flexibility that is required for providing the required performance as quickly as possible situations such as the shutdown of the power plant when low energy requirements are required from the power plant or for a quickly start-up for the plant providing
15 the required performance needed.

As any start-up from standstill of the power plant is linked to a certain risk of delay or decreased reliability, the power plant operators prefer not to start the power plant from a complete shutdown operation but from a minimum load operation status. Such an operational strategy would provide the opportunity to be
20 capable of providing a correct schedule of the power plant to meet the requirement of the electrical network, particularly providing reliable start-up within a given time window. However, operating the power plant at the minimum possible load has several problems:

- 25 - The de-loading of the power plant to the minimum load operation leads to the over-stressing of the steam turbine materials. Below certain gas turbine operation range, reduced gas turbine exhaust temperature leads to reduction of the Heat Recovery Steam Generator (HRSG) steam temperature, consequently leading to cooling hot steam turbine materials such as the rotor and the admission valves.
- 30 - The gas turbine is not capable to provide grid frequency support, for example, primary response. Operation at minimum load does not fulfill the transmission system requirements.

Therefore, there exists the need of the transmission system operator to be capable to use the provided minimum plant power. The plant must be also capable to reduce the load as low as possible. The present invention is oriented towards providing the aforementioned needs.

5

SUMMARY OF THE INVENTION

The present invention relates to a method for operating at minimum load a combined-cycle power plant, comprising gas and steam turbines, without producing electric power that is supplied to a grid. This minimum load condition is particularly advantageous instead of the shutdown of the plant, for a further loading-up of the power plant departing from this minimum load condition.

The minimum load operation condition corresponds to that condition where all turbines (both gas and steam turbines) of the power plant are in operation (are online) and the load that is produced (that is, the total output load generated by all the turbines in the power plant) does not exceed the house load consumption (that is, does not exceed the load needed for internal consumption of the power plant). Thus the load exported to the grid is zero.

The method of the invention is based on the de-loading of the combined-cycle power plant to the condition of zero load exported to the grid. The gas turbine is de-loaded to the minimum load condition corresponding to that in which its compressor is operating at its nominal speed or to a condition lower than that, in the case where the steam turbines provides also the load necessary for maintaining the compressor in the gas turbine at nominal speed. The steam turbine is also de-loaded in coordination with the de-loading of the gas turbine, that is, in coordination with the load provided by the gas turbine. The minimum load condition of the steam turbine corresponds to that covering the internal auxiliary load demand of the power plant and, if necessary, to an extra load needed for maintaining the gas turbine compressor at its nominal speed.

According to the method of the invention, the de-loading of the gas turbine and the steam turbine is coordinated in such a way that the de-loading of the steam turbine and the reduction of the steam pressure are chosen such that the minimum steam turbine load and the minimum steam pressure are reached prior to the reduction of the steam temperature caused by the reduction of the gas turbine exhaust temperature during the de-loading of the gas turbine. This allows reducing the steam turbine stress to the thermal stress only, as the mechanical stress is reduced to the lowest possible value. In addition, at the minimum load condition, by acting on a steam turbine control valve, the steam turbine is also capable of providing primary frequency support to the power plant.

BRIEF DESCRIPTION OF DRAWINGS

The foregoing objects and many of the attendant advantages of this invention will become more readily appreciated as the same becomes better understood by reference to the following detailed description when taken in conjunction with the accompanying drawings, wherein.

Figure 1 shows a schematic view of a combined-cycle power plant that can be used to implement the method according to the invention.

Figure 2 shows the method for operating a combined-cycle power plant similar to that in Figure 1 at minimum load, with the method according to the present invention.

DETAILED DESCRIPTION OF THE INVENTION

The present invention discloses a method for operating a combined-cycle power plant as the one schematically shown in Figure 1.

The power plant 1 comprises a gas turbine 2 and a steam power generation system 10: the gas turbine 2 and the steam power generation system 10 activate (that is, provide excitation to) an electric generator 20 connectable to an

electric grid 21 via line 22.

The gas turbine 2 comprises a compressor 3, a combustion chamber 4 and a turbine 5. The combustion chamber 4 is fed with fuel 6 and oxidizer 7 (usually air compressed in the compressor 3); fuel 6 and oxidizer 7 are com-
5 busted to generate hot gases that are expanded in the turbine 5 to obtain mechanical power.

The turbine 5 discharges exhaust flue gases 8 that are then supplied to the steam power generation system 10; the steam power generation system 10 comprises a boiler 11 (also called Heat Recovery Steam Generator, HRSG) that
10 receives the flue gases 8 from the gas turbine 2 and produces steam that is expanded in a steam turbine 12, comprising a stator 12a and a rotor 12b. Typically, as shown in Figure 1, the steam power generation system 10 also comprises a condenser 13 and a pump 14. The steam produced by the boiler 11 may be dumped into the condenser 13 through a bypass line 40.

15 Different schemes to the exemplary one shown in Figure 1 are also possible for implementing the method of the invention.

The present invention relates to a method for operating the combined-cycle power plant 1 at minimum load, where the gas turbine 2 and the steam turbine 12 are connected (are online) and the load that is produced (that is, the
20 total output load generated by the gas turbine 2 and the steam power generation system 10 does not exceed the house load consumption (that is, does not exceed the load needed for internal consumption of the power plant 1), the load exported to the grid 21 being equal to zero or substantially equal to zero.

25 According to the method of the invention, the de-loading of the gas turbine 2 and of the steam turbine 12 to reach the minimum load operation condition of the combined-cycle power plant 1 is coordinated, and is characterized as follows:

- a) Starting from the plant 1 at base load or at part load condition, the
30 gas turbine 2 and the steam turbine 12 start to de-load.
- b) The steam turbine 12 is de-loaded to the condition which corre-

sponds to the required minimum load for the total exported load to the grid 21 being substantially equal to zero.

- 5 c) The gas turbine 2 is de-loaded with a de-loading gradient which ensures that the steam temperature at the outlet of the Heat Recovery Steam Generator 11 is above the allowable temperature required by the steam turbine 12, before the steam turbine 12 has reached the minimum load condition
- 10 d) With the de-loading of the steam turbine 12, the bypass 40 opens to reduce the steam pressure to a fixed value, preferably between 15% and 100% of the nominal pressure, more preferably between 30% and 50% of the nominal pressure.
- 15 e) The de-loading of the steam turbine 12 and the reduction of the steam pressure by acting on the bypass 40 in the steam power generation system 10 are chosen such that the minimum steam turbine 12 load and the minimum steam pressure are reached prior to the reduction of the steam temperature caused by the reduction of the gas turbine 2 exhaust temperature during the de-loading of the gas turbine 2.
- 20 f) The gas turbine 2 stops de-loading as soon as the gas turbine 2 load plus the steam turbine 12 load reach the plant auxiliaries load demand, the load exported to the grid 21 being substantially equal to zero.

In the method of the invention, the power plant 1 can operate at house load condition (under step f) above, the total load exported to the grid 21 being substantially equal to zero) with a connection breaker (not shown) connecting the electric generator 20 to the grid 21 closed, so that the generator 20 is connected to the grid 21 but does not provide any power to it, though the plant 1 can provide load by the steam turbine 12 and the gas turbine 2, if required. Alternatively, the electric generator 20 can also be disconnected to the grid 21, when the cited breaker is open: in this situation, the steam turbine 12 and the gas turbine 2 provide the load necessary for the plant auxiliaries, controlling at the same time the plant frequency.

Although the present invention has been fully described in connection with preferred embodiments, it is evident that modifications may be introduced within the scope thereof, not considering this as limited by these embodiments, but by the contents of the following claims.

5

REFERENCE NUMBERS

1 power plant

2 gas turbine

3 compressor

10 4 combustion chamber

5 turbine

6 fuel

7 oxidizer

8 flue gases

15 10 steam power generation system

11 boiler

12 steam turbine

12a stator

12b rotor

20 13 condenser

14 pump

20 electric generator

21 grid

22 line

25 40 bypass line

CLAIMS

1. Method for operating a combined-cycle power plant (1), the plant (1) comprising at least a gas turbine (2) and at least a steam power generation system (10), the plant (1) activating at least one electric generator (20) connectable to an electric grid (21), wherein the gas turbine (2) comprises a compressor (3) and wherein the steam power generation system (10) comprises a steam turbine (12), a heat recovery steam generator (11) and a bypass line (40), the method being characterized in that the gas turbine (2) de-loads to a condition, where the compressor (3) operates at its nominal speed, the method being further characterized in that the steam turbine (12) de-loads in coordination with the de-load of the gas turbine (2), to a condition where the total load exported by the plant (1) to the grid (21) is substantially equal to zero, being both the gas turbine (2) and the steam power generation system (10) connected.
2. The method of claim 1, characterized in that the steam turbine (12) de-loads to a condition such that the steam turbine (12) covers the internal auxiliary load demand of the plant (1) and also covers the load necessary for maintaining the compressor (3) operating at its nominal speed.
3. Method according to any of claims 1-2, characterized in that the gas turbine (2) is de-loaded following a gradient such that the steam temperature at the outlet of the heat recovery steam generator (11) is above the allowable temperature required by the steam turbine (12), before the steam turbine (12) has reached the minimum load condition.

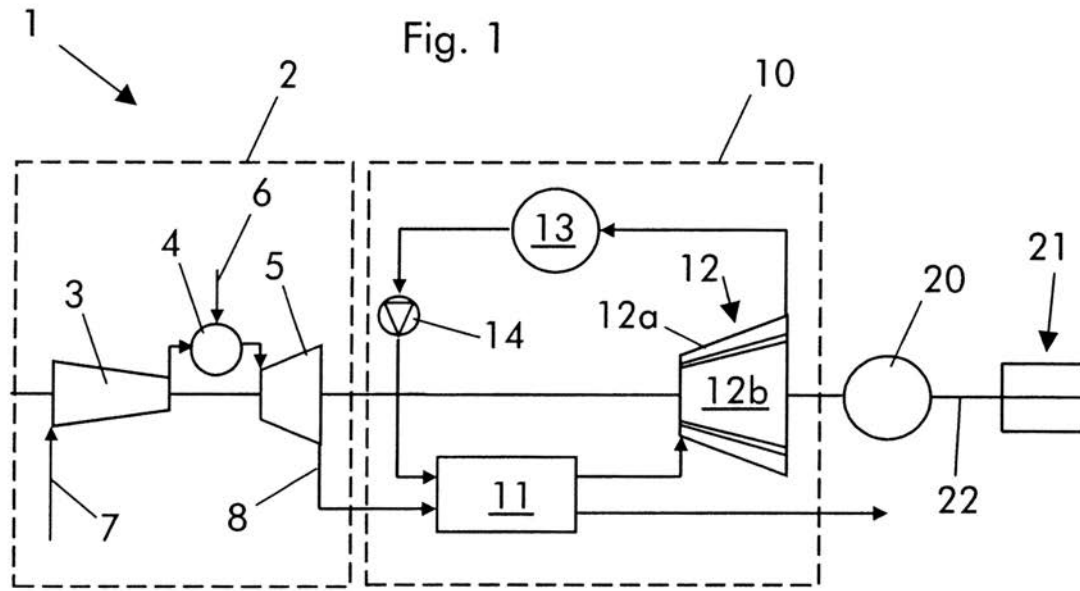
4. Method according to any of the previous claims, characterized in that with the de-loading of the steam turbine (12), the bypass line (40) opens to reduce the steam pressure to a fixed value relative to the nominal pressure.
- 5 5. Method according to claim 4, characterized in that the bypass line (40) opens to reduce the steam pressure to a fixed value between 15% and 100% of the nominal pressure.
- 10 6. Method according to claim 4, characterized in that the bypass line (40) opens to reduce the steam pressure to a fixed value between 30% and 50% of the nominal pressure.
- 15 7. Method according to any of claims 4-6, characterized in that the de-loading of the steam turbine (12) and the reduction of the steam pressure by acting on the bypass line (40) in the steam power generation system (10) are such that the minimum steam turbine (12) load and the minimum steam pressure are reached prior to the reduction of the steam temperature caused by the reduction of the gas turbine (2) exhaust temperature during the de-loading of the gas turbine (2).
- 20 8. Method according to any of the previous claims, characterized in that the generator (20) is connected to the grid (21).
- 25 9. Method according to any of claims 1-7, characterized in that the generator (20) is disconnected from the grid (21).
- 30 10. Method according to any of the previous claims, characterized in that the steam turbine (12) provides primary frequency support to the plant (1) by acting on a steam turbine control valve.

ABSTRACT

Method for operating a combined-cycle power plant (1), the plant (1) comprising at least a gas turbine (2) and at least a steam power generation system (10), the
5 plant (1) activating at least one electric generator (20) connectable to an electric grid (21), wherein the gas turbine (2) comprises a compressor (3) and wherein the steam power generation system (10) comprises a steam turbine (12), a heat recovery steam generator (11) and a bypass line (40), the method being such that the gas turbine (2) de-loads to a condition, where the compressor (3) oper-
10 ates at its nominal speed, the method being further such that the steam turbine (12) de-loads in coordination with the de-load of the gas turbine (2), to a condition where the total load exported by the plant (1) to the grid (21) is substantially equal to zero, being both the gas turbine (2) and the steam power generation system (10) connected.

15

Figure 1



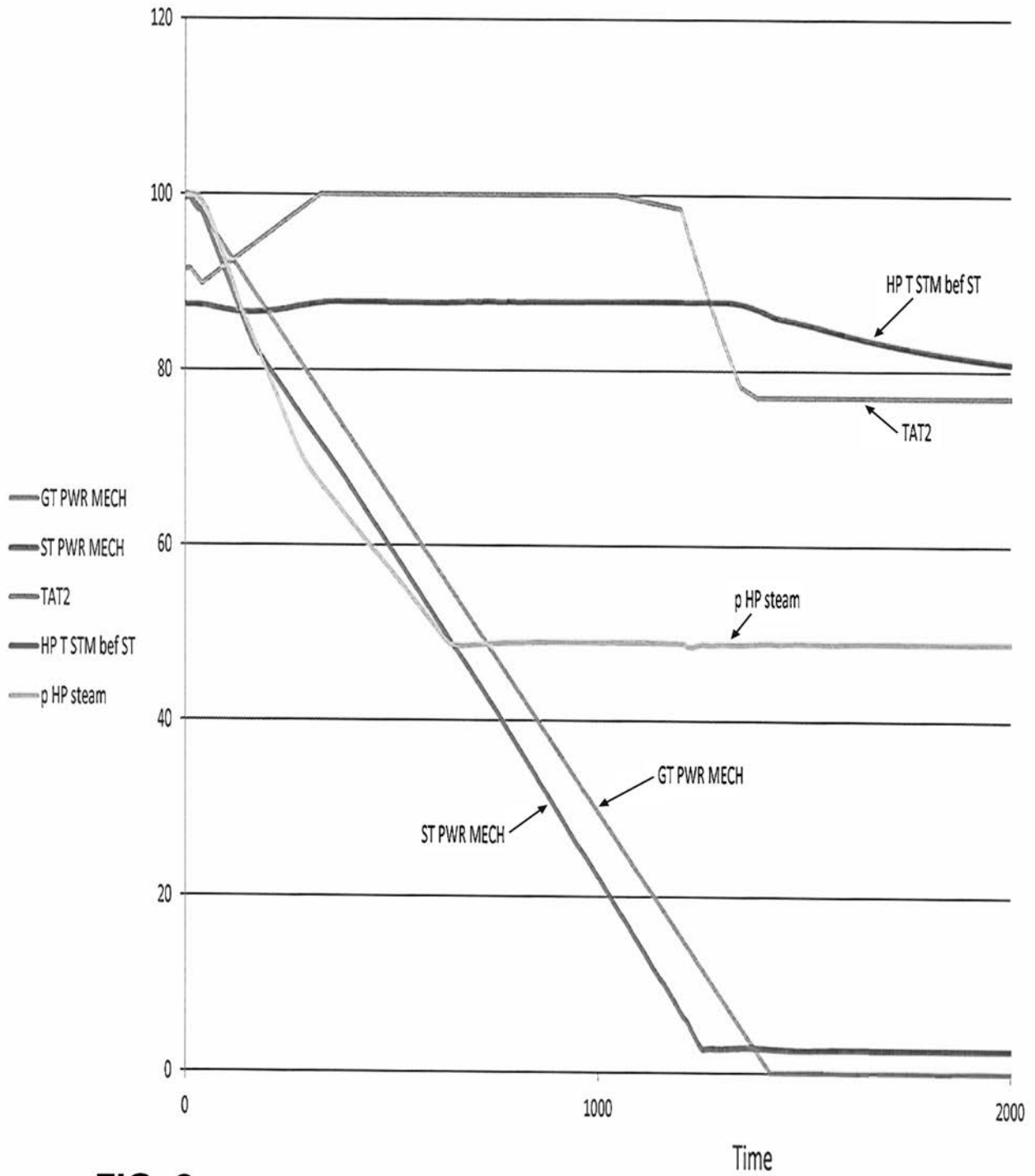


FIG. 2